

Кам'янець-Подільський національний університет імені Івана Огієнка

**О. М. СЕМЕРНЯ**

# **ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ**

**НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК**

**Електронне видання на CD-ROM**

**Кам'янець-Подільський  
2021**

УДК 33:502/504(057.8)

ББК 20.18я73

С30

*Рекомендувала вчена рада Кам'янець-Подільського національного університету  
(протокол № 11 від 26 листопада 2020 р.)*

### Рецензенти:

**О.І. Любинський** — доктор сільськогосподарських наук, професор, завідувач кафедри екології Кам'янець-Подільського національного університету імені Івана Огієнка;

**Н. В. Казанішена** — кандидат педагогічних наук, доцент, завідувачка кафедри біології та методики її викладання Кам'янець-Подільського національного університету імені Івана Огієнка;

**М. О. Тарасенко** — кандидат біологічних наук, доцент кафедри екології та біологічної освіти Хмельницького національного університету.

**Семерня О. М.**

**С30 Природозберігаючі технології:** навчальний посібник [Електронний ресурс]. Кам'янець-Подільський: Кам'янець-Подільський національний університет імені Івана Огієнка, 2021. 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); 12 см.

Особливість електронного навчального посібника «Природозберігаючі технології» у тім, що в тексті зібрані гостро актуальні питання сьогодення в «зеленій» економіці як природозберігаючих технологій світу та України, «екологізації» виробництва, екологічні технології, зокрема й впровадження концепції «Нуль відходів» / «Zero Waste»; вегетаріанство, веганство, сиродієння як екологічні стилі життя; екологічний проект «Планета без пластику», «зелений» туризм, «зелений» бізнес, «зелені» інвестиції, стейкхолдери, концепція «зелений» офіс, сміттєпереробний завод, електростанція на дровах, сонячні, водні та молекулярні гідроелектростанції, екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction тощо. Включені питання формування екологічного світогляду студентів.

Навчальний посібник містить англійськомовні статті екологічного змісту інноваційного характеру з світовим значенням використання «зелених» (природозберігаючих) технологій та інвестицій. Магістранти мають можливість ознайомитись з 21 статтею екологічних природозберігаючих ідей світу та сформуванню професійні компетенції за спеціальністю 101 Екологія. Список використаних джерел містить літературу для самоосвіти, а інформаційні ресурси дозволяють студентам сформуванню умінь, навички, переконання екологічного світогляду і екологічного патріотизму. Електронний навчальний посібник «Природозберігаючі технології» зручний у використанні тим, що має дискретне посилання на відповідну запрошену сторінку: для молоді – це раціонально-практично та комфортно в застосуванні.

Адресовано науково-педагогічним працівникам, які викладають екологічні дисципліни і дисципліни психолого-педагогічного спрямування природничо-математичних наук, магістрантам, здобувачам освіти.

УДК 33:502/504(057.8)

ББК 20.18я73

# ЗМІСТ

	<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ</b>	
	<b>ПЕРЕДМОВА</b>	
	<b>РОЗДІЛ 1. ЛЕКЦІЙНИЙ МАТЕРІАЛ З НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»</b>	
	<b>1.1. Тема 1. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ: СУТНІСТЬ, ЦІЛІ ТА БАЗОВІ ПРИНЦИПИ</b> <b>1.1.1. Лекція 1. Вступ. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології: сутність, цілі. Формування екологічного світогляду студентів</b> <b>1.1.2. Лекція 2. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології: базові принципи</b>	
	<b>1.2. Тема 2. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА В КОНТЕКСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПЕРЕХОДУ УКРАЇНИ ДО СТАЛОГО РОЗВИТКУ</b> <b>1.2.1. Лекція 3. Основні положення: «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку. «Зелені» інвестиції</b>	
	<b>1.3. Тема 3. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА: МОЖЛИВОСТІ УКРАЇНИ</b> <b>1.3.1. Лекція 4. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології в реаліях України. «Зелений» туризм</b>	

**1.4. Тема 4. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА В КЛЮЧІ ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ: СУПЕРЕЧНОСТІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ**

**1.4.1. Лекція 5. Чинники розвитку «зеленої» економіки в аспекті природозберігаючих технологій: вегетаріанство, веганство, сиродіння як екологічні стилі життя; екологічний проект «Планета без пластику»**

**1.5. Тема 5. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК МЕХАНІЗМ ПОДОЛАННЯ БЕЗРОБІТТЯ: УТОПІЯ ЧИ РЕАЛЬНІСТЬ?**

**1.5.1. Лекція 6. Ефективні чинники добробуту населення від «зеленої» економіки як ПЗТ в Україні. «Зелений» офіс. Стейкхолдери**

**1.6. Тема 6. ВИМІРЮВАННЯ «ЗЕЛЕНОГО» ЗРОСТАННЯ В УКРАЇНІ ЧЕРЕЗ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**1.6.1. Лекція 7. Практика застосування «зеленого» зростання як ПЗТ в Україні. Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste». Екологічні технології. Сміттєпереробний завод. Електростанція на дровах. Сонячні електростанції. Відновлювальні джерела енергії**

**РОЗДІЛ 2. МЕТОДИЧНІ РОЗРОБКИ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З КУРСУ «ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»**

**2.1. Практичне заняття № 1. Вступ. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології. Формування екологічного світогляду студентів**

**2.2. Практичне заняття № 2. «Зелена» економіка України. «Зелений» бізнес**

**2.3. Практичне заняття № 3. Особливості ЗЕ і ПЗТ. «Зелені» інвестиції**

**2.4. Практичне заняття № 4. Концептуальні положення ЗЕ як природозберігаючих технологій**

**2.5. Практичне заняття № 5. Статистичне оцінювання розвитку «зеленої» економіки в Україні**

**2.6. Практичне заняття № 6. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології: стратегічний пріоритет реформ на регіональному рівні**

**2.7. Практичне заняття № 7. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої» економіки**

**2.8. Практичне заняття № 8. Моделювання розвитку «зеленої» економіки. Екологічні технології**

**2.9. Практичне заняття № 9. «Зелена» економіка та профспілки. Стейкхолдери**

**2.10. Практичне заняття № 10. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні**

**2.11. Практичне заняття № 11. Стратегічні пріоритети розвитку «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій у країнах світу**

**2.12. Практичне заняття № 12. Головні тренди КСВ (Corporate Social Responsibility) – «зелена» економіка. «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція. Сміттєпереробний завод**

**2.13. Практичне заняття № 13. Узагальнення: «зелена» економіка як природозберігаючі технології – сутність, цілі та базові принципи**

**РОЗДІЛ 3. МАТЕРІАЛИ ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ  
СТУДЕНТІВ З НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ  
«ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»**

**3.1. Методичні основи самостійної роботи студентів з природозберігаючих технологій**

**3.2. The impacts of storing solar energy in the home**

**3.3. How to meet EU GHG emission reduction targets –  
A model based de-carbonization pathway for Europe's  
electricity supply system until 2050**

**3.4. Comparing policy routes for low-carbon power  
technology deployment in EU – an energy system analysis**

**3.5. Towards a green energy economy – The EU Energy  
Union's transition to a low-carbon zero subsidy electricity  
system**

**3.6. TIMES modelling of transport sector in China and USA**

**3.7. Power system balancing for deep decarbonization of  
the electricity sec-tor**

**3.8. Modelling building's decarbonization with application  
of China TIMES model**

**3.9. JRC\_Energy System Modelling**

**3.10. Energy security assessment methods – Quantifying  
the security co-benefits of decarbonising the Irish Energy  
System**

**3.11. Decarbonization under Green Growth Strategies –  
The case of South Korea**

**3.12. A multi-model assessment of the co-benefits of  
climate mitigation for global air quality**

**3.13. Energy Scenarios for SE Europe**

**3.14. Drivers of regional decarbonization through 2100**

**3.15. Assessing green energy economy stimulus packages – Evidence from the U.S. programs targeting renewable energy**

**3.16. A New Proposed Approach for Future Large-scale Decarbonization Coal-fired Power Plants**

**3.17. Energy security under decarbonization scenarios**

**3.18. Low Carbon Energy Roadmap for Ireland**

**3.19. Low-carbon and Energy Strategies for the EU**

**3.20. Decarbonization of fossil fuels as a strategy to control global warming**

**3.21. The decarbonization of the world's energy matrix**

**3.22. Decarbonization – Achieving near-total energy independence**

**3.23. Модульна контрольна робота студентів**

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

**ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК**

Міністерство освіти і науки України  
Кам'янець-Подільський національний університет імені Івана Огієнка

Навчальне електронне видання на CD-ROM

**СЕМЕРНЯ Оксана Миколаївна**

доктор педагогічних наук, доцент, доцент кафедри екології  
Кам'янець-Подільського національного університету імені Івана Огієнка

# **ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ**

**НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК**

**Електронне видання на CD-ROM**

Один електронний оптичний диск (CD-ROM).  
Об'єм даних 99,7 Мб. Обл.-вид. арк. 18,5. Підп. 28.04.2021. Тираж 10. Зам. № 931.

Видавець і виготовлювач Кам'янець-Подільський національний університет  
імені Івана Огієнка, вул. Огієнка, 61, м. Кам'янець-Подільський, 32300  
Свідоцтво про внесення до державного реєстру суб'єктів видавничої справи  
серії ДК № 3382 від 05.02.2009 р.



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

**0 Waste** – «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція

**АЕС** – атомна електростанція

**ВВП** – валовий внутрішній продукт

**ВДЕ** – відновлювані джерела енергії

**ВЕ** – «веганство» екологічна течія

**ВЕС** – вітрова електростанція

**ГЕС** – гідроелектростанція

**ЕРІ** – індекс екологічної продуктивності

**ЄЕК ООН** – Європейська економічна комісія Організації Об'єднаних Націй

**ЄТП** – виробник «Євро Труб Полімер»

**ЄС** – Європейський Союз

**ЗЕ** – «зелена» економіка

**ЗІ** – «зелені» інвестиції

**ЗМІ** – засоби масової інформації

**ККД** – коефіцієнт корисної дії

**МГЕС** – молекулярна гідроелектростанція

**МОП** – Міжнародної організації праці

**НДДКР** – науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи

**НПС** – навколишнє природне середовище

**ОВД** – оцінка впливу на довкілля

**ОЕСР** – Організація економічного співробітництва та розвитку

**ОКІ** – міжнародний бренд компанії екологічної друкарні

**ООН** – організація об'єднаних націй

**ОСГ** – особисте селянське господарство

**ПЗТ** – природозберігаючі технології

**Пост-2015** – порядок денний у галузі розвитку на період після 2015 р.

**РЕЧВ** – сфера ресурсно-ефективного та більш чистого виробництва

**СЕ** – «сироїдіння» екологічна течія

**СЕО** – стратегічна екологічна оцінка довкілля

**СЕС** – сонячна електростанція

**СОТ** – Світова організація торгівлі

**ССВ** – стале споживання та виробництво

**ССЕІ** – спільна система екологічної інформації

**СХП** – країни Східного партнерства

**ТЕС** – теплова електростанція

**ЧАЕС** – Чорнобильська атомна електростанція

**ЦСР** – цілі сталого розвитку

**ЮНДЕСА** – департамент ООН з економічних і соціальних питань

**ЮНЕП** – екологічна програма ООН з довкілля

**ЮНКСД** – конференція ООН з питань сталого розвитку

**ЮНКТАД** – конференція ООН по торгівлі й розвитку

## ПЕРЕДМОВА

У цілому світі та в Україні екологія набуває гострої актуальності через глобальний антропогенний вплив людства на природу. Тріада екологія-економіка-соціум виступає трендовою політикою багатьох держав світу. Природозберігаючі технології займають пріоритетні місця у цій тріаді. І Україна стрімко крокує в ногу з цими інноваційними процесами в «зеленій» економіці через упровадження нових природозберігаючих технологій, відновлюваних джерел енергії, «екологізації» виробництва, екологічних технологій, «зеленого» бізнесу, використання «зелених» інвестицій, залучення стейкхолдерів, зокрема й впровадження концепції «Нуль відходів» / «Zero Waste»; вегетаріанство, веганство, сироїдіння як екологічні стилі життя; екологічний проект «Планета без пластику», «зелений» туризм, концепція «зелений» офіс, сміттєпереробний завод, електростанцію на дровах, сонячні, вітрові, молекулярні гідро електростанції, екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction тощо. Має важливе значення й формування екологічного світогляду студентів.

Українці розуміють багатство нашої землі та правильно використовують її ресурси. Іноземні інвестори теж розуміють багатство нашої країни та, не завжди, правильно використовують природні ресурси. Іноземні інвестори зазвичай, переносять пріоритет фінансових інвестицій в «зелену» економіку, до «зеленого» бізнесу на доходність, ще більше економічної вигоди від упровадження «зелених» технологій. Саме тому, українським бізнесменам варто зрозуміти та усвідомити цей факт і контролювати «зелену» бізнесову діяльність іноземних інвесторів, стейкхолдерів.

Нам залишились у спадковість від радянського союзу застарілі технології та устаткування, важка промисловість, АЕС, ТЕС, ГЕС, які покроково відходять у забуття, заміщаючи їх новими сучасними екологічними модними технологіями і устаткуваннями, природозберігаючими технологіями. Екологічний спосіб життя стає нормою для підростаючого покоління всього світу і в Україні й набуває обертів.

Саме тому вивчення дисципліни «Природозберігаючі технології» – гостра необхідність у сучасному професійному світі на українській землі й у формуванні екологічного світогляду студентів. Ми формуємо фахівців нового формату із наперед заданими нашою державою екологічними стандартами. Наші магістри будуть спроможні виявляти професійні компетенції, які Міністерство освіти і науки України заклало в фундамент підготовки екологічних моделей фахівців.

Охарактеризуємо загальну характеристику дисципліни «Природозберігаючі технології».

### 1. Мета вивчення навчальної дисципліни

Програма вивчення навчальної дисципліни «Природозберігаючі технології» укладена відповідно до освітньої (освітньо-професійної/освітньо-наукової) програми підготовки фахівців другого (магістерського) рівня вищої освіти, галузь знань 10 Природничі науки, спеціальність 101 Екологія; освітній ступінь «Магістр».

**Метою** викладання навчальної дисципліни «Природозберігаючі технології» є формування знань, компетенцій, досвіду і світогляду студентів щодо дієвого екологічного середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного антропогенного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів і природозберігаючих технологій за умов збереження гідного і комфортного рівня життя населення, зокрема й впровадження концепції «Нуль відходів» / «Zero Waste»; вегетаріанство, веганство, сиродіння як екологічні стилі життя; екологічний проект «Планета без пластику» тощо.

## 2. Обсяг дисципліни

Найменування показників	Характеристика навчальної дисципліни	
	денна форма навчання	заочна форма навчання
Рік навчання	1-й	1-й
Семестр вивчення	2-й	1,2-й
Кількість кредитів ЄКТС	4	4
Загальний обсяг годин	120 год.	120 год.
Кількість годин навчальних занять	40 год.	14 год.
Лекційні заняття	14 год.	6 год.
Практичні заняття	26 год.	8 год.
Семінарські заняття	–	–
Лабораторні заняття	–	–
Самостійна та індивідуальна робота	80 год.	106 год.
Форма підсумкового контролю	залік	залік

## 3. Статус дисципліни:

– вільного вибору студентів.

## 4. Передумови для вивчення дисципліни:

- економіка природокористування,
- загальна екологія,
- екологічна безпека,
- моделювання і прогнозування стану довкілля,
- урбоекологія.

## 5. Програмні компетентності навчання:

### Інтегральна компетентність

Здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог.

<b>ЗК 07</b>	Здатність використовувати принципи коеволюції суспільства і природи, сталого розвитку в професійній і соціальній діяльності.
<b>ЗК 08</b>	Здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем.
<b>ФК 12</b>	Здатність розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон.
<b>ФК 13</b>	Здатність забезпечувати екологічну безпеку та умови стійкого розвитку, розв'язувати задачі, направлені на зменшення антропогенного впливу на екосистеми, оцінювати, прогнозувати дію на елементи біосфери тих чи інших техногенних факторів.
<b>ФК 15</b>	Здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування
<b>ФК 16</b>	Навички використання природоохоронних технологій, які дозволяють мінімізувати техногенний вплив на природні системи.
<b>ФК 17</b>	Здатність формувати систему екологічного менеджменту та процедур управління діяльністю підприємств, складових екологічного управління, функцій, завдань органів екологічного управління.
<b>ФК 18</b>	Знати особливості формування ринку екологічних робіт, товарів і послуг; загальні вимоги до еколого-маркетингової діяльності; методичні аспекти еколого-маркетингової діяльності.
<b>ФК 19</b>	Знання сучасних способів передавання та розміщення інформації в електронній мережі.

## 6. Очікувані результати навчання з дисципліни:

<b>ПРН 07</b>	Вміння розробляти стратегії та програми збереження біорізноманіття, відновлення окремих видів та розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон.
<b>ПРН 13</b>	Економічно обґрунтовувати впровадження нових технологій, які направлені на створення безвідходних виробництв, розраховувати шкоду народному господарству, якщо порушуються допустимі норми складування відходів в навколишньому середовищі.
<b>ПРН 15</b>	Науково обґрунтовувати стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур.
<b>ПРН 16</b>	Робити аналіз техногенного навантаження на природне середовище в регіонах, давати оцінку впливу галузей народного господарства на довкілля, аналізувати динаміку викидів найпоширеніших забруднюючих речовин в області і в розрізі населених пунктів.
<b>ПРН 17</b>	Застосування методів розрахунку характеристик агроекосистем та техногенно-змінених ландшафтів в умовах інтенсифікації сільськогосподарського виробництва.
<b>ПРН 18</b>	Вміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання.
<b>ПРН 20</b>	Використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій.
<b>ПРН 21</b>	Вміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти.

## 7. Засоби діагностики результатів навчання:

– форма підсумкового контролю успішності навчання – залік.

## 8. Програма навчальної дисципліни

Назви змістових модулів і тем	Кількість годин				
	Разом	у тому числі			
		Лекційні заняття	Практичні заняття	Лабораторні заняття	Самостійна робота
<b>Змістовий модуль 1. ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ</b>					
<i>Тема 1.</i> «Зелена» економіка як природозберігаючі технології: сутність, цілі та базові принципи	18	4	4	–	10
<i>Тема 2.</i> «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку	16	2	4	–	10
<i>Тема 3.</i> «Зелена» економіка: можливості України	16	2	4	–	10
<i>Тема 4.</i> «Зелена» економіка в ключі природозберігаючих технологій: суперечності та перспективи розвитку	16	2	4	–	10
<i>Тема 5.</i> «Зелена» економіка як механізм подолання безробіття	16	2	4	–	10
<i>Тема 6.</i> Вимірювання «зеленого» зростання в Україні через застосування природозберігаючих технологій	16	2	4	–	10
<i>Тема 7.</i> Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України	12	-	2	–	20
<b>Разом</b>	<b>120</b>	<b>14</b>	<b>26</b>	<b>–</b>	<b>80</b>



## 9. Форми поточного та підсумкового контролю:

- фронтальне,
- групове,
- індивідуальне опитування,
- виконання і презентація й оцінювання самостійної роботи,
- написання і оцінювання модульної контрольної роботи,
- залік.

## 10. Критерії оцінювання результатів навчання

Поточний і модульний контроль (100 балів)			Сума
Поточний контроль	МКР	Самостійна робота	100
10 балів	50 балів	40 балів	

Максимальна кількість балів, яку можна отримати на практичному занятті – **12 балів** (за умови виконання всіх різновидів роботи, передбачених планами заняття).

Модульна контрольна робота за змістовим модулем складається з завдань різного ступеня складності. Максимальна кількість балів, яку можна отримати за модульну контрольну роботу в одному змістовому модулі становить **50 балів**.

Модульна контрольна робота виконується у письмовій формі. До її написання допускаються всі студенти. Позитивну оцінку за МКР не рекомендується покращувати. Невиконання МКР оцінюється 0 балів.

Студенти, які за результатами виконання МКР отримали рейтинговий бал менший 60% від максимальної кількості балів, виділених на цей вид роботи, а також ті, що не з'явилися для її виконання або не виконали її завдань, вважаються такими, що мають академічну заборгованість за результатами поточного контролю, ліквідація якої є обов'язковою.

Оцінювання навчальних досягнень студентів з навчальної дисципліни здійснюється відповідно до *Таблиці відповідності шкал оцінювання навчальних досягнень здобувачів вищої освіти*:

**Таблиця відповідності шкал оцінювання навчальних досягнень здобувачів вищої освіти**

Рейтингова оцінка з навчальної дисципліни	Оцінка за шкалою ECTS	Рекомендовані системою ECTS статистичні значення (у %)	Екзаменаційна оцінка за національною шкалою	Національна залікова оцінка
90-100 і більше	<b>A</b> (відмінно)	10	Відмінно	Зараховано
82-89	<b>B</b> (дуже добре)	25	Добре	
75-81	<b>C</b> (добре)	30		
67-74	<b>D</b> (задовільно)	25	Задовільно	
60-66	<b>E</b> (достатньо)	10		
35-59	<b>FX</b> (незадовільно з можливістю повторного складання)		Незадовільно	Не зараховано
34 і менше	<b>F</b> (незадовільно з обов'язковим проведенням додаткової роботи щодо вивчення навчального матеріалу кредитного модуля)			

Якщо студент не відпрацював пропущені навчальні заняття, не виправив оцінки 0, 1, 2, 3, отримані на навчальних заняттях; не виконав або виконав МКР, завдання самостійної та індивідуальної роботи менше ніж на 60% від максимальної кількості балів, виділених на ці види робіт, він вважається таким, що має академічну заборгованість за результатами поточного контролю.

Студенти, які не мають академічної заборгованості за результатами поточного контролю, отримують оцінки за результатами підсумкового контролю у формі заліку з кредитного модуля.

Студенти, які мають академічну заборгованість за результатами поточного контролю, отримують за результатами підсумкового контролю у формі заліку оцінку F за шкалою ECTS та «не зараховано» / «незадовільно» за національною шкалою.

Студенти, які мають академічну заборгованість за результатами підсумкового контролю у формі заліку, зобов'язані ліквідувати її в терміни, визначені графіком ліквідації академічної заборгованості.

Отже, як бачимо загальна характеристика дисциплін «Природозберігаючі технології» повноцінно розкриває теоретичний аспект формування моделі фахівця з екології. Сплав якості: уміння, навичка, переконання та управлінські впливи: психологічна установка, навіювання ставлень, залучення до діяльності – сформулюють магістра з екології високого рівня кваліфікації.

Навчальний посібник «Природозберігаючі технології» складається з переліку скорочень, передмови, трьох розділів, предметного покажчика, списку використаних джерел: літератури та електронних ресурсів.

У передмові описана актуальність вивчення дисципліни «Природозберігаючі технології» та її загальна характеристика вивчення із відповідними професійними компетенціями, які виступають цільовими орієнтирами формування високоякісного фахівця з екології.

У першому розділі поданий лекційний блок вивчення дисципліни «Природозберігаючі технології» із питаннями для самоперевірки студентів і списком літератури для додаткового ознайомлення з теоретичним матеріалом.

У другому розділі поданий практичний блок вивчення дисципліни «Природозберігаючі технології» у вигляді методичних рекомендацій, завдань, питань для самоперевірки студентів і списку літератури для підготовки до практичного заняття.

У третьому розділі посібника «Природозберігаючі технології» подані методичні рекомендації до самостійної роботи студентів, 21 статтю англійською мовою світового значення із застосуванням природозберігаючих технологій – для перекладу на державну мову та оприлюднення результату такої пізнавальної діяльності студентів у вигляді тематичного і підсумкового типу представлення, варіанти модульної контрольної роботи із роз'ясненням до виконання письмової роботи і її

оцінювання та програми заліку з дисципліни «Природозберігаючі технології» для самоперевірки.

Предметний покажчик описує важливі терміни посібника. Є перелік популярних умовних скорочень екологічних термінів.

Список використаних джерел містить літературу та електронні ресурси. Список літератури складає основну і додаткову для самоосвіти студентів 101 Екологія. Список електронних ресурсів допомагатиме студентам у перекладі статей з англійської на українську мови.

Загалом, навчальний посібник «Природозберігаючі технології» адаптований для змішаного типу навчання, актуального в нинішніх реаліях часу пандемії коронавірусу в світі.

## *Розділ 1*

# **ЛЕКЦІЙНИЙ МАТЕРІАЛ З НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»**

## **1.1. Тема 1. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ: СУТНІСТЬ, ЦІЛІ ТА БАЗОВІ ПРИНЦИПИ**

### **1.1.1. Лекція 1. ВСТУП. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ: СУТНІСТЬ, ЦІЛІ. ФОРМУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО СВІТОГЛЯДУ СТУДЕНТІВ**

**Мета:** *навчальна:* формування знань студентів щодо дієвого середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів при збереженні гідного рівня життя населення; *виховна:* формувати екологічний світогляд студентів; *розвивальна:* розвивати екологічне мислення.

#### **Актуалізація опорних знань:**

1. Основні положення з курсів: економіка природокористування, загальна екологія, екологічна безпека, моделювання і прогнозування стану довкілля, урбоекологія.

2. Як сформована у Вас здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем?

## **План:**

1. Актуальність ідеї зеленої економіки як природозберігаючих технологій
2. Ступінь дослідженості ідеї зеленої економіки
3. «Екологізація» виробництва
4. Формування екологічного світогляду студентів
5. Висновки

### **1. Актуальність ідеї зеленої економіки як природозберігаючих технологій**

За останні три десятиліття людство досягло значного прогресу у підвищенні матеріального добробуту. Але цей прогрес був здобутий ціною погіршення стану природного середовища планети. Продовження економічного розвитку без кардинальної зміни нинішньої економічної моделі призведе до зростання екологічних загроз і зробить неможливим сталий розвиток. Зважаючи на це, економісти, соціологи, політики, представники природничих наук та бізнесу розпочали пошук нових способів розвитку, які б дали змогу відновити природне середовище та одночасно забезпечували гідний рівень життя населення. Одним з результатів такого пошуку стала концепція «зеленої» економіки, що завдяки підтримці міжнародних організацій та національних урядів набула значної популярності.

Поширення «зелених» ідей спричинило активізацію наукових і прикладних публікацій, але в них учені досі не сформулювали єдиного усталеного погляду на зміст поняття «зелена» економіка, її сутнісні ознаки, критерії й принципи побудови. Сказане зумовлює необхідність розвитку наукових засад дослідження «зеленої» економіки у контексті сталого розвитку і як природозберігаючі технології.

### **2. Ступінь дослідженості проблеми**

Концепція «зеленої» економіки сьогодні активно обговорюється і на рівні міжнародних організацій, національних урядів, і в колі науковців. Так, підходи до тлумачення «зеленої» економіки й визначення її

базових характеристик стали предметом дослідження у багатьох документах ООН, зокрема – екологічної програми (ЮНЕП) та департаменту ООН з економічних і соціальних питань (ЮНДЕСА). Сутність, історія розвитку, особливості формування моделі «зеленої» економіки у різних країнах світу вивчали: Девід Пірс, Аніл Марканді, Едвард Барбье, Моллі Скотт Като, Мішель Коммон, Сігрід Стагл, Робін Ахнел, Мірам Кеннет, Індже Ропке, Баір Гомбоев, Ержені Зомонова, Сергій Бобильов, Володимир Захаров, Надія Пахомова, Кнут Ріхтер, Григорій Малишков, Борис Буркинський, Валерій Геєць. Проте, існує необхідність уточнення базової термінології, формування чіткого переліку цілей та принципів побудови «зеленої» економіки, адже саме це слугуватиме фундаментом практичних дій у названому напрямку.

*Метою нашої лекції є визначення суті концепції «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій, систематизація її цілей та принципів, які можуть бути покладені в основу розроблення відповідних стратегічних і програмних документів в Україні.*

Термін «зелена» економіка був уперше введений в обіг у 1989 р. у доповіді, підготовленій групою економістів-екологів для уряду Об'єднаного Королівства в рамках консультацій щодо забезпечення сталого розвитку та його вимірювання. У 1990 і 1994 роках ті ж автори під час продовження згаданої доповіді опублікували План 2: «Екологізація економіки світу» та План 3: «Вимір сталого розвитку». За 5 років відбувся суттєвий прогрес у поглядах цих науковців на розвиток світу: якщо головною ідеєю першої доповіді була допомога економіці в реалізації екологічної політики, то у подальшому наголос зроблено на глобальних екологічних проблемах (зміна клімату, виснаження озонового шару, вирубка тропічних лісів, втрата природних ресурсів у країнах, що розвиваються) та необхідності перегляду традиційної економічної моделі розвитку.

У 1992 р. на Конференції ООН з навколишнього середовища та розвитку у Ріо-де-Жанейро було прийнято «Порядок денний на XXI століття». У цьому програмному документі проголошено впровадження в рамках стратегії сталого розвитку «зелених» заходів економічної політики. Ця конференція, а також підписання за її результатами Рамкової конвенції ООН про зміну клімату спричинили тривалі дискусії про протидію такій зміні способом низьковуглецевого розвитку, внаслі-

док чого низьковуглецеві стратегії були визнані абсолютно необхідними для досягнення сталого розвитку світу.

У Плані виконання рішень була відзначена необхідність змінити спосіб і структуру виробництва та споживання, містився заклик до розроблення відповідної 10-річної рамкової програми.

За результатами першої (Марракеш, 16–19 червня 2003 р.) і другої (Сан-Хосе, 5–8 вересня 2005 р.) нарад міжнародних експертів було наголошено на необхідності сприяння соціально-економічному розвитку за умови не нанесення шкоди навколишньому середовищу. Задля цього пропонувалось підвищити ефективність та забезпечити сталий характер використання ресурсів і виробничих процесів, скоротити масштаби деградації ресурсів, зменшити рівень забруднення навколишнього середовища, скоротити відходи.

У 2008 р. термін «зелена» економіка активно використовувався в контексті обговорення антикризової політики: із-за фінансової кризи і загрози глобальної рецесії ОЕСР відстоював ідею «зеленого» стимулювання, – передусім тих галузей, де масштабні державні інвестиції можуть дати поштовх формуванню основ «зеленої» економіки. Це спровокувало ряд національних урядів до запровадження пакетів «зелених» стимулів у рамках заходів з економічного відновлення.

У жовтні 2008 р. ЮНЕП започаткувала ініціативу з аналізу розвитку «зеленої» економіки, реалізації політики підтримки інвестицій у «зелених» секторах і «озеленення» секторів з високим рівнем забруднення («коричневих»). У рамках цієї ініціативи ЮНЕП замовила в одного з перших авторів концепції «зеленої» економіки доповідь, яка була опублікована у березні 2009 р. Ця доповідь містила набір політичних заходів, спрямованих на підтримку економічного відновлення й підвищення сталості світової економіки. У ній також було сформульовано звернення до національних урядів активно застосовувати фінансові стимули для «зелених» секторів і встановлено три цілі: відновлення економіки, викорінення бідності, скорочення викидів вуглецю та протидія деградації екосистем. Крім того, ООН були запропоновані заходи для програм «зеленого» стимулювання, а також засоби підтримки внутрішньої та зовнішньої політики.

У червні 2009 р., напередодні конференції ООН зі зміни клімату в Копенгагені, ООН оприлюднила заяву на підтримку «зеленої» економіки як засобу вирішення численних суспільних проблем. У заяві наголо-



шувалося, що економічне відновлення на основі глобальної «зеленої» економіки стане поворотним моментом для амбіційної та ефективної міжнародної відповіді на численні проблеми, що стоять перед людством.

У лютому 2010 р. представники ряду національних урядів та ЮНЕП на Глобальному форумі в Нуса-Дуа підтвердили: концепція «зеленої» економіки має значний потенціал у вирішенні поточних завдань і створює можливості для економічного розвитку, вона принесе численні вигоди усім народам.

У березні 2010 р. Генеральна Асамблея ООН ухвалила резолюцію 64/236, у якій йдеться про те, що «зелена» економіка розглядається як природозберігаючі технології в контексті сталого розвитку та викорінення бідності є однією з двох ключових тем Саміту «Ріо + 20». Це відновило увагу міжнародної спільноти до «зеленої» економіки та пов'язаних з нею інструментів і зумовило появу численних наукових і прикладних публікацій.

Доповідь ЮНЕП «Ініціатива зеленої економіки», оприлюднена у листопаді 2011 р., дала робоче визначення «зеленої» економіки, яке активно цитується майже в усіх публікаціях.

У грудні 2011 року Група ООН з раціонального природокористування опублікувала звіт «На шляху до збалансованої і всеохоплюючої «зеленої» економіки», матеріали якого були використані у подальшій роботі ЮНЕП.

Численні публікації ООН, – зокрема ЮНЕП (екологічної програми ООН), ЮНДЕСА (департаменту з економічних і соціальних питань), ЮНКТАД (конференції по торгівлі й розвитку), ЮНКСД (конференції з питань сталого розвитку) описують концепцію «зеленої» економіки, її основоположні принципи, переваги, ризики та узагальнюють міжнародний досвід у цій сфері. Численні неурядові організації останнім часом також прикладають багато зусиль задля сприяння розповсюдженню концепції «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.

Разом із тим, незважаючи на більш, ніж 20-річну історію цієї концепції, вона залишається відкритою для дискусії та продовжує розвиватись. Зокрема, немає узгодженості щодо визначення сутності «зеленої» економіки та «зеленого» зростання.

Значна частина загальновідомих визначень ув'язує «зелену» економіку з соціальною справедливістю, зниженням негативного впливу на

навколишнє природне середовище та підвищенням ефективності використання природних ресурсів; як природозберігаючі технології. Найбільш відомою є позиція, сформульована в офіційних документах ЮНЕП, де зазначається: «зеленою» є така економіка, яка призводить до підвищення добробуту людей та зміцнення соціальної справедливості при одночасному істотному зниженні ризиків для навколишнього середовища та дефіциту екологічних ресурсів. За цього наголошується на низьковуглецевому розвитку та ефективному використанні природних ресурсів з урахуванням наявних соціальних факторів. У «зеленій» економіці, на переконання ЮНЕП, зростання доходів і зайнятості мають забезпечуватись державними і приватними інвестиціями, які призводять до зменшення викидів вуглецю та забруднення навколишнього середовища, підвищення ефективності використання ресурсів, запобігають втраті біорізноманіття та сприяють розширенню еко системних послуг.

На зустрічі міністрів з охорони навколишнього середовища країн Латинської Америки і Карибського басейну, яка відбулась під егідою ЮНЕП, учасники узгодили таке визначення: «зелена» економіка – це система економічної діяльності, пов'язана з виробництвом, розподілом і споживанням товарів і послуг, які призводять до підвищення добробуту людини впродовж тривалого часу, у цьому не піддаючи майбутні покоління значним екологічним ризикам або екологічному дефіциту; як природозберігаючі технології.

Доволі близьким є бачення ЮНДЕСА: «зелена» економіка – це економіка, яка призводить до поліпшення добробуту людини і скорочення нерівності, у цьому не піддаючи майбутні покоління значним екологічним ризикам і екологічному дефіциту. Вона прагне принести довгострокові соціальні вигоди для короткострокових заходів, спрямованих на пом'якшення екологічних ризиків. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології є сприятливим компонентом загальної мети сталого розвитку.

Коаліція «зеленої» економіки, що являє собою глобальну мережу неурядових організацій і науково-дослідних інститутів, які є прихильниками прискореного переходу до «зеленої» економіки, розглядає останню як «гнучку» економіку, що забезпечує кращу якість життя для всіх у рамках наявних екологічних обмежень на планеті.

Міжнародна торгова палата розглядає «зелену» економіку як таку, де економічне зростання та екологічна відповідальність взаємодоповнюють одне одного, підтримуючи прогрес у соціальному розвитку; як природозберігаючі технології.

У свою чергу, у Стратегії «зеленої» економіки Південної Африки визначено, що впровадження «зеленої» економіки безумовно створює такі позитивні ефекти, як зростання економічної активності та використання у виробництві більш чистих технологій з низькими викидами вуглецю і мінімальним впливом на оточуюче середовище.

На конференції «Ріо+20» зазначалось, що «зелена» економіка може розглядатися як лінзи для фокусування на можливостях для просування економічних і екологічних цілей одночасно; «зелена» економіка як природозберігаючі технології.

### **3. «Екологізація» виробництва**

Сучасний розвиток людського суспільства вимагає висувати проблеми відносин людини з природним середовищем на особливо важливе місце – мова вже йде про збереження самого людства. Ріст чисельності населення планети, ріст потреб цій кількості вимагає розвитку виробництва для задоволення цих потреб. Тому, покращення екологічних параметрів виробництва та продукції стають необхідною не тільки умовою, а вимогою забезпечення подальшого розвитку економіки. Цей процес у сучасній економічній теорії отримав назву «екологізація». Більшість вчених визначає її як процес неухильного і послідовного впровадження системи сучасних ефективних технологічних, управлінських, юридичних та інших рішень, а також новітніх форм організації виробництва, що дозволяють оптимізувати використання природних ресурсів і підтримувати природні умови на рівні такій якості довкілля, який є задовільним для існування та розвитку сучасного суспільства та не ставить під загрозу існування та розвитку майбутніх поколінь [3].

На асамблеї ООН було признано, що сучасна екологічна ситуація в Україні є кризовою. Теперішній негативний екологічний стан формувався протягом досить тривалого періоду нераціонального управління природокористуванням – це призвело до того, що деградація навколишнього природного середовища в Україні, на теперішній час, дуже зна-

чна, крім того, надмірно забруднені поверхневі і підземні води, повітря і землі [3].

Також признано, що для вітчизняних підприємств характерна висока питома вага ресурсоємних технологій (у тому числі, енергоресурсів) [3].

Як що розглядати рівень суб'єктів господарювання, то наукові розробки та їх впровадження у господарську діяльність проводилось за трьома напрямками: зниження навантаження на навколишнє середовище, раціональне використання природних ресурсів, та виробництво екологічно чистої продукції. До основних шляхів вирішення екологічних проблем, що пов'язані з невідповідністю сучасного екологічного стану визнаним вимогам, доцільно вважати перехід на принципово іншу інноваційну модель розвитку та росту національної економіки у якості основного напрямку підвищення рівня екологізації, реформування та модернізації виробництва, впровадження в виробничі процеси заходів щодо ресурсозбереження та незабруднення навколишнього природного середовища. Для реалізації цього потрібен комплексний всебічний підхід до екологізації економічного розвитку, який пов'язується з впровадженням системи заходів щодо зниження існуючого рівня навантаження на довкілля й підвищення рівня екологічної безпеки.

Так, екологічна модернізація економіки – це процес комплексного підходу до прийняття. Напрямки екологізації економічного розвитку Екологізація законодавчої бази орієнтація законодавчих і нормативних документів на екологічні проблеми та їхнє попередження, облік екологічних наслідків для держави й населення при прийнятті того чи іншого закону в будь-якій галузі. Основи такої законодавчої бази в Україні вже створені, але вони вимагають подальшого вдосконалення. Екологізація податкової системи на основі затвердженого законодавства затвердження податків і податкових ставок таким чином, щоб виробнику було вигідніше переорієнтувати свою діяльність на екологічно безпечну, ніж сплачувати штрафи. Екологізація промислових процесів запровадження екологічно чистого виробництва у всіх галузях національного господарства. Формування екологічної свідомості суспільства, екологічне виховання й освіта. Так, велика кількість господарських, конструкторських, технічних, технологічних, управлінських, правових та інших рішень, що орієнтовані на збереження й поліпшення якості навколишнього природного середовища. Визначено, що можливим і оптимальним шляхом

подолання протиріч між економічним зростанням і прийнятним рівнем екологічної безпеки є розробка, створення і впровадження екологічних інновацій, які забезпечують раціональне, більш економне використання залучених до виробництва природних ресурсів, більш ефективні методи їх відтворення та зменшення шкідливих викидів у навколишнє середовище.

Таким чином, впровадження екологічних інновацій забезпечуватиме підвищення ефективності виробництва, вдосконалення його екологічного рівня, покращення умов життєдіяльності та існування людини, що стане підґрунтям для закріплення конкурентоспроможності за рахунок екологізації інноваційного розвитку. Інноваційний розвиток господарського комплексу на будь-якому рівні управління (макро-: держава, мезо-: регіон, галузь, мікро-: підприємство) слід розглядати як такі інвестиції в нову техніку, технології та організацію господарської діяльності, які б стимулювали не тільки зростання продуктивності праці, а й, безумовно, сприяли забезпеченню збереження довкілля, тобто призводили до екологізації господарської діяльності та економіки в цілому [3].

Якщо ігнорувати застосування інноваційного фактору в створенні надійного соціально-економічного потенціалу держави в цілому та її окремих регіонів, їх очікує економічне відставання від передових світових стандартів розвитку, зниження або знищення конкурентоспроможності, а природне навколишнє середовище буде приречено на подальше забруднення з перспективою росту негативного впливу на здоров'я населення країни. Відомо, що сучасне вітчизняне виробництво досить нерідко має негативний вплив та причиняє загрозу природному середовищу і з цим, вкрай серйозно, негайно та відповідально, необхідно боротися.

Саме тому, ще у 1992 р. на конференції ООН з питань навколишнього середовища і економічного розвитку в Ріо-де-Жанейро розглядався «Порядок денний на XXI століття» у резолюції була запропонована ідея так званого «сталого розвитку», а у 1997 р. на 19-й спеціальній сесії Генеральної Асамблеї ООН була розроблена та прийнята конкретна програма щодо дій та впровадження цієї ідеї в практику господарювання у всіх населених пунктах та країнах світу у XXI столітті [3].

У цілому, можна вважати, що концепція сталого розвитку полягає в гармонійному поєднанні розвитку економічного потенціалу з обов'язковим тобто, безумовним, збереженням навколишнього природного

середовища і його постійним поступовим поліпшенням, що досягається завдяки проведенню екологізації усіх процесів, завдяки яким відбувається соціально економічний розвиток. Перед економікою України поставила низка невідкладних завдань, які потребують негайних вирішень, які пов'язані з необхідністю опрацювання та апробації концепції впровадження та розвинення екологічно чистого виробництва, підвищення рівня екологізації всієї економічної системи держави у принципово нових умовах функціонування економіки, її інтеграції в світовій простір, що надасть можливість розширення й поглиблення міжнародного економічного та екологічного співробітництва, підвищення добробуту й якості життя до рівня передових світових держав. Ошук шляхів та подолання еколого-економічних суперечностей, які притаманні економіці, сприятимуть сталому розвитку та виживанню людства. Це актуальна життєво важлива ключова проблема теперішнього часу.

Дослідження сукупності заходів по запобіганню або припиненню негативного впливу господарчих процесів на природне середовище, дозволяють навести основні напрямки екологізації виробництва, які співпадають з головними прикладними завданнями еко- та біотехнології.

1. Підготовка та обґрунтування ефективних рішень, методів та засобів щодо очищення стічних вод від промисловості, комунальних закладів та тваринництва, раціоналізації використання водних ресурсів країни, зниження викидів в атмосферу від стаціонарних та мобільних джерел (промислових та транспортних). Реалізація цих заходів сприятиме запобіганню забруднення довкілля, безумовно, частково.

2. Актуальними та перспективними для впровадження є заходи спрямовані на зменшення або повну ліквідацію шкідливих відходів, що забруднюють навколишнє природне середовище. Головним напрямом, який визнано у світі, вважається перехід до використання замкнених технологій, особливою характеристикою яких є відсутність обміну речовинами з зовнішнім середовищем, тобто, процес у якому відсутні викиди твердих, скиди рідких і викиди газоподібних речовин-відходів. Перспективним напрямком тут вважається розробка нових, створених на альтернативних засадах технології в енергетиці, нових матеріалів, можливо «наноматеріалів», розробка новітніх технологій на основі природних (екологічних) процесів, можливо перехід до біотехнологій.

3. Принципи економіки природокористування породжують такий сучасний напрям екологізації як утилізація, або повторне використання відходів. Окремий вид другоразового використання ресурсу є регенерація первинних відходів. Під регенерацією розуміють додаткову переробку залишених у циклі виробництва первинних відходів та вилучення сполук або елементів, які залишились після цього. Є три шляхи, або напрямки. Впровадження досліджуваних шляхів та напрямів щодо подальшого використання відходів, пов'язано з можливістю вирішення проблеми мінімізації (зниження) відходів, а можливо, у деякому випадку, отримати їх повну ліквідацію. Але й тут теж існує низка проблем, в першу чергу пов'язаних з фінансуванням, а також іноді обсяг відходів значне перевищує реальні можливості їх подальшого споживання. Тому, все ж, найбільш перспективним напрямом підвищення екологізації виробництва доцільно вважати розробку принципово новітніх маловідходних (екологічних) технологій і перезапуск виробництва на новій платформі як екологічно «чистого».

Вирішенню екологічних проблем та підвищенню рівня екологізації сприяє, у якості також основного шляху виживання людства, – розробка механізму превентивного збереження та раціонального використання природних ресурсів.

4. Ще одним важливим напрямком є досягнення рівноваги і збалансування темпів використання природних ресурсів з швидкістю та інтенсивністю самовідтворення цих ресурсів. Один з шляхів цього процесу – більш повне використання вилучених мінеральних ресурсів, тобто зниження частки відходів. З іншого боку, раціональне оптимальне та ефективне використання сільськогосподарських земель та припинення бездумного масштабного розорення родючих ґрунтів.

5. Формування на державному рівні системи екологічної стандартизації і сертифікації технологій, техніки і продукції є потужним управлінським напрямком. Добро було б використовувати спеціальний знак, який відзначав би продукцію як відповідну екологічним вимогам. Введення, відповідно світовій практиці, екологічної сертифікації та екологічних стандартів повинні проводитись високопрофесійне, тому що вони будуть мотивувати та коректувати діяльність підприємств і всю виробничу діяльність в бік екологізації. Напрямки регенерації первинних відходів Повернення відходів у той самий виробничий процес з якого його

отримано Використання відходів в інших виробничих процесах Використання у вигляді сировини для інших виробництв

6. Вирішення проблем економії енергії, зміна її джерел на екологічно «чисті», ресурсозбереження – все це ознаки екологізації виробництва. Підвищення рівня екологізації за рахунок впровадження екологічних нововведень в промисловість реалізується декількома шляхами. Найбільш розповсюджений шлях, який використовується і тепер – це очистка викидів і стоків від забруднення та шкідливих речовин. Другий шлях екологізації – оновлення виробничих технологій – запобігання або зниження шкідливих викидів, стоків і твердих відходів не в формі забруднювачів, а як матеріали, що можуть бути корисні подальше як вторинна сировина. Третій шлях – розвиток екологічного виробництва та виробництво екологічної продукції. Ідеального механізму екологізації, оптимального для всіх підприємств, не існує. Екологізація знаходиться на перших етапах свого розвитку – це довгий, поступовий, складний та затратний процес. Значною мірою він залежить від екологічної свідомості людей, психологічного настрою, їх екологічної кваліфікації, а це, в свою чергу, потребує формування з дитинства *нового еколого орієнтованого світогляду*.

Досягнення цілком «безвідходних технологій» неможливе. Можна говорити тільки про «природозберігаючі» технології, які поділяють на п'ять видів (*рис. 1*). Можна стверджувати, що подальший перехід до стійкого розвитку виробництва і, вирішення проблем збереження, охорони навколишнього середовища, які пов'язані з цим процесом, повинні спиратись на новий підхід. В теперішній час вирішення проблем, що пов'язані з охороною навколишнього середовища і раціональним використанням природних ресурсів, не може бути здійснено тільки за рахунок розвитку методів переробки, знешкодження і утилізації відходів – потрібні нові шляхи, які базуватимуться на принципово інноваційних нетрадиційних наукових розробках.



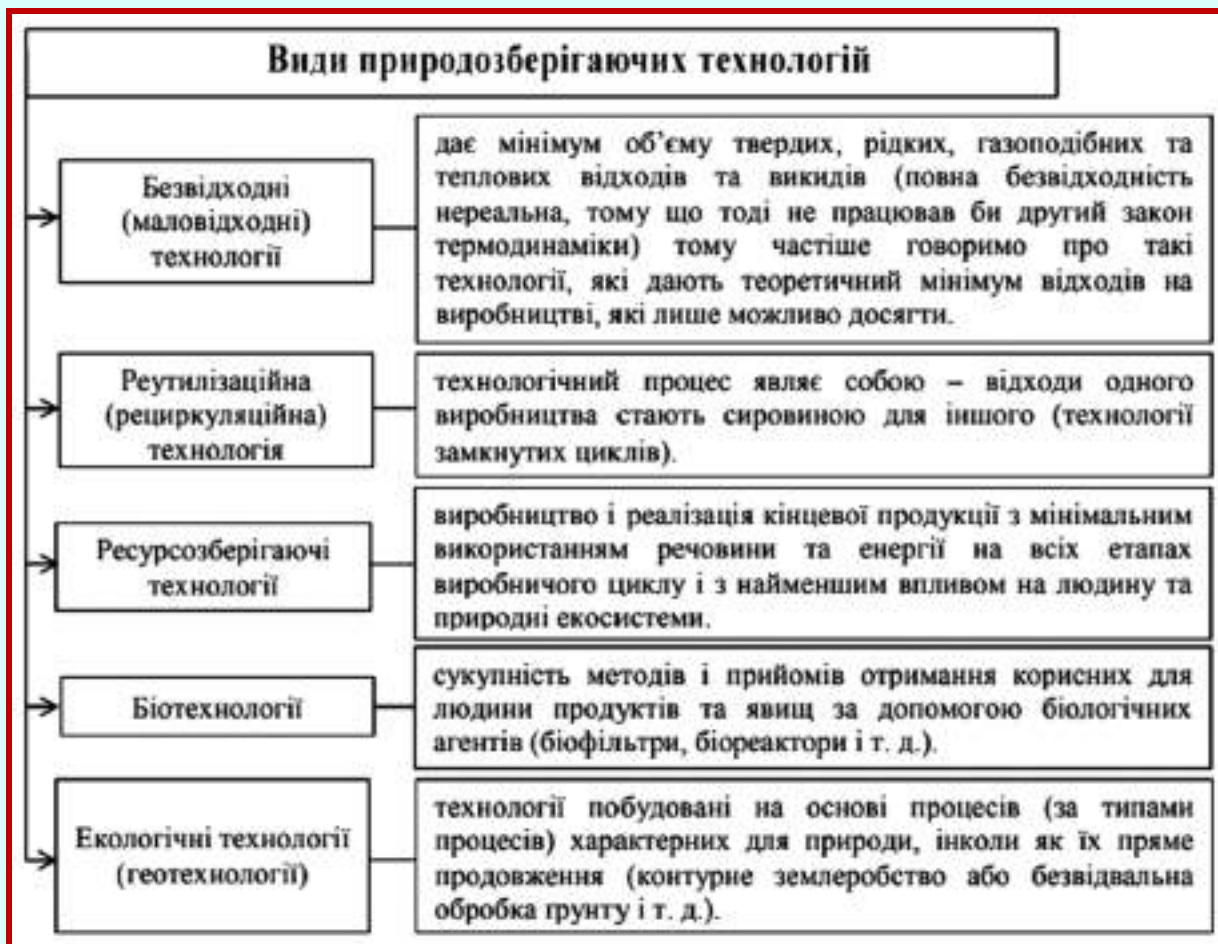


Рис. 1. Види природозберігаючих технологій

Для формування стратегії подальшої екологізації потрібне опрацювання методології та методів оцінки рівня екологізації підприємств, регіонів та країни в цілому.

Як бачимо, у наведених визначеннях йдеться про мінімізацію впливу на навколишнє середовище, соціальну справедливість, забезпечення високого рівня добробуту ; «зелена» економіка як природозберігаючі технології.

#### 4. Формування екологічного світогляду студентів

Сьогодні загально визнано, що чим більше екологічно усвідомлені й обґрунтовані управлінські рішення на всіх рівнях (локальному, регіональному, національному, міжнародному), тим ближче до збалансованого розвитку цивілізації. Постала гостра необхідність переорієнтації світогляду людей і вибору нової стратегії життя, яка базувалася б на ідеї екологічного імперативу. Має панувати новий світогляд – екологічний, а

екологічна освіта та виховання повинні стати одним із головних пріоритетів, які дадуть змогу прийдешнім поколінням грамотно й ефективно розв'язувати життєвоважливі проблеми довкілля.

На думку І. Зверєва, формування екологічного світогляду має стати неодмінною частиною діяльності всієї системи освіти. Це можливо за умови, якщо у зміст освіти будуть входити такі елементи: система знань про взаємодію суспільства і природи (екологічні знання), формування ціннісних екологічних орієнтацій, система норм та правил ставлення до природи, вміння та навички з вивчення природи та її охорони.

Існує декілька підходів до визначення структури екологічного світогляду: поелементний і блоковий.

Відзначимо, що структура це відносно стійкий спосіб організації елементів системи. Поняття «структура» виділяє насамперед один елемент – стійкість, стабільність цього об'єкта, завдяки чому він зберігає свою якість при зміні зовнішніх або внутрішніх умов.

Перший поелементний підхід до змісту структури світогляду називають знання, знання-висновки, світоглядні знання, погляди, цінності, переконання, норми, ідеали тощо.

Другий підхід до структурування екологічного світогляду пов'язаний із виокремленням його більших компонентів.

Виділені Н. Андрєєвою чотири види відносин «людина – світ», репрезентують такі підсистеми світогляду:

- онтологічну, у якій розглядаються проблеми сутності та існування світу та людини;
- гносеологічну, коли визначаються можливості пізнання людиною дійсності й самої себе, з'ясовується адекватність отримуваних знань об'єкта пізнання;
- оціночно-орієнтаційну (аксіологічну, ціннісну), де сконцентровані та формуються нові знання про матеріальні й духовні цінності, про добро, благо, справедливість, про ідеали людини й суспільства, переконання, регулятиви;
- духовно-практичну (праксиологічну), що включає в себе сукупність вимог, норм, спрямованих на цілепокладання і ціле досягнення, регулювання взаємовідносин між людьми та їх діяльністю (практичною і пізнавальною).

Для особистості з високим рівнем сформованості екологічного світогляду, на думку О. Іващенко, В. Панова, О. Гагаріна, характерна на-самперед наявність:

- системи екологічних знань, що включає різноманіття відомостей про біосферу, екосферу, ноосферу, людину як її частину, про єдність їх існування та розвитку, про правила й норми їх взаємодії, про екологічні проблеми, можливі шляхи і способи їх вирішення;
- екологічних умінь і навичок, що виявляються в розумній природоохоронній, побутовій, навчальній, дозвільній та інших видах діяльності, повсякденній еколого-моральній поведінці та екологічній освіті;
- готовності та здатності до діяльності, спрямованої на поліпшення і збереження природних умов життя людей, подолання екологічних проблем у рамках досягнутої компетентності і вікових можливостей.

Дослідження проблеми екологічної компетентності особистості дозволило Т. Морозовій виділити три критерії компетентності, зокрема:

- ✓ особистісний – спрямований на усвідомлення себе частиною природи через формування екопсихологічної свідомості, що забезпечує усвідомлення необхідності ведення здорового способу життя та його ролі для саморозвитку й самореалізації особистості;
- ✓ когнітивний – лежить в основі екологічного світогляду і виражається у світосприйнятті, світовідчутті й світорозумінні людини;
- ✓ діяльнісний – забезпечує опанування особистістю світоглядними знаннями в процесі формування природничо-наукової картини світу на основі наукових знань про природу.

У структурі екологічного світогляду особистості Н. Немченко виокремлює такі критерії: пізнавальний, ціннісний, діяльнісний, мотиваційно-переконувальний, та визначає критерії їх сформованості, до яких належать: уявлення про цілісність світу, поняття про природні явища, екологічні проблеми; інформованість, уміння самостійно аналізувати екологічні ситуації (пізнавальний компонент); ціннісні міркування, духовні почуття, пов'язані з природою (ціннісний компонент); участь у мотивованій суспільно-корисній діяльності екологічного напрямку (діяльнісний компонент); співвіднесення потреб та екологічних норм (мотиваційно-переконувальний).

Науковцями О. Безпалько, О. Касяною обґрунтовано критерії формування світоглядної позиції особистості (когнітивний, емоційно-ціннісний і поведінковий). Когнітивний: знання про світогляд людини та її світоглядну позицію, про сенс життя і своє місце у світі, якості людини, спосіб життя, що сприяють успішній соціалізації в суспільстві, наявність та рівень їхнього розвитку, інтеріоризація соціального досвіду особистості. Емоційно-ціннісний: наявність життєвих орієнтацій і цілей, мотивація досягнень та успіху, адекватна самооцінка, емоційна стійкість, упевненість у собі, вольовий контроль, толерантність, прийняття для себе позитивно-відповідального спрямування в соціумі, задоволення міжособистісними стосунками. Поведінковий: уміння аналізувати ситуації взаємодії людей, передбачати наслідки поведінки й діяльності, як своєї, так й інших людей, дотримання конструктивної взаємодії та комунікативного контролю з оточуючими, інтенсивність участі в діяльності та пошук шляхів реалізації своїх можливостей, володіння навичками самоконтролю поведінки в різних ситуаціях.

У структурі сформованості екологічного світогляду особистості О. Фокін виокремлює такі критерії та їх показники: когнітивний (обсяг, усвідомленість, міцність екологічних знань; володіння раціональними прийомами пошуку та обробки екологічної інформації, способами прийняття еколого орієнтованих рішень у професійній діяльності, а також у конкретних екологічних ситуаціях); мотиваційно-ціннісний (стійкість інтересу до екологічних проблем, наявність потреби в підвищенні рівня екологічних знань, мотивація екологоорієнтованої діяльності, переважаючий характер особистісно значущих еколого орієнтованих цінностей та ін.); діяльнісно-практичний (готовність до перетворення навколишнього природного світу на основі досвіду використання екологічних знань, уміння проектувати і втілювати ідеї екологічної доцільності в професійній та інших видах діяльності, творчо вирішувати реальні екологічні проблеми, досвід практичної екологоорієнтованої, зокрема природоохоронної діяльності та ін.); рефлексивний (рефлексивні прийоми особистості, самоаналіз ставлення до навколишнього природного середовища і самої себе як невід'ємної його частини, оцінка власної готовності до здійснення екологоорієнтованої професійної діяльності, її результатів, в рамках соціального і професійного досвіду; духовне прагнення до самоосвіти й саморозвитку).

Науковці З. Галькієва, В. Зуєв, О. Матеюк, Є. Моносзон, Л. Реутова, І. Фролов, В. Черноволенко представляють світогляд як взаємозв'язок пізнавальної, ціннісної та поведінкової підсистем. Вони вважають, що в різних формах світоглядів по-різному представлені інтелектуальний та емоційний досвід людей.

Розглядаючи критерії сформованості екологічного світогляду особистості, запропоновані науковцями, ми спиралися на його розуміння як:

- стійкої особистісної системи поглядів і переконань на природу і світ у цілому, їх розвиток, способи пізнання, місце в ньому людини;
- світорозуміння, світосприйняття, емоційне ставлення до навколишнього природного світу, певний ступінь глибини і всебічності його осмислення;
- особистісне утворення, що визначає її життєві позиції, але при цьому істотно змінюється під впливом умов життя людини, відповідного періоду розвитку суспільства.

Спектр теоретичних підстав для розробки критеріїв сформованості екологічного світогляду студентів екологічних спеціальностей досить широкий і може бути представлений такими напрямками: мотиваційно-ціннісним, когнітивно-інтелектуальним, практично-діяльним. Виокремлення критеріїв базується на тому, що без знань і компетенцій неможливо сформулювати адекватне ставлення до діяльності, моральні орієнтири, а далі, при позитивному ставленні, сформовані знання й компетентності стають передумовою продуктивної діяльності. Водночас можна виявити і зворотні зв'язки, оскільки, наприклад, на процес засвоєння знань впливають мотиви пізнавальної діяльності, і тільки в реальній практичній діяльності формується система знань і компетентностей, виявляється ставлення до неї.

Найважливішим структурним елементом світогляду багато авторів (О. Глушко, Л. Реутова, Г. Штракс, М. Штракс) вважають переконання. Однак для перетворення їх у світогляд особистості необхідно, щоб набуті знання були спроектовані на внутрішній світ людини, адже знання перетворюються у світогляд лише тоді, коли вони стають переконаннями.

Отже, предметним змістом світогляду особистості є не знання, а переконання. Переконання – один із найскладніших і найменш дослі-

джених психологічних феноменів. Більшість досліджень інтерпретують переконання відповідно до раціоналістичних традицій насамперед як деякий гносеологічний продукт, як знання, продумані і відчуті самим суб'єктом.

За визначенням В. Іванова, В. Шинкарука, переконання – це світоглядні знання, осягнені й глибоко пережиті людиною, відчуті нею і які стали в цій новій якості органічним змістом її свідомості. Подібне розуміння зберігає певне обґрунтування, але не усуває цілого ряду принципових труднощів.

Як доводить О. Глушко, що переконання – це чітко складена система елементів духовного світу суб'єкта, які міцно вкоренилися у свідомості, світогляді, психіці та соціальних якостях суб'єкта і внутрішньо детермінують його мислення, поведінку, спілкування та діяльність і є провідним імперативом його дій.

Загально соціальні і професійні переконання складають стрижень світогляду і духовне ядро особистості. Вони формують принциповість позицій, усвідомленість і обґрунтованість життєвої позиції, рішень і вчинків.

На думку Г. Штракса, М. Штракса, переконання – це певні знання, пережиті людиною, що стали визначником її волі, спрямованої на реалізацію переконань у практичній і теоретичній діяльності. Це визначення пов'язує один із головних структурних елементів світогляду з діяльністю особистості, з її активною життєвою позицією.

Системний підхід дозволяє розмежувати поняття переконання й дії. Переконання є компонентом світогляду і фактом свідомості, а дії є практичною, матеріальною стороною, тому доцільно говорити про «готовність до дії».

Термін «переконання» трактується неоднозначно різними авторами. Однак у різних визначеннях переконання має спільний елемент – це знання, які є складовою частиною переконання або його основою. Необхідно відзначити, що знання не переходить автоматично в переконання, а стає ним тільки, коли переходять через почуття і переживання.

Отже, світоглядні переконання можна охарактеризувати як уявлення про загальну сутність природних і соціальних явищ; як погляди, які висловлюють зацікавлене ставлення людей до певних явищ; як узагальнення, що виходять за межі наукового дослідження.

У структурі світогляду важливе місце займають приписи, або імперативи (бажані вимоги, рекомендації, суворі рекомендації), які органічно входять до системи цінностей і регулюють розумову діяльність і актуалізацію світогляду в зовнішній активності суб'єкта. За їх функціональною значущістю вони можуть бути окремим класом елементів світогляду.

Існує ціла низка світоглядних регулятивів, що програмують мету, стиль і способи діяльності. Це стандарти (строго певний зразок якості, форми і розміру, якому належить неухильно слідувати в роботі); правила (приписи, що визначають дії за відповідних обставин); канони (низка прийомів і правил, які вважаються обов'язковими в певній галузі); еталони (стандартизовані цінності).

Екологічні правила, норми, стандарти, імперативи оволодіння і використання екологічних знань, навички, уміння, цінності, погляди, переконання провідні елементи і показники духовного аспекту екологічного світогляду особистості. Отже, вони є необхідними його елементами і показниками.

Мотиви визначають ціннісні орієнтації особистості. Існує і зворотний зв'язок. Ці ідеї висунуті Л. Виготським, О. Леонтьєвим, С. Рубінштейном. Згідно з поглядами С. Рубінштейна, поведінковий акт мотивації тісно пов'язаний із позицією особистості, яка відображає визначеність взаємин між громадським і особистісно значущим для людини. Мотивація істотно впливає на характер екологоорієнтованої діяльності, багато в чому визначає сформованість інших компонентів екологічного світогляду та сприяє усвідомленню фахівцем екологоорієнтованої діяльності як свого професійного обов'язку й осмислення суттєвості екологічних проблем та необхідності їх вирішення.

Екологічний світогляд формується більш успішно, якщо в студента розвинена позитивна мотивація засвоєння екологічних знань і компетенцій. При цьому провідним, системоутворюючим стає мотив усвідомлення фахівцем екологоорієнтованої діяльності як свого професійного обов'язку, що є результатом осмислення екологічних проблем, необхідності та можливості їх вирішення.

Дослідники визначають мотивацію як єдину систему мотивів і як особливу сферу, що включає в себе потреби, мотиви, цілі, інтереси в їх складній взаємодії. Мотивами можуть бути уявлення, почуття, ідеї, переживання, тобто все те, у чому знайшла втілення потреба. Поняття

«мотивація» на думку В. Джидарьяна є тим складним механізмом співвіднесення особистістю зовнішніх і внутрішніх чинників поведінки, який визначає виникнення, напрям і способи здійснення конкретних форм діяльності.

Мотиваційна сфера і мотивація в широкому розумінні це стрижень особистості, навколо якого об'єднуються, стягуються такі її властивості, як спрямованість, ціннісні орієнтації, установки, соціальні очікування, домагання, емоції, вольові якості та інші соціально-психологічні характеристики.

Мотивацію становлять спонукання, які спричиняють активність особистості та визначають її спрямованість, спонукають індивіда до певних дій та визначають їх напрям і мету. До мотивації належить все, що спонукає активну діяльність, узагальнені й більш конкретні цілі, заради яких людина діє. Фактором, що визначає дієвість мотиву, є усвідомлення суб'єктом результатів своєї діяльності.

Мотиваційний складник у майбутніх фахівців з екології відображає потребу в самостійній діяльності, у самостійному досягненні професійно значущих знань, у реалізації власного потенціалу.

Як вважають С. Дерябо, В. Ясвін, важливо враховувати екологічні мотиви – спонукальні сили особистості, виражені в особистісному сенсі екологічної поведінки. Серед можливого різноманіття екологічних мотивів вони виділяють такі: суспільні, цивільні, колективістські, мотиви особистої гідності, естетичні, мотиви доцільності, мотиви безпеки. Найчастіше екологічну позицію людини визначає не один, а кілька мотивів.

Отже, основою мотиваційно-ціннісного критерію є усвідомлення природи як самостійної цінності, глибока зацікавленість майбутнього еколога в оволодінні суб'єктивним еко центричним ставленням до природи.

Когнітивно-інтелектуальний критерій передбачає сформованість системи екологічних знань, що є орієнтовною основою для еколого-орієнтованої професійної діяльності майбутніх екологів. Система знань служить основою для усвідомлення проблем взаємодії суспільства й природи; розуміння цілісної екологічної картини світу, що сприяє поясненню зв'язків і залежностей в екосистемах, усвідомлення ролі та місця людини в системі світобудови; оволодіння екологічно безпечними прийомами і способами життєдіяльності, що сприяють вирішенню екологі-



чних проблем; формування ціннісних установок у ставленні до природи, до власної екологоорієнтованої діяльності.

Як вважає С. Горбулінська, усвідомлення й засвоєння особистістю екологічних знань означає розуміння нею важливості цих знань для вивчення й охорони навколишнього середовища, їхніх внутрішніх зв'язків, вміння аналізувати і порівнювати, доводити та узагальнювати, оцінювати та пояснювати.

Виділяємо три групи екологічних знань: методологічні, теоретичні та емпіричні, а також уміння аналізувати статистичні показники, скласти економіко-екологічну характеристику підприємства, пояснювати вплив екологічних чинників на результати економічної діяльності підприємства і, навпаки, вплив результатів економічної діяльності підприємств на навколишнє середовище. Структура екологічних знань міждисциплінарна. Міжпредметне узагальнення знань дозволяє опиратися на предмети природничо-математичного і гуманітарного циклів.

Ми згодні з В. Глуховим, Т. Лисочкіною, які вважають, що інтеграція екологічних знань необхідна для формування цілісного наукового світогляду, підвищення якості їх засвоєння із загальноосвітніх і спеціальних предметів, а також поліпшенню професійної підготовки та розвитку науково-технічного мислення студентів.

Досвід формування екологічних знань у майбутніх екологів дає підстави зробити висновок, що інтеграції тільки змісту екологічних дисциплін недостатньо. Екологічні знання використовуються екологами в професійній діяльності, тому постає необхідність інтегрування не тільки змісту екологічних дисциплін, а й двох видів діяльності – екологічної та природничої.

Щоб знання сприяли формуванню і розвитку світогляду, вони повинні набути для людини суб'єктивного сенсу, перейти в її погляди, переконання, стати основою для напрацювання власних ідеалів і цінностей.

Екологічні знання здобуваються в процесі екологічної освіти, проте вона не зводиться тільки до екологічних знань, бо повинна сприяти розвитку характеру особистості, її здібностей та вмінь, необхідних для адаптації в умовах ринкової економіки.

Практично-діяльнісний критерій характеризує поведінку і діяльність особистості в природі, базується на ціннісно-орієнтованих знаннях, інтелектуальних уміннях і навичках і є сукупністю різних за складністю

видів і способів діяльності студентів, що спрямовані на формування в них практичних умінь та навичок екологічного характеру, стійкої мотивації й потреби активно діяти в процесі розв'язання екологічних проблем своєї місцевості.

Діяльність є специфічною формою активного ставлення людини до навколишнього світу. Вона неможлива без людської активності. Активність, з одного боку, засіб стримування такого психологічного стану людини, як переживання, а з іншого, – енергія, яку використовують у специфічній реакції, що проявляється в бажанні та його реалізації людиною.

Отже, діяльність – це активна взаємодія людини з навколишнім середовищем, завдяки чому вона досягає свідомо поставленої мети, що виникла через певну потребу.

У кінці 70-х років ХХ століття у філософській літературі набув системно-структурний підхід до аналізу діяльності, розвинений М. Каганом. У системі суб'єктивно-об'єктивних стосунків він виділяє чотири види діяльності: перетворювальну, пізнавальну, ціннісно-орієнтувальну і комунікативну.

Одним із потужних засобів формування екологічного світогляду є природоохоронна діяльність – системне утворення, що є діяльнісною реалізацією екологічних знань, компетенцій, здобутих студентами під час навчально-виховного процесу ЗВО і передбачає морально-етичну поведінку особистості в довкіллі, усвідомлену діяльність із сформованими мотиваційно-ціннісними установками раціонального природокористування, накопичення досвіду у сфері охорони навколишнього середовища.

Як доводять А. Іващенко, В. Панов, А. Гагарін, еколого орієнтована діяльність це:

- природоохоронна діяльність, активізація якої повинна сприяти поліпшенню навколишнього природного трансформованого (антропогенного) середовища, включаючи участь у пропаганді сучасних ідей охорони природи;
- діяльність пізнавально-практична (такими її видами, як ігрова, навчальна та трудова діяльність серед природи), спрямована на спілкування з природою і в результаті цього формування пізнавальних, практичних і творчих умінь екологічного характеру; розвиток вольових якостей учнів і сприйняття ними позитивного впливу природи, прагнен-

ня до пізнання природного світу в єдності з морально-естетичними переживаннями, вироблення норм поведінки в природі, що виключає нанесення їй шкоди, її забруднення або руйнування;

- безпосередня взаємодія особистості з навколишнім природним світом, у результаті якої: а) набувається власний досвід, що виникає при колективному або індивідуальному рішенні різноманітних еколого орієнтованих теоретичних, практичних, наукових, творчих завдань; б) розвивається особистісне (суб'єктивне) ставлення до світу природи;
- комунікативна взаємодія індивіда зі світом природи, у результаті якого набувається особистий досвід безпосереднього переживання єдності (спільності та відмінності) з природним об'єктом на рівні емоційної й особистісної взаємодії з ним.

Еколого орієнтована діяльність стає фактором (рушійною силою) формування екологічного світогляду.

Екологічний світогляд студентів не вичерпується формальними знаннями у сфері екології. Можна мати знання, але не вміти ними користуватися, тому необхідно враховувати ступінь практичного володіння цими знаннями. Відповідно, найважливішою складовою екологічного світогляду є екологічний досвід або екологічна поведінка. У широкому сенсі слова цей феномен являє собою сукупність умінь вести себе екологічно, стійких навичок постійного і повсюдного дотримання екологічних вимог, прагнення безперервно брати участь в екологічних заходах. Стосовно студентів екологічних спеціальностей екологічний досвід вимагає чіткої конкретизації. Зокрема, випускник ЗВО повинен уміти оцінювати виробництво з позицій його впливу на природні системи і біосферу в цілому, приймати технологічні рішення, спрямовані на попередження забруднення навколишнього середовища і дбайливе витрачання природних ресурсів (сировини, матеріалів, електроенергії та ін.).

Еколого орієнтована діяльність є пізнавальною і перетворювальною. У першому випадку в результаті неї відбувається пізнання об'єктів, процесів, взаємозв'язків у навколишньому соціально-природному середовищі, у другому – перетворення природи, суспільства, самої людини.

З точки зору, діяльнісно-компетентнісного підходу, формування екологічного світогляду відбувається через управлінські впливи: психологічна установка, навіювання ставлень і залучення до діяльності.

Психологічна установка – це ступінь розвитку психіки, що передує свідомості, готовність до певної активності, яка сформована на підсвідомому рівні здобувачів освіти.

Таким чином, психологічну установку варто використовувати на першому етапі формування екологічного світогляду еколога і далі, у процесі виховання екологічної культури в нашій країні.

Навіювання ставлень – управлінський вплив на особистість засобами авторитетних розповідей, легенд, історій, прикладів успіху винахідників.

Таким чином, навіювання ставлень сприяє переосмисленню екологічної інформації та перетрасформацію її в світоглядні позиції, які здатна особистість обстоювати.

Залучення до діяльності – управлінський вплив на особистість засобами активної дії на її зацікавлення.

Так, залучення до діяльності найбільше сприяє практичному застосуванню у формувальній діяльності та вихованні екологічної культури й світогляду студентів і носить, за цього, дієвий характер.

Отже, легко побачити, що за активного управлінського впливу на свідомість особистості відбувається дієве і ефективне формування та виховання екологічної культури, екологічного світогляду студентів.

Застосовуючи ці управлінські впливи в практично-експериментальній діяльності студентів, ми формуємо екологічний світогляд спеціальними компетентнісними завдання еколога світоглядного характеру. Наприклад, у тексті завдання мають бути фрази, які спонукають студентів висловлювати власну думку і, згодом при систематичному повторенні, ці дії формують досвід обстоювати точку зору, переконання, цінності, пріоритети. «Як на Вашу думку?», «Як Ви вважаєте?», «Чому Ви переконані в цьому?», «Висловіть власну думку як антагоніст чи лояліст і доведіть її», «Доведіть сказане Вами», «Переконайте оточуючих», «Висловіть рекомендації, побажання, зауваження» тощо.

Вищі показники професійних знань, професійних компетентностей, світогляду особи-викладача з екології: уміння, навички, переконання. Вони окреслюються і фіксуються як прогнозовані результати навчання на основі таких конкретних дій індивіда (студента-викладача) і це також формує екологічний світогляд:

- **уміння** – виявлення здатності до творчого перенесення, розв'язування навчальних завдань «нестандартного» характеру;

- **навички** – здатність застосовувати у навчанні набуту обізнаність на підсвідомому рівні як операцію, яка має бути виконана автоматично;
- **переконання** – підтвердження власної наукової позиції та обстоювання конкретної точки зору в рамках дії механізму діалектичного сумніву (нові наукові факти можуть скоригувати цю точку зору).

Отже, формувати екологічний світогляд студентів це використовувати в практично-експериментальній діяльності спеціально розроблені завдання еколого орієнтованого змісту.

## 5. Висновки

Вважаємо, що в процесі формування екологічного світогляду студентів необхідно враховувати й фінансово-економічний аспект : матеріально-технічна база. Він полягає в тому, що стан навколишнього середовища залежить насамперед від суми фінансів, що надходять на природоохоронні заходи. Важливим є розуміння студентами того, що стан довкілля залежить від матеріальних і фінансових ресурсів, що виділяються державою чи окремими суб'єктами господарської діяльності на його оздоровлення, відновлення та освоєння природних ресурсів.

Також, у процесі формування екологічного світогляду студентів є також орієнтація на розуміння економічного механізму природоохоронної діяльності, що забезпечує виконання вимог раціонального природо-користування, реалізацію еколого-економічного принципу та охорону природи на всіх рівнях – від локального до національного. Відсутність економічного механізму регулювання відносин людини і природи унеможлиблює отримання бажаних результатів від збільшення матеріальних та фінансових ресурсів, що виділяються на природоохоронні заходи, прискорення введення в експлуатацію ресурсо- та природозберігаючих технологій, діяльність правових механізмів, наскільки б досконалим не було екологічне законодавство. Тому при формуванні екологічного світогляду студентів необхідною є економічна орієнтація.

Щодо «зеленої» економіки далі продовжуємо... Аналіз змісту категорії «зелена» економіка свідчить, що різні міжнародні організації, їх структури та окремі країни по-різному трактують її сутність. Ми вважаємо, що «зелену» економіку слід тлумачити, орієнтуючись насамперед

на ознаку забезпечення економічного і соціального прогресу на засадах еколого орієнтованої діяльності. За цього всі інші уточнення щодо забезпечення зайнятості, підвищення якості життя населення, структурних трансформацій і секторіальних пріоритетів є важливими, але не вирішальними характеристиками.

Отже, під «зеленою» економікою пропонуємо розуміти систему відносин, що охоплюють виробництво, розподіл, обмін та споживання, які будуються на засадах еколого орієнтованої діяльності, підтримують збереження та відновлення оточуючого природного середовища і забезпечують мінімальний негативний вплив на нього за рахунок розвитку «зелених» секторів економіки і скорочення «коричневих», створення «зелених» робочих місць і виробництва «зелених» товарів та послуг.

Фактично «зелену» економіку як природозберігаючі технології слід розглядати як шлях до сталого розвитку.

Мета «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій – формування дієвого середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів за умов збереження гідного рівня життя населення.

Ця мета реалізується через цілі нижчого порядку (підцілі), до яких відносяться:

- ✓ захист, збереження, відтворення природних ресурсів і недопущення безповоротної втрати біорізноманіття способом мінімізації негативного антропогенного впливу на оточуюче середовище, збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо;

- ✓ підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів;

- ✓ економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»;

- ✓ забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економі-

ки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції тощо.

Названі цілі тісно взаємопов'язані між собою, адже реалізація однієї з них забезпечує прогрес щодо інших. Наприклад, структурна трансформація економіки за рахунок зростання частки «зелених» секторів і відповідного скорочення «коричневих» забезпечує створення «зелених» робочих місць і формує гідні умови життя населення, призводить до збільшення виробництва та споживання «зелених» товарів, що в сукупності дозволяє зменшити негативний вплив на довкілля, підвищити ефективність використання ресурсів тощо. Отже, цілі «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій знаходяться в органічній єдності та забезпечують досягнення загальної мети.

#### **Питання для самоконтролю:**

1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?
2. Яка ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки?
3. «Екологізація» виробництва.
4. Як сформуванню екологічного світогляду особистості?

#### **Література:**

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Інноваційний підхід до екологізації підприємств (на прикладі Харківської області). URL: [http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR\\_economica\\_2018/w17.pdf](http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR_economica_2018/w17.pdf)

## 1.1.2. *Лекція 2. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА* **ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ: БАЗОВІ ПРИНЦИПИ**

**Мета:** *навчальна:* формувати здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог; здатність використовувати принципи коеволюції суспільства і природи, сталого розвитку в професійній і соціальній діяльності; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя; *розвивальна:* розвивати екологічне мислення на основі «зелених» бізнесових положень; формувати екологічний світогляд.

### **Актуалізація опорних знань:**

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. Ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки.
3. «Екологізація» виробництва.
4. Формування екологічного світогляду студентів.

### **План:**

1. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. «Зелений» бізнес.
3. Інші екологічні тренди.
4. Висновки.



## 1. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій

«Зелена» економіка як природозберігаючі технології, формується з урахуванням певної системи принципів, які також трактуються по-різному дослідниками, міжнародними організаціями й національними документами.

У Декларації Конференції Організації Об'єднаних Націй з проблем навколишнього середовища, підписаної за результатами проведення у Стокгольмі з 5 по 16 червня 1972 р. конференції з проблем навколишнього середовища, було вперше визначено 26 принципів подальшого розвитку, до яких відносяться:

- свобода, рівність і сприятливі умови життя для людини в навколишньому середовищі;
- охорона природних ресурсів в інтересах теперішнього та майбутніх поколінь;
- підтримка, відновлення та поліпшення природних ресурсів Землі;
- пріоритетність питань охорони природного середовища при плануванні економічного розвитку;
- обережне та максимально корисне використання непоновлювальних ресурсів Землі;
- скорочення парникових та інших шкідливих викидів;
- запобігання забрудненню морів;
- економічний і соціальний розвиток з метою поліпшення якості життя;
- фінансова і технічна допомога країнам, що розвиваються з метою подолання екологічних і стихійних лих;
- стабільність цін на сировинні ресурси у країнах, що розвиваються;
- встановлення міжнародних екологічних стандартів, які можуть бути дотримані країнами з різним рівнем економічного розвитку;
- надання (за необхідності) країнам фінансової та технічної допомоги на забезпечення доступності ресурсів і їх збереження;
- комплексне планування розвитку країн з метою забезпечення раціонального управління ресурсами;
- раціональне планування, спрямоване на досягнення балансу між потребами розвитку і захисту навколишнього середовища;
- планування урбанізації населених пунктів з метою уникнення негативного впливу на оточуюче середовище;
- контроль демографічної ситуації;

- планування, управління та регулювання якості природних ресурсів;
- використання надбань науки і техніки для запобігання і боротьби з екологічними ризиками та вирішення екологічних проблем;
- екологічна освіта та доступ населення до інформації;
- стимулювання наукових досліджень в екологічній сфері і на національному, і на міжнародному рівні;
- не нанесення екологічної шкоди іншим державам у процесі організації діяльності в межах власної юрисдикції країн;
- розвиток міжнародного права в контексті встановлення відповідальності й компенсації шкоди жертвам забруднення;
- узгодженість міжнародних і національних стандартів;
- міжнародне співробітництво в межах багатосторонніх і двосторонніх угод для ефективного контролю, запобігання, скорочення та усунення негативного впливу на навколишнє природне середовище;
- координаційна роль міжнародних організацій у галузі захисту і поліпшення стану навколишнього середовища;
- незастосування ядерної зброї та всіх інших засобів масового знищення.

Наведений перелік принципів свідчить про тісний зв'язок між економічним і соціальним розвитком за умов дотримання екологічної безпеки, розвитку міжнародного співробітництва, взаємної відповідальності країн за результати діяльності, прийняття єдиних екологічних стандартів.

Благодійна організація «Фонд нової економіки», яка утворена за рахунок внесків приватних осіб і благодійних фондів для правозахисної діяльності та поширення інноваційного досвіду у вирішенні екологічних, економічних і соціальних проблем, у 2005 р. проголосила 10 принципів високої якості життя:

- нульові викиди вуглецю;
- безвідходне виробництво;
- сталий розвиток транспорту;
- екологічно чисті матеріали;
- стале харчування;
- стале управління водними ресурсами;
- захист та відновлення існуючого біорізноманіття;
- відродження місцевої культури і збереження спадщини;

- створення сильної місцевої економіки та забезпечення справедливої міжнародної торгівлі;
- зміцнення здоров'я і забезпечення благополуччя населення.

У 2011 р. Європейське агентство з навколишнього середовища у доповіді «Зелена» економіка: огляд оцінок оточуючого середовища Європи» до основних принципів «зеленої» економіки віднесло:

- орієнтацію на забезпечення сталого розвитку;
- рівність і справедливість і в межах одного покоління, і між поколіннями;
- обережність щодо потенційних впливів на суспільство і навколишнє середовище;
- адекватний облік природного та соціального капіталу (наприклад, за допомогою включення зовнішніх соціальних та екологічних ефектів, «зеленого» обліку, обліку витрат протягом усього життєвого циклу продуктів);
- стаке й ефективне використання ресурсів, споживання і виробництво;
- внесок у досягнення наявних макроекономічних цілей за рахунок створення «зелених» робочих місць, викорінення бідності, підвищення конкурентоспроможності та забезпечення зростання в основних галузях економіки.

При підготовці до Саміту Землі у 2012 р. ООН визначила 15 принципів сталого розвитку та «зеленої» економіки. Вони були сформульовані на основі текстів наступних документів:

- ✓ Декларація Конференції Організації Об'єднаних Націй з проблем навколишнього середовища (Стокгольм, 1972 р.);
- ✓ Доповідь конференції ООН з навколишнього середовища і розвитку (Ріо де Жанейро, 3–4 червня 1992 р.);
- ✓ Йоганнесбурзька декларація сталого розвитку (Йоганнесбург, 4 вересня 2002 р.);
- ✓ Хартія Землі;
- ✓ проект групи біорегіонального розвитку «Життя на одній планеті»;
- ✓ доповідь «Благополуччя та навколишнє середовище».

Ці принципи звучать так:

- справедливий розподіл багатства;
- економічна рівність і справедливість;
- рівність між поколіннями;
- попереджувальний підхід;
- право на розвиток;
- урахування зовнішніх факторів;
- міжнародне співробітництво;
- міжнародна відповідальність;
- інформація, участь та відповідальність;
- стале виробництво та споживання;
- стратегічне, скоординоване і комплексне планування;
- обґрунтований перехід;
- переоцінка добробуту;
- гендерна рівність;
- збереження біорозмаїття та запобігання забрудненню будь-якої частини навколишнього середовища.

Розглянемо кожен з них більш детально.

1. Справедливий розподіл багатства має відбуватись і всередині країн, і між ними задля зменшення нерівності між багатими і бідними, досягнення соціальної та економічної справедливості в рамках справедливого розподілу світових ресурсів, залишаючи при цьому достатній простір для дикої природи.

2. Економічна рівність і справедливість передбачає створення партнерств, які будуть надавати значну фінансову і технологічну допомогу менш розвиненим країнам, щоб звести до мінімуму розрив між ними та підтримати екологічну стійкість.

3. Рівність між поколіннями має забезпечуватись за рахунок управління екологічними ресурсами та екосистемами таким чином, щоб відновити та зберегти цінність природних багатств для майбутніх поколінь.

4. Попереджувальний підхід передбачає завчасне виявлення екологічного ризику. «Тягар доведення» варто покласти на тих, хто стверджує, що значного впливу на навколишнє середовище не буде. Наукова невизначеність впливу на навколишнє середовище не повинна при-

зводити до нівелювання заходів щодо запобігання деградації навколишнього середовища.

5. Право на розвиток визначається тим, що розвиток людини в гармонії з навколишнім середовищем має основоположне значення для досягнення сталого розвитку. Люди і суспільство мають право на позитивні соціальні та екологічні наслідки.

6. Урахування зовнішніх факторів передбачає, що ринкові ціни повинні відображати реальні соціальні та екологічні витрати і вигоди, а забруднювач – нести відповідні витрати. Податкові режими та нормативно-правова база мають використовуватися таким чином, щоб робити «чисті» продукти дешевими, «забруднені» – дорогими.

7. Принцип міжнародного співробітництва втілюється у співпраці національних урядів. Природоохоронні заходи, які стосуються торгівлі, повинні уникати несправедливого протекціонізму, але в цілому повинні забезпечувати, щоб торгівля підтримувала стале використання ресурсів, охорону навколишнього середовища та передових стандартів праці, сприяння «гонці за лідером», а не консервації відставання.

8. Міжнародна відповідальність передбачає урахування негативного впливу і в рамках національних кордонів, і за межами дії національної юрисдикції, що вимагає співпраці у розвитку міжнародного права, яке виступає в таких випадках незалежним засобом судового захисту.

9. Поінформованість, участь та відповідальність передбачає, що усі громадяни повинні мати доступ до інформації, яка стосується довкілля, а також можливість брати участь у процесах прийняття відповідних рішень. Вирішення екологічних питань повинно відбуватись за участю всіх зацікавлених сторін (громадян, підприємств, національних і міжнародних установ) на демократичних засадах та використовувати інструменти, які дозволяють громадськості відчувати відповідальність за прийняті рішення. У цьому зв'язку доступ громадян до встановлення правил та контролю за відшкодуванням (компенсацією) шкоди, завданої навколишньому середовищу, є наріжним каменем підвищення відповідальності.

10. Стале виробництво і споживання взаємозалежні, а їх розвиток має відбуватись на засадах стійкого і справедливого використання ресурсів, скорочення й ліквідації екологічно небезпечних моделей вироб-

ництва і споживання, забезпечення повторного використання та переробки матеріалів з метою уникнення дефіциту ресурсів.

11. Стратегічне, скоординоване і комплексне планування для забезпечення сталого розвитку «зеленої» економіки і боротьби з бідністю спрямовані на використання комплексного підходу, що забезпечить прискорення досягнення соціально-економічної та екологічної стійкості на основі стратегічних планів, розроблених із залученням громадськості, інших зацікавлених сторін, а також урядових організацій.

12. Обґрунтований перехід передбачає, що у процесі трансформації традиційної економіки у «зелену», під час руху до сталого розвитку будуть понесені певні витрати, причому найбільш уразливі держави повинні отримати підтримку та захист з боку більш економічно розвинених, зокрема – у формі фінансової та технічної допомоги щодо формування «зелених» робочих місць, виробництва екологічно чистих товарів і послуг.

13. Переоцінка добробуту означає поступову відмову від консервативного підходу, за яким ВВП є основним інструментом вимірювання економічного і соціального добробуту. Адже під час розрахунку ВВП враховуються також результати соціально та екологічно шкідливої діяльності, що спричиняє підвищення його рівня без урахування наслідків для довкілля та громади. Благополуччя людини та якість її життя, стан навколишнього середовища мають стати головними цілями розвитку, які повинні отримати адекватні індикатори оцінювання.

14. Гендерна рівність втілюється у забезпеченні рівності статей, адже жінки відіграють надзвичайно важливу роль у здійсненні змін у сфері природокористування й розвитку.

15. Збереження біорізноманіття та запобігання забрудненню будь-якої частини навколишнього середовища є невід'ємною частиною добробуту людини, а також управління, орієнтованого на захист стійкості екосистем з метою запобігання їх незворотному пошкодженню.

Коаліція зеленої економіки називає 9 принципів «зеленої» економіки:

- орієнтація на забезпечення сталого розвитку;
- рівність та справедливість;
- повага гідності особистості;

- ошадливість;
- участь;
- керованість;
- стійкість;
- ефективність;
- зв'язок поколінь.

Зокрема, принцип орієнтації на забезпечення «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій сталого розвитку і втілюється у єдності екологічної, соціальної та економічної складових.

Принцип рівності та справедливості спрямований на вирівнювання країн та викорінення соціальної диференціації в межах національних кордонів, дотримання прав людини, гендерної рівності.

Повага гідності особистості проявляється у зменшенні бідності шляхом перетворення «традиційних» робочих місць і активного створення нових («зелених»), розвитку людського потенціалу, покращенні доступу до соціальних послуг, підтримує право на розвиток.

Принцип ошадливості «зеленої» економіки реалізується шляхом мінімізації впливу на навколишнє середовище, врахування екологічних меж і забезпечення господарської діяльності саме в їхніх межах, попередньої оцінки потенційного впливу нових технологій на навколишнє середовище, оптимального і раціонального використання природних ресурсів.

Принцип участі ґрунтується на поєднанні прозорості та відкритості діяльності всіх зацікавлених сторін (громадян, бізнесу, державних інституцій), забезпечує можливість ефективної участі громадян у процесі прийняття управлінських рішень на всіх рівнях.

Керованість реалізується через регулювання, що відбувається на основі консультацій з усіма зацікавленими сторонами, розроблення стандартів для оцінювання прогресу, розвитку міжнародного співробітництва і міжнародну відповідальність за збитки.

Стійкість «зеленої» економіки проявляється у розвитку систем соціального захисту та охорони навколишнього середовища, підтримці різних моделей «зеленої» економіки, які можуть бути застосовані до різних еколого орієнтованих економічних моделей.

Принцип ефективності передбачає, що формування цін на товари і послуги відбувається з урахуванням соціальних та екологічних витрат,

життєвого циклу продукту, зв'язку між динамікою виробництва і споживання, можливих негативних соціальних та екологічних наслідків.

Зв'язок поколінь як принцип «зеленої» економіки втілюється у прийнятті рішень на довгострокову перспективу, залученні фінансової підтримки на розвиток різноманітних моделей сталого розвитку та підтримці виробництва «зелених» товарів та послуг.

Якщо врахувати вищенаведені підходи та поєднати їх з названими вище цілями «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій, можна зробити висновок про доцільність виокремлення наступних 10 основних принципів «зеленої» економіки.

1. Орієнтація на майбутнє – врахування наслідків економічної діяльності для існування наступних поколінь.

2. Вимірюваність та співставність – створення відкритої системи національних та міжнародних звітів щодо рівня економічного і соціального розвитку територій та їх впливу на стан довкілля, розроблення адекватних показників оцінювання суспільного розвитку, які враховували б екологічну складову.

3. Стале виробництво і споживання – переорієнтації з традиційних стандартів і моделей виробництва й споживання на новітні «зелені».

4. Соціальний розвиток – зростання рівня зайнятості населення у «зелених» секторах економіки, підвищення рівня якості життя за рахунок зростання доходів та доступу до більш якісних ресурсів, забезпечення права громадян на особистісний розвиток.

5. Суспільне співробітництво – залучення широких кіл громадськості, бізнесу, урядових інституцій, міжнародних та неурядових організацій до спільних дій з формування «зеленої» економіки.

6. Ресурсна ефективність – підвищення рівня результативності використання ресурсів, їх вторинної переробки та збільшення економічного ефекту при скороченні негативних екологічних наслідків.

7. Екологічність – скорочення негативного антропогенного впливу на довкілля, зокрема – викидів парникових газів, твердих відходів, забруднення водойм та землі, збереження біорізноманіття та охорона навколишнього природного середовища, запровадження екологічної освіти населення.



8. Економічність – поточні витрати на впровадження «зелених» стандартів не мають стати обмеженням економічного розвитку, а повинні сприяти створенню основ для довгострокового розвитку.

9. Всеохопленість упровадження засад «зеленої» економіки на всіх рівнях управління та у всіх сферах діяльності.

10. Рівність та справедливість – рівний доступ всіх до наявних природних ресурсів та справедливий їх розподіл.

Ці принципи, адекватно відображають найважливіші аспекти «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій у рамках концепції сталого розвитку.

Експерти виділяють чотири напрями, за допомогою яких формування «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій і пов'язані з цим структурні реформи можуть стати основою економічного розвитку.

По-перше, перехід до «зеленої» економіки як до природозберігаючих технологій, здатний збільшувати «вхідні» ресурси економіки внаслідок підвищення продуктивності й ефективності використання ресурсів.

По-друге, становлення «зеленої» економіки як ПЗТ супроводжується позитивними структурними змінами під впливом значних інвестицій у системоутворюючі сектори (такі, як енергетика, будівництво, житлово-комунальне господарство тощо), спрямованих на оновлення виробничого апарату, підвищення енергоефективності, перехід до альтернативних джерел енергії та зниження викидів парникових газів. У сукупності це має призвести до зростання ефективності названих галузей та економіки в цілому.

По-третє, розвиток «зеленої» інфраструктури (зокрема системи водопостачання та каналізації, громадського транспорту, орієнтованого на альтернативні джерела палива тощо) як ПЗТ забезпечить активізацію економічного розвитку і з боку пропозиції, і з боку попиту, одночасно розширюючи зайнятість і сприяючи зниженню безробіття.

По-четверте, перехід до «зеленої» економіки як до ПЗТ об'єктивно стимулює інноваційну активність, яка має підтримуватись сприятливим конкурентним середовищем та дієвими інструментами регулювання.

Важливо наголосити, що концепція «зеленої» економіки не замінює собою концепцію сталого розвитку, а розвиває її та являє собою засіб її практичної реалізації. «Зелений» розвиток може бути забезпечений лише за умови інтеграції екологічної та економічної політики таким чином, щоб суспільний прогрес, економічне зростання і підвищення якості життя населення відбувались на тлі скорочення загроз навколишньому природному середовищу.

## 2. «Зелений» бізнес

Циркулярний (невичерпний) бізнес, або «зелений» бізнес (EN: *Sustainable business*) – діяльність, яка має мінімальний негативний вплив на глобальне або місцеве середовище, суспільство або економіку – це бізнес який прагне поєднати у собі екологічне відношення до довкілля, справедливе ставлення до працівників та економічний успіх. Більшість «зелених» компаній мають прогресивні екологічні принципи та політику з питань людини. Загалом бізнес вважається «зеленим», якщо він відповідає наступним чотирьом критеріям:

- ✓ Він керується принципом «циркуляції» при прийнятті усіх своїх бізнес рішень.
- ✓ Він постачає екологічні товари або послуги, які замінюють попит на не-екологічні товари або послуги.
- ✓ Він «зеленіший» ніж типові конкуренти.
- ✓ Він значний час витримує зобов'язання щодо екологічних стандартів.

Комісія Брундтланд (EN: *Brundtland Report*) наголошувала, що розуміння невичерпності тримається на трьох опорах: людях, планеті та прибутку. Циркулярний бізнес у своїй роботі має балансувати ці три фактори, використовуючи циркулярне виробництво та розповсюдження щоб вплинути на екологію, економічний розвиток та суспільство: Triple bottom line.

Усі впливають на циркуляцію у світовому ринку та на нашу планету у якомусь сенсі. Розвиток циркулярного принципу у бізнесі може бути вагомим для покупця, інвестора, а також є екологічним. Циркулярний

бізнес має задовольняти потреби покупця і добре ставитися до довкілля.

### **Функції «зеленого» бізнесу:**

1. Встановлення цін на товари та послуги, що реалізуються.
2. Проведення НДДКР та створення інноваційних товарів, методів та технологій.
3. Формування конкурентного середовища на ринку ЄТП (виробник «Євро Труб Полімер»).
4. Створення робочих місць.
5. Створення валової доданої вартості на ЄТП.
6. Ефективне використання ресурсів.
7. Задоволення екологічних потреб суспільства.
8. Мінімізація екологічно-деструктивного впливу на довкілля.
9. Захист НПС.
10. Формування екологічної свідомості суспільства.
11. Збереження природного капіталу.

Більшість вищезазначених функцій стосується всіх напрямків підприємницької діяльності. До таких, що притаманні лише представникам «зеленого» бізнесу, відносяться: задоволення суспільних потреб, захист довкілля, мінімізація екологічно-деструктивного впливу на довкілля, формування екологічної свідомості суспільства. Саме виконання цих функцій і виділяє «зелений» бізнес з-поміж інших напрямків діяльності. Слід окремо відзначити, що функції, які притаманні всім напрямкам діяльності, у «зеленому» бізнесу проявляються більш екологічно-раціональним чином. Наприклад, ефективне використання ресурсів передбачає не лише мінімізацію обсягів їх використання, але й ґрунтується на виборі тих ресурсів, використання яких буде мати мінімально можливий вплив на довкілля.

### **Форми прояву:**

- еко-компанія;
- виробництво екологічних товарів та послуг;
- «зелений» бізнес.

*Перша форма прояву «зеленого» бізнесу – еко-компанія – передбачає впровадження екологічного менеджменту, що переважно пов'язано з адміністративним регулюванням діяльності підприємств у країні.*

Внаслідок цього підприємство сприяє зниженню забруднення НПС, але, як правило, не за власним бажанням, а відповідно до вимог законодавчо-нормативних актів або постанов світових організацій.

*Друга форма прояву «зеленого» бізнесу* проявляється тоді, коли компанія за власним бажанням, переходить на енергоефективні, екологічно-конструктивні технології виробництва товарів та послуг і сприяє покращенню довкілля за допомогою використання в процесі діяльності методів та сировини, які мінімізують екологічно-деструктивний вплив на НПС та ведуть до покращення умов життя населення.

Особливістю *третьої форми «зеленого» бізнесу* є те, що окрім мінімізації шкідливих екологічних екстернальних ефектів від виробничої діяльності, на підприємстві у керівників та співробітників формується екологічна свідомість, яка ґрунтується на забезпеченні екологічних потреб не лише сучасного покоління, але й передбачає створення сприятливих умов життя для майбутніх поколінь шляхом мінімізації впливу виробництва на довкілля у довгостроковому періоді.

### 3. Інші екологічні тренди

Європа вводить заборону на пластикову тару з огляду на екологічні наслідки її використання. Попит на ринку ЄС та потужності українських експортерів фруктів та ягід при цьому зростають. Що запропонували експортерам виробники картонної тари?

Житомирський картонний комбінат налагодив випуск власної екологічної тари. Нові формати пакування необхідні українським експортерам, наприклад, яблук. Їхній експорт впродовж останніх років зростав, а місцевих лотків для фасування просто не існувало. Експортери їх імпортували, що обумовлювало велику вартість та валютні ризики. В сезоні 2018-2019 рр. наші аграрії зібрали великий урожай, і новітня технологія опинилася в потрібному місці в потрібний час. Житомиряни вважають, що завдяки в тому числі їхньому рішенню експорт яблук сезону 2018-2019 рр. досяг рекордних 12,2 тис. т. Також активно, на 4-5% щосезону, зростає й український ягідний ринок.

2017 р. комбінат придбав французьку технологію для створення спеціалізованої литої тари *UniTray* з екологічно чистого пресованого волокна. Таке пакування дбає насамперед про безпеку кінцевого спо-

живача. Пластик не дихає та збирає вологу. Натомість картон дозволяє повітрю проходити, що забезпечує сухість продукту. Зайву вологу від ягід картон також поглинає.

Проблема в тому, що дедалі більший експорт фруктів та ягід під загрозою через запровадження заборони пластику. Європа зрозуміла, що пластикова продукція одноразового використання може просто знищити майбутнє планети. Тому одноразовий посуд, пакети та подібні товари поступово потраплять під заборону. Так, уже найближчим часом придбати щось у поліетиленовому пакеті в супермаркеті ЄС стане неможливо. Виробник має змінюватися, бо цього вимагають суспільство та закон. Бізнесмен, який експортує до Європи, також вимушений змінюватися.

Пакування UniTray вже експортується до Польщі, Угорщини та Сербії. Це чудове B2B-рішення для експортерів ягід, грибів, томатів тощо, враховуючи вартість та ефективність самого пакування.

Технологія виробництва SEM EcoPack відповідає всім стандартам якості, затвердженим в ЄС, сертифікована за FSSC 22000, стандартом Британського консорціуму роздрібної торгівлі. Всі сертифікати на продукцію, системи менеджменту та персоналу комбінату видала незалежна німецька аудиторська компанія TUV.

Захист планети – зростаючий тренд. В Україні все частіше піднімаються питання переробки відходів та поступово набирає популярності свідоме споживання. Які еко-тренди чекати у 2020-му?

### *Organic food*

Не усі продукти, які вирощуються навіть на фермах, можуть називатися органічними. Назву «organic» отримують тільки ті овочі, фрукти та м'ясо, які росли в екологічно чистій зоні без використання хімічних добрив та різноманітних добавок.

### *Eco-packaging*

Пластикові коробки та пакети йдуть у минуле. Тренд на екологічне пакування у вигляді торбинок з тканини та крафт-паперу, який охопив світ у 2019 році, не зупиниться і у 2020-му. За покупками все частіше ходять не з пакетами, а з торбинками або авоськами. Одноразовий посуд намагаються випускати з екологічних матеріалів, а деякі країни на законодавчому рівні вже відмовилися від пластикового виробництва.

## *Digital detox*

У період швидкісної передачі інформації люди все частіше переглядають своє ставлення до гаджетів. «Цифровий детокс» – це час, коли тимчасово відмовляєшся від гаджетів та згадуєш, що таке реальне життя. До речі, існує навіть програма «Екранний час» у версії iOS, щоб відстежити, скільки часу ви проводите перед екраном.

## *Workshop on waste-free lifestyle*

Zero waste lifestyle – безвідходне життя стає все більш популярним. Як виготовляти чисту косметику та екологічні миючі засоби для дому, як зробити навколишнє середовище більш екологічними та залишати менше сміття після своєї життєдіяльності? Такі майстер-класи викликають все більший інтерес серед молоді.

## *Clouting made of eco-materials*

Споживач частіше дізнається про нові еко-матеріали, при виробництві яких немає шкоди для екології. Майбутнє обіцяють одягу з люцела – тканини, яка за своїми характеристиками дуже нагадує бавовну, але виготовляється з целюлози.

## *Eco-settlements and ecotourism.*

Мандрувати можна по-різному. Когось більше приваблюють великі та гучні міста, хтось відпочиває тільки на березі моря. Але еко-френдлі люди віддають перевагу туризму, який несе мінімальну шкоду навколишньому середовищу. В Україні також з'являються перші готелі, які зробили переробку відходів особливістю свого закладу. Проблеми забруднення повітря стають актуальними як ніколи. Тому більшу популярність будуть мати еко-поселення, які найчастіше розташовані поза містом.

## *Consumption restriction*

Якщо купівля чергової не завжди потрібної речі викликає у вас залежність, то цей тренд точно для вас. У світі з'являються бренди, які надають додаткову знижку на свої товари, якщо ви принесете старий одяг на утилізацію.

Цікаво... Велику популярність отримує створення свідомого гардеробу. Тому частіше відкриваються гаражні розпродажі, не знижується

запит на магазини секонд-хендів та з'являється мода з клаптиків – пошив нового одягу зі старих речей, особливо джинсових.

#### 4. Висновки

Отже, нами встановлено, що «зелена» економіка як ПЗТ є засобом забезпечення сталого розвитку, а її формування передбачає перегляд стандартів життя суспільства з метою збереження природного середовища, підвищення ефективності використання ресурсів, розвитку еколого орієнтованої діяльності та структурної перебудови економіки в бік збільшення частки «зелених» секторів та скорочення «коричневих». Визначені цілі та принципи «зеленої» економіки як ПЗТ. Це у сукупності розвиває сучасні уявлення про альтернативні моделі соціально-економічного розвитку, а також може бути використане під час опрацювання пропозицій щодо «зеленого» курсу України.

«Зелений» бізнес – діяльність яка має мінімальний негативний вплив на глобальне або місцеве середовище, суспільство або економіку – це бізнес який прагне поєднати у собі екологічне відношення до довкілля, справедливе ставлення до працівників та економічний успіх.

Інші екологічні тренди дозволяють Україні демонструвати європейські наміри в долученні до світових стандартів якості життя.

#### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки як ПЗТ?
2. Яка ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки?
3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?
4. Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні?
5. «Зелений» бізнес.
6. «Екологізація» виробництва.
7. Екологічні тренди: *Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction.*
8. Формування екологічного світогляду студентів.

## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Сім відтінків зеленого: еко-тренди, що наберуть обертів у 2020 році. URL: <https://agroportal.ua/ua/special-projects/utrennii-kofe-sem-ottenkov-zelenogo-ekotrendy-kotorye-naberut-oboroty-v-2020/>



## **1.2. Тема 2. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА В КОНТЕКСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПЕРЕХОДУ УКРАЇНИ ДО СТАЛОГО РОЗВИТКУ**

### **1.2.1. Лекція 3. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ: «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА В КОНТЕКСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПЕРЕХОДУ УКРАЇНИ ДО СТАЛОГО РОЗВИТКУ. «ЗЕЛЕНІ» ІНВЕСТИЦІЇ**

**Мета:** *навчальна:* формувати: здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; здатність забезпечувати екологічну безпеку та умови стійкого розвитку, розв'язувати задачі, направлені на зменшення антропогенного впливу на екосистеми, оцінювати, прогнозувати дію на елементи біосфери тих чи інших техногенних факторів; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя; *розвивальна:* розвивати екологічне мислення.

#### **Актуалізація опорних знань:**

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. Ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки.
4. «Зелений» бізнес.
5. «Екологізація» виробництва.

#### **План:**

1. Україна і сталий розвиток.
2. Напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.

3. «Зелені» інвестиції.

4. Висновки.

## 1. Україна і сталий розвиток

Перехід до сталого використання та зменшення залежності економіки від традиційних джерел енергії є важливим фактором її розвитку. Згідно з даними Всесвітнього фонду охорони природи, потреби людства в природних ресурсах перевищують можливості їх задоволення на 50%, тому, якщо способи господарювання та пріоритети розвитку суспільства не будуть змінені, та до 2050 року для виживання людства необхідно буде використовувати ресурси трьох таких планет як Земля.

Необхідним чинником зміни підходів до використання природних ресурсів є перехід до «зеленої» економіки як до природозберігаючих технологій, суть якої полягає в можливості ефективного використання наявних природних багатств на основі міжрегіональної і транснаціональної кооперації та взаємної компенсації завданих збитків.

Як ми говорили, у попередніх лекціях існує багато визначень «зеленої» економіки. Найпоширенішим є таке визначення «зеленої» економіки: зеленою вважається економіка, що веде до підвищення добробуту людей і зміцнення соціальної справедливості при одночасному зниженні ризиків для довкілля і дефіциту екологічних ресурсів. При цьому концепція «зеленої» економіки не замінює собою концепції сталого розвитку, однак досягнення стійкості значною мірою визначаються правильністю розвитку економіки. Поняття «зелена» економіка розглядається в контексті зниження викидів вуглецевих сполук, підвищення ефективності використання всіх видів ресурсів, формування системи відповідності інтересам суспільства.

Нещодавно прийнята стратегія «Європа–2020» базується на принципах сталого розвитку та ставить перед країнами Європейського Союзу задачу досягнення п'яти загальноєвропейських цілей, а саме: підвищення рівня зайнятості населення віком 20-64 років від 65% до 69%; збільшення рівня інвестицій у науково-дослідну сферу до 3% ВВП; досягнення мети «20/20/20» (скорочення до 2020 року викидів парникових газів на 20% і збільшення частки поновлюваних джерел енергії до 20% до загального споживання електроенергії); зменшення кількості людей, які не мають середньої освіти, з 15% до 10%; зменшення кількості єв-

ропейців, що живуть за межею бідності, на 25% від існуючих на сьогодні 80 до 20 мільйонів.

Україна, територіально розташована в Європі, є самостійною державою з 1991 року і нині проходить складний етап трансформації економіки та соціальної сфери. Національними пріоритетами розвитку України є: подолання бідності, забезпечення якісної освіти впродовж життя, гендерної рівності; зменшення дитячої смертності; поліпшення здоров'я матерів; обмеження поширення коронавірусної інфекції КОВІД-19, ВІЛ-інфекції / СНІДу та туберкульозу і започаткування тенденції до скорочення їх масштабів; сталий розвиток навколишнього середовища.

Необхідність розвитку України шляхом сталого розвитку, у ключі природозберігаючих технологій, економічного зростання, поєданого з активною соціальною політикою держави, демократизацією складових суспільного життя, вимагає формування якісно нової державної регіональної політики. Економічні трансформації актуалізували питання про зміну ролі екологічного чинника в розвитку суспільства, оскільки незадовільний стан навколишнього середовища в Україні все більше впливає на якість життя населення, лімітує можливість розвитку країни.

Національна економіка потребує адаптації до вимог екологічно безпечної конкуренції, підвищення ефективності та наукоємності, впровадженні екологічних стандартів виробництва та «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій.

*Метою лекції є вивчення напрямів розвитку «зеленої» економіки, впровадження «зелених» інвестицій в Україні аспектами природозберігаючих технологій як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.*

## **2. Напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни**

До початку ХХІ століття в Україні відбулися істотні трансформаційні зрушення в системі політики та економіки, результати яких вкрай суперечливі. Можна виділити такі особливості реформування економіки країни: низькі темпи ринкових перетворень; незадовільний стан вирішення соціально-економічних проблем; відсутність виваженої держав-

ної регіональної політики, що призвела до поглиблення диспропорцій у територіальній структурі економіки і соціальной сфері.

У процесі трансформації економічної системи в Україні прийнято виділяти три етапи. *Перший етап* – раптової трансформації економіки (1991–1993 рр.) характеризувався частковим збереженням планової економічної системи і спробами її модернізації без докорінної зміни колишньої структури шляхом імплантації нових господарських елементів та відносин.

*Другий етап* – поглибленої трансформації (1994–1999 рр.) характеризувався відмовою від системо утворювальної ролі планово-розподільних відносин у практиці держави і трансформацією сфер виробництва. Стає очевидним, що модель змішаної економіки є оптимальним вибором для України [8]. Підсумком другого етапу стала заміна інститутів планової економіки на ринкові і поступовий перехід до постіндустріальної економіки, характерними рисами якої є нові технологічні способи виробництва, гуманізація і соціалізація економіки, розвиток різних форм власності та економічних укладів, посилення інтеграційних процесів [4].

*Третій етап* – глобальних трансформаційних зрушень (2000–2010 рр.), пов'язаний з формуванням національної економіки, адаптованої до світового ринку і орієнтованої на розвиток мікроелектроніки, поширення телекомунікації та систем автоматизації, комп'ютеризації та роботизації виробництва, інтенсивного споживання природного газу [6].

На початку третього етапу Україна демонструвала швидке економічне зростання, зумовлене підвищенням внутрішнього споживчого попиту, стабільним збільшенням доходів населення та динамічним розвитком споживчого кредитування; зростанням обсягів експорту, зумовлених зовнішньоекономічною кон'юнктурою; відносно високим попитом на інвестиції в основний капітал. Як наслідок, за період 2000–2007 рр. ВВП України збільшився на 77,7%, а продуктивність праці на 72%, що перевищувало зростання продуктивності праці в розвинених країнах [4].

Економічне зростання сприяло перегляду підходів, спрямованих на узгодження принципів максимізації доходів при інтенсивному використанні ресурсів і принципів раціонального природокористування, що враховують потреби майбутніх поколінь.

Упродовж 2000–2007 років економіка України розвивалася під впливом неоднозначних процесів: спостерігалися позитивні економічні тенденції в умовах сприятливої зовнішньої кон'юнктури, проте в період зростання не була реалізована стратегія модернізації та структурної перебудови виробництва, зміни мали стихійний характер і зумовлювалися кон'юнктурними чинниками. Не було використано період зростання ВВП для структурної перебудови та модернізації галузей економіки, впровадження принципів сталого розвитку [9]. Світова фінансова криза в 2008 році поширилася на Україну і спричинила різке загострення структурних диспропорцій національної економіки, виявила неефективність сформованої сировинної експорто-орієнтованої моделі виробництва. У 2009 році об'єми викидів парникових газів зменшилися на 28% до 255 млн. тон CO<sub>2</sub> [2], що пояснюється різким падінням попиту на українську продукцію та зупинкою підприємств. Проте негативні тенденції розвитку стимулювали інтерес до еколого-орієнтованої економіки, і з 2010 року розпочався *четвертий етап* глобальних трансформаційних зрушень економіки України, пов'язаний з поступовим впровадженням «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.

Приймається «Стратегія національної екологічної політики України на період до 2020 року», у якій визначено такі цілі [5]: досягнення безпечного для здоров'я людини стану навколишнього середовища; підвищення рівня суспільної свідомості з питань охорони навколишнього природного середовища; поліпшення екологічної ситуації та підвищення рівня екологічної безпеки; вдосконалення системи інтегрованого екологічного управління шляхом включення екологічної складової до програм розвитку секторів економіки; зменшення втрат біорізноманіття, формування екологічної мережі, розвиток заповідного фонду; забезпечення екологічно збалансованого використання природних ресурсів.

Нині в Україні основними платниками платежів за забруднення довкілля є підприємства, що виробляють та розподіляють електроенергію, газ і воду (44% від сумарного обсягу по країні), видобувної промисловості (21%), металургійного виробництва та виробництва готових металевих виробів (17%) [9].

У сумарному обсязі фактично сплачених екологічних платежів дві третини суми надійшли від підприємств, розташованих у Східній та Південно-Східній частині України, де розташовані вугільний, металургійний і гірничо-переробний комплекс.

У міжнародній практиці екологічної економіки серед її конкурентних стратегій застосовують стратегію екологічної податкової реформи, що дозволяє одночасно створити робочі місця і зберегти довкілля, оскільки переносить базу з доходу та фонду заробітної плати на споживання природних ресурсів та шкідливі викиди. Це збільшує заробітну плату відповідно до економічного розвитку і стимулює інвестиції в інноваційні технології, зменшує витрати природних ресурсів за рахунок зменшення матеріаломісткості виробництва і витрати енергії, тобто значно зменшує шкідливі викиди.

З 1 січня 2011 року в Україні введено екологічний податок замість збору за забруднення навколишнього середовища. У Податковому кодексі, прийнятому в 2010 році, вдвічі збільшено ставки екологічного податку, запроваджено оподаткування викидів CO<sub>2</sub>, для якого ставка податку становить 0,2 гривні за 1 тону (п. 243.4 ст. 243 Кодексу). При цьому спрощено порядок розрахунку екологічного податку шляхом уніфікації системи підвищувальних коефіцієнтів і врахування їх у базових ставках податку; здійснено перехід до стягування податку з пересувних джерел забруднення через податкових агентів (оптових і роздрібних продавців палива) [9].

Було визначено об'єкт і базу оподаткування, до складу яких входять:

- обсяги та види забруднювальних речовин, що викидаються в атмосферне повітря від стаціонарних джерел, що скидаються безпосередньо у водні об'єкти;
- види відходів, що розміщуються у спеціально відведених для цього місцях протягом звітного кварталу, якщо суб'єкти господарювання мають ліцензію і здійснюють діяльність із збирання і заготівлі відходів як вторинної сировини, а також види палива, реалізованого податковими агентами;
- обсяги і категорія радіоактивних відходів, що утворюються внаслідок діяльності суб'єктів господарювання або тимчасово зберігаються їх виробниками понад установлений ліцензією строк;
- обсяги електричної енергії, виробленої експлуатуючими організаціями ядерних установок (АЕС).

Податок вводиться поетапно: до 31.12.2012 ставки податку становили 50%, до 31.12.2013 – 75%, з 01.01.2014 – 100% від ставок, передбачених Кодексом.

Введена податкова система в Україні в частині податків за використання природних ресурсів та їх забруднення має прогресивний характер і спрямована на зменшення використання ресурсів та утворення відходів.

Значно збільшено ставки податку за викиди в атмосферне повітря забруднювальних речовин стаціонарними та пересувними джерелами, за скиди окремих забруднювальних речовин у водні об'єкти та за розміщення відходів, які з 01.01.2014 будуть перевищувати в 15-20 разів ставки, що діяли раніше.

Передбачено зростання ставок податку в 8,5 рази за розміщення відходів, залежно від класу небезпеки та рівня небезпечності, при цьому в разі розміщення відходів на звалищах, які не забезпечують повного виключення забруднення атмосферного повітря або водних об'єктів, ставки додатково зростають в три рази.

До складу інструментів нової податкової системи входить надання податкових пільг для підприємств, що здійснюють господарську діяльність, пов'язану із наступною діяльністю: переробкою відходів до стадії утилізації; використанням вторинної сировини для подальшого виробництва; застосуванням пакувальних матеріалів, що не завдають шкоди навколишньому середовищу, а також повторне використання; впровадженням маловідходних, ресурсо- та енергозберігаючих технологій; вкладенням коштів у розвиток «зеленого виробництва» і «зеленої продукції»; впровадженням новітніх технологій; відновленням ландшафтних територій до їх первозданного стану тощо.

Таким чином, ведення екологічних податків в Україні теж стимулюватиме впровадження «зеленої» економіки як ПЗТ у контексті переходу до сталого розвитку.

### **3. «Зелені» інвестиції**

«Зелені» інвестиції сприяють зменшенню викидів парникових газів, раціоналізації поводження з відходами, ефективному управлінню стічними водами та протидії різним екологічним ризикам, підтримуючи стабільність екосистем, впроваджуючи енергоефективні заходи та розви-

ваючи відновлювану енергетику та екологічно безпечні технології. Такі інвестиції можуть позитивно впливати на енергетичний баланс країни, підвищувати рівень енергоефективності економіки та конкурентоспроможності вітчизняної продукції на світових ринках, а також платоспроможність населення, зокрема за житлово-комунальні послуги. Вони здатні створювати нові («зелені») робочі місця та забезпечувати гідну заробітну плату працівникам.

Сьогодні очевидними є результати мобілізації «зелених» інвестицій у ряді секторів економіки та сфер діяльності (відновлювана енергетика (включаючи проекти великої гідроенергетики), низькоемісійний транспорт, стале будівництво, енергоефективні заходи і технології (зокрема «розумні» енергетичні мережі та накопичувачі енергії), «зелені» НДДКР), розвиток яких пов'язаний з виконанням глобальних цілей сталого розвитку.

«Зелене» інвестування відбувається різними фінансовими інструментами, найпоширенішими серед яких є кредитні «зелені» лінії Міжнародних багатосторонніх банків, приватне «зелене» кредитування та «зелені» облігації. Однак їх потенціал досі залишається обмеженим у переважній більшості країн світу, вони все ще не утворюють єдиної системи інструментів «зеленого» інвестування, а використання кожного з них залежить більшою мірою від специфічних умов сектору чи країни, де реалізується «зелений» проект.

Метою цього проекту/дослідження було вивчення всього комплексу питань «зелених» інвестицій, альтернативних варіантів їх фінансування, визначення проблем, можливостей та потенційних шляхів мобілізації інвестиційних ресурсів для екологізації економіки. Завданням було висвітлити чинники, виміри та наслідки запровадження «зелених» інвестицій, можливості їх примноження, а також специфічні умови запровадження такого інвестування в Україні. Дослідження дало можливість заповнити прогалину у визначенні «зеленого» інвестування, проаналізувати тенденції акумулювання таких інвестицій за секторами економіки та сферами використання [10].

Екологічні (зелені) інвестиції передбачають процес вкладання коштів в екологічні проекти, що дозволяють рухатися у напрямку сталого розвитку, але поряд з ним існує й протилежне поняття – деінвестиції (англ. *divestment, divestiture*). Цей термін передбачає вилучення коштів або їх скерування в інші, еколого-безпечні, галузі; відмову від інвести-



цій в акції, цінні папери та фонди, які здійснюють неетичну або морально сумнівну діяльність з точки зору сталого розвитку. Тобто благодійні установи, фінансові структури та інші суб'єкти підприємницької діяльності мають відмовитися від інвестицій у виробництва, що використовують викопні види палива, аби прискорити перехід суспільства на використання поновлюваних джерел енергії, безпечних для природи. Яскравий приклад успіху деінвестиційної кампанії – суттєва перемога громадськості у боротьбі з виробниками тютюну.

Деінвестування паливного сектору енергетики, безумовно, примушує його акціонерів замислитися про свою участь в зміні клімату. Активісти кампанії деінвестування паливної промисловості переконані, що, підкреслюючи винятково руйнівний вплив цієї галузі на навколишнє природне середовище, цей рух допоможе звести нанівець державну підтримку видобутку викопних видів палива [11].

На сьогодні зобов'язання про відмову інвестувати кошти в індустрію видобутку викопних видів палива взяли на себе понад 200 організацій (сумарна вартість їх активів перевищує \$ 50 млрд). До них належать Фонд Рокфеллерів, Британська медична асоціація, Всесвітня рада церков та Університет Стенфорда. Деінвестиції – це переважно не економічна, а моральна, екологічна і політична стратегія тиску на інвесторів. «Ми повинні сформувані чітке розуміння: завдавати планеті шкоду – неправильно, як неправильно отримувати прибуток з цієї катастрофи». Деінвестиції є визнаним потужним інструментом реалізації довгострокових інвестиційних програм з протидії наслідкам зміни клімату.

Для покращення стану довкілля в Україні, а також для переходу на новий рівень розвитку економічної системи необхідні інвестиції у сферу природокористування (екологічні (зелені) інвестиції) та екологізація інвестиційної діяльності в цілому.

Екологічні (зелені) інвестиції – всі види майнових та інтелектуальних цінностей, що вкладаються у господарську діяльність і спрямовані на зменшення негативної антропогенної дії на навколишнє природне середовище, зниження екодиструктивного впливу процесів виробництва, споживання та утилізації товарів та послуг, збереження, раціонального використання природних ресурсів та покращення природно-ресурсного потенціалу територій, забезпечення екологічної безпеки країни, внаслідок яких досягається екологічний, соціальний та економічний результати [11].

#### 4. Висновки

З 1991 року в Україні відбуваються значні трансформаційні зрушення в політиці та економіці. Країна пройшла три етапи змін в економіці: перший – раптової трансформації (1991–1993 рр.), другий – поглибленої трансформації (1994–1999 рр.), третій – глобальних трансформаційних зрушень (2000–2010 рр.) і увійшла в четвертий етап, пов'язаний з поступовим розвитком «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій та орієнтацією на сталий розвиток. Таким змінам сприяє прийняття «Стратегії національної екологічної політики України на період до 2020 року» та зміни у податковій системі, в першу чергу, введення екологічного податку.

Отже, «зелені» інвестиції є одними із найвагомішими зобов'язаннями України в рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та ЄС, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони та Договору про заснування Енергетичного Співтовариства є скорочення викидів забруднюючих речовин від великих опалювальних установок (ТЕС, ТЕЦ і котельнь потужністю більше 50 МВт).

#### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?
2. Яка ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки?
3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?
4. Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні?
5. У чому важливість входження України в сталий розвиток?
6. Які напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни?
7. Що таке «зелені» інвестиції?
8. «Екологізація» виробництва.

#### Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої» економіки: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.

2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд. : О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. «Зелені» інвестиції у сталому розвитку: світовий досвід та український контекст. URL:  
[http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019\\_ZELEN\\_INVEST.pdf](http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019_ZELEN_INVEST.pdf)
11. Екологічні (зелені) інвестиції. URL:  
[https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni\\_zeleni\\_investitsiyi](https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni_zeleni_investitsiyi)

## 1.3. Тема 3. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА: МОЖЛИВОСТІ УКРАЇНИ

### 1.3.1. Лекція 4. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ В РЕАЛІЯХ УКРАЇНИ. «ЗЕЛЕНИЙ» ТУРИЗМ

**Мета:** *навчальна:* формувати здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя на прикладі «зеленого» туризму в Україні; *розвивальна:* розвивати екологічне мислення.

#### Актуалізація опорних знань:

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. Ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки.
4. Україна і сталий розвиток.
5. Напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.

#### План:

1. Постановка проблеми.
2. Можливості для України.
3. «Зелений» туризм.
4. Висновки.

## 1. Постановка проблеми

Провідною тенденцією сучасного суспільного розвитку є поширення глобалізаційних процесів. За умов глобалізації світової економіки зростає рівень вичерпності природних ресурсів і необхідність використання природозберігаючих технологій. Потреби в ресурсах значно перевищують обсяги і швидкості їх природного поповнення. У результаті неминуче настає виснаження природних запасів, що призводить до дефіциту ресурсів, забруднення води і повітря, нестачі прісної води та ін. Виходячи із загострення перелічених питань, останнім часом у світових суспільно-політичних і наукових колах активно просувається концепція «зеленої» або «екологічної» економіки в ключі природозберігаючих технологій.

*Метою лекції є:* сформувати здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування; виховувати екологічний стиль життя; розвивати екологічне мислення.

## 2. Можливості для України

«Зелена» економіка – це економіка з використанням ПЗТ, яка підвищує добробут людей і забезпечує соціальну справедливість, а також істотно знижує ризики для довкілля.

У світовій практиці поряд із «зеленою» економікою існують концепції «зеленого» зростання та «сталого розвитку». Зауважимо, що їх основною метою є забезпечення раціонального використання можливостей навколишнього середовища під час організації господарської діяльності, кожна з яких містить і забезпечення соціальної справедливості. Порівняємо вищенаведені концепції на основі економічного, соціального та екологічного аспектів для більш чіткого розуміння їх сутності (*таблиця 1*).

Проведений аналіз доводить схожість між трьома концепціями. Концепції «зеленого» зростання і «зеленої» економіки узгоджуються між собою і передбачають сталий розвиток як кінцеву мету. Ключова відмінність «зеленої» економіки від «зеленого» зростання вбачається у рівнях реалізації: перша містить стратегічну реалізацію, спрямовану на

системні виклики – найвищий рівень, а друга передбачає екологізацію продуктів, процесів, послуг, технологій – нижчий рівень. Кожна з проаналізованих концепцій передбачає гармонізацію трьох складових: економічної, екологічної та соціальної. Теоретичні концепції в реальному економічному житті реалізуються в масштабах світової економіки повільно.

Таблиця 1

**Порівняльна характеристика «Зеленої» Економіки, «Зеленого» зростання та сталого розвитку**

Аспект	Концепція		
	«Зелена» економіка	«Зелене» зростання	Сталий розвиток
<i>Економічний</i>	Забезпечує економічне зростання, збільшення обсягу доходів і зайнятості, залучення державних та приватних інвестицій, формування гнучкої економіки, створення нової економічної діяльності	Забезпечує економічне зростання і розвиток; сталий економічний прогрес із урахуванням стану навколишнього середовища, більш еластичне, стабільне, кероване якісне економічне зростання за рахунок нових двигунів, зелених технологій, інновацій, нових робочих місць, а не шляхом нарощування ВВП	Наголошує на обмеженні зростання виробництва і споживання у економічно розвинених країнах, підтримка сталого масштабу економіки, розробка та впровадження нових технологій, зменшення інвестицій у галузі, що експлуатують природу
<i>Соціальний</i>	Передбачає досягнення людством добробуту, соціальної справедливості, кращої якості життя, соціального розвитку, скорочення соціальної нерівності, справедливого доступу до обмежених ресурсів, задоволення потреб жінок і молоді	Передбачає досягнення добробуту, зокрема соціального, забезпечення доступу найбідніших верств населення до основних товарів; задоволення попиту у харчовому виробництві, наданні транспортних послуг, будівництві житла та наданні енергії	Передбачає збереження людського капіталу, та скорочення кількості руйнівних конфліктів, справедливий розподіл ресурсів між всіма членами суспільства, досягнення гідного життя та благополуччя

Екологічний	Орієнтується на скорочення екологічних ризиків, дефіциту, викидів вуглекислого газу в атмосферу і забруднення навколишнього середовища; ПЗТ; на підвищення ефективності використання ресурсів та енергії; на запобігання втрати біорозмаїття та екосистемних послуг у межах екології планети; вимагає від усіх суб'єктів господарювання екологічної відповідальності та обмеження навантаження на екологічну систему	Орієнтується на захист, підтримку та збереження природних активів, створення низьковуглецевого виробництва, ефективного використання меншої кількості ресурсів та енергії, зменшення кількості викидів та мінімізації забруднення і впливу на навколишнє середовище; забезпечення кліматичної та екологічної стійкості; ПЗТ; налагодження гармонії між економічними інтересами та станом навколишнього середовища та його охорони	Забезпечує стабільність біологічних і фізичних систем шляхом підтримки використання вторинної сировини, мінімізації кількості відходів, поширення відтворювальних джерел енергії, будівництва очисних споруд, заводів із переробки побутового й промислового сміття, зменшення площ під смітниками; ПЗТ
-------------	--	---	---

Важливим індикатором «зеленої» економіки є індекс екологічної продуктивності (EPI), який є комплексним показником оцінки екологічної політики держави й окремих її суб'єктів.

Україна залишається однією з найбільш енергоємних країн Європи. В Україні викопні види палива залишаються основним джерелом енергії, які найбільше забруднюють повітря.

Перехід на «зелену» економіку як природозберігаючих технологій передбачає комплексні зміни у всіх секторах економіки. Первинний сектор, який охоплює сільське господарство, рибальство, лісову та добувну промисловість, вимагає найбільш радикальних змін, оскільки саме тут створюються продукти для задоволення первинних потреб людства. Сільське господарство має переорієнтуватися на виробництво органічної продукції (без використання хімічних добавок).

«Озеленення» сільського господарства передбачає не лише виробництво органічної продукції, а й вирощування енергетичних культур та їх використання в енергетичних цілях. Крім того, переорієнтація агропромислового комплексу в напрямку «зеленої економіки» дозволить ско-

ротити зростаюче безробіття у сільській місцевості, перейти на екологічно чисте біопаливо, досягти незалежності від традиційних джерел енергії та скоротити витрати на їх постачання.

Вторинний сектор економіки, який охоплює промисловість та будівництво, найбільше потребує раціонального використання енергоресурсів. У контексті переходу на «зелену» економіку як природозберігаючих технологій промисловість країни вимагає глибокої технологічної модернізації, оскільки виробничі потужності є базою для створення машин, устаткування та обладнання, які дозволять очистити виробництво та ефективно використовувати обмежені ресурси. До того ж «озеленення» економіки передбачає активізацію галузі з переробки відходів. Сьогодні відходи, з одного боку, несуть небачені загрози для навколишнього середовища, а з іншого – можуть бути використані для підвищення конкурентоспроможності виробництва, за рахунок скорочення витрат на сировину та їх повторного використання. Роль «зеленої економіки» у ключі природозберігаючих технологій у галузях промисловості України потребує подальшого ґрунтовного дослідження, оскільки розвинені країни на сучасному етапі формують політику неоіндустриального типу.

Підвищення енергоефективності у будівництві є одним із перспективних напрямків, що сприятиме енергозбереженню, зменшенню шкідливих викидів і створенню нових робочих місць.

Окрім прямого ефекту, «озеленення» будівельної галузі викликає низку суміжних ефектів: покращення комфортності помешкань, продовження терміну експлуатації будівель, зростання зайнятості у суміжних галузях, зменшення споживання імпортованих ресурсів тощо.

Третинний сектор є тією з'єднувальною ланкою між первинним і вторинним секторами, яка забезпечує реалізацію концепції «зеленої економіки». Такий сектор є ніби системою галузей виробництва та видів діяльності, які пов'язані з наданням послуг як населенню, так і бізнесу, – ПЗТ. Саме ця сфера охоплює проведення комплексних науково-дослідних і дослідно-конструкторських розробок, створення бізнес-планів і програм, розробку енергоефективних технологій, які здатні забезпечити якісні зрушення у напрямку озеленення первинного та вторинного секторів. Створення екоінновацій дозволить удосконалити виробничі процеси, ефективно організувати бізнес за рахунок економії



ресурсів, а також удосконалити комерціалізацію та впровадження чистих технологій [9].

Дієва система регулювання може визначити права та створити стимули, які активізують перехід до «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій, а також усунути бар'єри для «зеленого» інвестування.

«Зелені інвестиції» є важливим інструментом сталого розвитку економіки будь-якої країни. Адже їх відсутність може поглибити важке екологічне становище країни. Попри поступове зростання екологічного податку за забруднення довкілля, фінансова мотивація забруднювачів до зниження викидів недостатня. Підприємствам теплової генерації вигідніше сплачувати податки, ніж інвестувати у природоохоронні заходи. Україна повинна терміново впровадити національну систему обліку викидів та поглинання парникових газів.

Пріоритетними напрямками розвитку інструменту «зелених інвестицій» є такі:

- деталізація системи обліку до рівня окремих стаціонарних джерел викидів;
- формування системи обліку викидів парникових газів у транспорті, що базується на даних про споживання моторних палив та видів транспорту і застосованих технологій;
- пряме спостереження з використанням геоінформаційних та супутникових технологій за викидами та поглинанням у сільському і лісовому господарствах;
- врахування у систему обліку регулярного моніторингу на основі прямих вимірювань концентрацій парникових газів та схеми перевірок отриманих результатів;

ПЗТ.

Зазначені напрями є першочерговими і стосуються в основному національної системи обліку викидів та поглинання парникових газів, але прогалини саме в цій сфері перешкоджають розвитку «зелених інвестицій» в Україні.

У цілому, упровадження «зелених інвестицій» у ключі природозберігаючих технологій дасть змогу покращити екологічну ситуацію в країні, прискорити екологізацію виробництва, забезпечити раціональне використання природних ресурсів [9].

Аналіз шляхів озеленення трьох основних секторів економіки підтверджує необхідність розробки комплексної державної стратегії переходу на «зелену економіку» як на систему природозберігаючих технологій. Сьогодні в Україні розробляються лише окремі її аспекти.

Основними засадами передбачено досягнення таких стратегічних цілей:

- підвищення рівня суспільної екологічної свідомості;
- поліпшення екологічної ситуації та підвищення рівня екологічної безпеки;
- досягнення безпечного для здоров'я людини стану довкілля;
- інтеграція екологічної політики та вдосконалення системи інтегрованого екологічного управління;
- припинення втрат біологічного та ландшафтного різноманіття і формування екологічної мережі;
- забезпечення екологічно збалансованого природокористування;
- удосконалення регіональної екологічної політики [1];
- застосування природозберігаючих технологій.

Розробка та затвердження цієї стратегії Європейською комісією свідчить про суттєві позитивні зміни в державі у напрямку «озеленення» економіки [9].

Пріоритетною програмою розвитку України у сфері «зеленої економіки» є програма «Екологізація економіки у країнах Східного партнерства» і використання природозберігаючих технологій. «Екологізація економіки у країнах Східного партнерства» – це велика регіональна програма, яку реалізовує Європейська економічна комісія Організації Об'єднаних Націй (ЄЕК ООН), ОЕСР, ЮНЕП та ЮНІДА і яка спрямована на сприяння шести країн Східного партнерства (СХП) Європейського Союзу: Вірменії, Азербайджану, Білорусі, Грузії, Республіці Молдова і Україні – до переходу на «зелену» економіку. Програму фінансує Європейська комісія, чотири організації-виконавці та інші донори [9].

Метою програми є перехід країн Східного партнерства (СХП) на «зелену» модель розвитку в ключі природозберігаючих технологій та ведення бізнесу шляхом розмежування економічного зростання та деградації навколишнього середовища і виснаження ресурсів, зокрема:

- інтеграції сталого споживання та виробництва (ССВ) в національні плани розвитку, законодавство та нормативну базу з метою ство-

рення надійної правової основи для розробки політики «зеленого» зростання відповідно до підходів Європейського Союзу;

- заохочення використання стратегічної екологічної оцінки довкілля (СЕО) і оцінки впливу на довкілля (ОВД) як важливих інструментів планування економічного розвитку на принципах екологічної стійкості;
- забезпечення переходу на «зелену» модель розвитку і ведення бізнесу шляхом адаптації та демонстрації переваг застосування практики і методів ССВ в окремих секторах економіки (обробної промисловості, сільському господарстві, будівництві);
- впровадження ПЗТ.

Серед донорів ЄС – Нідерланди, Норвегія, Швейцарія [8].

Програма «Екологізація економіки у країнах Східного партнерства» має такі компоненти:

1. *Компонент 1* – управління та фінансування:

- сприяння у розробленні стратегічної політики;
- оцінка прогресу: показники зеленого зростання;
- започаткування реформи субсидій;
- інвестиційна політика – поширення доступу до фінансування;
- сприяння зміні моделей споживання у невиробничій сфері.

2. *Компонент 2* – оцінки навколишнього середовища СЕО і ОВД:

- перегляд чинної нормативно-правової бази;
- зміцнення потенціалу щодо проведення стратегічної оцінки навколишнього середовища (СЕО) та оцінки впливу на навколишнє середовище (ОВД) згідно зі зразками належної практики ЄС.

3. *Компонент 3* – демонстраційні проекти:

- підвищення кадрового та інституційного потенціалу у сфері ресурсно-ефективного та більш чистого виробництва (РЕЧВ);
- впровадження, розповсюдження та тиражування РЕЧВ;
- сприяння впровадженню технологій РЕЧВ;
- стимулювання інновацій та більш сталих товарів і послуг шляхом державних закупівель за принципом екологічної сталості;
- стимулювання розвитку органічного сільського господарства [5].

Очікувані результати програми для підтримки економічного зростання:

- допомога країнам СХП в структурних перетвореннях, зокрема шляхом внесення поправок у національне законодавство та нормативну базу для створення більш сильних стимулів до сталого споживання та виробництва (ССВ);
- підвищення ресурсної ефективності і конкурентоспроможності, поліпшення екологічних показників окремих секторів економіки;
- полегшення доступу до нових ринків, зокрема до ринку ЄС;
- зміцнення професійного та інституційного потенціалу державних органів у сфері розробки та проведення політики зеленого зростання;
- зниження рівня бідності та створення нових робочих місць [8].

### **3. «Зелений» туризм**

Кілька років тому Європу поглинула сфера туристичного відпочинку, яка, здавалося, ніколи не сподобалася би людям з українським менталітетом, – зелений туризм [10]. Але все тече, все змінюється, і цього рік 2020 р., українці, як уся Європа й сусідські країни, будуть змушені в більшості випадків планувати літню відпустку в межах своєї країни. А запроваджені урядом обмеження через пандемію, часті стреси та напруга на роботі викликають бажання виїхати на природу, де можна знайти душевний спокій і баланс із довкіллям. Зелений туризм – спосіб заробітку «з повітря» чи реальний порятунок для жителів мегаполісів? Чи стане вузькопрофільна галузь туризму «рятувальним кругом» для українців у період світового карантину?

Лікнеп із зеленого туризму. Сільський туризм, відповідно до закону, – один із видів господарської діяльності, в тому числі із залученням майна особистого селянського господарства (ОСГ) шляхом надання послуг із тимчасового проживання, харчування, проведення відпочинку (риболовля, катання на конях, купання в басейнах, озерах і річках), практичний показ процесів вирощування та догляду за рослинами, тваринами і бджолами, а також із виготовлення виробів із глини, вишивання, різьблення по дереву, лозоплетіння та ін.), народних обрядів, ознайомлення туристів із побутом та умовами проживання селян минулого

століття, з особливостями регіону, природним ландшафтом і тому подібне.

Простими словами, зелений туризм – це відпочинок на приватних садибах чи фермерських господарствах у сільській місцевості.

Цей вид туризму передбачає перебування туристів у власному житловому будинку селянина, окремому (гостьовому) будинку або на території

Члени ОСГ здійснюють діяльність на свій розсуд і ризик у межах встановленого правового господарського порядку. Таку діяльність не віднесено до підприємницької, позиціонується як один із видів робіт і послуг в особистому підсобному господарюванні та підлягає обліку, який здійснюють місцеві органи влади.

Члени ОСГ, що надають послуги у галузі сільського зеленого туризму, зобов'язані:

- своєчасно сплачувати земельний податок або орендну плату;
- дотримуватися чинних нормативів щодо якості продукції, санітарних, екологічних та інших вимог відповідно до законодавства;
- надавати сільським, селищним, міським радам необхідні дані щодо їх обліку.

Сьогодні представники Держспоживстандарту спільно з Асоціацією індустрії гостинності України розробляють державний стандарт щодо сільського туризму. Очікується, що це дасть можливість привести вимоги до стандартів, а отже вивести сільський туризм на новий рівень.

Крім сільського, є ще так званий еко туризм – вивчення флори і фауни місцевості. Подорож до заповідників допоможе не тільки відпочити, але й збагатить духовно, інтелектуально. У цьому випадку наголошується на активних поїздках.

Третій вид «зеленого» туризму – агротуризм. Тут крім ознайомлення із сільським побутом, людина має можливість опанувати цікаві та корисні навички за допомогою садово-польових робіт. Це може бути і збирання фруктів, і годування домашніх тварин.

### *Чому сільський туризм нині так важливий для України*

Національна туристична організація України оголосила 2020-й роком сільського туризму, який містить у собі як еко туризм, так і відвідування різних місцевостей, громад. Президент України Володимир Зе-

ленський підписав указ, яким встановив в Україні щорічне святкування Дня фермера 19 червня.

Від початку 2020 року світ накрила пандемія коронавірусу, через яку багато країн, зокрема й Україна, були змушені вперше в історії закрити свої кордони. І хоч нині світ поступово виходить із жорсткого карантину і поетапно починає відкривати пункти пропуску на кордонах, українцям рекомендують утриматися від необов'язкових поїздок і перельотів світом.

У такій реальності внутрішній туризм здобуває першість серед видів відпочинку, і не на останнє місце в ньому виходить «зелений» туризм. Нині у фермерів з'явиться шанс забезпечити комфортний відпочинок для жителів мегаполісів, надавши їм можливість провести відпустку в межах своєї області. З огляду на це, фермери можуть стати двигуном зростання локальної економіки.

Соціально-економічне значення розвитку сільського туризму в контексті сучасних пріоритетів розвитку сільських територій України:

- стимулювання розвитку селянських господарств;
- активізація розвитку місцевої інфраструктури;
- сприяння збуту надлишків сільськогосподарської продукції, збільшенню додаткових доходів селян і відрахувань до місцевих бюджетів;
- активізація місцевого ринку праці, підвищення зайнятості;
- збереження етнокультурної самобутності українців і всіх громад етнічних меншин;
- створення можливостей для повноцінного змістовного відпочинку малозабезпеченого прошарку населення;
- позитивний вплив на підвищення культурного рівня та екологічної свідомості жителів села.

Позитивний вплив сільського туризму на вирішення соціально-економічних проблем села полягає в розширенні сфери зайнятості сільського населення не тільки у виробничій галузі, але й у галузі обслуговування, і сприянні розвитку сільських територій, а також стимулюванні розвитку галузі послуг: транспорту, зв'язку, торгівлі, служби побуту, відпочинково-розважальних та інших закладів у селі.

## *Куди можна поїхати в Україні*

Нині найактивніше «зелений» туризм в Україні розвивається на Закарпатті. Цьому сприяють не тільки красиві краєвиди, гори, ліси і річки, а також чисте повітря і безліч мінеральних джерел. Тут активно займаються збиранням грибів, різних лісових ягід і лікарських рослин, можна порибалити і прогулятися на конях.

Міста і села Закарпаття, в яких приймають туристів: Свалява, Поляна, Ізки, Рахів, Воловець, Шаян та інші. Позаяк Закарпаття – це мультикультурний регіон, місцеві господині обов'язково здивують туристів міксом закарпатської, угорської, румунської та словацької кухонь.

Наприклад, у селі Колочава Міжгірського району Закарпатської області є ціле форелеве господарство. Ферму можна відвідати не тільки з метою екскурсії, але й риболовлі. Якщо є бажання, рибу кухар може приготувати на місці.

В Івано-Франківській області туристів у «зелену відпустку» чекатимуть Яремче, Коломия, Ворохта, Рогатин, Татарів, Верховина, Дземброня. У цьому регіоні також можуть спробувати свої сили завзяті грибики і любителі збирання ягід.

Тут можна організувати і сплави бурхливими гірськими річками, скалодром із древньою історією, кінні прогулянки і різноманітні траси для стрімкого спуску на велосипеді.

Високо в горах, у селі Яворів Косівського району, є «Дідова хатчина» – незвичайне поселення для туристів. На території мистецької резиденції відбуваються етнофестивалі, майстер-класи з ліжникарства, гончарства та різьби.

У Львівській області туристи зможуть не тільки насолодитися прекрасними краєвидами Сколівських Бескид та лікуванням корисними водами Моршина і Трускавця, але й познайомитися зі старовинним замком області та цікавими музеями.

Села Львівщини, в яких приймають туристів: Славське, Новояворівськ, Шкло, Розлуч, Ясениця Замкова, Кривка.

Кардинально іншими пейзажами, мальовничими розливами річок і гарними сходами і заходами сонця потішить туристів один із найдавніших регіонів України Чернігівська область. На Поліссі містяться найбільш старовинні в країні церкви, і тут можна влаштувати досить довгі велопогулянки.

Села Чернігівської області, в яких приймають туристів: Количівка, Боромики, Тростянець, Сокиринці, Олешня, Стара Басань та інші.

Також у селі Прохори Чернігівській області створено ціле арт-поселення «Обирок». На території хуторка є дитячий табір, «школа мрії», африканське містечко, дитячі майданчики, озеро, сауна, кафе, «кіносарай» і сцена для виступу музикантів. Жити можна в українських еко будиночках або на місцях для кемпінгу. На території хутора відбуваються різноманітні майстер-класи та етно-виступи.

Також приємно здивує українців «зелена» відпустка на Полтавщині. Цей край підкорює своєю природою, багатою історією, етно-колеритом і смачною кухнею. Тут обов'язковими є для відвідування хоча б одне з традиційних українських сіл: легендарна Диканька, Гоголеве, Опішня, а якщо відпустка припадає на серпень, то обов'язково потрібно відвідати віковий ярмарок у Великих Сорочинцях.

Поселення Полтавщини, в яких приймають туристів: Веселівка, Диканька, Миргород, Довгальовка, Опішня, Велика Багачка, Березова Рудка та інші.

### *Українські ферми*

Нині в Україні розвивається чимало приватних фермерських господарств, де розводять незвичайних тварин і надають комфортні будиночки для проживання. Наприклад, єдина в країні ферма оленів біля міста Хуст у Закарпатській області або ферма зубрів у селі Мислівка Івано-Франківської області.

«Фрумушика-Нова» – найбільший в Європі комплекс із вирощування овець каракульської породи. На фермі можна жити в готельних номерах або гостьових будиночках у стилізованому мисливському, єгерському і рибальському стилях. Поїсти можна в місцевій корчмі.

Де: Одеська область, Тарутинський район 6,5 км від сіл Старосілля і Весела Долина.

Сімейна виноробня «Колоніст». На території виноробні відбуваються фестивалі молодого вина, екскурсії індивідуального і групового відвідування, а також дегустації вин.

Де: Одеська обл. Болградський р-н с. Колодязне, вул. Болградська, 4.



Устрична ферма «Устриці Скіфії». Тут назва говорить сама за себе. Крім дегустації устриць і вина, тут можна позасмагати, покупатися в морі, покататися на кайті, сапі або катамарані під вітрилом.

Де: Миколаївська область. На березі Тилігульського лиману, с. Червоноукраїнка (Українка), Чилова коса (Друга).

На території «Долини страусів» в Ясногородці Житомирської області можна відвідати контактний зоопарк та страусину ферму. А ще вирушити на дегустацію авторського вина і скуштувати страви із м'яса страусів.

#### **4. Висновки**

«Зелена» економіка в ключі природозберігаючих технологій ґрунтується на альтернативних джерелах енергії і палива, технології екологічно чистого виробництва, чистих технологіях у веденні сільського господарства, «зеленому будівництві», а також програмах очищення повітря, води і ґрунту від забруднень, переробки та утилізації відходів та інші. Багато вчених досліджують цю тему, розробляють нові концепції. Саме «зелена» економіка як ПЗТ може стати джерелом розвитку України. Отже, перспективи створення «зеленої» економіки в Україні стають необхідними і цілком досяжними.

«Зелений» туризм в Україні – альтернативна частина екологічності життєдіяльності в антропогенному суспільстві.

#### **Питання для самоконтролю:**

- 1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?*
- 2. Яка ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки?*
- 3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?*
- 4. Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні в ключі природозберігаючих технологій?*
- 5. У чому важливість входження України в сталий розвиток?*
- 6. Які напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни?*

7. *У чому реальні можливості впровадження ЗЕ і ПЗТ в Україні?*
8. *«Зелений» туризм в Україні.*

### Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. ГО «Спілка сільського зеленого туризму в Україні. URL:  
<https://www.greentour.com.ua>

## 1.4. **Тема 4. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА В КЛЮЧІ ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ: СУПЕРЕЧНОСТІ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ**

### 1.4.1. **Лекція 5. ЧИННИКИ РОЗВИТКУ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ В АСПЕКТІ ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ: ВЕГЕТАРІАНСТВО, ВЕГАНСТВО, СИРОЇДІННЯ ЯК ЕКОЛОГІЧНІ СТИЛІ ЖИТТЯ; ЕКОЛОГІЧНИЙ ПРОЕКТ «ПЛАНЕТА БЕЗ ПЛАСТИКУ»**

**Мета:** *навчальна:* формувати: здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог; здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя на прикладах вегетаріанства, веганства, сироїдіння та екологічного проекту «Планета без пластику»; *розвивальна:* розвивати аналітичність мислення.

#### **Актуалізація опорних знань:**

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій.
2. Можливості ЗЕ як ПЗТ для України.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки.
4. Україна і сталий розвиток.
5. Напрями розвитку «зеленої» економіки, в аспекті природозберігаючих технологій, в Україні, як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.
6. Формування екологічного світогляду.

## План:

1. Вступ.
2. Ключові принципи «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій.
3. Вегетаріанство, веганство, сироїдіння як екологічні стилі життя.
4. Екологічний проект «Планета без пластику».
5. Висновки.

### 1. Вступ

Однією з найбільших нагальних проблем сьогодення є проблема досягнення необхідної збалансованості між розвитком суспільного виробництва та станом навколишнього середовища. Ця збалансованість – запорука економічного й соціального прогресу як сучасного суспільства, так і прийдешніх поколінь. З огляду на поставлену проблему неабияку увагу привертає поняття «зеленої» економіки, яка вважається конкретним втіленням адекватного взаємоузгодження економічного, соціального та екологічного розвитку.

*Метою лекції є: навчальна:* формувати: здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог; здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя; *розвивальна:* розвивати аналітичність мислення.

### 2. Ключові принципи «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій

Нині поняття «зелена» економіка в наукових дослідженнях розглядають як невід'ємний атрибут сталого розвитку, що покликаний забезпечити гармонійний спосіб поєднання економічної та соціальної діяльності суспільства за умови збереження й належного відтворення на-

вколишнього середовища. При цьому обов'язково підкреслюють, що сталий розвиток – це такий розвиток, який «задовольняє потреби сучасних поколінь та не зменшує при цьому здатність майбутніх поколінь задовольняти свої власні потреби» [7]. Отже, «зелена» економіка, яка розвивається на таких засадах, повинна створювати умови для збереження здоров'я нинішнього покоління, підвищення його матеріального добробуту, духовного і соціального розвитку, як застосування природозберігаючих технологій, а все це слугуватиме основою прогресу людської цивілізації в майбутньому. До низки складових «зеленої» економіки, як правило, відносять виробництво екологічно чистої продукції й надання адекватних послуг, здійснення соціально відповідальних інвестицій, формування корпоративної соціальної відповідальності [5, с.25].

Не заперечуючи правомірності цих положень, прагнемо звернути увагу ще на деякі важливі моменти, що стосуються змісту «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій та умов її функціонування.

Тому «зелену» економіку в ключі природозберігаючих технологій слід розглядати як тип економіки, орієнтований на узгодження параметрів економічного розвитку з господарською місткістю екосистем, про відновлення якої треба постійно дбати. Тому створення «зеленої» економіки в аспекті природозберігаючих технологій фактично означає включення природної компоненти у виробничий процес не тільки на засадах споживання (йдеться про усталене використання природних ресурсів), але й на засадах збереження та постійного відтворення. Це відтворення не може бути фрагментарним чи епізодичним. Воно повинно стати тотальним, повсякденним заради відновлення природного середовища в цілому.

Необхідність таких вимог зрозуміла. Звісно, природа нескінченна, як і її пізнання людиною. Природа не вичерпна за обсягом опанування її можливостей для розвитку виробництва. Попри це способи взаємодії суспільства і природи повинні своєчасно змінюватися заради гармонійного розвитку обох. Неадекватність такої взаємодії обумовлює невідворотність встановлення природних меж для економічного та соціального прогресу людства. Сучасна економічна криза свідчить про відсутність цієї адекватності. Природа кидає виклик суспільству, яке не вміє хазяйновито працювати, і ставить його перед необхідністю кардинальної перебудови механізмів життєдіяльності заради власного виживан-

ня. Така перебудова можлива лише за умови розуміння життєдайної сили соціальних та екологічних цінностей, які повинні посісти в житті сучасного суспільства таке ж важливе місце, як і цінності економічні.

З огляду на це можна сформулювати ключові принципи «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій, до яких відносимо:

- гармонізацію відносин у системі «природа – людина – виробництво», належну узгодженість економічних, соціальних та екологічних пріоритетів;
- захист як людини, так і природи від руйнівного впливу виробничої діяльності суспільства;
- забезпечення сприятливих умов життєдіяльності у поточному й майбутньому періодах;
- гарантування зростання економічного потенціалу суспільства та його соціально-культурного розвитку в умовах екологічної безпеки;
- застосування природозберігаючих технологій.

Формування економіки на соціально-екологічних засадах потребує перегляду усталених пріоритетів сучасного економічного механізму. Прагнення прибутковості, забезпечення конкурентоспроможності, бажання здешевити виробництво продукції, усунути економічно слабкі ланки та ін. тепер мають узгоджуватися з необхідністю відновлення природної складової виробництва, гарантування екологічної безпеки, врахування першовартості соціально-екологічної відповідальності бізнесу тощо.

Але поєднання таких підходів у сучасній практиці є проблематичним. Воно супроводжується низкою суперечностей, на які варто звернути увагу.

Окремому господарюючому суб'єкту, який звик поводитися раціонально, дуже важко подолати свій економічний прагматизм. Відносна обмеженість фінансових ресурсів кожного підприємця та прагнення збагачення штовхають його завжди на пошук варіантів скорочення витрат на виробництво. Сучасна практика доводить, що важливою складовою такої економії стають саме витрати на екологічні цілі. Отже, виникає відповідна конфронтація між комерціалізацією та екологізацією виробництва. Зокрема, деякі економісти вказують на таке протистояння у сільському господарстві. Вони зазначають, що у цій галузі «природоохоронна діяльність практично відсутня, водночас природоруйнівна,

екодеструктивна сільськогосподарська практика є масштабною» [3, с.125]. Те саме можна сказати і про стан справ у промисловості, адже бізнесмени, як правило, не хочуть втрачати нинішню вигоду заради майбутньої.

Зважаючи на непохитність економічного детермінізму, дехто пропонує спочатку створити належне економічне підґрунтя, а потім перейти до вирішення екологічних питань. Але, знов-таки, практика доводить, що поліпшення фінансового стану підприємств не супроводжується зростанням витрат на соціально-екологічні цілі [3, с.120]. Тому, мабуть, не слід говорити про «екологічний раціональний розвиток», який пов'язують з «фінансовою доцільністю» [5, с.31].

Формування «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій також потребує перегляду умов забезпечення економічного зростання та оцінки рівня ефективності виробництва. Як показує практика, виробництво екологічно чистої продукції супроводжується підвищенням собівартості, а обсяги виробництва при цьому відносно скорочуються. Отже, поліпшення якості продукції стає умовою відносного зменшення її кількості. Зростання ж кількості населення вимагає відповідного нарощування масштабів виробництва. Внаслідок цього виникає суперечність між кількісними та якісними параметрами виробництва в умовах підвищення рівня витрат. З позицій економічного детермінізму це явище буде вважатися неприйнятним, тому що уповільнюються темпи економічного зростання й знижується ефективність виробництва. Але це явище має право на існування з точки зору соціально-екологічної доцільності, бо створює умови для поліпшення якості життя населення, гарантує подальший розвиток суспільства на засадах екологічної безпеки.

Окреслені суперечності вимагають поступового переходу до «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій. Тому на сучасному етапі постає проблема поетапного нарощування «зеленого» вмісту нинішньої економіки заради її майбутньої трансформації у «зелену». Формами розв'язання цієї проблеми, на нашу думку, слід вважати активне державне втручання у вирішення екологічних питань та розвиток «зеленого» бізнесу, тобто підприємницької діяльності, що ґрунтується на соціально-екологічних засадах: виявлення економіки в природозберігаючих технологій.

Сьогодні головне завдання «зеленого» бізнесу полягає у мінімізації екологічно шкідливого впливу на довкілля, спричиненого виробничою діяльністю суспільства (про позитивний екологічний вплив поки що говорити не доводиться). Досягти цього можна перш за все за допомогою кардинальної зміни технологічних процесів. Йдеться про застосування так званих «чистих» технологій, які дозволяють виробляти екологічно чисту продукцію, а також зводять до мінімуму, нейтралізують чи упереджують негативний вплив виробництва на довкілля.

Зменшенню екодеструктивного впливу також сприяють:

- запровадження екологічного менеджменту на підприємствах;
- розвиток органічного сільського господарства;
- економічне стимулювання підприємств, які дбають про екологічні наслідки своєї діяльності;
- своєчасний збір, переробка та утилізація відходів; перехід до безвідходного виробництва;
- підвищення частки продукції екокомпаній у загальному обсязі виробництва;
- застосування ПЗТ.

Створення «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій неможливе без використання заходів державної екологічної політики, до яких можна віднести:

- здійснення постійного моніторингу за станом екосистем, чітке визначення екологічних параметрів їх використання;
- розробку й дотримання державних стандартів щодо екологічно прийняттого стану довкілля;
- сприяння проведенню «зелених» НДДКР та впровадження їх результатів у виробництво;
- збільшення обсягів державного фінансування щодо соціально-екологічних проектів;
- перепрофілювання підприємств з метою збільшення обсягів випуску екологічно чистої продукції;
- державну підтримку престижу підприємств, що позиціонують себе як екокомпанії;
- створення умов для розвитку екологічної культури населення та прояву соціально-екологічної відповідальності підприємств;
- вияв економіки в ПЗТ.



Отже, формування «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій включає в себе різні аспекти: науково-технологічний, структурний, фінансово-економічний, юридичний, соціально-культурний, етичний. Усі вони знаходять своє віддзеркалення в діяльності «зеленого» бізнесу. Але сфера його застосування ще вузька. Нині «зелений» бізнес в основному спрямований на обмеження та коригування екологічного збитку, утилізацію відходів, виробництво екологічно чистої продукції, обслуговування екокомпаній тощо.

Перспективними напрямками розвитку «зеленого» бізнесу у недалекому майбутньому повинні стати:

- виробництво екологічно чистої продукції, що відповідає світовим стандартам;
- масштабна перебудова технологічних процесів на основі екологічних вимог;
- масове поширення безвідходного виробництва;
- активізація маркетингової діяльності, спрямована на формування пріоритетного попиту населення на екологічні товари;
- диференціація виробництва екологічно чистої продукції;
- підвищення ролі соціально-екологічних цінностей у підприємницькій діяльності;
- розвиток співробітництва з міжнародними еко компаніями;
- виявлення дієвих ПЗТ.

### **3. Вегетаріанство, веганство, сирोїдіння як екологічні стилі життя**

Екологічні стилі життя – успішне чисте майбутнє прийдешньому поколінню. Видів еко стилю багато. Зупинимось на екологічних стилях життя, які зарекомендували себе в світі як благородні, чисті, «зелені», нові особливості життєдіяльності особистості.

Так, *вегетаріанці* відмовляються від забійної їжі – м'яса, риби, морських тварюк, але не виключають беззабійну їжу тваринного походження. Вегетаріанство вважається менш суворим видом системи харчування і має 2 відгалуження. Лактовегетаріанці їдять молочні продук-

ти, а ововегетаріанці – яйця (незапліднені, зрозуміло). Класичне вегетаріанство дозволяє і те, і те.

Це вид філософії життя за принципом «Я не приймаю участь у знущанні та смерті тварин задля свого життя».

*Веганство* має на увазі повну відмову від продуктів тваринного походження. Люди, які дотримуються такого екологічного способу життя, не їдять ні сир, ні молоко, ні яйця, ні навіть желатин (він проводиться з тваринної сировини). Також вегани не вживають в їжу мед, так як вважають, що він видобувається при експлуатації бджіл.

*Сироїди* – це люди, які вважають, що за краще веганські продукти ті, які не піддаються термічній обробці або взагалі, або не більше, ніж при температурі 40-42°C. Дозволяється сушка на сонці або дегідратором. Сиромоноїдіння – вживання одного виду продукту за один прийом їжі. Сироїдіння – це також філософія природного живого харчування і натурального біологічного життя людини.

Існує така система харчування, як фрукторіанство – це не перехід на одні фрукти, але перевага віддається саме їм. Зазвичай фрукторіанці теж сироїди.

Дивно, але на противагу веганам деякі люди їдять практично одне м'ясо, рибу, яйця і тваринний жир. У їхньому раціоні овочі та фрукти присутні в мінімальній кількості. Така система харчування називається сиром'ясоїдінням або плотоїдінням. Зернові, бобові, а також молочні продукти і рослинні масла їм протипоказані.

Ці екологічні течії формують «зелений» світогляд нового покоління людей нашої планети Земля.

#### **4. Екологічний проект «Планета без пластику»**

Є ще екологічна течія «Планета без пластику».

Пластик буквально проходить через наші руки весь день. Пластикова клавіатура. Плазмовий рамковий комп'ютерний монітор. Пластикова миша. Кількість пластику, яку ми зустрічаємо щодня, не закінчується. Пластик став пандемією.

Але куди дівається весь цей пластик? Незначна частина переробляється, частина потрапляє на звалища, а найбільша частина потрапляє у водойми.

Пластикове сміття можна знайти всюди – на землі, у морі й, навіть, глибоко на дні океану. Забруднення планети відходами пластику перетворюється на справжню екологічну катастрофу.

Відходи пластика забруднюють ґрунт, ґрунтові води, моря та океани. Під час їх спалювання в атмосферу виділяються токсичні речовини.

Руйнівні наслідки забруднення відходами пластика навколишнього середовища видно вже сьогодні. За невтішними прогнозами, через 35 років в океанах на 2 т. риби припадатиме 1 т. пластика.

Причина цього – відсутність можливості переробляти цей вид відходів: близько 1/3 виробленого пластику йде не на переробку, а у Світовий океан. В океані пластик перетворюється на мікрочастинки, які з'їдають риби та інші морські тварини. Разом із морепродуктами і рибою пластик потрапляє до нашого організму.

Всі чули про сміттєві острови в океані. Велика тихоокеанська сміттєва пляма – приклад гігантського сміттєзвалища в океані – настільки величезна, що це складно зрозуміти. Вона складається з нескінченної кількості пластикових пляшок, рибальських сіток, пластикових іграшок, м'ячів і всього того пластикового сміття, що тільки можна собі уявити.

У світових океанах є п'ять плавучих сміттєзвалищ з пластмаси. 80% вмісту цих величезних шарів пластикового сміття пояснюється діяльністю на суші, лише п'ята частина потрапляє із суден або викликана якоюсь діяльністю на морі.

Шостий вир сміття незабаром може опинитися в Баренцевому морі. Сміття з півдня Європи разом з течіями переміщується на північ. Мікропластик забруднює все від полюса до полюса, пластик виявлений навіть у полярних льодах, і концентрація його вища, ніж у морській воді там само.

Раніше вважалося, що 15 відсотків пластмаси знаходиться на пляжах, 15 відсотків – у морі, а 70 відсотків – на морському дні. Однак зараз вчені припускають, що на дні знаходиться 90 відсотків пластмаси.

Ще в липні 2016 року на Філіппінах відбулася зустріч, на якій понад сотні громадських і неурядових організацій з усього світу розробили глобальну стратегію щодо вирішення проблеми забруднення планети відходами пластику.

У ході зустрічі було створено кампанію Break Free Plastic, у якій беруть участь великі еко-компанії: Zero Waste Europe, Greenpeace, GAIA, Surfrider Foundation, The 5 Gyres Institute, Oceana і багато інших.

Також на зустрічі було розроблено документ, що включає 10 цілей, серед яких: скорочення відходів, відмова від використання у виробництві небезпечних токсичних речовин, зменшення числа звалищ і сміттєспалювальних заводів (впровадження безвідходних систем) тощо.

Забруднення природи пластиковими відходами – це загальна проблема, і вирішувати її також потрібно спільними зусиллями.

### ***Кілька вражаючих фактів:***

✓ За останні десять років ми виготовили більше пластику, ніж протягом всього минулого століття.

✓ 50% пластику, який ми використовуємо, ми використовуємо один раз і викидаємо.

✓ Щорічно викидається достатньо пластику, щоб чотири рази обгорнути Землю.

✓ У даний час ми переробляємо лише п'ять відсотків пластмас, які ми виробляємо.

✓ Пластик становить близько 10% від загального обсягу відходів, які ми генеруємо.

✓ Для виробництва пластмас використовують близько восьми відсотків світового видобутку нафти (біопластик також не є хорошим рішенням, оскільки він потребує вирощування та використання великої кількості рослин).

✓ Пластмаса в океані розбивається на такі маленькі сегменти, що шматки пластику з однієї пляшки можуть потрапити на кожну миль світових пляжів.

✓ Щорічно по всьому світу використовують близько 500 мільярдів пластикових пакетів. Більше мільйона мішків використовуються кожну хвилину.

✓ 46% пластику плаває в океані й може дрейфувати протягом багатьох років, і врешті-решт осісти на океанських глибинах.

✓ Для розщеплення пластмас потрібно 500-1000 років.

✓ Мільйони фунтів пластмас зустрічаються у звивистих конвергенціях океанічних вод, що становлять близько 40 відсотків світових поверхонь океану.

✓ У 44 відсотка всіх видів морських птахів, 22 відсотка китоподібних, у всіх видах морських черепах і риб були зафіксовані частки пластику у їхніх тілах або навколо них.

✓ Фактично кожна одиниця пластику, яка коли-небудь була виготовлена, як і раніше існує у певній формі за винятком тої невеликої частки, яку було спалено.

✓ Пластичні хімічні речовини можуть поглинатись тілом, у 93 відсотків американців віком 6 років і старше, згідно проведених тестів позитивні для ВРА.

✓ Деякі з сполук, знайдених в пластику змінюють гормони або мають інші потенційні наслідки для здоров'я людей.

### ***Кілька важливих порад:***

✓ Вибирайте те, що придатне для повторного використання, мова йде про сумки та напої у пляшках. Сумки з тканини та напої у металевих або скляних пляшках доступні на ринку за помірними цінами.

✓ Відмовтесь від одноразової упаковки, надлишкової упаковки, соломинок та інших "одноразових" пластмас. Використовуйте багаторазовий посуд у вашому домі, роботі, відпочинку, прогулянках.

✓ Скоротіть повсякденний пластик такий, як пакети для бутербродів, одноразові контейнери для їжі, одноразові склянки на каву, замінивши їх багаторазовим ланчевими пакетами/коробкою, горнятком-термосом.

✓ Станьте цифровим! Немає необхідності в пластикових CD-програвачах, DVD-програвачах, дисках, коли ви можете придбати/зберігати свою музику та відео в Інтернеті.

✓ Шукайте альтернативу пластиковим предметам, до яких ви звикли.

✓ Переробляйте. Якщо ви змушені використовувати пластик, спробуйте відсортувати # 1 (PETE) або # 2 (HDPE), які найчастіше переробляються та здайте їх у найближчий пункт прийому вторсировини або покладіть у спеціальний контейнер. Уникайте пластикових пакетів та пінополістиролу, оскільки вони як правило мають дуже низький рівень переробки.

✓ Підтримуйте заборону поліетиленових пакетів, закупівлі пінополістиролу.

✓ Поширюйте інформацію. Розкажіть рідним та друзями про те, чому важливо скоротити використання пластику в нашому житті та неприємні наслідки забруднення пластмасами.

## ***Про економічні збитки екологічної проблеми***

Дослідження The Guardian показало, що пластикові відходи в середньому обходяться людству до 33 тисяч доларів за тону, а в океани щорічно потрапляє близько 8 млн. тон пластику.

Отже, забруднення океану пластиком обходиться світу в \$ 2,5 трильйона на рік!

Доктор Нікола Бомонт, еколог-економіст з Плимутської морської лабораторії, яка очолює дослідження, сказала, що це дослідження з вивчення соціального і економічного впливу викиду пластику в море є першим у своєму роді.

Утилізація тони пластмаси обходиться людству в сотні, а не в тисячі доларів, як це відбувається в тому разі, коли такі відходи скидають у морське середовище.

«Зараз ми торгуємо вуглецем, щоб зменшити викиди в атмосферу, тому ми повинні мати можливість робити щось на кшталт цього і з пластмасами», – сказала вона.

«Крім того що пластмаси чинять руйнівний вплив на наші екологічні і морські системи, вони також прямо і опосередковано впливають на суспільство. Кількісна оцінка величезних матеріальних і нематеріальних витрат, пов'язаних з пластиковими відходами в морі, допоможе обґрунтувати необхідність приділяти більше уваги та ресурсів на захист морів для майбутніх поколінь», – зазначила науковиця.

Європейська комісія вже схвалила заборону низки одноразових виробів з пластику. Зокрема, заборона торкнеться одноразового посуду, столових приладів, трубочок-соломинок для напоїв, ватних паличок і пластикових кріплень для повітряних куль.

## **5. Висновки**

«Зелена» економіка в ключі природозберігаючих технологій являє собою тип економіки, пріоритетами якого є соціальні та екологічні цінності, що ґрунтуються на економічних досягненнях суспільства. Створення й розвиток «зеленої» економіки в аспекті природозберігаючих технологій є невідворотним завданням сучасності. Такий тип економіки дозволяє подолати природні бар'єри економічного зростання, спричинені використанням традиційних технологій виробництва та екологіч-

ною безвідповідальністю господарювання. Формування економіки на соціально-екологічних засадах суперечить усталеним критеріям і принципам нинішньої економіки, а це вимагає належних форм еволюціонування останньої протягом певного періоду. У процесі переходу до економіки нового типу треба досягти поступового зламу існуючої психології підприємців, їх відмови від власним економічних переваг з огляду на соціальні та екологічні потреби суспільства.

Цей перехід вимагає також впровадження сучасних «чистих» технологій, ПЗТ, прийняття відповідних організаційно-економічних та юридичних рішень, виваженої державної екологічної політики. Важливою формою реалізації поставлених завдань можна вважати розвиток «зеленого» бізнесу, який стає втіленням суспільних і приватних інтересів та виявом сучасної відповідальності за майбутнє людської цивілізації.

Екологічні стилі життя стають інноваційними трендами світу як необхідні та достатні умови для комфортного проживання людства на нашій планеті.

### **Питання для самоконтролю:**

- 1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки в ключі природозберігаючих технологій?*
- 2. Які ключові принципи «зеленої» економіки загалом?*
- 3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?*
- 4. Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні?*
- 5. У чому важливість входження України в сталий розвиток?*
- 6. Які напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни?*
- 7. У чому реальні можливості впровадження ЗЕ України як ПЗТ?*
- 8. Вегетаріанство, веганство, сиродіння як екологічні стилі життя. Які ще екологічні стилі Вам відомі?*
- 9. Екологічний проект «Планета без пластику». У чому складність проблеми пластику в світі?*
- 10. Формування екологічного світогляду.*

## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки» : монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.



## 1.5. Тема 5. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК МЕХАНІЗМ ПОДОЛАННЯ БЕЗРОБІТТЯ: УТОПІЯ ЧИ РЕАЛЬНІСТЬ?

### 1.5.1. Лекція 6. ЕФЕКТИВНІ ЧИННИКИ ДОБРОБУТУ НАСЕЛЕННЯ ВІД «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ ЯК ПЗТ В УКРАЇНІ. «ЗЕЛЕНИЙ» ОФІС. СТЕЙКХОЛДЕРИ

**Мета:** *навчальна:* формувати: здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог; здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; здатність використовувати принципи коеволюції суспільства і природи, сталого розвитку в професійній і соціальній діяльності; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя, успішність на прикладі стейкхолдерів; *розвивальна:* розвивати еколого-економічне мислення на прикладі «зеленого» офісу.

#### Актуалізація опорних знань:

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій.
2. Можливості ЗЕ як ПЗТ для України.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки.
4. Україна і сталий розвиток.
5. Напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.
6. Ключові принципи «зеленої» економіки в аспекті ПЗТ.

## План:

1. Актуальність проблеми в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій.
2. «Зелена» економіка і біднота.
3. «Зелений» офіс.
4. Стейкхолдери.
5. Висновки.

### **1. Актуальність проблеми в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій**

Одним із наслідків глобальної фінансово-економічної кризи 2008 року, який відчули на собі всі без винятку країни світу, стало стрімке зростання безробіття, що спричинило, окрім економічного, й соціальне напруження. Це спонукало уряди багатьох країн включити до пакетів антикризових документів широке коло заходів по забезпеченню зайнятості населення.

Новітнім, у підході держав, стало впровадження елементів «зеленої» економіки, які почали розглядатися як антикризові механізми не лише у короткостроковій, а й у довгостроковій перспективі. Тому дослідження потенціалу «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій – у розв'язанні проблеми безробіття, яка останнім часом перетворилася на глобальну загрозу стабільному розвитку, набуває все більшої актуальності.

Для України, яка має багато проблем та дисбалансів розвитку ринку праці, розкриття соціального потенціалу «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій – має значний практичний інтерес, адже воно сприятиме вивченню шляхів подолання безробіття за рахунок упровадження перспективних інноваційних механізмів, які до цього часу не привертали до себе достатньої уваги.

У вітчизняних дослідженнях окресленій проблемі приділено недостатньо уваги. Так, головна увага зосереджується на структурі ринку праці, міграційним процесам, проблемам зайнятості молоді, змінам в структурі трудових ресурсів у зв'язку зі вступом України до СОТ, перспективам «зеленої» економіки в Україні. Закордонні дослідження фокусують головну увагу на аналізі загальних тенденцій глобального та ре-

гіонального ринку праці та динаміці створення «зелених» робочих місць, що базуються головним чином на статистичних даних та прогнозах експертів та міжнародних організацій.

Тенденції розвитку ринку праці. Навіть у періоди швидкого економічного зростання безробіття залишалося серйозною проблемою для багатьох країн. Економічна криза 2008 року суттєво погіршила цю ситуацію, а багато країн досі не оговтались від її наслідків. У щорічній доповіді Міжнародної організації праці (МОП) «Глобальні тенденції зайнятості – 2012» відзначається, що на світовому ринку праці вже багато років поспіль зберігаються критичні умови, тому можна зробити висновок, що соціальне напруження в суспільствах не зменшується.

Для врегулювання окресленої загрозливої тенденції учасниками МОП – урядами, роботодавцями та працівниками було розроблено спільний Глобальний пакт про робочі місця, який містить пакет збалансованих заходів, спрямованих на ефективне вирішення проблем зайнятості. Україна стала другою країною в світі після Іспанії, в якій між об'єднаними профспілками, урядом та роботодавцями було підписано – Тристоронню угоду про зайнятість та трудові місця, за якою передбачається, зокрема, взяття сторонами соціального партнерства взаємних зобов'язань досягнути позитивних показників розвитку національного ринку праці та зайнятості: довести рівень зайнятості населення у віці 15-70 років – до 73%, в тому числі серед осіб працездатного віку – до 85% та досягти рівня охоплення професійним навчанням, підвищенням кваліфікації, перекваліфікації зайнятого населення – до 30%.

Загалом оцінюючи позитивно окреслені заходи як міжнародної спільноти, так і уряду України, зауважимо, що політичні декларації обов'язково мають бути підкріплені реальними діями, які сприятимуть створенню додаткових робочих місць з допомогою ефективних економічних, фінансових, податкових стимулів, а не завдяки адміністративному тиску.

Досить перспективним у цьому контексті може стати впровадження елементів «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій, позитивні наслідки впровадження якої демонструє ряд країн-членів ЄС.

Досвід Європейського Союзу. Уперше в історії Європейського Союзу та багатьох держав-членів ЄС одним з головних антикризових за-

ходів стало впровадження елементів «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій, що тісно пов'язувалося зі зменшенням безробіття. Показовим є той факт, що головний акцент було зроблено на впровадженні заходів з енергоефективності, який свідчить про чільну роль енергетики у процесі позеленіння економіки.

Так, у Чехії було прийнято державну програму «Зелене для економії», в якій приділено особливу увагу підтримці джерел опалення з низьким рівнем викидів (біомаса, теплові насоси, сонячні колектори), а також інвестиціям в енергозбереження при реконструкції та будівництві нових будівель. Окреслені заходи сприяли створенню і підтримці 30 000 робочих місць.

В антикризовій програмі Словаччини було акцентовано на поліпшенні ізоляції житлових будинків при одночасному створенні 8000 нових робочих місць, в основному в будівельному секторі.

Згідно до Нового плану розвитку Угорщини передбачалося поступове зменшення субсидіювання цін на газ і центральне опалення, що сприяло підвищенню ефективності енергозбереження.

Дослідження свідчить, що окреслені заходи з енергоефективності, що вводилися для подолання кризи, виконали свою антикризову функцію, що дає нам підстави розглядати їх надалі як перспективні моделі розвитку, які доцільно розвивати та адаптувати до потреб та імператив в інших країнах.

## **2. «Зелена» економіка і біднота**

Соціальний потенціал «зеленої» економіки. Хоча на даний час «зелена» економіка в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій ще не розглядається багатьма державами, як вагоме джерело розв'язання соціальних проблем, експерти наголошують на її значному потенціалі. Це обумовлюється рядом тенденцій сучасного розвитку, хоча внаслідок відсутності на даний час досконалого понятійного апарату та методологічної бази для аналізу статистики, будь-які дослідження базуються на неповних даних. Однак вони дають можливість зробити певні висновки. Тому розглянемо більш детально структуру ринку «зелених» робочих місць.

За приблизними оцінками, з трьох мільярдів робочих місць у світі, частка «зелених» робочих місць складає приблизно 1% (2,5-3 мільйони) й в основному вони зосереджені в кількох секторах, які в цьому контексті мають найбільші можливості.

**1. Енергетика.** Можна констатувати, що найбільш екоорієнтованим сектором енергетики, який, до того ж, розвивається досить динамічними темпами, є відновлювані джерела енергії (ВДЕ). Зайнятість у підсекторах ВДЕ виглядає таким чином: біопаливо – 1,5 млн. осіб, сонячна енергія для підігріву води – 900 000 осіб, сонячні фотоелектричні системи – 820 000 осіб, біомаса та опалення – 750 000 осіб, вітрова енергія – 670 000 осіб, біогаз – 230 000 осіб, сонячна термальна енергія – 40 000 осіб

Динаміка зростання зайнятості у виробництві і експлуатації сонячних батарей зросла на 47%, накопиченні сонячної та вітрової енергії – на 27%, підігріві води з допомогою сонячної енергії – на 16%, виробництві біоетанолу – на 16%, виробництві біодизеля – на 38% .

Зважаючи на амбіційні цілі ЄС довести частку альтернативної енергетики у паливно-енергетичному секторі у 2020 році до 20%, у поточному десятилітті можна очікувати збільшення зайнятості в цій сфері у європейських країнах, а, беручи до уваги, загальне зростання частки ВДЕ в енергетиці багатьох країн, особливо тих, що розвиваються, – то й в усьому світі. Це безсумнівно сприятиме створенню додаткових «зелених» місць.

**2. Будівництво.** Загальновідомо, що будівельна індустрія є найбільшим споживачем енергії, води та природних ресурсів. На думку багатьох експертів, вона використовує до 70% усієї енергії, яку споживає людство, та є безпосереднім виробником парникових газів і відходів, тому перспективи «позеленіння» цієї сфери пов'язані, в першу чергу, зі скороченням енерговикористання (як при будівництві нових споруд, так і при модернізації вже існуючих).

На підтвердження цієї думки наведемо дослідження, проведене урядом Великобританії у 2000 році, яке показало, що на кожні \$1,4 млн., інвестованих в ефективність використання енергії при будівництві житлових будинків, створювалося 11,3-13,5 еквівалентних робочих місць з повним робочим днем.

Підраховано, що підвищення енергоефективності вже існуючих 50 млн. будинків у США до 2020 року сприятиме створенню 6,25 млн.

додаткових робочих місць. Щодо Європейського Союзу, то згідно до Директиви з енергоефективності будівель в найближчі роки передбачається збільшення «зелених» робочих місць до 280 000 – 450 000 осіб у сфері енергоаудиту та сертифікації, інспектування систем кондиціонування та опалення.

Загалом за оцінками, половина економічного потенціалу по досягненню ефективності в будівництві розташовується в країнах, що розвиваються, але дані по існуючих або потенційно створюваним робочих місць в цій частині світу немає. Однак доцільно зробити припущення, що в процесі розвитку будівництва в цих країнах кількість «зелених» робочих місць зростатиме.

**3. Виробництво.** Згідно до інформації МОП, на даний момент у різних галузях виробництва зайнято 660 млн. осіб, серед яких близько 100 000 «зелених» робочих місць сконцентровано у чотирьох галузях: паперовій індустрії, виробництві сталі, цементу та алюмінію.

На жаль, на даний час процес «позеленіння» у виробництві відбувається досить повільними темпами, лише у переробці відходів і вторинних виробництв спостерігається певний прогрес. Підраховано, що перехід на моделі вторинного використання дозволяє зменшити витрати енергії при виробництві алюмінію – на 95%, пластикових виробів – на 80%, сталі – на 74%, паперу – на 65%, цинку – на 60%. Ця тенденція, безперечно призводить до появи нових «зелених» робочих місць, однак породжує багато проблем, пов'язаних з адаптацією працівників, яких буде скорочено в процесі впровадження нових технологій.

**4. Транспорт.** Сучасні дослідження екологів свідчать, що транспорт є одним із найбільших джерел забруднення довкілля. Так, частка наземного транспорту у загальних викидах парникових газів усіх видів транспорту складає 76%, авіації – 11%, водного – 9%. Очікується, що до 2036 року загальний рівень емісій від усіх джерел транспорту зросте на 150%, а у 2050 році – на 250%, що можна оцінити як загрозову тенденцію, особливо в умовах масштабної боротьби людства з викидами парникових газів.

Наголосимо, що лідером у забрудненні навколишнього середовища є автомобільний транспорт, однак у впровадженні екоорієнтованих технологій та відповідному створенні додаткових робочих місць він також посідає чільне місце. За неповними даними, у цій сфері створено 250000 «зелених» робочих місць.

Однак потенціал цього сегменту ринку є значно більшим, особливо зважаючи на глобальні тенденції розвитку транспортної інфраструктури (перерозподіл пасажиропотоків, створення комбінованих маршрутів, розширення використання громадського транспорту, залізниць) та впровадження різних екологічних експериментів та ініціатив в автомобільній сфері (наприклад, виробництво автомобілів, що працюють на гібридних та електричних двигунах, використовують у якості палива біоетанол та комбіновані види палива). Окреслені фактори, разом із впровадженням екологічних стандартів на транспорті, стимулюють до створення додаткових «зелених» робочих місць. Так, у Нью-Делі введення в експлуатацію в 2009 році 6100 автобусів з двигунами, що працюють на стиснутому газі, створило 18 000 нових робочих місць.

**5. Сільське господарство.** Сільське господарство, яке багато в чому залежить від зміни клімату, сьогодні можна з впевненістю назвати найбільшим споживачем і забруднювачем води, причиною збезлісіння та втрати біологічного розмаїття. Разом з тим, ця сфера є потенційно великим джерелом створення додаткових (і «зелених» в тому числі) робочих місць та розв'язання супутніх соціальних проблем, особливо зважаючи на 1,3 млрд. осіб, зайнятих у ній на даний момент, та нових тенденцій глобального розвитку.

Так, згідно до прогнозів, у 2050 році кількість населення світу зросте до 9,2 млрд., а виробництво продуктів харчування – на 70% відповідно (у порівнянні з 2000 роком), що неминуче призведе до зростання зайнятості в сільському господарстві. Появі «зелених» робочих місць сприятиме, у першу чергу, динамічний розвиток органічного фермерства та постійно зростаючий попит на екологічно чисті продукти.

Проведений аналіз роботи 1144 органічних ферм у Великобританії та Ірландії показав, що на кожній з них працює на одну третину постійно зайнятих робітників більше, ніж на традиційних фермах. Землі, відведені під органічне сільське господарство, складають 4.3% і 1% від загальної площі фермерських земель у цих двох країнах відповідно. Якщо 20% фермерських земель буде відведено під органічне сільське господарство в обох країнах, це дасть можливість створити 73200 додаткових робочих місць у Великобританії та 9200 робочих місць в Ірландії.

**6. Лісовий сектор.** За даними МОП у лісовому секторі працює близько 13,7 млн. осіб, а кількість «зелених» робочих місць складає 15,6% – приблизно 2 млн. осіб. Регіональний розріз вказує на залеж-

ність зайнятості від наявності лісових ресурсів у країнах та розвитку їх лісового сектору. Так, у Північній Америці кількість «зелених» робочих місць складає 43,1%, у Європі – 25,7%, у Африці – 24,8%, в Австралії – 24,2%, у Латинській Америці та Карибах – 14,3%, Азії – 0,8%.

Окрім цього, на створення «зелених» робочих місць впливає і впровадження екоорієнтованих моделей розвитку у цій сфері. Так, за приблизними підрахунками, у країнах ЄС, близько 30% робочих місць у цій сфері є зеленими. Із 595 000 робітників лісового господарства 224 000 зайняті саме в сфері сталого лісництва .

Зважаючи на те, що в противагу тенденціям природного збезлісіння та надмірної вирубки, в багатьох країнах поступово впроваджуються і моделі сталого менеджменту, доцільно зробити висновок про суттєвий потенціал лісової сфери у створенні «зелених» робочих місць.

Таким чином, аналіз структури ринку «зелених» робочих місць за секторами вказує на поступовий розвиток цього сегменту, який перебуває ще в зародковому стані. Попри це, можна констатувати значний соціальний потенціал «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій, що залежить від ряду факторів. Прискорення створення «зелених» робочих місць тісно пов'язано з екологізацією мислення та стилю життя, обмеження надспоживання, значним інвестуванням, проведенням економічних та податкових реформ тощо.

**Перспективи розвитку «зеленого» ринку.** Створення «зелених» робочих місць залежить, безперечно, від перспектив розвитку «зеленого» ринку. Передбачається, що серед перспективних напрямків його розвитку – впровадженні енергоефективних механізмів та розвиток сталого транспорту, водопостачання, оздоровлення та якісного управління відходами виробництва .

**Вплив кризи на «зелені» робочі місця.** Економічна криза мала двоякий вплив на зайнятість в «зеленій» економіці. Так, з однієї сторони, уряди багатьох країн намагаються створити додаткові «зелені» робочі місця в ряді галузей промисловості, а з другої – приватні компанії, які працюють у екоорієнтованих сферах, внаслідок падіння виробництва та збуту, скорочення пільгових тарифів та зростання міжнародної конкуренції змушені зменшувати кількість «зелених» робочих місць.



**Виклики.** Упроваджуючи елементи «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій та створюючи «зелені» робочі місця, держави все частіше зустрічаються з рядом викликів, кількість яких постійно зростає.

*По-перше*, постає проблема прогнозування та планування, яка полягає у труднощах передбачення точної кількості робочих місць, які можуть бути створені в результаті впровадження елементів «зеленої» економіки в акценті дієвості застосування природозберігаючих технологій.

*По-друге*, на міжнародному ринку праці спостерігається тенденція дефіциту кваліфікацій та нестачі кваліфікованих «зелених» трудових ресурсів. У зв'язку з цим постає проблема модернізації професійно-кваліфікаційної системи: створення та класифікації нових професій, які будуть з'являтися в процесі впровадження «зеленої» економіки, визнання іншими державами, до яких мігрує робоча сила, офіційної кваліфікації роботи із «зеленими» технологіями та вимогами до робочої сили, впровадження нових стандартів виробництва тощо. У майбутньому може з'явитися і потреба у адаптації тієї робочої сили, яка внаслідок запровадження «зелених» робочих місць може втратити роботу.

*По-третьє*, хоча «зелені» механізми розглядаються багатьма урядами як інструмент пожвавлення економіки і, можливо, є важливим засобом створення робочих місць, тим не менш, в ряді країн екологічні аспекти поступово відходять на другий план. Крім того, однією з тенденцій посткризового розвитку є те, що екологічна політика не завжди розглядається як спосіб виходу з поточної рецесії, у результаті чого спостерігаються спорадичні дії держав по виконанню прийнятих зобов'язань, розпорошеність і дублювання заходів, особливо у випадках, коли екологічними питаннями опікуються кілька державних структур, що робить неможливим впровадження єдиної узгодженої стратегії чи плану «зелених» дій.

*По-четверте*, все більшої актуальності набуває питання не кількості «зелених» робочих місць, а їх якості, що у міжнародних документах приймає форму обговорень гідної роботи та достойної заробітної плати в цій сфері, у результаті чого менш кваліфікована робота (наприклад, по сортуванню відходів) втрачає популярність у багатьох країнах.

**«Зелені» робочі місця в Україні.** На сьогоднішній день екологічні імперативи не є пріоритетом діяльності українського уряду, тому впровадження «зелених» моделей при паралельному розв'язанні соціальних проблем відбувається надзвичайно повільними темпами.

Україна досі залишається однією з найбільш енергоємних країн Європи (у 2009 році вона була в 3,5 рази вища ніж в країнах ЄС), альтернативна енергетика перебуває в зародковому стані, а ринок екологічної продукції зовсім нерозвинений, відповідно – і кількість «зелених» робочих місць в країні є невеликою. Фактично сьогодні можна говорити лише про декілька сфер, які в умовах вітчизняних реалій мають можливість створити «зелені» робочі місця. Це – енергетичний сектор (ВДЕ), будівництво та сільське господарство. На даний момент в Україні відсутні будь-які кількісні оцінки потенціалу створення нових робочих місць у секторі ВДЕ в Україні. Можна лише припустити, що їх кількість незначна, хоча в процесі розвитку альтернативної енергетики у певних регіонах зайнятість в цій сфері буде поступово зростати.

Значно більший потенціал має будівництво, особливо зважаючи на темпи його розвитку в Україні. Експерти підраховали, що, якщо взяти за основу дані Грінпісу, згідно до яких вартість створення одного робочого місця у сфері термомодернізації будівель складає 50 тисяч євро на одне робоче місце, при повномасштабному інвестуванні в Україні теоретично може бути створено близько 2 мільйонів робочих місць .

Ще однією сферою, яка має суттєвий потенціал для «зеленого росту», є сільське господарство, зокрема – органічне землеробство, вирощування енергетичних культур (ріпак, верба, кукурудза) та використання соломи в енергетичних цілях. Власне, Україна уже є одним із лідерів з виробництва насіння ріпаку. На думку дослідників Ю. Огаренко та А. Мартинюка, сьогодні існує кілька важливих передумов «озеленення» сільського господарства: наявність 502 тис. безробітних у селах та швидкий ріст сільського безробіття, стійкий попит на різні типи біопалива у ЄС, постійне зростання цін на традиційні джерела енергії, наявний досвід органічного землеробства та попит на його продукти. Проте сьогодні складно оцінити інвестиційні потреби та потенціал росту «зеленого» сільського господарства через відсутність спеціальних досліджень та відповідної статистичної звітності.

### 3. «Зелений» офіс

За допомогою ініціативи Зелений офіс організації можуть легко зменшити свій Екологічний відбиток, поширювати сталий спосіб життя та робити свій внесок у боротьбу зі зміною клімату. Концепція **«Зеленого» офісу** / **«Зеленого офісу»** була розроблена WWF Фінляндії у 2002 році [10].

#### *Що таке «зелений» офіс*

Людині, яка чує це словосполучення вперше, може здаватися, що мова піде про сад на даху ванкуверської Публічної бібліотеки чи просто офіс у зелених відтінках. Та насправді все значно простіше.

«Зелений» офіс – це певна концепція, що стосується організаційних дій і поведінкових звичок та складається з мотиваційних, технічних і освітніх заходів, покликаних допомагати співробітникам компанії дбайливо ставитися до ресурсів офісу, підвищувати корпоративну культуру та її репутацію.

Основною метою впровадження відповідної концепції є зниження навантаження на навколишнє середовище.

#### *«Синдром хворого приміщення»*

Ще наприкінці минулого століття вчені зазначали, що працівники офісів часто хворіють. Це позначається не лише на здоров'ї людей, а й тягне за собою фінансові втрати для стейкхолдерів. Проблема полягає у облаштуванні приміщень.

Причин на це є декілька:

1. У старих приміщеннях частіше розмножуються бактерії та гриби через підвищений рівень вологи повітря.

2. У кожному офісі, де працюють із електронною технікою, підвищений електромагнітний фон – концентрація відбувається тоді, коли робоче місце організоване неправильно.

3. Недостатня іонізація повітря.

4. Некомфортний мікроклімат, що призводить до пересихання слизових оболонок.

5. Низька якість повітря: пари формальдегіду від покриття підлоги, розчинники від акрилових фарб, фенол, стирол, чадний газ і тисячі інших токсинів та алергенів.

6. Нестача денного світла, погане освітлення.
7. Шуми від техніки.
8. Відсутність контакту зі живою природою та агресивне візуальне середовище.

### ***Навіщо потрібні «зелені» офіси***

У світі сучасного бізнесу «двигуном» будь-якої успішної компанії є персонал. Тобто найбільше уваги має приділятися кадрам – на сьогодні на них йде приблизно 90% організаційних витрат. Підвищення ефективності роботи найчастіше приносить значну вигоду для компанії, саме тому більшість сучасних організацій намагається знайти не лише просторові, а й екологічні приміщення.

Вагомим фактом є сучасні дослідження, які показують, що продуктивність роботи підвищується на 10% і більше з переїздом до «зеленого» офісу. Та загальна вигода стає набагато більшою, так як прибуток збільшується, витрати знижуються, а конкурентоспроможність компанії підвищується.

### ***Яким компаніям підійде ця концепція***

Концепцію «зеленого» офісу може використовувати будь-яка організація – чи то маленька компанія, чи то велика корпорація. Важливо, що це не потребує ні встановлення сучасних програм, ні купівлі нових технологій, ні занадто складних методів реалізації. Це лише прості правила щоденного використання ресурсів і дбайливого ставлення до природи, яких може дотримуватися кожен співробітник.

### ***Методи впровадження***

Концепція «зеленого» офісу передбачає дуже широкий спектр заходів, які можна застосувати. Ось декілька основних етапів:

#### ***1. Купівля продукції***

Придбання екологічно чистих товарів – це перший крок до створення «зеленого простору». Тож варто купувати продукцію з екологічним маркуванням, включно з канцтоварами. Обираючи офісну техніку варто звернути увагу на обладнання з енергозберігаючими властивостями, на кшталт принтерів із повторною заправкою картриджів.

## **2. Використання ресурсів**

Цей етап варто розбити на декілька блоків.

### *Електропостачання:*

- варто використовувати систему автоматичного контролю освітлення (наприклад, датчики руху) та користуватися максимально природнім світлом;
- не забувати вимикати з розетки прилади та зарядні пристрої, якщо ви не використовуєте їх в роботі в даний час;
- налаштувати автоматичний перехід на «режим енергозбереження» для персональних комп'ютерів.

### *Водопостачання:*

- обов'язковим є встановлення приладів обліку лічильників і якісних фільтрів для подачі води;
- варто слідкувати за тим, настільки щільно закручуються крани; у разі протікань варто терміново ліквідувати неполадки.

### *Теплопостачання:*

- для збереження тепла варто використовувати терморегулятори на батареях для опалення, а також утеплювати вікна та двері і закривати їх шторами або жалюзі на ніч.

### *«Зелений друк»:*

- намагатися розміщувати на одному аркуші паперу якомога більше тексту (зменшувати шрифт та розмір полів документа; намагатися замінювати чорний колір на світліший);
- папір, що вже був використаний з одного боку, може служити чернеткою для до друку робочих документів.

### *«Зелена реклама»:*

- створювати рекламу через інтернет замість використання друкованих оголошень плакатів та банерів;
- надсилати листи електронною поштою замість відправки паперових; – проводити презентації замість роздачі друкованих брошур.

### **3. Утилізація**

На цьому етапі варто дотримуватися правил 3 R.

*Reduce* (скорочуй) – усі дії мають бути спрямовані на скорочення витрат будь-яких ресурсів.

*Reuse* (повторно використовуй) – використовуйте ті матеріали, які можна задіяти ще декілька разів.

*Recycle* (переробляй) – правильно утилізуйте відходи та сортуйте сміття.

До речі, ці три правила допомагають не тільки реально знизити рівень шкоди від діяльності бізнесу для навколишнього середовища, а й значною мірою зекономити.

### **«Зелена» корпоративна культура**

Також дуже важливою, однак нематеріальною перевагою, є чинник покращення корпоративної культури. Справа в тому, що у середовищі українського бізнесу вона складається лише з наявності дрес-коду, правил обслуговування клієнтів та правил харчування.

Побудова «зеленого» бізнесу дає новий рівень соціально-відповідальної корпоративної культури. Ваші працівники ставитимуть перед собою певні задачі, братимуть участь у збереженні та економії ресурсів як природніх, так і організаційних.

Під впливом «зеленої пропаганди» працівникам офісу більше не захочеться влаштовувати корпоративи звичного характеру. Натомість може з'явитися бажання брати участь в екологічних заходах на кшталт масових міських прибирань, спортивних марафонів тощо. Та головна мета таких дій – це формування єдиної команди покращень стосунків між колегами.

### **Досвід українців**

Концепція «зеленого» офісу стає все більш популярною серед українців. Більшою чи меншою мірою компанії впроваджують деякі елементи. Одними із перших таку ідею перейняла компанія «Київстар». З 2000 року вони мають зелені базові станції з економічним енергоспоживанням, А з 2009 р. прийняли рішення про впровадження концепції «зелений» офіс. У рамках такої корпоративної політики співробітники

компанії разом з мешканцями у 20 містах України прибирають території, висаджують дерева та квіти.

Ще одним прикладом є Green Team – команда, яка складається з декількох співробітників холдингу «1+1», що турбується про всезагальне «зелене» майбутнє. У центральному офісі була впроваджена цікава ідея щодо скорочення використання ліфту будівлі: на кожному поверсі можна дізнатися, скільки калорій витратила людина, піднімаючись пішки. У коридорах та холах транслюються ролики на екологічну тематику, принтери працюють у режимі двостороннього друку, всюди впроваджене енергозберігаюче освітлення. Green Team проводять екскурсії та лекції, де розповідають про використання товарів із вторинної сировини, правильну утилізацію та економію природних ресурсів. Також «1+1» використовує офісний папір, виготовлений компанією, яка гарантує, що замість проданої продукції вони висаджують стільки дерев, скільки пішло на виробництво. «Зеленій пропаганді» піддаються також такі компанії, як «Воля», мережа компаній «Фокстрот», НАСК «Оранта» тощо.

Український бізнес робить лише перші невеликі, але такі важливі кроки до порятунку планети. Такий щоденний внесок у глобальну екологію може зробити кожен. Ми вже переконалися, що для цього потрібно не так багато – лише бажання та трохи зусиль. Та результат говорить сам за себе. Залишається сподіватись, що «зелена пропаганда» буде поширюватись якомога швидше.

#### 4. Стейкхолдери

*Стейкхолдер* (від англ. *Stakeholder* – власник частки (одержувач відсотка); власник застави, розпорядник (довірчий власник) спірного, закладеного або підопічного майна, пайовик) – у вузькому змісті слова: те ж, що й shareholder (акціонер, учасник), тобто особа, що має частку в статутному (складовому) капіталі підприємства; у широкому змісті: одне з фізичних або юридичних осіб, зацікавлених у фінансовому й іншому результатах діяльності компанії: акціонерів, кредиторів, власників облігацій, членів органів керування, співробітників компанії, клієнтів (контрагентів), суспільства в цілому, уряду [11].

Найчастіше під терміном "*стейкхолдери*" мають на увазі групи впливу, що існують усередині або поза компанією, які треба враховува-

ти при здійсненні діяльності. Інтереси стейкхолдерів можуть вступати в протиріччя один з одним. Стейкхолдерів можна розглядати як єдине суперечливе ціле, рівнодіюча інтересів частин якого буде визначати траєкторію еволюції організації.

Стейкхолдерів розділяють на чотири головні категорії:

- групи впливу, що фінансують підприємство (наприклад, акціонери);
- менеджери, які керують ним;
- службовці, що працюють на підприємстві;
- економічні партнери. Дана категорія включає як покупців і постачальників, так і інші економічні суб'єкти.

Кожна із цих груп має різні інтереси й владні можливості, що буде впливати на рівень поставлених ними завдань.

### ***Значення інтересів стейкхолдерів у процесі управління діяльністю підприємства***

**Стейкхолдери** (*Stakeholders*) – досить широке коло осіб, що мають відношення до підприємства. Основними стейкхолдерами підприємства є: *інвестори*, що вкладають у компанію свій капітал з певною часткою ризику з метою одержання доходу на нього; *кредитори*, що тимчасово надають підприємству позика в обмін на деякий заздалегідь установлений дохід, і зацікавлені в інформації, що дозволяють їм визначити, чи будуть вчасно здійснені виплати по кредиту; *менеджери підприємства*, оскільки фінансова інформація дозволяє зробити найбільш достовірну оцінку ефективності керування підприємством; *працівники підприємства*, зацікавлені в одержанні інформації про здатності підприємства вчасно виплачувати зарплату, провадити пенсійні та інші виплати; *постачальники*, зацікавлені в інформації, що дозволяє їм визначити, чи будуть вчасно виплачені належні їм суми; *споживачі* (клієнти підприємства), зацікавлені в стабільності поставок, як слідство фінансової репутабельності підприємства; *суспільні й державні організації*, оскільки від успішного функціонування підприємства залежить добробут економічної інфраструктури регіону [11].

Стейкхолдер – ринковий суб'єкт, який має інтерес до діяльності підприємства чи до деяких напрямів його діяльності, але цей інтерес не базується на бажанні отримати чистий дохід.



Прийнято поділяти усіх стейкхолдерів на *внутрішніх* (керівництво, працівники, власники, спонсори) та *зовнішніх* (державні регулятивні, законодавчі органи, правові, судові та політичні установи, а також конкуренти, місцеве населення, ЗМІ). Крім того, є групи, що знаходяться між внутрішніми та зовнішніми сторонами, до яких перш за все слід віднести клієнтів і постачальників.

Інтереси стейкхолдерів можуть вступати в суперечність один з одним, отже, «зовнішніх і внутрішніх партнерів» господарюючого суб'єкта можна розглядати як єдине суперечливе ціле, рівнодіюча інтересів частин якої буде визначати траєкторію еволюції організації.

Ефективне управління відносинами зі стейкхолдерами є однією з головних цілей управління підприємством і однією з найважливіших задач стратегічного менеджменту. Аналіз стейкхолдерів суб'єкта господарювання включає такі основні етапи: ідентифікація, систематизація, оцінка цілей і завдань стейкхолдерів, збір інформації про них.

Одним із інструментів, який дає можливість виявити та проаналізувати відносини підприємства і його стейкхолдерів є теорія зацікавлених сторін (stakeholder theory).

Основним предметом дослідження теорії зацікавлених сторін є взаємодія різних стейкхолдерів, що переслідують свої інтереси, які пов'язані з діяльністю деякого підприємства.

Розглянемо ключові положення цієї теорії:

1) підприємство має відношення з великою кількістю стейкхолдерів, що складають його оточення, які впливають або на яких можуть вплинути рішення підприємства, що приймаються керівництвом;

2) теорія займається природою цих відносин: процесами і результатами, які їх супроводжують;

3) інтереси всіх стейкхолдерів потенційно мають право бути взяті до уваги і при можливості – задоволені.

Аналіз стейкхолдерів в межах ідентифікації стратегічного простору підприємства спрямований на виявлення таких їх характеристик, як: інтереси окремих груп та їх відносна влада, вплив на підприємство та значущість кожної групи для його майбутнього; вплив стейкхолдерів на ресурси підприємства, на його стратегічні активи; партнерства та коаліції, в які вступають стейкхолдери та можливі наслідки такої їх взаємодії для підприємства. Результатом подібного дослідження має стати

своєрідна сегментація стейкхолдерів по групах, що створюють для підприємства нові можливості, або загрози.

Завершивши аналіз стейкхолдерів, планувальна група може переходити до формулювання місії підприємства, яка виникає з довгих дискусій про сутність організації, її незмінну мету, зв'язок з головними стейкхолдерами, її філософію та головні цінності й етичні норми [11].

### ***Класифікація стейкхолдерів***

Основними стейкхолдерами підприємства є:

- інвестори, що вкладають у компанію свій капітал з певною часткою ризику з метою отримання доходу;
- кредитори, котрі тимчасово надають підприємству позику в обмін на деякий наперед встановлений дохід і зацікавлені в інформації, що дозволяє їм визначити, чи будуть своєчасно здійснені виплати по кредиту;
- менеджери підприємства, оскільки фінансова інформація дозволяє зробити найбільш достовірну оцінку ефективності управління підприємством;
- працівники підприємства, зацікавлені в отриманні інформації про здатність підприємства своєчасно виплачувати зарплату, проводити пенсійні та інші виплати;
- постачальники, зацікавлені в інформації, що дозволяє їм визначити, чи своєчасно виплатять належні їм суми;
- споживачі (клієнти підприємства), зацікавлені в стабільності поставок, як наслідок фінансової репутабельності підприємства;
- суспільні і державні організації, оскільки від успішного функціонування підприємства залежить добробут економічної інфраструктури регіону [11].

Всіх зацікавлених осіб (стейкхолдерів) можна класифікувати на:

#### **1. Залежно від *їхніх інтересів та їхньої влади*:**

- 1) влада стейкхолдера визначає його здатність впливати на організацію.
- 2) інтерес стейкхолдера визначається його бажанням впливати на організацію.

Отже, схема стейкхолдера:

$$\text{Вплив стейкхолдера} = \text{Влада} \times \text{Інтерес.}$$

## **2. Внутрішніх та зовнішніх [11].**

*Зовнішні партнери (стейкхолдери)* – це фізичні і юридичні особи, які зацікавлені у розвитку даного підприємства і здатні впливати на цей розвиток.

До числа зовнішніх партнерів (стейкхолдерів) зараховують: компаньйонів, власників співвласників підприємства, акціонерів, а також засоби масової інформації, органи місцевої влади, профспілкові органи тощо, які зацікавлені в успішному розвитку підприємства. Сюди відносять і постачальників.

*Внутрішні стейкхолдери* включають менеджерів, службовців, власників і раду директорів або правління, у якому представлені менеджери й власники. Один із самих значних внутрішніх стейкхолдерів – одноособовий виконавчий орган.

Для отримання суттєвої підтримки підприємство повинно намагатися максимально задовольняти інтереси партнерів, незважаючи на те, що дані інтереси не завжди співпадають, мотивація стейкхолдерів може бути різною.

Наприклад, власники цукрозаводу зацікавлені у максимальній капіталізації прибутку, місцеві органи влади – у спрямуванні його на соціальні потреби містечка, де проживають цукровиробники, а внутрішні партнери (робітники) воліють, щоб весь прибуток був спрямований на дивіденди.

Таких ситуацій, коли важко узгодити інтереси численних стейкхолдерів, виникає безліч; а тому постає питання про градацію інтересів, встановлення пріоритетів. З цією метою стейкхолдерів поділяють на групи, залежно від рівня їх зацікавленості у розвитку підприємства та можливостей впливу на нього. І для кожної з таких груп визначають найприйнятніший стиль взаємовідносин [11].

### ***Взаємодія зі стейкхолдерами***

Організації використовують два основних методи побудови відносин із зовнішніми стейкхолдерами.

*Перший метод* укладається у встановленні партнерських зв'язків зі стейкхолдерами. Важливою метою цього методу є побудова таких відносин, щоб для стейкхолдера було більш вигідно діяти в інтересах компанії, оскільки в цьому випадку він досягає й власних інтересів.

*Другий метод* являє собою спробу захисту організації від невизначеності за допомогою використання прийомів, призначених для стабілізації й прогнозування впливів. Це такі методи керування стейкхолдерами, як маркетингові дослідження, створення спеціальних відділень, що контролюють сфери інтересів важливих стейкхолдерів (наприклад: дотримання законів, контроль за екологічною безпекою), зусилля по забезпеченню єднальних процедур, реклама й зв'язки фірми із громадськістю й т.д.

Загальним при взаємодії із внутрішніми стейкхолдерами є те, що їхні інтереси найчастіше системно суперечать одне-одному (бажання менеджменту більшої автономії – потреба в акціонерів у більшому контролі; бажання персоналу більших зарплат – потреба менеджменту в скороченні витрат; і т.д.). Дані протиріччя можна ефективно вирішити за рахунок погоджування воєдино інтересів різних груп (наприклад побудова системи мотивації зав'язаної на результат діяльності компанії в цілому) [11].

### ***Учасники проекту***

Стейкхолдери проекту – це особи чи організації, що активно беруть участь у проекті, чи чиї інтереси можуть впливати на результати виконання чи завершення проекту. Учасники також можуть впливати на цілі і результати проекту. Команда управління проектом повинна ідентифікувати учасників проекту, визначати їх вимоги і очікування і, наскільки це можливе, управляти їх впливом на вимоги для того, що забезпечити успішне завершення проекту. На рисунку зображено відносини між учасниками проекту і командою проекту.

Учасники проекту мають різні рівні відповідальності і повноважень щодо участі в проекті. Крім того, відповідальність і повноваження можуть змінюватися на різних етапах життєвого циклу проекту. Їх відповідальність і повноваження змінюються в діапазоні від випадкової участі в опитуваннях і фокус – групах до повного забезпечення потреб проекту, в тому числі фінансової і політичної підтримки. Учасники проекту, що ігнорують свої обов'язки, можуть викликати невинні наслідки для цілей проекту. Подібним чином, менеджерам проекту, що ігнорують учасників проекту, слід очікувати руйнівних наслідків для результатів проекту.

Іноді визначити учасника проекту доволі складно. Наприклад, працівник складального ланцюга, чий професійний ріст на підприємстві залежить від результатів проекту розробки нового продукту, також є учасником проекту. Невдача в ідентифікації учасників проекту може призвести до значних складнощів при виконанні проекту. Наприклад, до вимог проекту по оновленню програмного забезпечення в зв'язку із проблемою 2000 року довелось додати багато додаткових завдань по документуванню в наслідок того, що надто пізно було виявлено, що юридичний відділ є важливим учасником проекту.

Учасники можуть чинити як позитивний, так і негативний вплив на проект. Учасники, що позитивно впливають – це, зазвичай, ті, кому вигідно успішне завершення проекту, тоді як негативно впливають ті учасники, яким успішне завершення небажане. Наприклад, ділові кола суспільства, що отримують зиск від проекту індустріального розвитку, можуть бути позитивно впливати як учасники. Навпаки, група по захисту навколишнього середовища, яка вважає, що проект завдає шкоди природі, будуть чинити негативний вплив як учасники. В інтересах учасників, що позитивно впливають на проект, буде допомога здійсненню проекту, наприклад, допомога в отриманні дозвільних погоджень. Дії учасників, що негативно впливають, будуть зводитися до перешкоді в здійсненні проекту, наприклад, висуванні вимог більш широких екологічних інспекцій. Команда проекту часто не звертає уваги на учасників, які негативно впливають на проект, що значно збільшує ризик успішного завершення проекту.

До ключових учасників будь-якого проекту відносяться:

**Замовник** – майбутній власник і користувач результатів проекту. Це може бути фізична або юридична особа, одна чи декілька організацій.

Замовниками можуть бути інвестори, а також інші фізичні та юридичні особи, уповноважені інвесторами здійснювати реалізацію інвестиційних проектів.

Може існувати багато рівнів замовників. Наприклад, до числа замовників нового фармацевтичного препарату можуть відноситися лікарі, які назначають цей препарат, пацієнти, які його приймають і страхувальники, які його сплачують. В деяких галузях застосування замовник і користувач співпадають, в той час як в інших як замовник розуміється

юридична особа, що отримує продукти проекту, а як користувач – ті, хто буде безпосередньо використовувати продукт проекту.

**Інвестор** – особа, що вкладає гроші у проект. Іноді він і замовник – це одна й та сама особа. Якщо ні, то інвестор укладає договір із замовником, контролює виконання контрактів і здійснює розрахунки з іншими учасниками проекту.

**Проектувальник** – проектні групи або організації, що розробляють проектно-кошторисну документацію.

**Постачальник** – особа, що відповідає за матеріально-технічне забезпечення проекту.

**Підрядчик** – особа, яка несе відповідальність і виконує роботи за проектом відповідно до контракту.

**Керівник проекту** – особа, якій делеговано повноваження щодо управління роботами за проектом: планування, контроль, координацію роботи учасників проекту.

**Команда проекту** – організаційна структура, очолювана менеджером проекту і створювана на період здійснення проекту з метою ефективного досягнення його цілей.

**Виконуюча організація.** Підприємство, чиї працівники безпосередньо беруть участь у виконанні проекту.

**Члени команди проекту.** Група, яка виконує роботи по проекту.

**Команда управління проектом.** Члени команди проекту, що безпосередньо задіяні в управлінні його операціями.

**Джерела впливу.** Особи чи групи, які напряду не зв'язані із отриманням або використанням продукту проекту, але які в зв'язку з їх положенням в організації – замовнику чи виконуючої організації, можуть позитивно чи негативно впливати на хід виконання проекту.

**Офіс управління проектом.** Якщо в виконуючій організації є наявним цей офіс, то він може бути учасником проекту, якщо він несе пряму чи непряму відповідальність за результати проекту.

Окрім вищеназваних учасників проекту існує також багато різних назв і категорій учасників проекту, в тому числі внутрішні і зовнішні, власники і інвестори, продавці і підрядники, члени команд і їх родин, державні установи і засоби масової інформації, окремі громадяни, тим-

часові чи постійні лобістські організації, суспільство загалом. Перерахування чи класифікація учасників – це, головним чином, спосіб виявити ті особи чи організації, що розглядають себе в якості учасників проекту. Ролі і відповідальності учасників можуть перетинатися, наприклад, в тому разі, коли проектна організація забезпечує фінансування заводу, що сама й проектує.

Керівник проекту повинен управляти очікуваннями учасників проекту, що може бути досить складно тому, що учасники проекту можуть мати різні і протилежні цілі.

#### *Наприклад:*

Керівник відділу, який вимагає встановити нову інформаційну систему управління, може бути заінтересований в її низькій вартості, фахівець по створенню системи може зробити акцент на технічні вдосконаленості системи, а підрядник, що отримав замовлення на програмування, може бути заінтересований в отриманні максимального прибутку.

Віце-президент по розробкам в компанії електронного обладнання може визначити успіх продукту як досконалість технології, віце-президент по виробництву – в застосуванні передових виробничих технологій, а віце – президент по маркетингу – по кількості реалізованих нових можливостей продукту.

Власник проекту по спорудженню нерухомості може бути, в першу чергу, заінтересованим в своєчасному завершенні будівництва, органи місцевого врядування – в мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище, а навколишні мешканці можуть сподіватися на перенесення будівництва в інше місце [11].

## **5. Висновки**

Таким чином, на початку XXI століття спостерігається трансформація підходів до «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій, яка починає вже розглядатися не як утопічна ідея, а як реальний механізм зменшення безробіття та підвищення економічного зростання. Досить вдалою спробою такого підходу є включення до пакету антикризових заходів ЄС комплексу дій з енергоефективності, хоча потенціал «зеленої» економіки в акцентах дієвості застосування природозберігаючих технологій є значно ширшим. Ці пе-

рші кроки міжнародної спільноти дають підстави прогнозувати поступове, але невпинне зростання кількості «зелених» робочих місць у майбутньому, хоча у короткостроковій перспективі вони не зможуть суттєво вплинути на подолання проблем безробіття як в глобальному масштабі, так і в окремих країнах.

«Зелений» офіс підходить як великим, так і маленьким офісам бізнес компаній, а також громадських та інших організацій. Кожна маленька дія має значення, якщо задіяна достатня кількість людей: від використання паперу з обох боків, налаштування комп'ютерів на енергозберігаючий режим, до переробки сміття та вибору більш дружніх до природи варіантів транспорту.

*Висновковуємо.* Стейкхолдер – власник застави, розпорядник (довірчий власник) спірного, закладеного або підопічного майна, пайовик) – у вузькому змісті слова: те ж, що й shareholder (акціонер, учасник), тобто особа, що має частку в статутному (складовому) капіталі підприємства; у широкому змісті: одне з фізичних або юридичних осіб, зацікавлених у фінансовому й іншому результатах діяльності компанії: акціонерів, кредиторів, власників облігацій, членів органів керування, співробітників компанії, клієнтів (контрагентів), суспільства в цілому, уряду.

### **Питання для самоконтролю:**

- 1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій?*
- 2. Які ключові принципи «зеленої» економіки загалом?*
- 3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?*
- 4. Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні як ПЗТ?*
- 5. У чому важливість входження України в сталий розвиток?*
- 6. Які напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни?*
- 7. У чому реальні можливості впровадження ЗЕ і ПЗТ України?*
- 8. У чому «зелена» економіка в аспектах дієвості застосування природозберігаючих технологій покращує добробут населення?*
- 9. Концепція і стиль «зеленого» офісу.*
- 10. Стейкхолдери.*



## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. «Зелений» офіс. URL: [https://wwf.ua/our\\_work/green\\_business/how\\_to\\_join/comms/green\\_office/](https://wwf.ua/our_work/green_business/how_to_join/comms/green_office/)
11. Стейкхолдер. URL: <https://works.doklad.ru/view/Z6yww6--MQg/2.html>

## **1.6. Тема 6. ВИМІРЮВАННЯ «ЗЕЛЕНОГО» ЗРОСТАННЯ В УКРАЇНІ ЧЕРЕЗ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

### **1.6.1. Лекція 7. ПРАКТИКА ЗАСТОСУВАННЯ «ЗЕЛЕНОГО» ЗРОСТАННЯ ЯК ПЗТ В УКРАЇНІ. КОНЦЕПЦІЯ «НУЛЬ ВІДХОДІВ» / «ZERO WASTE». ЕКОЛОГІЧНІ ТЕХНОЛОГІЇ. СМІТТЄПЕРЕРОБНИЙ ЗАВОД. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ НА ДРОВАХ. СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ. ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

**Мета:** *навчальна:* формувати: здатність розв'язувати складні задачі та проблеми під час професійної діяльності у галузі екології або у процесі навчання, що передбачає проведення досліджень та/або здійснення інновацій та характеризується невизначеністю умов та вимог; здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; здатність використовувати принципи коеволюції суспільства і природи, сталого розвитку в професійній і соціальній діяльності; навички використання природоохоронних технологій, які дозволяють мінімізувати техногенний вплив на природні системи; здатність формувати систему екологічного менеджменту та процедур управління діяльністю підприємств, складових екологічного управління, функцій, завдань органів екологічного управління; *виховна:* виховувати екологічний стиль життя, знати про екологічні технології, про сміттєпереробний завод; Електростанція на дровах; СЕС; ВДЕ; *розвивальна:* розвивати практично-експериментальне еко мислення, зокрема й впровадження концепції «Нуль відходів» / «Zero Waste».

## Актуалізація опорних знань:

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки через застосування природозберігаючих технологій.
2. Можливості ЗЕ і ПЗТ для України.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки.
4. Україна і сталий розвиток.
5. Напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни.
6. Ключові принципи «зеленої» економіки і ПЗТ.
7. «Зелена» економіка і біднота.

## План:

1. Вступ.
2. Основні напрями вимірювання. Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste».
3. Екологічні технології.
4. Сміттєпереробний завод.
5. Електростанція на дровах. Сонячні електростанції. Відновлювальні джерела енергії.
6. Висновки та пропозиції.

## 1. Вступ

Загрози вичерпання обмежених природних ресурсів і зміни клімату внаслідок прискореного зростання населення світу та економік нових індустріальних країн, яке супроводжується негативним впливом на довкілля, обумовлюють широке визнання необхідності запровадження нових підходів до забезпечення економічного зростання і розвитку, що передбачають мінімізацію навантаження на базу природних ресурсів та екологічні умови життя населення за рахунок задіяння додаткових джерел зростання. Вони пов'язані, у першу чергу, з поширенням використання продуктивних екологічно безпечних технологій, ПЗТ, еко-

інновацій, справедливою оцінкою вартості природних ресурсів та екосистемних послуг в економічній діяльності, упровадженням сталих моделей споживання та виробництва, переходом до більш складних моделей ведення бізнесу з високою продуктивністю, що базуються на концепції життєвого циклу, мінімізації та повторному використанні відходів (рециклінгу), корпоративній соціальній відповідальності.

Магістральний напрям вирішення цих завдань шляхом інтеграції екологічної, економічної та соціальної складових сталого розвитку заданий «Порядком денним на XXI століття», прийнятим історичним Самітом Землі у 1992 р. у м. Ріо-де-Жанейро (Бразилія), а також рішеннями Всесвітнього саміту зі сталого розвитку у м. Йоганнесбург (ПАР), 2002 р., якими країнам-членам ООН рекомендовано впроваджувати стратегії сталого розвитку .

Рішеннями Конференції ООН зі сталого розвитку «Ріо+20», що відбулася у м. Ріо-де-Жанейро, 22-25 червня 2012 р., через двадцять років після Саміту Землі, визнано, що прогрес у напрямі впровадження засад сталого розвитку в національну політику і стратегії розвитку країн виявився недостатнім внаслідок проблем, пов'язаних, зокрема, зі слабкими інституційною спроможністю, фінансуванням та інтеграцією. Підтримано ініціативи міжнародних організацій щодо розвитку і впровадження на національному рівні концепцій «зеленої» економіки, «зеленого» зростання, «інклюзивного зеленого» зростання, які поглиблюють концепцію сталого розвитку з урахуванням сучасних реалій та спрямовані на її більш прагматичну реалізацію.

Підсумковий документ Конференції ООН зі сталого розвитку «Ріо+20» (20-22 червня 2012 р., м. Ріо-де-Жанейро, Бразилія) під назвою «Майбутнє, якого ми хочемо» підтвердив, що концепція «зеленої» економіки покликана об'єднати під єдиним прапором низку економічних стратегій та методів економічного аналізу, актуальних з точки зору сталого розвитку [3]. Рішення Конференції ООН «Ріо+20» активізували зусилля багатьох організацій у напрямі формування стратегій, планів дій та дорожніх карт розвитку країн у «зеленому» напрямі, а також економічного інструментарію і системи індикаторів для моніторингу та оцінки результативності політики.

## 2. Основні напрями вимірювання. Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste»

Відмінність «зеленої» моделі полягає в її орієнтації на гармонізацію економічного зростання з екологічною сталістю, упровадженні таких інструментів підтримки зростання, за яких природні активи розглядаються як фактор виробництва, як продуктивний капітал, а екологічна політика – як інвестиційна політика, спрямована на ефективне використання та відновлення природних ресурсів шляхом впровадження ресурсо та енергоефективних, екологічно безпечних технологій та інновацій.

Якщо держава має наміри проводити політику, спрямовану на сприяння «зеленому» зростанню **через застосування природозберігаючих технологій**, їй потрібні показники, які дозволяють підвищувати рівень поінформованості органів управління та суспільства про наявні ресурси та ефективність їх використання, оцінювати досягнутий прогрес і виявляти потенційні можливості та ризики подальшого розвитку в заданому напрямку.

Критерії та індикатори прогресу є невід’ємною складовою частиною управління у будь-якій сфері діяльності. Вони слугують інструментом оцінки ступеню досягнення цілей розвитку та визначення напрямів коригування політики, доказовою базою обґрунтування стратегій, програм і фінансових ресурсів для їх реалізації. Без такої системи індикаторів складно розраховувати на успіх у вирішенні проблем сталого розвитку на будь-якому рівні.

Після Конференції ООН зі сталого розвитку «Ріо+20» 2012 року робота над такими системами індикаторів активізувалась у трьох основних напрямках:

- відбір та адаптація країнами прийнятних індикаторів «зеленої» економіки та «зеленого» зростання, їх інтеграція в систему стратегічного планування для прискорення руху національних економік у бік сталого розвитку;
- створення спільної системи екологічної інформації (ССЕІ), яка зв’язує на міжнародному рівні всі потоки даних по країнах; розвиток і впровадження системи еколого-економічних рахунків як світового статистичного стандарту;

- формування системи показників для адаптації глобальних Цілей Сталого Розвитку, які схвалили на Саміті ООН з Порядку денного в галузі розвитку на період після 2015 року «Пост-2015» у рамках 70-ї сесії Генеральної асамблеї ООН (25-27 вересня 2015 р., м. Нью-Йорк, США).

Адаптація системи індикаторів «зеленої» економіки і зеленого зростання **через застосування природозберігаючих технологій** для використання національними урядами здійснюється шляхом інтеграції розробленої Організацією економічного співробітництва і розвитку (ОЕСР) структури показників «зеленого» зростання [8] з напрацюваннями інших міжнародних організацій, зокрема Європейського Союзу, Екологічної програми ООН (ЮНЕП), Європейської економічної комісії ООН (ЄЕК ООН), тощо.

В Україні впровадження «зеленої» моделі через застосування природозберігаючих технологій зростання ускладнюються нестачею статистичної та відомчої інформації по широкому колу показників, необхідних для оцінки впливу економічної діяльності на довкілля та життя населення, а також впливу екологічної політики на конкурентність бізнесу. Для України є особлива потреба в більш повній інформації про продуктивність використання ресурсів у зв'язку із значною роллю природних ресурсів в економічній діяльності, про бар'єри та можливості розвитку зеленого бізнесу, про стан навколишнього середовища за широким колом індикаторів, співставних з міжнародними показниками за складом та методами проведення обстежень.

На зустрічі експертів з вимірювання «зеленого» зростання, що відбулася 16 червня 2014 р. у Києві (Україна), було погоджено, що система показників «зеленого» зростання ОЕСР повинна орієнтувати на перетворення країни у ресурсоефективну, самодостатню та безпечну для життя населення економіку, рекомендовано розробити комплексну систему показників статистичної та відомчої звітності з усуненням розривів по відсутніх даних, а також дорожню карту її формування за участю широкого кола зацікавлених учасників з різних організацій. Це надало поштовх роботі декількох груп українських експертів.

Водночас Україна є активним учасником робіт з систематизації великого масиву екологічних даних в рамках проекту «Спільна система екологічної інформації Європейського інструменту сусідства і партнерства» (ССЕІ ЄІСП), що підтримується ресурсами ЄЕК ООН та Євро-

пейського агентства з охорони навколишнього середовища. Проведений 10-11 березня 2015 р. в штаб-квартирі ОЕСР в Парижі (Франція) семінар-дискусія для учасників з країн Східної Європи, Кавказу та Центральної Азії був присвячений координації дій з формування показників «зеленого» зростання та екологічної інформації в регіоні та отримання вигод від їх синергії. Співставлення показників «зеленого» зростання ОЕСР та екологічних показників системи ССЕІ довело необхідність узгодження керівних принципів і стандартів формування досить широкого кола показників з метою кращого озброєння політиків і громадськості якісними даними та ефективного управління процесами «зеленої» трансформації.

### **Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste»**

Сьогодні все більше людей замислюється над тим, як жити екологічно. Відповідь є – зменшити продукування відходів. І хоча абсолютно не смітити у сучасному світі практично нереально, але зменшити кількість непотребу досить легко. Ось кілька практичних порад як це зробити.

На допомогу у цій справі приходять концепція Zero Waste. Концепція Zero Waste («Нуль відходів») починається з відмови від непотрібного, емоційних покупок, звички користуватися тим, що вже маєш. Варто просто замінити всі одноразові предмети на речі багаторазового використання, полагодити зламане та знайти призначення для всіх наявних в домі речей, компостувати органіку, а вторсировину здавати на переробку. Zero Waste-активістка, авторка книги «Дім – нуль відходів. Гід до щасливого життя в сучасному світі без зайвих витрат і сміття» Беа Джонсон сформуувала кілька простих правил, виконуючи які, можна наблизитися до екологічного життя – так звані 5R:

1. *REFUSE* – відмовтеся від непотрібного (купуйте продукти у свою тару, відмовтеся від зайвого пакування, не беріть візитівки та рекламні брошури, звільніть дім від мотлоху);

2. *REDUCE* – скорочуйте споживання (відмовтеся від емоційних покупок, не піддавайтеся впливу акцій, розпродажі та реклами);

3. *REUSE* – використовуйте повторно/ремонтуйте (користуйтеся речами багаторазового використання);

4. *RECYCLE* – сортуйте та відправляйте на переробку втор сировину (все, що залишилося після впровадження попередніх трьох пунктів, потрібно сортувати та утилізувати. Можна просто не продукувати це сміття і тоді й сортувати не треба буде. Але треба обов'язково правильно утилізувати небезпечні відходи: термометри, батарейки, енергозберігаючі лампи, прострочені ліки, електроприлади тощо);

5. *ROT* – компостуйте органічні відходи (компостувати органіку можна не лише у власному будинку, а й у квартирі. Тут на допомогу приходять компостер або бокаші (мікроорганізми, які з'їдають органічні відходи). Ну і традиційно актуальною залишається компостна яма).

Можливо, на перший погляд, ці правила здаються складними і нереальними у виконанні. Однак, на практиці все набагато легше. Для початку потрібно підготуватися та визнати для себе цінності «Zero waste». Спершу вироблення екологічних звичок та поведінки потребуватиме певних зусиль, але, напрацювавши їх, ви з подивом будете згадувати свій колишній спосіб життя.

### **3. Екологічні технології**

На прикладі компанії OKI [11].

#### ***Повторне використання та переробка***

OKI просуває подовження терміну служби деталей, зниження кількості деталей, які потрібно утилізувати, та розробку продуктів, що можна легко розібрати та використати повторно. Також розроблено маркування матеріалів згідно зі стандартом ISO 11469 для подальшого сприяння переробці продуктів.

#### ***Збереження ресурсів***

OKI працює над збереженням ресурсів під час розробки як апаратного, так і програмного забезпечення, роблячи пристрої компактнішими, оптимізуючи технології для витратних матеріалів та постійно вдосконалюючи драйвери для принтерів.

Запатентована цифрова світлодіодна технологія від OKI дозволяє зменшити кількість пластику у принтерах та зробити їх компактнішими.



Крім цього, функція дуплексного друку, якою оснащено наші принтери, дозволяє зменшити витрату паперу, а функція економії тонера дозволяє зменшити його використання, а отже і вплив на довкілля.

Більше того, у сторінкових принтерах OKI тонер можна відокремити від фотобарабана, через що їх можна замінювати неодноразово.

Завдяки цьому кожний фотобарабан можна використовувати протягом усього терміну його служби, і це дозволяє знизити кількість відходів, спричинених утилізацією фотобарабанів, які ще можна було використовувати.

### ***Збереження енергії***

OKI виготовляє продукти відповідно до міжнародної програми ENERGY STAR, прагнучи зберегти світові ресурси та запобігти глобальному потеплінню.

Світлодіодна технологія від OKI дозволяє за використання дуже малої кількості енергії створити достатню кількість світла, заощаджуючи енергію та допомагаючи захищати довкілля.

Оскільки швидкість друку також впливає на споживання електроенергії, інженери OKI розробили дрібнозернистий тонер для зменшення кількості енергії, яка витрачається на друк, і це дозволяє суттєво зменшити споживання електроенергії в порівнянні зі звичайним тонером.

Принтери OKI також оснащено режимом глибокого сну та еко-режимом, що дозволяє зменшити споживання електроенергії у той час, коли принтери не використовуються, як це регламентується положеннями міжнародної програми ENERGY STAR.

### ***Проста обробка відходів***

Для спрощення переробки необхідно мінімізувати кількість часу та кроків, необхідних для того, щоб розібрати пристрій. Проста конструкція пристроїв OKI дозволяє прискорити цей процес.

### ***Захист довкілля***

OKI має внутрішні системи та заходи з їхнього запровадження для дотримання відповідності Директиві щодо відпрацьованого електричного й електронного обладнання (WEEE) та Директиві з обмеження використання небезпечних речовин (RoHS) – європейським нормам захисту довкілля для приладів.

Також планується продовжити неухильно знижувати об'єм використання полівінілхлориду.

### ***Подовжене використання***

Подовжуючи термін служби наших продуктів та витратних матеріалів, ми допомагаємо зберегти як власні ресурси, так і природні багатства.

### ***Пакувальні матеріали***

Компанія OKI розробила стандарти пакувальних матеріалів, подібні до стандартів розробки продукції, та станом на 2000 рік використовувала 100% придатних для переробки пакувальних матеріалів.

### ***Розкриття інформації***

OKI розкриває суспільству найрізноманітнішу інформацію щодо наших ініціатив із захисту довкілля та досягнень у цій сфері.

Ми продовжимо активно обмінюватись інформацією, щоб і надалі продовжити розробляти ще більш надійні технології та продукти.

### ***Офісне середовище***

Принтери OKI уособлюють високу цінність, якою ми наділяємо офісне середовище, де вони використовуються.

Вони розроблені за дотримання державних стандартів щодо електромагнітного випромінювання і безпеки та видають найменший рівень акустичного шуму під час роботи.

## **4. Сміттєпереробний завод**

Щороку кожен представник середнього класу продукує вантажівку відходів. Відходи стають проблемою №1 для нашої цивілізації, яка сьогодні в прямому значенні слова потопає у власному смітті. Сміттеві полігони давно перетворилися на зони екологічного лиха. У деяких країнах вони є навіть забороненими. Тож на зміну їм постають сміттєпереробні заводи та мода продукувати менше відходів [10].

Деякі країни пішли ще далі – і примудрилися не просто спалювати чи переробляти сміття в новий ресурс. Такі заводи, окрім того, що виконують основне призначення, використовують непотріб, щоб опалю-

вати житлові приміщення та очищати повітря, а деякі – навіть як зони для спортивного відпочинку. Пропонуємо успішні світові приклади розумного поводження зі сміттям: як позбутися відходів і при цьому не зашкодити екології.

### ***Шведський досвід: сміттєспалювальний завод очистив повітря Уппсали***

Швецію називають одним зі світових лідерів у поводженні з відходами, де особливо ефективно використовують технологію «енергія зі сміття». Нині в країні працюють десятки сміттєпереробних заводів. 99% відходів використовують або як паливо для електростанцій, або як сировину для виробництва. Це чимало як для 10-мільйонної країни.

Сміттєспалювальний завод розташований на туристичному маршруті. До речі, у країні більшість заводів із переробки сміття є державними, хоча трапляються і приватні. Головне, що їх об'єднує, – довіра шведів до переробника відходів.

Місто Уппсала є третім за розміром у Швеції і одне з найкращих зразків того, як це жити у сусідстві зі сміттєспалювальним заводом. Найближчі житлові будинки – за 300 метрів від підприємства. Сам завод стоїть на околиці міста, проте не за його межами. Поруч торговельний центр, трохи далі – замок XVI століття, тут пролягає туристичний маршрут. Проте на екологію це жодним чином не впливає.

За словами місцевих фахівців, викиди токсинів можливі лише за температури, нижчої за 650 градусів за Цельсієм. Стандартна температура горіння на заводі в Уппсалі – 1200 градусів. За таких умов (ну і, звичайно, за якісного фільтрування викидів) шкідливі речовини в атмосферу просто не потрапляють. Якщо ж температура хоча б на 2 секунди падає, бодай до 850 градусів – система безпеки автоматично припиняє спалювання. Так запевняють працівники заводу.

За словами місцевих, ще 15 років тому це було досить забруднене місто. Все тому, що в Уппсалі відсутнє централізоване газопостачання, а опалення будинків забезпечували котли на твердому паливі.

Будівництво заводу із переробки сміття розв'язало цю проблему. Близько 70% електроенергії, що виробляє завод, йде на підігрів води, яка через теплообмінники надходить до теплових мереж міста.

До речі, крім сміттєспалювального заводу, теплом місто забезпечує також... крематорій. Тут діє аналогічний принцип: якщо спалювання

потребує надвисоких температур, то було би необачно, якби це тепло «йшло в нікуди».

Щоправда, 100% спалювання сміття неможливо досягти навіть у Швеції. Проте завдяки попередньому сортуванню та відсіюванню залишків металу й скла залишається зовсім небагато, шлаку – близько 1% від переробленого твердого сміття. В Уппсалі його переробляють на дешеві будівельні матеріали.

Схожою є також ситуація з органічним сміттям. Так, його переробка на біогаз супроводжується різким запахом. Але його можна відчути лише всередині переробного цеху – вентиляційна система побудована таким чином, що сморід абсолютно не чутно ззовні.

Змога жити в одній з найчистіших країн світу коштує грошей. Навіть за передових технологій переробка сміття сама по собі не може вийти бодай на собівартість. Потрібну суму забезпечують самі громадяни. Середнє домогосподарство в Уппсалі сплачує 83 євро на рік за утилізацію твердих побутових відходів, та ще 23 євро – за утилізацію харчових.

### *Австрія: три в одному*

У Відні, столиці Австрії, сміттєспалювальний завод одночасно став теплоелектростанцією та мистецьким об'єктом.

Ще 1989-го року нову будівлю заводу Шпіттеля у Відні доручили побудувати одному з геніальних архітекторів ХХ століття – Фріденсрайху Гундертвассеру. Вийшов шедевр – будівля з кольоровими жовтими плямами, нерівними лініями, «живою» мистецькою енергією.

Сміттєспалювальний завод у центрі Відня. У так званому мистецькому об'єкті сьогодні на теплову енергію перетворюються 265 тис. тон сміття на рік. Це дає змогу опалювати цілі райони Відня.

Але австрійці навчилися й іншого мистецтва, коли сміття стає сировиною для виробництва нових речей. Сьогодні, наприклад, вони активно застосовують біотехнологію, що дає змогу розщеплювати пластик. Для цього використовують особливий грибковий фермент, який здатен розщеплювати полімери на прості мономерні елементи. Йдеться про пластикові пляшки та поліестер, який масово використовують в текстилі. Так забезпечується «колообіг пластику»: відхід від одного продукту використовують, щоби створити інший.

### ***Данія: лижна траса на сміттєспалювальному заводі***

У Копенгагені сміттєспалювальний завод збудували неподалік від центру столиці Данії. Втім це не єдина його унікальність. Завод – по сусідству з одним із найкращих ресторанів світу. Ба більше, на його даху нещодавно збудували гірськолижний схил. Поверхню покрили переробленим пластиком, тож ковзати ним можна цілий рік.

Сміттєспалювальний завод у Копенгагені має лижну трасу на даху. 500-метрова лижна траса – лише частина комплексного публічного простору. Тут ще зробили стіну для скелелазіння, доріжки для бігу, майданчик для фітнесу тощо. А ще ростуть певні види дерев, які захищають від вітру на висоті 88 метрів і збалансовують мікроклімат: деякі поверхні заводу розігріваються до 60 градусів за Цельсієм.

Крім рекреаційного простору, завод успішно виконує свою основну функцію – спалює та переробляє відходи, опалює місто та постачає мешканцям електроенергію.

### ***Польща: за не сортування сміття можуть покарати***

Комплекс поводження з відходами функціонує кілька років поблизу міста Жари із 40-тисячним населенням. Підприємство забирає сміття з двох десятків сіл та містечок, в яких мешкає близько 200 тис. осіб, та переробляє 60 тис. тон відходів на рік. За вивезення та переробку сміття кожен мешканець щомісяця сплачує 12,5-19,5 злотих (приблизно 90-140 грн). Тарифів є два. Перший тариф – за сортоване сміття, другий – за несортоване. Якщо ж поляк цього не робить, то влада зобов'язана його покарати.

Комплекс поводження з відходами поблизу міста Жари. Більшість процесів на заводі автоматизована, але деякі операції потрібно виконувати вручну. Робочий процес на підприємстві контролює оператор лінії за допомогою системи відеоспостереження. Щоранку працівники перевіряють систему, чи є несправності, та повідомляють про це операторові. Якщо все добре, то він запускає лінію. У «серці» заводу – десятки конвеєрних стрічок та спеціальні сепаратори, які «відбирають» свій тип сміття.

На цьому етапі відходи сортують на кілька фракцій: папір, картон, скло, пластик та бляшанки.

Цю сировину можна використати ще раз, тому її відправляють на підприємства з глибокої переробки. Очищені від металу органічні від-

ходи прямують у спеціальні закриті тунелі. Тут сміття перетворюють на компост. Але поряд з підприємством немає неприємних запахів. Тут встановлено спеціальні біофільтри, які замінюють щотри роки. Залишки сміття або спалюють, або захоронюють на спеціальному полігоні.

Нещодавно ще один сміттєпереробний завод збудували в Бидгощі. Ємність комплексу – 180 тис. тон на рік, тому завод з легкістю може обслуговувати своє та сусіднє місто. На будівництво такого заводу було витрачено близько 100 млн. євро.

Після спалювання відходів залишається шлак – те, що не згоріло. Спочатку його висушують, пізніше перебирають, за допомогою магніту забирають металеві частини. Також шлак розтрощують і механічно фільтрують. Пізніше із залишків одержують будівельний матеріал. У Західній Європі цей шлак зазвичай використовують для будівництва автошляхів.

Сміттєпереробний завод у Бидгощі виробляє електроенергію, яку постачають для 50 тис. мешканців міста. Також комплекс генерує тепло для муніципальної теплової системи.

Із органічних відходів у Бидгощі виробляють компости. Компостівня розташована біля муніципального сміттєзвалища. Завдяки новітнім технологіям добрива виробляють без жодного забруднення. А те, що виходить із димаря, – просто гаряча пара. Коли вона охолоджується, перетворюється на білий і нешкідливий дим.

Всі наведені приклади мають спільну рису – довіру мешканців до переробника сміття. Тому питання, чи безпечне таке сусідство, тут не розглядають. Бо від початку призвичаїлися чітко дотримуватися технології і насамперед температури спалювання.

*Коментар експерта.* Олег Гарник, аналітик Аналітичного центру ВАОМС «Асоціація міст України»:

«Минуло кілька років, відколи Україна взяла зобов'язання щодо виконання міжнародних угод створення сучасної системи поводження з відходами. Один із головних документів у цій сфері – рамкова Директива Європейського парламенту та Ради 2008/98/ЄС "Про відходи". На жаль, реалізація цієї директиви в Україні відбувається не такими темпами, як нам би хотілося.

Одним з рішучих кроків має стати будівництво сміттєпереробних заводів за сучасними європейськими стандартами. Реалізація пілотних проектів уже запланована у Львові, Києві та Маріуполі. Це позиція ор-

ганів місцевого самоврядування та державних органів влади. Щодо думки громадянського суспільства, то не можна стверджувати, мовляв, українці категорично проти будівництва сміттєпереробних заводів. Ми маємо реальні приклади, коли об'єднанні територіальні громади самі пропонують частину землі для будівництва таких комплексів з метою соціально-економічного розвитку своїх територій. Хоча деякі перестороги, звичайно, є. Люди бояться невідомого, бо не знають, як це працює. А тим часом у світі чимало випадків, коли сміттєпереробні заводи розташовані не лише в межах міста, а й фактично в центральній його частині.

До речі, 30 вересня в Києві відбувся Перший муніципальний форум з питань поводження з побутовими відходами KYIV WASTE FORUM. Представники європейського бізнесу та інвестиційних інституцій ділилися власним досвідом будівництва та роботи сміттєпереробних заводів у різних країнах Європи. А представники органів державної влади, місцевого самоврядування, профільних асоціацій та підприємств обговорювали перспективи реалізації таких проектів і в Україні. Такі заходи особливо важливі також і як просвітницько-інформаційна кампанія, яка допомагає розвіювати чимало міфів навколо питання поводження з відходами».

## **5. Електростанція на дровах. Сонячні електростанції. Відновлювальні джерела енергії**

### ***Електростанція на дровах і тирсі***

Електростанція на дровах виконана за модульним принципом з автоматичною подачею сипучого деревного палива з грануляцією до 30 мм.

Паливо не вимагає попереднього сушіння, завантажується природної вологості. У завантажувальний контейнер електростанції на дровах можуть завантажуватися тирса, пелети, стружка, торф, деревні відходи МДФ (деревоволокониста плита середньої щільності) або ДСП (деревно-стружкові плити) в сипучому вигляді. На виході отримуємо тепло і електрику. Електричні потужності лінійки вироблених електростанцій BioKIBOR від 5 кВт до 1 МВт. Витрата споживання деревних відходів в

якості палива для установки тепловою потужністю 100 кВт складає 200 кг/год. (5 т/добу).

Теплова енергетична установка складається з: бункера для сипучого деревного палива; автоматизованої шнекової подачі палива в газогенератор, нагрівального котла (котли на твердому паливі). Сипуче паливо засипається в приймальний бункер, забезпечений «ворошителем», далі шнековий транспортер автоматично подає паливо в камеру газогенератора, де відбувається його газифікація і утилізація. Топкові гази через форсунку потрапляють у теплообмінник, нагріваючи теплоносії (оливу). Гаряча олива ( $t = 280-300^{\circ}\text{C}$ ) по трубопроводній системі подається на модулі термоелектричного генератора, де відбувається вироблення електроенергії. Обрізки, дрова та інші кускові відходи спалюються безпосередньо в топці котла електрогенератора на дровах. Теплова частина котельні установки оснащена пультом автоматизованого управління.

**Сонячна електростанція** – інженерна споруда, що перетворює енергію сонячного випромінювання на електричну енергію.

### ***Типи сонячних електростанцій***

Всі сонячні електростанції (СЕС) поділяють на кілька типів:

- ті що використовують фотоелектричні модулі (фотоефект);
- ті що перетворюють сонячну енергію на теплову, яка приводить у дію тепловий двигун (сонячно-теплові);

У переважній більшості в сонячно-теплових електростанціях застосовується концентрація сонячних променів. За типом концентрацій вони поділяються на:

- баштового типу;
- тарільчатого типу;
- параболоциліндричні;
- комбіновані.

### ***Плаваючі СЕС***

Плаваючі СЕС, тобто сонячні електростанції, розташовані на воді, мають кілька переваг. Наприклад, природне охолодження. Окрім цього,



вода відбиває сонячні промені, і панелі поглинають значно більше тепла.

У жовтні 2018 р. бельгійська влада заявила, що планує будувати СЕС на штучних озерах. У системах використовують сонячні трекери та активну систему охолодження.

### ***Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ)***

**Відновлювані джерела енергії** – потоки енергії, що постійно діють або періодично виникають у довкіллі. Природа виникнення ВДЕ визначається термоядерними процесами на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія рік та хвиль, теплова енергія довкілля, зокрема Землі, повітря, морів та океанів), процесами в глибинах Землі (геотермальна енергія), гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів). Використання енергії ВДЕ у світі має давні традиції. Ще кілька століть тому основою енергетики було використання вітрових і водяних млинів (а також мускульної сили тварин).

Наприкінці ХІХ ст. у Російській імперії сумарна їх потужність дорівнювала потужності приблизно двох блоків ЧАЕС. Важливим джерелом для одержання теплової енергії була біомаса – дрова, торф, використання яких і дотепер у сільській місцевості України не втратило актуальності.

Середина ХХ ст. характеризується майже повною відмовою від ВДЕ. Однак енергетична криза 1970-х рр., що поставила людство перед загрозою вичерпання викопних енергетичних ресурсів, і Чорнобильська катастрофа 1986 року, яка показала реальну загрозу існуванню цивілізації, докорінно змінили підходи до використання первинних джерел енергії.

Основною перевагою використання ВДЕ є їх невичерпність та екологічна чистота, що сприяє поліпшенню екологічного стану і не призводить до зміни енергетичного балансу на планеті, окрім того, зникає необхідність у видобуванні, переробці, збагаченні і транспортуванні палива та проблема утилізації або захоронення шкідливих відходів.

Недоліком ВДЕ є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення у багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопоста-

чання споживачів. Сучасні технології і устаткування, а також прийоми раціонального використання ВДЕ, що ґрунтуються на комплексному використанні різних видів ВДЕ та акумуляторів енергії, фактично зняли перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження і зумовили бурхливий розвиток енергетики на основі ВДЕ у світі. Нині наймасштабнішим є використання гідроенергії та енергії вітру (див. [Гідроенергетика](#) та [Вітроенергетика](#)). Досить широко та успішно функціонують об'єкти великої гідроенергетики, проводиться робота з відновлення занедбаних і будівництва нових об'єктів малої гідроенергетики, особливо у важкодоступних для підведення ліній електропередачі в районах. Набуває поширення спалювання біомаси із застосуванням сучасних технологій для отримання теплової енергії. Створюються установки для отримання біогазу та моторного біодизельного палива.

Практично у всіх регіонах світу існують можливості для експлуатації вітроенергетичного устаткування з метою виробництва електроенергії і виконання механічної роботи. Геотермальна енергія має значний потенціал в окремих регіонах світу і успішно використовується для опалення і гарячого водопостачання, а також для виробництва електроенергії. Енергія сонячної радіації ефективно використовується для гарячого водопостачання і опалення; фотоелектрика в промислових масштабах усе ще малодоступна, її прогрес може бути лише у випадку різкого технологічного зростання, що забезпечить значне зниження цін на фотоелектричних станціях. Найпоширенішим є використання сонячних фотоелементів для живлення електроприладів (калькуляторів, годинників, тощо). Вартісні показники електроенергії від ВДЕ, виробленої на різних видах електростанцій, нині знаходяться в середньому на рівні традиційних електростанцій (за винятком фотоенергетики, де вартість електроенергії в 4–5 разів вища). Спостерігається стійке зниження вартості електроенергії від ВДЕ, зокрема й на фотоелементах. Використання енергії відновлюваних джерел є одним із пріоритетних напрямів розвитку світової енергетики, що зумовлене необхідністю усунення енергетичної нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами, зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються під час використання традиційних енергоносіїв, збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь, збільшення витрат органічних сировини для неенергетичних потреб. Частка ВДЕ у загальному світовому енергоспоживанні складає бл. 14%.

Кінець другого тисячоліття характеризується інтенсивним зростанням обсягів використання енергії відновлювальних джерел у більшості розвинених країн, зокрема в США, Німеччині, Іспанії, Швеції, Данії, Японії. Наприклад, у Данії станом на 2000 рік частка ВДЕ становила 10% від загального енергоспоживання. Особливо бурхливими темпами розвивається вітроенергетика. Сумарна встановлена потужність вітроенергетичного устаткування на кінці 2003 року у світі досягла 40 301 МВт, зокрема у Німеччині – 14 602 МВт. У 2003 частка ВДЕ у структурі загального енергоспоживання України становила бл. 3%, загального річний технічно досяжний енергетичний потенціал ВДЕ в перерахунку на умовне паливо (у. п.) – бл. 63 млн. тон у. п.

Науково-технічна і промислова база відновлювальної енергетики в Україні знаходиться на досить високому рівні і цілком придатна для масового випуску устаткування галузі. Фахівців з різних напрямів відновлювальної енергетики готують на кафедрах десяти ЗВО України, провідною з яких є кафедра відновлювальної енергетики при Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут».

2004 рік у структурі НАНУ створено Інститут відновлювальної енергетики (Київ), який проводить фундаментальні і прикладні дослідження з метою одержання нових наук. знань у галузі фізико-технічних проблем енергетики на основі ВДЕ, спрямованих на формування перспективних напрямів освоєння енергії відновлювальних джерел, перетворення і стабілізацію параметрів енергії, підвищення ефективності і надійності процесів перетворення енергії, автоматизацію й оптимізацію режимів тепло електроенергетичних систем на основі ВДЕ тощо. Діють низка громадських організацій, серед них – Асоціації біоенергетики та геотермальної енергетики, молодіжна організація «Зелена енергетика майбутнього». Питання ВДЕ висвітлюють журнали «Зелена енергетика» та «Відновлювана енергетика», щорічно проводяться міжнародні науково-технічні конференції.

### ***Вітрові електростанції (ВЕС)***

Вітрова електростанція, також: вітроелектростанція – електростанція, яка за допомогою вітрової турбіни перетворює механічну енергію вітру на електричну. Вітрові електростанції – це система відновлюваної енергетики, оскільки вітер – відновлюване джерело енергії.

Іноді вітрові електростанції також називають «вітряними фермами» (з англ. *wind farm*).

### *Технічні особливості*

З усіляких пристроїв, що перетворюють енергію вітру в механічну роботу, у переважній більшості випадків використовуються лопатеві машини з горизонтальним валом, установлюваним по напрямку вітру. Набагато рідше застосовуються пристрої з вертикальним валом.

Турбіни з горизонтальною віссю і високим коефіцієнтом швидкохідності мають найбільше значення коефіцієнта використання енергії вітру (0,46-0,48). Вітротурбіни з вертикальним розташуванням осі менш ефективні (0,45), але мають ту перевагу, що не вимагають настроювання на напрямок вітру.

Вітрове колесо, розміщене у вільному потоці повітря, може в найкращому випадку теоретично перетворити в потужність на його валу  $16/27 = 0,59$  (закон Беца) потужність потоку повітря, що проходить через площу перетину, яке захоплюється вітровим колесом. Цей коефіцієнт можна назвати теоретичним ККД ідеального вітрового колеса. У дійсності ККД нижче і досягає для найкращих вітрових коліс приблизно 0,45. Це означає, наприклад, що вітрове колесо з довжиною лопаті 10 м при швидкості вітру 10 м/с може мати потужність на валу в найкращому випадку 85 кВт.

Сьогодні запропоновано безліч варіантів механізмів для перетворення вітру в електричну енергію. Основним його елементом є вітроколесо. За принципом роботи та схемою будови вітроколеса вітрові електростанції поділяються на 3 класи:

- крильчасті (пропелерні) – мають вітроколесо з лопатями, розташованими перпендикулярно до валу;
- карусельні або роторні;
- барабанні.

У карусельних і барабанних вал вітроколеса встановлюється вертикально. Воно обертається під дією вітру на лопаті, розташованій з одного боку осі колеса, у той час як інші лопаті прикриваються ширмою або повертаються з допомогою спеціального пристрою ребром до вітру. Ці обидва класи є громіздкими і менш ефективними порівняно з крильчастими. Виходячи з цього вся сучасна вітроенергетика базується в основному на крильчастих типах вітродвигунів. Пропелерні вітродви-

гуни досконалі, відносно мало матеріалоемні, забезпечують досить високий коефіцієнт використання енергії вітру.

Необхідно враховувати, що при розташуванні поруч кількох вітряків вони повинні розташовуватися не ближче ніж за три висоти один від одного аби не перехоплювати «чужий» вітер.

### *Загальний опис крильчастої вітрової електростанції*

Вітроколесо установки закріплюється на горизонтальному валі, що обертається в двох підшипниках, змонтованих у головці вітродвигуна. Обертання вітроколеса передається електрогенераторові через механічний редуктор. Голівка вітродвигуна монтується на башті, висота якої визначається з розрахунком виносу вітроколеса вище від усіх оточуючих перешкод, що можуть впливати на потоки повітря. Вона може обертатися навколо вертикальної осі. Позаду голівки закріплюється хвіст для встановлення вітроколеса на вітер. Потужність вітродвигуна без регулюючого пристрою збільшується або зменшується пропорційно до кубу швидкості вітру, наслідком чого є нерівномірність роботи електрогенератора. Щоб усунути цю ваду у вітродвигуні застосовано автоматичне регулювання швидкості обертання електрогенератора. Напруга, яка знімається з електрогенератора, стабілізується стабілізатором напруги. Стабілізована вихідна напруга коливається в межах 210 В до 230 В і не залежить від швидкості вітру.

### *Недоліки вітроелектростанцій*

Вітер дме майже завжди нерівномірно. Отже генератор буде працювати нерівномірно, віддаючи то більшу, то меншу потужність, струм буде вироблятися змінної потужності, а то й цілком припиниться, і можливо, саме тоді, коли потреба в ньому буде найбільшою. Будь-який вітроагрегат працює на максимальній потужності лише певний час, а в інші години він або працює не на повну потужності, або взагалі простоює. Значну невідповідність між номінальною і середньою потужностями вітроелектростанцій підтверджує наступний факт: у Нідерландах на частку вітрових електростанцій на початку 90-х років ХХ ст. припадало 0,11% усіх встановлених потужностей, але лише 0,02% виробленої електроенергії.

Для вирівнювання віддачі струму застосовують акумулятори, але це і дорого, і малоефективно.

Відповідно вітрові електростанції не можуть самі по собі бути надійною основою енергетики. Вони або доповнюють основні потужності роблячи певний внесок у виробництво необхідної електроенергії, або ж є джерелом електрики у віддалених чи ізольованих місцях, де складно чи неможливо забезпечити постачання електроенергії іншим чином.

Також через невисоку потужність вітряків, вітроелектростанції вимагають значних територій для розміщення вітрових установок.

Робота вітроелектростанцій впливає на роботу телевізійної мережі, виникають викривлення сигналу. Іншою несподіваною особливістю установок виявилася в тому, що вони начебто стали джерелами досить інтенсивного інфразвукового шуму, який негативно впливає не тільки на людський, але й на організм тварин. Тобто території поблизу вітрових електростанцій є непридатними для життя людей, тварин і птахів. Але це ще повністю не доведено й суперечки з цього приводу точаться до цих пір.

#### *Сучасний стан та перспективи вітроелектростанцій в Україні*

Існуючі на сьогоднішній день в Україні потужності вітрових електростанцій перевищують 51 МВт, а з моменту, коли запрацювала перша вітчизняна вітрова електростанція, вироблено понад 80 млн кВт·год. електроенергії. За оцінками фахівців, загальна потенційна потужність української вітроенергетики становить 5000 МВт. Узбережжя Чорного та Азовського морів, гористі райони Кримського півострова (особливо північно-східне узбережжя) і Карпат, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська і Миколаївська області найбільш підходять для будівництва вітрових електростанцій. Тільки потенціал Криму достатній для виробництва більш ніж 40 млрд. кВт·год. електроенергії щороку.

Підраховано, що за нинішнього рівня розвитку вітроенергетики спорудження у «вітряних» регіонах України вітрових електростанцій (ВЕС) дозволило б покрити ледве не третину потреби електроенергії, яку ми споживаємо. Із технічної точки зору вітрова електроенергетика на сьогодні вже впритул наблизилася до традиційної: на сучасних вітрових турбінах коефіцієнт використання встановленої потужності сягає 42 відсотків. Це майже стільки, як на турбінах поширених нині теплових електростанцій.

За січень-червень 2019-го в Україні встановлено вітряних електро- станцій потужністю 262 мВт. За цим показником Україна на п'ятому місці в Європі.

### ***Молекулярні гідроелектростанції (МГЕС)***

Молекулярна гідроенергетика (англ. *molecular hydropower*) – наука і галузь, складова частина молекулярної енергетики, яка вивчає та використовує відновлювані енергетичні властивості молекул, атомів, іонів, інших малих частинок рідинного середовища, взаємодію цих частинок між собою, з іншими тілами а також з електричними та магнітними полями з метою вироблення, накопичення, розподілу та використання електричної енергії.

*Молекулярна система виробництва електричного струму розгалуженого річища на основі об'ємних флюїдорушійних модулів.* Молекулярна гідроенергетика є також складовою частиною класичної гідроенергетики, в основі якої лежать закони гідродинаміки, що описують рух нестисливої рідини та її взаємодію з твердими тілами, а також закони гідростатики, що оцінюють рівновагу рідини та її дію на занурені в нею тіла. Тож, в розрахунках параметрів та характеристик систем молекулярної гідроенергетики поряд з енергетичними характеристиками малих частинок, всередині та на кордоні фаз, як правило, застосовуються також макроскопічні параметри (швидкість, тиск, густина) потоків рідини.

Ефективне перетворення та вивільнення енергії молекул, атомів, іонів та інших частинок рідини, скажімо, води або водних розчинів (електролітів), може бути здійснено за допомогою фізичних та хімічних поверхневих явищ, які виникають на межі фаз, зокрема, змочування, адгезії, когезії, капілярного ефекту, адсорбції, абсорбції тощо. Поряд з вищеназваними явищами для створення молекулярних технологій та систем гідроенергетики застосовні також фізичні явища електрокінетики, осмосу, електродіалізу, магнітогідродинаміки в рідинах та їх розчинах, а ще поєднання цих ефектів.

## 5. Висновки та пропозиції

Новий етап в упорядкуванні системи індикаторів сталого розвитку та підвищенні їх дієвості очікується з прийняттям Порядку денного в галузі розвитку на період після 2015 р. (скорочено – Пост-2015) та комплексу Цілей Сталого Розвитку на Саміті ООН в рамках 70-ї сесії Генеральної асамблеї ООН 25-27 вересня 2015 р. Робочою групою відкритого складу Генасамблеї по Цілях Сталого Розвитку (ЦСР) надано пропозиції по 17 цілях та 100 кількісних індикаторах, які серед іншого охоплюють завдання із сприяння поступальному, інклюзивному та сталому економічному зростанню, сталій індустріалізації, забезпеченню сталого споживання та виробництва, тощо (цілі 7, 8, 9 та 12). У доповіді Генерального секретаря ООН на цю тему рекомендовано розробити під егідою Статистичної комісії ООН всеохоплюючу програму дій у відношенні даних, а країнам-членам ООН пропонується інтегрувати їх у національні плани, стратегії, правові норми.

Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste» містить 5 принципів: **REFUSE, REDUCE, REUSE, RECYCLE, ROT.**

**Сміттєпереробний завод.** Переробка вторинної сировини та відходів – галузь переробної промисловості яка займається утилізацією та рециркулюванням органічних та твердих побутових, а також промислових відходів. Доповнює сировинну базу для інших галузей промисловості.

Щороку в Україні утворюється майже 450 млн. тон відходів, з яких на переробку йде не більше ніж 3%. Решту захоронюють на полігонах, площа яких – 167 тисяч гектарів – перевищує територію природно-заповідного фонду країни. За приблизними даними, на сміттєзвалищах зосереджено близько 30 млрд. тон побутового сміття – «клондайк» для переробників. Однак замість того, щоб перероблювати відходи і отримувати від цього зиск, як це відбувається у цивілізованих країнах, де переробляється до 60% скла, паперу, пластику та інших відходів, потенційні бюджетні кошти України роками перебивають на полігонах, паралельно забруднюючи навколишнє середовище.

Формально вторинна переробка в Україні регулюється законами України «Про охорону навколишнього природного середовища», «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення», «Про поводження з радіоактивними відходами», «Про металобрухт» та Кодексом України про надра.



Цікаво знати:

- До речі, кількість діоксину, який отримують люди, котрі живуть поруч із сміттєспалювальними заводами, за все їхнє життя менша, ніж отримає людина, котра тиждень просидить у барі, де курять.

- Щороку людство продукує понад 2 мільярди тон сміття. Це в середньому 200 кілограмів на людину. У країнах активного споживання ця цифра сягає 2 тони на рік на людину. Переважно відходи гниють на сміттєзвалищах, забруднюючи океани та руйнуючи екосистеми.

- За результатами звіту «Євростату», країни з найменшою кількістю муніципальних відходів на людину – це Румунія (272 кг), Польща (315 кг) і Чеська Республіка (344 кг).

- У Німеччині з 2005-го, а у Швейцарії та Австрії з 2008 року взагалі закриті всі сміттєзвалища.

**ТЕС:** Теплові потужності електростанцій: від 100 кВт до 20 МВт. ККД теплової котельні установки по утилізації деревного палива 99%, золи 1%. Потужності, що виробляється електрогенератора на дровах тепло / електрика близько 94,6%.

**Сонячна енергетика** – використання сонячної енергії для отримання електричної або теплової енергії в будь-якому зручному для їх застосування вигляді. Сонячна енергетика використовує поновлюване джерело енергії і у майбутньому, може стати екологічно чистою, тобто такою, що не виробляє шкідливих відходів.

На сьогодні (2020-х роках), сонячна енергетика широко застосовується у випадках, коли малодоступність інших джерел енергії, в сукупності з достатньою кількістю сонячного випромінювання, виправдовує її економічно.

ВЕС та ГЕС – в екологічних джерелах видобування енергії електрики потребують вдосконалення.

### **Питання для самоконтролю:**

1. У чому актуальність ідеї «зеленої» економіки через застосування природозберігаючих технологій?
2. Які ключові принципи «зеленої» економіки загалом?
3. Які основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки?

4. *Які висновки з використання «зеленої» економіки в Україні?*
5. *У чому важливість входження України в сталий розвиток?*
6. *Які напрями розвитку «зеленої» економіки в Україні як фактор забезпечення переходу до сталого розвитку країни?*
7. *Концепція «Нуль відходів» / «Zero Waste».*
8. *У чому «зелена» економіка покращує добробут населення?*
9. *Як вимірювати «зелене» екологічне зростання в Україні?*
10. *Сміттєпереробний завод у світі. Електростанція на дровах. СЕС. ВЕС. ГЕС.*
11. *Як би Ви сформуливали: ?*
  - *Здатність використовувати принципи коеволюції суспільства і природи, сталого розвитку в професійній і соціальній діяльності.*
  - *Здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем.*
  - *Здатність розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон.*
  - *Здатність забезпечувати екологічну безпеку та умови стійкого розвитку, розв'язувати задачі, направлені на зменшення антропогенного впливу на екосистеми, оцінювати, прогнозувати дію на елементи біосфери тих чи інших техногенних факторів.*
  - *Здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування.*
  - *Навички використання природоохоронних технологій, які дозволяють мінімізувати техногенний вплив на природні системи.*
  - *Здатність формувати систему екологічного менеджменту та процедур управління діяльністю підприємств, складових екологічного управління, функцій, завдань органів екологічного управління.*
  - *Знати особливості формування ринку екологічних робіт, товарів і послуг; загальні вимоги до еколого-маркетингової діяльності; методичні аспекти еколого-маркетингової діяльності.*
  - *Знання сучасних способів передавання та розміщення інформації в електронній мережі.*

## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки» : монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. Сміттєпереробний завод. URL: [https://zaxid.net/statti\\_tag50974/](https://zaxid.net/statti_tag50974/)
11. Екологічні технології на прикладі компанії OKI. URL: <https://www.oki.com/ua/printing/about-us/index.html>

## Розділ 2

# МЕТОДИЧНІ РОЗРОБКИ ДО ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З КУРСУ «ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»

### 2.1. Практичне заняття № 1. ВСТУП. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ. ФОРМУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО СВІТОГЛЯДУ СТУДЕНТІВ

**Мета:** *навчальна:* формувати: уміння розробляти стратегії та програми збереження біорізноманіття, відновлення окремих видів та розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон; економічно обґрунтовувати впровадження нових технологій, які направлені на створення безвідходних виробництв, розраховувати шкоду народному господарству, якщо порушуються допустимі норми складування відходів в навколишньому середовищі; науково обґрунтовувати стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур; *виховна:* формування екологічного світогляду студентів; *розвивальна:* формування знань студентів щодо дієвого середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів при збереженні гідного рівня життя населення.

#### Актуалізація опорних знань:

1. Актуальність ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. Ступінь дослідженості ідеї «зеленої» економіки.
3. Основні концептуальні ідеї «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.

### План:

1. «Зелена» економіка як природозберігаючі технології: сутність, цілі та базові принципи.
2. «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку.
3. «Екологізація» виробництва.
4. Формування екологічного світогляду студентів.

**Завдання:** підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст.

### Питання для самоконтролю:

1. *У чому актуальність «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?*
2. *Аналіз літературних джерел щодо дослідження проблеми впровадження «зеленої» економіки в Україні.*
3. *Основні концепції «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.*
4. *Принципи «зеленої» економіки.*
5. *Принципи сталого розвитку.*
6. *Що таке «Екологізація» виробництва?*
7. *Формування екологічного світогляду студентів.*

### Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Інноваційний підхід до екологізації підприємств (на прикладі Харківської області). URL: [http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR\\_economica\\_2018/w17.pdf](http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR_economica_2018/w17.pdf)

## 2.2. Практичне заняття № 2. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА УКРАЇНИ. «ЗЕЛЕНИЙ» БІЗНЕС

**Мета:** *навчальна:* робити аналіз техногенного навантаження на природне середовище в регіонах, давати оцінку впливу галузей народного господарства на довкілля, аналізувати динаміку викидів найпоширеніших забруднюючих речовин в області і в розрізі населених пунктів; застосовувати методи розрахунку характеристик агроєкосистем та техногенно-змінених ландшафтів в умовах інтенсифікації сільськогосподарського виробництва; уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання; *виховна:* виховувати національний еко патріотизм, на прикладі впровадження «зеленого» туризму в Україні; *розвивальна:* формувати знання про: збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо; підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. «Зелена» економіка як ПЗТ: сутність, цілі та базові принципи.
2. «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку.
3. «Екологізація» виробництва.

#### 4. Формування екологічного світогляду студентів.

#### План:

1. «Зелена» економіка як ПЗТ: можливості України.
2. «Зелена» економіка як ПЗТ: суперечності та перспективи розвитку.
3. «Зелений» туризм.
4. «Зелений» бізнес.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття на 15-20 хв. і проголосити її, врахувати мету й використати презентацію, обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

#### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки як ПЗТ?
2. Аналіз літературних джерел щодо дослідження проблеми впровадження «зеленої» економіки в Україні.
3. Основні концепції «зеленої» економіки.
4. Принципи «зеленої» економіки.
5. Принципи сталого розвитку.
6. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
7. «Зелений» туризм в Україні.
8. «Зелений» бізнес.
9. Що таке «Екологізація» виробництва?
10. Формування екологічного світогляду студентів.

#### Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.

3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. ГО «Спілка сільського зеленого туризму в Україні. URL: <https://www.greentour.com.ua>



## 2.3. Практичне заняття № 3. ОСОБЛИВОСТІ ЗЕ І ПЗТ. «ЗЕЛЕНІ» ІНВЕСТИЦІЇ

**Мета:** *навчальна:* використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; *уміти* розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти; *виховна:* виховувати національний еко патріотизм; *розвивальна:* формувати знання про: захист, збереження, відтворення природних ресурсів і недопущення безповоротної втрати біорізноманіття шляхом мінімізації негативного антропогенного впливу на оточуюче середовище, збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо; підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. «Зелена» економіка як ПЗТ: можливості України.
2. «Зелена» економіка як ПЗТ: суперечності та перспективи розвитку.
3. «Зелений» туризм в Україні.
4. «Зелений» бізнес.

## План:

1. «Зелена» економіка як механізм подолання безробіття і ПЗТ.
2. Вимірювання «зеленого» зростання в Україні і ПЗТ.
3. «Зелений» офіс.
4. «Зелені» інвестиції.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

- 2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

## Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Чинники розвитку ЗЕ і ПЗТ в Україні.
7. «Зелений» офіс : концепція.
8. «Зелений» бізнес.
9. «Зелені» інвестиції.

## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
3. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
4. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.

5. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
6. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
7. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
8. «Зелений» офіс. URL:  
[https://wwf.ua/our\\_work/green\\_business/how\\_to\\_join/comms/green\\_office/](https://wwf.ua/our_work/green_business/how_to_join/comms/green_office/)
9. «Зелені» інвестиції у сталому розвитку: світовий досвід та український контекст. URL: [http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019\\_ZELEN\\_INVEST.pdf](http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019_ZELEN_INVEST.pdf)
10. Екологічні (зелені) інвестиції. URL:  
[https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni\\_zeleni\\_investitsiyi](https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni_zeleni_investitsiyi)

## 2.4. Практичне заняття № 4. КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ ЗЕ ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ

**Мета:** *навчальна:* уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; уміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти; *виховна:* виховувати національний еко патріотизм; *розвивальна:* формувати знання про: забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. «Зелена» економіка як механізм подолання безробіття.
2. Вимірювання «зеленого» зростання в Україні та ПЗТ.
3. «Зелений» офіс.
4. «Зелений» бізнес.
5. «Зелені» інвестиції.

### План:

1. Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.
2. Блок-схема концепції ЗЕ.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### **Питання для самоконтролю:**

1. *У чому актуальність «зеленої» економіки?*
2. *Основні концепції «зеленої» економіки.*
3. *Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.*
4. *Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.*
5. *Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?*
6. *Чинники розвитку ЗЕ і ПЗТ в Україні.*
7. *Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.*
8. *«Зелений» офіс.*
9. *«Зелені» бізнес і інвестиції.*

### **Література:**

1. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
2. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
3. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.

## 2.5. Практичне заняття № 5. СТАТИСТИЧНЕ ОЦІНЮВАННЯ РОЗВИТКУ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ В УКРАЇНІ

**Мета:** *навчальна:* формувати здатність забезпечувати екологічну безпеку та умови стійкого розвитку, розв'язувати задачі, направлені на зменшення антропогенного впливу на екосистеми, оцінювати, прогнозувати дію на елементи біосфери тих чи інших техногенних факторів; навчитись застосуванню методів розрахунку характеристик агроекосистем та техногенно-змінених ландшафтів в умовах інтенсифікації сільськогосподарського виробництва; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; *виховна:* виховувати національний еко патріотизм; *розвивальна:* формувати знання про: підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.
2. Блок-схема концепції ЗЕ.

### План:

1. Оцінювання розвитку ЗЕ і ПЗТ.
2. Методи порівняння розвитку ЗЕ в Україні.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### **Питання для самоконтролю:**

1. *У чому актуальність «зеленої» економіки?*
2. *Основні концепції «зеленої» економіки.*
3. *Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.*
4. *Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.*
5. *Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?*
6. *Чинники розвитку ЗЕ і ПЗТ в Україні.*
7. *Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.*
8. *Методи оцінювання ефективності ЗЕ і ПЗТ в Україні.*

### **Література:**

1. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
2. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
3. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.

## 2.6. Практичне заняття № 6. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ: СТРАТЕГІЧНИЙ ПРІОРИТЕТ РЕФОРМ НА РЕГІОНАЛЬНОМУ РІВНІ

**Мета:** *навчальна:* формувати: здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування; здатність формувати систему екологічного менеджменту та процедур управління діяльністю підприємств, складових екологічного управління, функцій, завдань органів екологічного управління; науково обґрунтовувати стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур; робити аналіз техногенного навантаження на природне середовище в регіонах, давати оцінку впливу галузей народного господарства на довкілля, аналізувати динаміку викидів найпоширеніших забруднюючих речовин в області і в розрізі населених пунктів; *виховна:* виховувати національний еко патріотизм; *розвивальна:* формувати знання про: економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Оцінювання розвитку ЗЕ і ПЗТ.
2. Методи порівняння розвитку ЗЕ в Україні.

### План:

1. Репозитарій Національного Авіаційного Університету «Зелена економіка».
2. Реформи ЗЕ на регіональному рівні.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, вико-



ристовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Чинники розвитку ЗЕ і ПЗТ в Україні.
7. Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.
8. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ і ПЗТ в Україні.
9. Реформи ЗЕ на регіональному рівні.
10. Сміттєпереробний завод.

### Література:

1. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
2. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
3. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
4. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
5. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
6. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
7. Сміттєпереробний завод. URL: [https://zaxid.net/statti\\_tag50974/](https://zaxid.net/statti_tag50974/)

## 2.7. Практичне заняття № 7. СТРАТЕГІЧНІ ПРІОРИТЕТИ БЕЗПЕЧНОГО РОЗВИТКУ УКРАЇНИ НА ЗАСАДАХ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ

**Мета:** *навчальна:* формувати здатність застосовувати індикатори сталого розвитку для обґрунтування рішень, пов'язаних з розвитком соціально-економічних систем; здатність розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон; здатність забезпечувати екологічну безпеку та умови стійкого розвитку, розв'язувати задачі, направлені на зменшення антропогенного впливу на екосистеми, оцінювати, прогнозувати дію на елементи біосфери тих чи інших техногенних факторів; здатність застосовувати засади і принципи державної політики у сфері охорони довкілля та раціонального природокористування; *виховна:* виховувати національний екопатріотизм; *розвивальна:* формувати знання про: захист, збереження, відтворення природних ресурсів і недопущення безповоротної втрати біорізноманіття шляхом мінімізації негативного антропогенного впливу на оточуюче середовище, збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо; підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Репозитарій Національного Авіаційного Університету «Зелена економіка»».

2. Реформи ЗЕ на регіональному рівні: «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція.

3. Сміттєпереробний завод.

### **План:**

1. Безпечний розвиток ЗЕ в Україні.

2. Блок-схема стратегічних рішень безпечної ЗЕ в Україні.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### **Питання для самоконтролю:**

1. У чому актуальність «зеленої» економіки?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Чинники розвитку ЗЕ і ПЗТ в Україні.
7. Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.
8. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні.
9. Реформи ЗЕ на регіональному рівні: «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція.
10. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні.

### **Література:**

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
3. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.

## 2.8. Практичне заняття № 8. МОДЕЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ. ЕКОЛОГІЧНІ ТЕХНОЛОГІЇ

**Мета:** *навчальна:* сформувати: навички використання природоохоронних технологій, які дозволяють мінімізувати техногенний вплив на природні системи; здатність формувати систему екологічного менеджменту та процедур управління діяльністю підприємств, складових екологічного управління, функцій, завдань органів екологічного управління; знати особливості формування ринку екологічних робіт, товарів і послуг; загальні вимоги до еколого-маркетингової діяльності; методичні аспекти еколого-маркетингової діяльності; формувати знання сучасних способів передавання та розміщення інформації в електронній мережі; *виховна:* виховувати моделюючу екологічну поведінку; *розвивальна:* формувати знання про: забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Безпечний розвиток ЗЕ в Україні.
2. Блок-схема стратегічних рішень ЗЕ в Україні.

### План:

1. Моделювання розвитку «зеленої» економіки як ПЗТ.
2. Прогнозування розвитку «зеленої» економіки як ПЗТ.
3. Екологічні технології на прикладі компанії ОКІ.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

- 2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні.
7. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні.
8. Моделювання і прогнозування ЗЕ як природозберігаючих технологій.
9. Екологічні технології на прикладі компанії OKI.

### Література:

1. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
2. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
3. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
4. Екологічні технології на прикладі компанії OKI. URL: <https://www.oki.com/ua/printing/about-us/index.html>

## 2.9. Практичне заняття № 9. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ТА ПРОФСПІЛКИ. СТЕЙКХОЛДЕРИ

**Мета:** *навчальна:* уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; уміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти; *виховна:* виховувати соціальну екологічність; *розвивальна:* формувати знання про: підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Моделювання розвитку «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
2. Прогнозування розвитку «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.
3. Екологічні технології на прикладі компанії ОКІ.

### План:

1. Роль профспілок ЗЕ в світі.
2. Обов'язки і права профспілок ЗЕ в Україні.

### 3. Стейкхолдери.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

#### **Питання для самоконтролю:**

1. У чому актуальність «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні.
7. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні.
8. Моделювання і прогнозування ЗЕ як природозберігаючих технологій.
9. Профспілки і ЗЕ. ПЗТ.
10. Стейкхолдери.
11. Екологічні технології на прикладі компанії OKI

#### **Література:**

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
4. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнародного екологічного форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд. : О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екологічного дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
5. Стейкхолдер. URL: <https://works.doklad.ru/view/Z6yww6--MQg/2.html>

## 2.10. Практичне заняття № 10. «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА КРІЗЬ ПРИЗМУ ТРАНСФОРМАЦІЙНИХ ЗРУШЕНЬ В УКРАЇНІ

**Мета:** *навчальна:* уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращення; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; уміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти; *виховна:* виховувати трансформаційні риси характеру; *розвивальна:* формувати знання про: захист, збереження, відтворення природних ресурсів і недопущення безповоротної втрати біорізноманіття шляхом мінімізації негативного антропогенного впливу на оточуюче середовище, збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо.

### Актуалізація опорних знань:

1. Роль профспілок ЗЕ в світі.
2. Обов'язки і права профспілок ЗЕ в Україні.
3. Стейкхолдери.

### План:

1. Розвиток ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.
2. Напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

- 2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.



### **Питання для самоконтролю:**

- 1. У чому актуальність «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?*
- 2. Основні концепції «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій.*
- 3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.*
- 4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.*
- 5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?*
- 6. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні.*
- 7. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні.*
- 8. Моделювання і прогнозування ЗЕ як природозберігаючих технологій.*
- 9. Профспілки і ЗЕ. ПЗТ. Стекхолдери.*
- 10. Напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.*

### **Література:**

- 1. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.*
- 2. Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.*

## 2.11. Практичне заняття № 11. СТРАТЕГІЧНІ ПРІОРИТЕТИ РОЗВИТКУ «ЗЕЛЕНОЇ» ЕКОНОМІКИ ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ У КРАЇНАХ СВІТУ

**Мета:** *навчальна:* уміння розробляти стратегії та програми збереження біорізноманіття, відновлення окремих видів та розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон; *науково обґрунтовувати* стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур; *виховна:* виховувати глобальність мислення; *розвивальна:* формувати знання про: захист, збереження, відтворення природних ресурсів і недопущення неповоротної втрати біорізноманіття шляхом мінімізації негативного антропогенного впливу на оточуюче середовище, збереження та відтворення зелених насаджень, забезпечення цілісності екосистем, підвищення якості природних ресурсів тощо; підвищення ресурсоефективності (збільшення продуктивності залучених у господарський обіг природних ресурсів і зменшення обсягу відходів завдяки впровадженню замкнутого циклу виробництва та максимально повній утилізації відходів), з переорієнтацією на переважне використання відновлювальних ресурсів; економічний розвиток на основі структурних змін, що ведуть до підвищення ваги «зелених» секторів з відповідним скороченням «коричневих»; забезпечення соціального прогресу в «зеленому» сегменті економіки – створення «зелених» робочих місць, зростання доходів населення, отриманих за рахунок зайнятості у «зеленому» секторі економіки, підвищення якості товарів та послуг за рахунок надходження на ринок «зеленої» продукції.

### Актуалізація опорних знань:

1. Розвиток ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.
2. Напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.

## План:

1. Пріоритети ЗЕ як природозберігаючих технологій в світі.
2. Стратегічні напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій у світі.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

## Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки?
2. Основні концепції «зеленої» економіки.
3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.
4. Чинники впровадження «зеленої» економіки в Україні.
5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ і ПЗТ в Україні?
6. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні.
7. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні.
8. Моделювання і прогнозування ЗЕ і ПЗТ.
9. Профспілки і ЗЕ. ПЗТ.
10. Напрямки формування ЗЕ і ПЗТ в Україні.
11. Стратегічні напрямки формування ЗЕ і ПЗТ у світі.

## Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.

## 2.12. Практичне заняття № 12. ГОЛОВНІ ТРЕНДИ КСВ (CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY) – «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА. «НУЛЬ ВІДХОДІВ» / «ZERO WASTE» КОНЦЕПЦІЯ. СМІТТЄПЕРЕРОБНИЙ ЗАВОД

**Мета:** *навчальна:* знати особливості формування ринку екологічних робіт, товарів і послуг; загальні вимоги до еколого-маркетингової діяльності; методичні аспекти еколого-маркетингової діяльності; знання сучасних способів передавання та розміщення інформації в електронній мережі; *виховна:* виховувати пріоритетність мислення та виховання екологічного світогляду майбутнього фахівця; *розвивальна:* формування знань студентів щодо дієвого середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів при збереженні гідного рівня життя населення.

### Актуалізація опорних знань:

1. Пріоритети ЗЕ як природозберігаючих технологій у світі.
2. Стратегічні напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій у світі.

### План:

1. Тренди КСВ. ПЗТ. «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція.
2. Вегетаріанство, веганство, сироїдіння як екологічні стилі життя.
3. Екологічний проект «Планета без пластику».
4. Сміттепереробний завод.
5. МКР.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

- 2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### Питання для самоконтролю:

1. У чому актуальність «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?
2. Тренди ЗЕ. ПЗТ.
3. «Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція
4. Вегетаріанство, веганство, сиродіння як екологічні стилі життя
5. Екологічний проект «Планета без пластику»
6. Сміттєпереробний завод

### Література:

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. Сміттєпереробний завод. URL: [https://zaxid.net/statti\\_taq50974/](https://zaxid.net/statti_taq50974/)

## 2.13. Практичне заняття № 13. УЗАГАЛЬНЕННЯ: «ЗЕЛЕНА» ЕКОНОМІКА ЯК ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ – СУТНІСТЬ, ЦІЛІ ТА БАЗОВІ ПРИНЦИПИ

**Мета:** *навчальна:* уміння розробляти стратегії та програми збереження біорізноманіття, відновлення окремих видів та розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон; економічно обґрунтовувати впровадження нових технологій, які направлені на створення безвідходних виробництв, розраховувати шкоду народному господарству, якщо порушуються допустимі норми складування відходів в навколишньому середовищі; науково обґрунтовувати стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур; робити аналіз техногенного навантаження на природне середовище в регіонах, давати оцінку впливу галузей народного господарства на довкілля, аналізувати динаміку викидів найпоширеніших забруднюючих речовин в області і в розрізі населених пунктів; застосування методів розрахунку характеристик агроєкосистем та техногенно-змінених ландшафтів в умовах інтенсифікації сільськогосподарського виробництва; уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; уміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти; *виховна:* виховання екологічного світогляду майбутнього фахівця; *розвивальна:* формування знань студентів щодо дієвого середовища для економічного і соціального прогресу, що базується на мінімізації негативного впливу на довкілля та ефективному використанні природних ресурсів при збереженні гідного рівня життя населення.

### Актуалізація опорних знань:

1. Головні тренди КСВ. ПЗТ.

2. Інші екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction.

### План:

1. Аналіз МКР.

2. Узагальнення про «зелену» економіку як природозберігаючі технології.

3. Електростанція на дровах. Сонячні електростанції. ВЕС. МГЕС.

4. Виставлення заліку.

**Завдання:** 1) підготувати доповідь за тематикою практичного заняття, враховуючи мету, проголосити її впродовж 15-20 хвилин, використовуючи презентацію та обстояти власну точку зору як лояліст чи антагоніст;

2) дати усну відповідь на питання для самоконтролю.

### Питання для самоконтролю:

- 1. У чому актуальність «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій?*
- 2. Основні концепції «зеленої» економіки. ПЗТ.*
- 3. Принципи «зеленої» економіки і принципи сталого розвитку.*
- 4. Чинники впровадження «зеленої» економіки як природозберігаючих технологій в Україні.*
- 5. Як подолати безробіття використанням ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні?*
- 6. Методи оцінювання і порівняння ефективності ЗЕ в Україні. ПЗТ.*
- 7. Екологічна безпека «зеленої» економіки в Україні. ПЗТ.*
- 8. Моделювання і прогнозування ЗЕ як природозберігаючих технологій.*
- 9. Профспілки і ЗЕ. ПЗТ.*

10. *Напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій в Україні.*
11. *Стратегічні напрямки формування ЗЕ як природозберігаючих технологій у світі.*
12. *Тренди ЗЕ як природозберігаючі технології. Інші екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction.*
13. *Екологічні технології на прикладі компанії OKI.*
14. *Сміттєпереробний завод. Електростанція на дровах. СЕС. ВЕС. МГЕС.*

### **Література:**

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.
3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.



9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.- екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.
10. Сім відтінків зеленого: еко-тренди, що наберуть обертів у 2020 році. URL: <https://agroportal.ua/ua/special-projects/utrennii-kofe-sem-ottenkov-zelenogo-ekotrendy-kotorye-naberut-oboroty-v-2020/>

## **Розділ 3**

# **МАТЕРІАЛИ ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТІВ З НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ»**

### **3.1. МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТІВ З ПРИРОДОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Самостійну роботу студентів з дисципліни «Природозберігаючі технології» представляють тематичним і підсумковим типами.

Тематичний тип представлення результатів пізнавальної діяльності студентів – цілеспрямована діяльність щодо проголошення результатів практично-дослідної роботи вкінці вивчення тематичного блоку дисципліни з метою корекції та удосконалення теоретичних основ дослідження, гіпотези, мети, завдань і засобів її досягнення, проведення фахової експертизи, апробації та експерименту проробленої роботи (*табл. 3.1*).

Підсумковий тип представлення результатів пізнавальної діяльності студентів – цілеспрямована діяльність щодо оприлюднення та захисту, за визначеними термінами, індивідуальної практично-дослідної роботи з метою визначення практичної та теоретичної значимості, наукової новизни, подальшого розвитку проблеми.

Тут основна увага приділяється виробленню наукових документів: рукописний текст роботи, звіт доповідача до 15 хвилин, наочне представлення результатів практично-дослідної роботи за фахом. У діяльності слухачів – рецензування, опонування, дискусія, проголошення висновків (*табл. 3.2*).

Таблиця 3.1.

**Методологічний аспект тематичного представлення  
результатів пізнавальної діяльності**

Ін-декс дії	Зміст дії	Мета дії	Операції	Засвоєння
1.	Підготувати текст доповіді за обра-ною тематикою.	Представити попередні ре-зультати прак-тично-дослід-ної роботи.	Стилістична термінологічна мова, оратор-ське мистецт-во.	Уміння працюва-ти в науковій спе-ціальній терміно-логії, вибудовува-ти текс доповідей.
2.	Підготувати нао-чно-образне за-безпечення якіс-ної доповіді.	Якісне воло-діння матеріа-лом практично-дослідної ро-боти.	Аналіз наявних функцій техні-чних пристроїв навчання та їх характеристик.	Практичне засто-сування нових те-хнічних пристроїв навчання, вигото-влення дидактич-ного матеріалу.
3.	Проголосити до-повідь із поєд-нанням наочних матеріалів прак-тично-дослідної роботи.	Оприлюднення теоретичних та практичних ре-зультатів дос-лідження з ме-тою корекції та уточнення.	Ораторське, риторичне ми-стецтво.	Тренінг постанов-ки ораторських умінь, риторичних запитань, поєд-нувати усне мов-лення з образни-ми матеріалами.

**Методологічний аспект підсумкового представлення  
результатів пізнавальної діяльності**

Ін-декс дії	Зміст дії	Мета дії	Операції	Засвоєння
1.	Підготувати наочне та теоретичне представлення дослідної роботи.	Оприлюднити остаточні результати проробленої роботи.	Аналіз головного та другорядного, матеріального забезпечення мовленнєвої бази.	Уміння поєднувати теоретичне з практичним, виділяти провідну ідею.
2.	Підготувати остаточний варіант тексту доповіді за матеріалами творчої праці.	Відпрацювати словесне підтвердження практично-дослідної роботи.	Аналіз кожного слова та його змістового наповнення у тексті доповіді.	Тренінг засвоєння наукового стилю мови та мовлення.
3.	Проголосити доповідь із унаочненням.	Переконати у достовірності та доцільності проведеного дослідження.	Репетиція та програвання перед дзеркалом тексту доповіді; ораторське мистецтво розмови.	Тренінг ораторства, риторики.
4.	Відповісти на поставлені запитання.	Виявити глибину переконання та міру професіоналізму в розумінні проведеного дослідження.	Риторичне мистецтво розмови, ораторство.	Тренінг у розумінні запитань, уміння відповідати на них, ораторські розмови, софізми, парадокси.

Так, методологічні основи представлення результатів самостійної : пошукової, практично-дослідної діяльності студентів, у сформульованих аспектах, націлюють на організованість, результативність і цілеспрямованість пізнавального процесу щодо засвоєння основ дисципліни фахового напрямку. Це фактично перекриває проблему формування методології здобування та перетворення інформації, з точки зору діяльнісного підходу, необхідної для гармонійної життєдіяльності особис-

тості в сучасному суспільстві: бути конкурентноздатними, неординарними, вільно мислячими, творчими. Такі прийоми методології дієвого навчання сприяють формуванню компетентісно-світоглядних якостей особистості.

Завдання для самостійної роботи студентів з дисципліни «Природозберігаючі технології» містять 21 статтю англійською мовою на екологічну тематику **застосування природозберігаючих технологій** сучасного світового значення. Кожний студент має перевести на українську мову та популярно представити підсумковим типом перед аудиторією студентів-магістрантів по дві статті.

На опрацювання (переклад, доповідь) однієї статті (у 0,5-1 обліковий аркуш) дається 35/50 годин (денна/заочна форми навчання) часу самостійної роботи студентів і 10/6 годин (денна/заочна форми навчання) на оформлення доповіді. Дві статті це є 80/106 годин такого часу (денна/заочна форми навчання). Оцінюється в 40 балів.

## ЛІТЕРАТУРА

### Основна

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.

### Додаткова

3. Буркинський Б. В., Галушкіна Т. П., Реутов В. Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні : монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.

6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.

### Інформаційний ресурс

[https://uk.wikipedia.org/wiki/Екологічна\\_політика\\_ЄС](https://uk.wikipedia.org/wiki/Екологічна_політика_ЄС)

Гугл перекладач: <https://translate.google.com.ua/?hl=uk&tab=wT>

## **3.2. THE IMPACTS OF STORING SOLAR ENERGY IN THE HOME**

# The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility

Robert L. Fares\* and Michael E. Webber

**There has been growing interest in using energy storage to capture solar energy for later use in the home to reduce reliance on the traditional utility. However, few studies have critically assessed the trade-offs associated with storing solar energy rather than sending it to the utility grid, as is typically done today. Here we show that a typical battery system could reduce peak power demand by 8–32% and reduce peak power injections by 5–42%, depending on how it operates. However, storage inefficiencies increase annual energy consumption by 324–591 kWh per household on average. Furthermore, storage operation indirectly increases emissions by 153–303 kg CO<sub>2</sub>, 0.03–0.20 kg SO<sub>2</sub> and 0.04–0.26 kg NO<sub>x</sub> per Texas household annually. Thus, home energy storage would not automatically reduce emissions or energy consumption unless it directly enables renewable energy.**

In recent years, there has been growing interest in storing energy produced from rooftop photovoltaic panels in a home battery system to minimize reliance on the electric utility<sup>1</sup>. A number of vendors have sought to capture this emerging market, including electric vehicle market leader Tesla and German home energy storage provider Sonnenbatterie<sup>2,3</sup>. Notably, Tesla has partnered with Green Mountain Power, one of the largest electric providers in the state of Vermont, to offer home storage to its customers; and Sonnenbatterie has partnered with Sungevity, the largest private solar company in the United States<sup>4,5</sup>.

While there is a growing market for home energy storage for rooftop solar panels, storage is not strictly required to integrate rooftop photovoltaic systems with the grid. A study on the impacts of rooftop photovoltaic panels in California found that even at 100% penetration (measured as the ratio between nameplate capacity and peak system demand), the utility Pacific Gas and Electric (PG&E) could maintain adequate voltage levels in its system by increasing the number of transformer tap changing operations at a cost of US\$442,000 annually—or 0.007% of its US\$6 billion annual operation and maintenance budget<sup>6,7</sup>. These findings align with previous findings on the impact of high photovoltaic penetration in distribution circuits in California<sup>8</sup>. Furthermore, a number of studies have shown that upgrading conductors, upgrading the transformer, or incorporating ‘smart’ photovoltaic inverter control could be used in lieu of storage to maintain adequate system voltage<sup>9–14</sup>. Even if energy storage were needed to integrate rooftop solar panels, it is not clear that it would have to be installed at the household level.

Despite the fact that energy storage is rarely required to integrate rooftop solar panels, there is significant interest in capturing on-site solar generation to minimize reliance on the electricity utility and injections of solar energy to the grid. This application has been studied extensively in the literature<sup>15–21</sup>, and it is the primary value proposition offered to residential customers by home energy storage vendors<sup>2,3,22</sup>.

While a number of studies have assessed the benefits of energy storage that captures rooftop solar energy to mitigate overvoltage in the distribution grid and hedge utility tariffs<sup>20,23,24</sup>, the amount of energy consumed by the battery during operation and the corresponding emissions footprint is typically neglected. One notable exception is a 2013 study that found lead-acid batteries

used with solar panels in the UK would increase both primary energy consumption and carbon dioxide emissions<sup>25</sup>.

In this paper we critically assess the trade-offs of using lithium-ion battery storage to capture solar energy and minimize reliance on the utility. We build on previous work by using measured electricity use and production data from 99 Texas households to understand how adding energy storage would impact power demand, energy consumption, electricity service costs, and emissions of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> from the electricity system. We consider two different storage operation models and compare their impacts. We also perform a sensitivity analysis considering various storage efficiencies, storage energy capacities, and storage power capacities to understand the impact of energy storage under different scenarios.

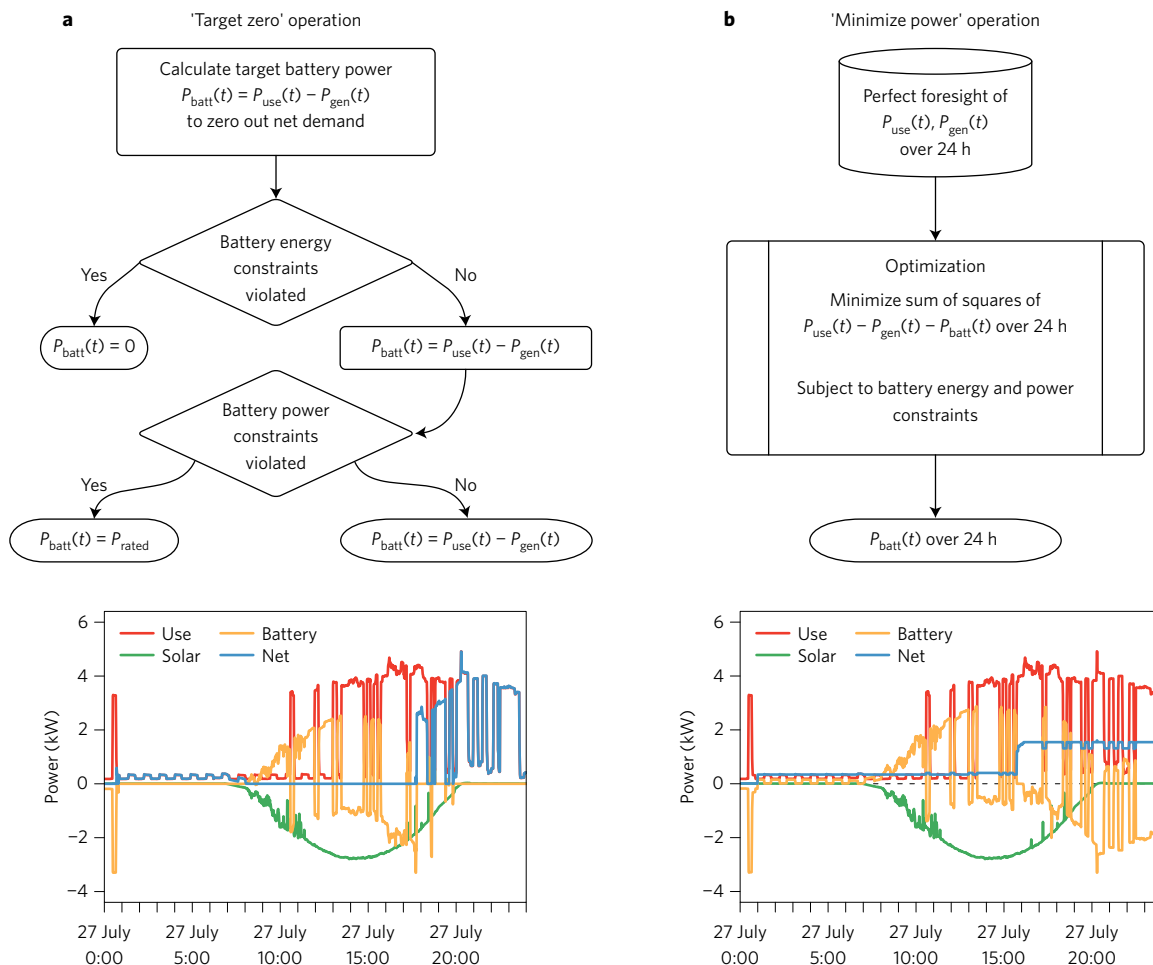
## Energy storage system model

The energy storage application considered in this paper is minimizing the interaction between a household and the utility by minimizing power draws from and injections to the utility grid for the benefit of the electricity customer in terms of increased solar energy self-consumption, independence from the utility, and reduced sensitivity to grid outages. This application has been studied extensively in the literature, and is the primary value proposition offered to residential customers by home energy storage vendors<sup>2,3,15–20,22</sup>.

We utilize electricity data directly measured from 99 Texas households over calendar year 2014 to reveal how home storage would operate with solar panels to minimize reliance on the utility. These data track electricity use and solar production with a one-minute time resolution, allowing us to reveal how storage could respond to short-duration power fluctuations. The data were collected on a voluntary basis by the non-profit entity Pecan Street and are freely available to university researchers through an online portal<sup>26</sup>. Summary statistics for the 99 households in the sample are provided in Supplementary Table 1.

We model home energy storage operation using two different methods: a ‘target zero’ approach where the battery does not have information about the future level of solar generation or electricity demand and seeks to reduce injections to and demand from the grid to zero at all times; and a ‘minimize power’ approach where the battery system has perfect information about the future level of electricity demand and solar generation over the day, and plans its





**Figure 1 | Storage operation model control logic and sample outputs.** **a**, The ‘target zero’ method steps from one minute to the next with no foresight of future electricity demand or solar generation, and seeks to set net grid demand to zero whenever possible without violating the battery’s energy and power constraints. **b**, The ‘minimize power’ method has perfect day-ahead foresight of electricity demand and solar generation, and uses an optimization program to minimize the sum of squares of net grid demand over the entire day. Sample outputs for each method are shown below the flowcharts, with storage discharging given a negative sign and storage charging given a positive sign.

operation to minimize the sum of the squares of net power demand from the utility over the entire day. Besides the level of foresight, the primary distinction between these two methods is that ‘target zero’ seeks to maximize the number of hours during which the household is completely independent from the grid, while ‘minimize power’ seeks to minimize the magnitude of grid power demand over every minute of the day with equal weights placed on each minute, so that the household is resilient to a grid outage regardless of when it occurs. Furthermore, the ‘target zero’ mode restricts the battery system to charge only with solar power, while the ‘minimize power’ mode allows the battery to charge with grid or solar electricity to minimize demand over the day. Figure 1 illustrates the control logic of each operational method and shows sample outputs for one household.

These two operational methods were selected because they represent plausible yet distinct methods for storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility. ‘Target zero’ prioritizes being as independent as possible during the current minute, while ‘minimize power’ prioritizes being as independent as possible over the entire day. By considering these two plausible yet distinct operational strategies, we can show the range of impacts that would be expected for storage systems that operate somewhere between the no foresight and perfect foresight extremes represented by ‘target zero’ and ‘minimize power,’ respectively.

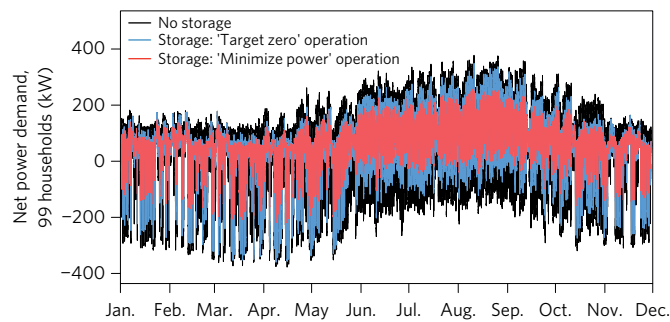
Note that both of these operational modes take a customer-centric perspective that seeks to minimize interaction with the

utility as much as possible. Neither operational method explicitly considers other grid-level services that could be offered by distributed energy storage or the potential economic benefits of those services. While we are aware of the fact that the methods of storage operation selected are not optimal from a purely economic or system perspective, our objective is to assess the specific impacts of storing solar energy in the home to minimize reliance on the utility, because this application is the primary value proposition offered to residential customers by storage vendors<sup>2,3,22</sup>. The details of each of these operational models are provided in the Methods.

For both operational models, three parameters define the home energy storage system: its power capacity ( $P_{\text{rated}}$ ) in kilowatts, its energy capacity ( $E_{\text{rated}}$ ) in kilowatt hours, and its roundtrip (a.c. to a.c.) energy efficiency ( $\eta_{\text{rt}}$ ). For the base case battery system considered, we set these parameters equal to  $P_{\text{rated}} = 3.3$  kW,  $E_{\text{rated}} = 7$  kWh and  $\eta_{\text{rt}} = 85\%$ , corresponding to the parameters announced for a common home battery system for daily cycle applications<sup>3</sup>. We also consider a range of power capacities  $P_{\text{rated}} = 1$ –7 kW, energy capacities  $E_{\text{rated}} = 1$ –7 kWh, and roundtrip efficiencies  $\eta_{\text{rt}} = 70$ –100% in our sensitivity analysis, as discussed in Supplementary Note 1.

### Power demand and energy consumption impacts

Figure 2 illustrates the effect that home energy storage has on the aggregate net power demand (electric load minus solar generation)

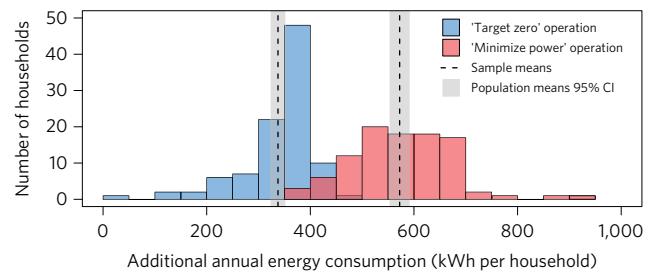


**Figure 2 | Aggregate power demand impact of adding energy storage.**

Energy storage reduces the magnitude of power flows in the local utility grid by storing produced solar energy for later use in the home. When storage operates under the ‘target zero’ mode (shown in blue) with no foresight of future electricity demand or solar generation, it reduces the maximum aggregate power demand for the 99 households by 8% and the maximum magnitude of reverse power flows by 5%. When storage operates under the ‘minimize power’ mode (shown in red) with perfect foresight, it reduces peak power demand by 32% and reduces the maximum magnitude of reverse power flows by 42%.

for the 99 households considered. When home energy storage operates according to the ‘target zero’ mode, the aggregate peak demand is reduced by 29 kW or 8% from a value of 378 kW without storage to a value of 349 kW with storage. Under the ‘minimize power’ operating mode, energy storage reduces the level of peak demand by 121 kW or 32%. Likewise, the maximum magnitude of reverse power flows is reduced by 17 kW or 5% when storage operates in the ‘target zero’ mode versus 158 kW or 42% when storage operates in the ‘minimize power’ mode. The results shown in Fig. 2 are for the base case battery system considered ( $P_{\text{rated}} = 3.3$  kW,  $E_{\text{rated}} = 7$  kWh and  $\eta_{\text{rt}} = 85\%$ ). Supplementary Figs 6–8 show how changing the power capacity, energy capacity, and efficiency of the storage systems affects their ability to reduce aggregate peak demand and injections.

The change in aggregate power demand is an important metric for the utility, which must size distribution equipment to meet the expected maximum magnitude of net electricity demand. However, residential electricity customers are not typically billed for their demand in kilowatts, but rather for their cumulative energy consumption in kilowatt hours. Thus, we consider the energy consumption impact of home storage on a customer-by-customer basis. Figure 3 illustrates the change in annual energy consumption from the addition of storage for each of the 99 households when it is operated under the two operating modes considered. Because home energy storage consumes some energy every time it charges and discharges, annual energy consumption increases for every household. The mean increase in annual energy use across the 99 households is 338 kWh when storage operates in the ‘target zero’ mode and 572 kWh when storage operates in the ‘minimize power’ mode, illustrated by the dashed vertical lines in Fig. 3. This increase is equal to 8% and 14%, respectively, of the average annual net energy consumption of sampled households. We compute 95% confidence intervals for the corresponding population means using a Student’s *t*-test, resulting in an estimated mean additional annual energy consumption of  $338 \pm 14$  kWh under the ‘target zero’ operating scenario and  $572 \pm 19$  kWh under the ‘minimize power’ operating scenario. Supplementary Figs 9–11 show how changing the power capacity, energy capacity, and efficiency of the storage system considered affects the mean increase in energy consumption. Note that the average increase in energy consumption caused by adding storage is small compared with the average decrease from adding solar panels in the first place, as discussed in Supplementary Note 2 and illustrated in Supplementary Fig. 32. Thus, energy storage that



**Figure 3 | Energy consumption impact of adding energy storage.** The increase in energy consumption observed across the 99-household sample is shown using a histogram. The dashed lines indicate the mean increase across the sample, and the shaded areas indicate 95% confidence intervals of the expected mean across all households computed using a Student’s *t*-test. The average additional energy consumption caused by home energy storage is  $338 \pm 14$  kWh under the ‘target zero’ operating scenario and  $572 \pm 19$  kWh under the ‘minimize power’ operating scenario.

directly enables rooftop photovoltaic panels could lead to a decrease in net household energy consumption, although energy storage is typically not required<sup>6–8</sup>.

### Economic impacts

In addition to the impact that home energy storage would have on electricity demand and consumption, we also consider the impact that storage used to isolate customers from the utility and increase solar self-consumption would have on the cost of electricity service to the customer. Note that we did not explicitly consider a particular utility tariff structure when selecting the objective function for storage operational management, because our goal is to show the economic impact of storage used to isolate a customer with solar panels from the utility without binding storage operation to a particular utility’s tariff. We consider the economic impact of storage used in Austin, Texas (where the home electricity data used in this paper were collected), other areas of Texas, and the states of Hawaii and California, which have seen a significant penetration of rooftop solar panels and are strong candidates for early home energy storage deployments.

Table 1 shows the average annual customer benefit and present value calculated across our 99-household sample for the base case 3.3 kW, 7 kWh, 85% efficient energy storage system considered. Results are shown for seven different Texas utility tariffs<sup>27–37</sup>, as well as four Hawaiian Electric Company (HECO) tariffs<sup>38–42</sup> and three California tariffs<sup>43–48</sup>. Note that Hawaii and California are shown only for illustration, as storage that operates in these regions would see different patterns of electricity use and generation than those observed from our sample of Texas households. For each tariff, the approximate consumption tariff and feed-in tariff are shown in US cents per kilowatt hour. These approximate values are based on the average monthly consumption and production measured across our sample. The values shown for the average annual customer benefit and present value are calculated on the basis of each household’s precise monthly electricity use and each utility’s precise tariff structures, which typically include volumetric tiered rates, seasonal rates, and other subtleties that would be difficult to summarize here. We refer the reader to the citations provided for each tariff in Table 1.

In general, using storage to increase solar self-consumption provides a financial benefit when the consumption tariff is higher than the feed-in tariff. The maximum present value that could be realized in Texas is US\$95 kWh<sup>−1</sup> of storage capacity. If Texans were exposed to Maui’s electric rates, the maximum would increase to US\$287 kWh<sup>−1</sup>. The minimum present value observed under Texas electricity tariffs is −US\$60 kWh<sup>−1</sup>. If Texans were exposed to California’s electric rates, the minimum would fall to −US\$143 kWh<sup>−1</sup>. The installed cost of a lithium-

**Table 1 | Economic impacts of adding energy storage.**

Electric utility	Tariff name	Approximate consumption tariff (US¢ kWh <sup>-1</sup> )	Approximate feed-in tariff (US¢ kWh <sup>-1</sup> )	'Target zero'		'Minimize power'	
				Average annual benefit (US\$ yr <sup>-1</sup> )	Ten-year present value (US\$ kWh <sup>-1</sup> )	Average annual benefit (US\$ yr <sup>-1</sup> )	Ten-year present value (US\$ kWh <sup>-1</sup> )
Austin Energy	Value of Solar <sup>27,28</sup>	9.0	10.9	-31	-32	-57	-58
San Antonio – CPS Energy	Net Energy Metering <sup>29,30</sup>	9.8	9.8	-27	-27	-49	-50
MP2 Energy + Oncor	Net Energy Metering <sup>31-33</sup>	10.1	10.1	-34	-35	-58	-60
MP2 Energy + Oncor	Net Energy Buyback <sup>33,34</sup>	8	3.6	78	80	57	58
MP2 Energy + Centerpoint	Net Energy Buyback <sup>33,34</sup>	8.8	3.6	93	95	70	72
TXU Energy + Oncor	Clean Energy Credit <sup>33,35,36</sup>	11.4	7.5	50	51	24	25
TXU Energy + Centerpoint	Clean Energy Credit <sup>33,35,37</sup>	9.9	7.5	21	21	-1.9	-1.9
HECO – Hawaii/Oahu	Customer Grid Supply <sup>38,39</sup>	22.4	15.1	107	110	58	59
HECO – Maui	Customer Grid Supply <sup>38,40</sup>	33.8	17.16	280	287	207	212
HECO – Molokai	Customer Grid Supply <sup>38,41</sup>	39.0	24.07	251	258	165	169
HECO – Lanai	Customer Grid Supply <sup>38,42</sup>	43.4	27.88	233	239	140	143
California – PG&E	Net Energy Metering <sup>43,44</sup>	28.1	28.1	-72	-74	-140	-143
California – SDG&E	Net Energy Metering <sup>45,46</sup>	27.9	27.9	-71	-73	-139	-143
California – SCE	Net Energy Metering <sup>47,48</sup>	20.9	20.9	-55	-57	-105	-107

We use utility tariffs from Texas, Hawaii and California to show how storage operating as described in this paper would affect the cost of electricity service to customers. Note that the Hawaii and California cases are shown only for illustration, because storage would see different load and generation profiles than those observed from our sample of Texas households. The installed price of a home energy storage system would have to fall below US\$100 kWh<sup>-1</sup> to provide a benefit under current Texas electricity tariffs.

ion battery system used for residential applications ranges from approximately US\$700–US\$1,800 kWh<sup>-1</sup> of storage capacity, where US\$700 kWh<sup>-1</sup> represents a low cost estimate for a market-leading storage vendor in 2016 and US\$1,800 kWh<sup>-1</sup> represents the high cost estimate reported to the US Department of Energy in 2013 for its Energy Storage Handbook<sup>49,50</sup>. Thus, under no scenario considered here could storage provide sufficient direct economic benefit to the customer to offset its upfront cost. The installed price would have to fall below US\$100 kWh<sup>-1</sup> of storage capacity to provide a benefit under current Texas electricity tariffs. Details of the economic calculations carried out to obtain the data given in Table 1 are provided in the Methods. The complete range of customer benefits calculated across our 99-household sample for each utility tariff is provided in Supplementary Figs 14–27.

### Electricity system emissions impacts

In addition to the impact that home energy storage has on electricity demand and consumption, we also consider the indirect impact it would have on electricity system emissions. As the households in the data set are located in Texas, we use marginal emissions factors calculated for the Texas electricity system from US Environmental Protection Agency emissions monitoring data to approximate the change in emissions associated with the hourly changes in electricity demand caused by home energy storage<sup>51,52</sup>. These data report the emissions in kilograms of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> per megawatt hour of marginal change in electricity consumption at 5% quantiles of fossil generation online measured in gigawatts. We use these data to approximate marginal emissions factors for each hour of the year by comparing them with the measured hourly level of fossil generation in the Texas electricity system over 2014<sup>53</sup>. The resulting hourly marginal emissions factors are used to calculate how adding home energy storage would impact annual emissions for each household considered. The Methods discusses these calculations in detail. Marginal emissions factors for the Texas electricity system are provided in Supplementary Figs 28–31.

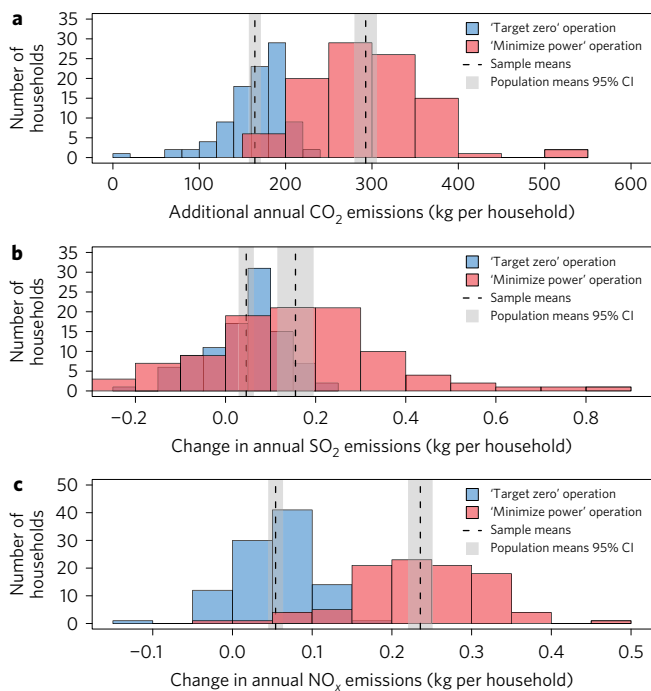
We find that the addition of energy storage to a household with existing rooftop solar panels in the Texas electricity system would increase annual emissions of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> for an average household. When storage operates under the 'target zero' mode, its mean emissions impact is 160 ± 7 kg CO<sub>2</sub>, 0.05 ± 0.02 kg SO<sub>2</sub>

and 0.05 ± 0.01 kg NO<sub>x</sub> per household per year. When storage operates under the 'minimize power' mode its mean emissions impact increases to 290 ± 13 kg CO<sub>2</sub>, 0.16 ± 0.04 kg SO<sub>2</sub> and 0.24 ± 0.02 kg NO<sub>x</sub> per household per year. The complete range of emissions impacts across the 99-household sample is illustrated in Fig. 4. A sensitivity analysis of emissions impacts to energy storage system parameters is provided in Fig. 5 and Supplementary Figs 12 and 13. Note that while adding storage to homes with existing solar panels leads to an increase in emissions on average, the observed increase is smaller than the average decrease in emissions caused by adding solar panels in the first place, as discussed in Supplementary Note 2 and illustrated in Supplementary Figs 33–35. However, energy storage is typically not required to integrate solar panels<sup>6–8</sup>.

The change in grid emissions from the addition of home battery energy storage is caused by two separate factors: the additional energy consumption required to cover storage inefficiencies, and the fact that storage shifts electricity demand in time, and alters which generators are used to provide energy not produced from rooftop solar panels.

To gauge how much of the emissions impact of home energy storage is caused by its energy consumption versus its temporal impact on electricity demand, we test the sensitivity of the CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions impact to storage system a.c.–a.c. roundtrip efficiency. The results of this analysis are illustrated in Fig. 5. The mean emissions impacts calculated across our sample of 99 households are illustrated by the solid lines, and 95% confidence intervals of the corresponding population means are illustrated by the shaded areas around each line. We also calculated the sensitivity of the emissions impacts to the storage system's power capacity and energy capacity. These results are provided in Supplementary Figs 12 and 13.

Under the 'target zero' operating scenario, storage could reduce SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions if its a.c.–a.c. roundtrip efficiency exceeds 90%. However, it could not reduce CO<sub>2</sub> emissions unless its efficiency approaches 100%. The sensitivity of emissions to energy efficiency changes under the 'minimize power' operating scenario because the battery charges and discharges at different times of day. Under this operating scenario, storage could reduce SO<sub>2</sub> emissions if a.c.–a.c. roundtrip efficiency exceeds 95%, but it could not reduce NO<sub>x</sub> emissions even if efficiency equals 100%, because it shifts more energy production to natural gas combustion turbines.



**Figure 4 | Emissions impacts of adding energy storage. a–c.** The change in electricity system CO<sub>2</sub> (a), SO<sub>2</sub> (b) and NO<sub>x</sub> (c) emissions observed across the 99-household sample shown using histograms. The dashed lines indicate the mean impacts observed across the sample, and the shaded areas indicate 95% confidence intervals of the expected mean across all households computed using a Student's *t*-test.

For reference, reported a.c.–a.c. roundtrip efficiencies from Li-ion energy storage vendors range from 80–93%, although these estimates might be optimistic because they are reported values and not measured from the field<sup>49</sup>. A roundtrip efficiency exceeding 90% would be difficult to achieve due to losses in the battery pack itself, additional losses in the power conditioning system that converts the battery's d.c. electricity into a.c. electricity suitable for the grid, and supplemental energy required for thermal controls to maintain an acceptable battery pack temperature. Thus, adding home energy storage to households with existing photovoltaic panels in Texas would most likely lead to an increase in CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions.

## Discussion and conclusions

Our findings on the power demand impact of home energy storage show that it could be a useful tool to reduce the magnitude of power flows in the utility grid. This reduction would benefit the utility in two ways: it would reduce the required capacity of electric delivery equipment such as substations and transformers<sup>54</sup>, and it would reduce the need for new generation capacity to reliably meet peak electricity demand<sup>55</sup>. These benefits are greater when home energy storage operates in a way that minimizes the magnitude of households' individual power flows (our 'minimize power' scenario) versus when home energy storage operates in a way that seeks to reduce power flows between the household and the utility to zero whenever possible (our 'target zero' scenario). Note that these benefits arise even though storage operates from a customer-centric perspective that seeks to minimize customers' reliance on the electric utility. If storage operated to explicitly benefit the utility without trying to isolate customers, there would be a greater benefit to the utility.

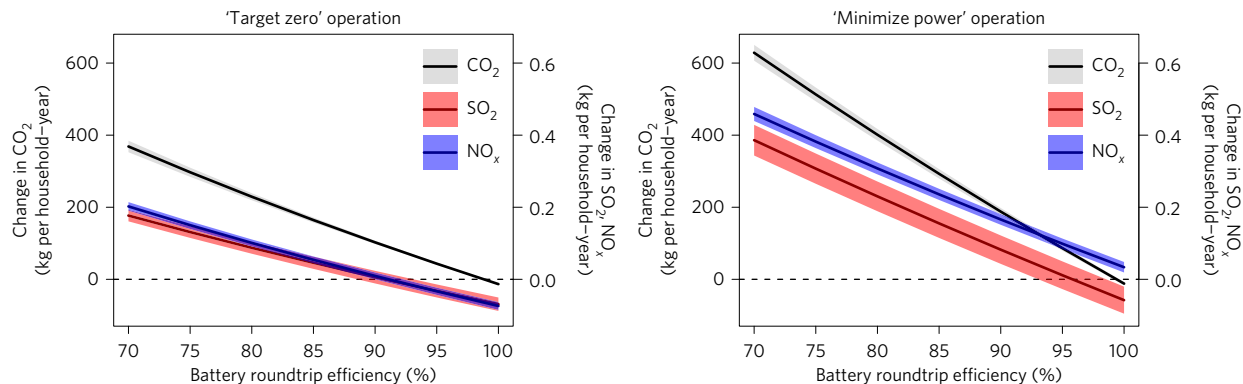
While home energy storage is a useful tool to reduce power flows in the distribution system, our findings indicate that it would increase net energy consumption due to energy storage inefficiencies. Under common net-metering tariffs, which credit customers

for solar energy at a rate equal to the rate charged for energy consumption, the increase in energy consumption from storage leads to an increase in customers' utility bills, as shown in Table 1. However, in areas where the tariff charged for consumption is higher than the feed-in tariff for solar energy, the addition of storage can provide an economic benefit to the customer, despite the fact that it leads to higher consumption overall. These instances mirror the current situation in Germany, where the feed-in tariff decreased in 2012 below the rate charged for electricity consumption, creating an incentive for home storage<sup>23</sup>. Under current Texas utility tariffs, the base case energy storage system has a maximum present value of US\$95 kWh<sup>-1</sup> for a typical household. This value is much lower than the current installed cost of a home energy storage system (US\$700–US\$1,800 kWh<sup>-1</sup> of storage capacity<sup>49,50</sup>), so storage could not provide a direct economic benefit to Texas customers under current tariffs. It is worth noting that the customer benefit of adding energy storage was found to be higher when it operates according to the 'target zero' approach, even though this approach provides less benefit to the utility in terms of reduced power demand and injections. This finding indicates that it might be useful for utilities to institute demand charges for residential customers with energy storage to explicitly incentivize reducing power demand and injections.

Because energy storage decreases kilowatt power flows in the utility grid but increases kilowatt hour sales of electric energy, it would be in the utility's interest for consumers with solar panels to install home storage. While adding storage does reduce a customer's reliance on the utility, previous analysis has shown that mass defection from the utility is unlikely due to the high cost required for sufficient photovoltaic panels and battery storage to be 100% independent, and the advantages of an interconnected grid that can balance customers' generation with demand and enable customer-producers to sell excess electric energy<sup>56</sup>. Thus, it is possible that energy storage could provide a solution to the disruption of utility business models with rising use of distributed generation<sup>57</sup>. Future work should investigate the potential for energy storage to benefit utilities in this way.

Our findings on the emissions impact of adding energy storage to Texas households with existing photovoltaic panels indicate that it would increase overall electricity system CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions due to time-shifting of electric demand and the additional electric energy required to cover storage system inefficiencies. Changing the local electricity generation mix would alter the emissions impact of home energy storage, but it is unlikely that storage could decrease emissions unless it directly enables new installation of non-emitting generators or enables production from non-emitting sources that otherwise would have been curtailed. This finding aligns with previous work that has examined the system impacts of bulk electricity storage used for price arbitrage in wholesale electricity markets<sup>58</sup>.

While rooftop photovoltaic systems deployed on the US grid today do not require home energy storage, there are limited instances where storage might enable wider use of photovoltaic panels. For example, in October 2015 the Public Utilities Commission of Hawaii ended its net-energy metering programme due to concerns about the impact of growing use of rooftop solar panels on electric grid operations and utility rates<sup>59</sup>. The net-metering tariff was replaced with a 'self-supply' tariff for customers that use all of their produced solar energy on site, and a 'grid-supply' tariff that pays a price lower than the retail electric price for energy sent to the grid from solar panels<sup>59</sup>. There is no limit to the number of customers that can install solar panels under the self-supply tariff, but installations under the grid-supply tariff are capped<sup>59</sup>. Thus, for the case of Hawaii, home storage could enable more customers to connect solar panels under the self-supply tariff, and indirectly decrease electricity system emissions. However, it is worth noting that the rule change in Hawaii was driven by both technical issues associated



**Figure 5 | Sensitivity of emissions impacts to storage roundtrip efficiency.** We test the sensitivity of the CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> emissions impact of home energy storage versus its roundtrip efficiency by repeating our analysis for values of roundtrip energy efficiency  $\eta_{rt}$  ranging from 70–100%. The solid lines are the mean emissions impacts observed across the 99-household sample, and the shaded areas are 95% confidence intervals calculated for the corresponding population means.

with integrating solar panels and economic solvency issues related to net-metering tariffs. Further, Hawaii is a unique case where high electricity prices, exceptional solar resources, and a progressive energy policy make rooftop solar very attractive to consumers, yet the islands' small grid and isolation from the mainland exacerbate integration challenges<sup>9</sup>.

In the future, regulators, policymakers and other decision-makers should seek to evaluate the impacts of energy storage separately from the impacts of photovoltaic panels or other renewable energy sources. Because energy storage is an energy consumer and not a producer, it would most likely not reduce emissions or primary energy consumption unless it directly enables intermittent renewable energy. It would be useful for future research to assess the cost-emissions trade-off associated with using energy storage to integrate intermittent renewable resources versus other sources of flexibility such as dispatchable generation, transformer tap-change operations, advanced inverters, controllable loads, and other sources of power and voltage control.

## Methods

**Summary.** This paper approximates the impacts of home energy storage using a sequence of five steps. First, electricity use and solar production data for a particular household are downloaded from Pecan Street's Dataport website<sup>26</sup>. Second, the data are entered into a program that plans the operation of home energy storage based on the observed level of electric load and solar generation. Third, the revealed charging and discharging behaviour of home energy storage is used to calculate its impact on electrical power demand and energy consumption. Fourth, electricity tariffs from Texas, Hawaii and California are used to calculate the economic impact of home energy storage. Fifth, a data set of marginal emissions factors for the Texas electricity system is used to approximate the emissions impact of adding home energy storage<sup>51,52</sup>. The following subsections explain the methods associated with each of these steps in detail.

**Electricity use and production data.** To show how energy storage could respond to a household's electricity consumption and solar production to minimize interaction with the utility, we use electricity data collected by Pecan Street from residential electricity customers<sup>26,60</sup>. Each of the customers provides their data to Pecan Street on a voluntary basis. Many of the participants in the data collection programme are knowledgeable about energy and take active steps to reduce their energy use and environmental impact. Previous analysis of the study participants revealed a negative correlation between the score obtained on an energy knowledge quiz and the homeowner's overall electricity consumption<sup>60</sup>. We believe the demographics of the participants resemble the demographics of likely home energy storage early adopters.

Electricity use and production data are downloaded from Pecan Street's Dataport website<sup>26</sup>. The data track electricity use and production in kilowatts at a one-minute time resolution, allowing us to examine how energy storage could respond to short-duration fluctuations in electricity demand and solar production. The data collected from each household are screened according to the following algorithm. First, the number of minutes over the year for which no recorded value of electricity use or solar generation exists is calculated for each household, and households with missing data points are excluded from the data

set (38 households in total). Second, the number of minutes for which the recorded value of electricity use is equal to zero is calculated for each of the households, and households with greater than 1,440 min (one cumulative day over the year) of electricity use equal to zero are excluded from the data set (22 households in total). Finally, we generate time series plots showing the minute-by-minute level of electricity demand and solar generation measured from each of the remaining households over 2014. We examine each of these plots visually, and eliminate an additional 13 households from the data set on the basis of anomalous solar generation or electricity consumption behaviour.

After the screening process is complete, the verified data set contains residential electricity use and solar generation data for 99 households, a sufficient sample to examine the expected impact of home energy storage. The data set is organized into data files that can be queried and then entered into the optimization program that is used to plan the operation of home battery energy storage. Summary statistics for each of the 99 homes from which data were collected for this study are provided in Supplementary Table 1.

**Energy storage operational management.** We model home energy storage operation using two different methods: a 'target zero' approach where the battery does not have information about the future level of solar generation or electricity demand and seeks to reduce the power flows between the household and the grid to zero without regard for how its present actions might affect future reliance on the utility; and a 'minimize power' approach where the battery system has perfect information about the future level of electricity demand and solar generation over the day, and plans its operation to minimize the magnitude of power flows between the home and the utility grid over the entire day. The details of each of these operational models are provided in the following sections.

**'Target zero' operational model.** The 'target zero' model for operational management of home energy storage considers variables defined over three sets:  $H$ : {1, 2, ..., 99}, representing the numerical identifier of the household where the energy storage system is operating;  $d$ : {1, 2, ..., 365}, representing the day of the year; and  $m$ : {1, 2, ..., 1440}, representing the minute of the day.

The model considers an energy storage device with a rated power  $P_{rated}$ , a rated energy capacity  $E_{rated}$ , and a roundtrip efficiency  $\eta_{rt}$ .  $P_{rated}$  and  $E_{rated}$  are selected to correspond to the specifications announced for Tesla's 'Powerwall' home battery system for daily cycle applications:  $P_{rated} = 3.3$  kW,  $E_{rated} = 7$  kWh (ref. 3). We assume a roundtrip a.c.–a.c. efficiency  $\eta_{rt} = 85\%$  based on the 92% d.c.–d.c. efficiency announced for the Powerwall and an assumed d.c.–a.c. converter efficiency of 96%<sup>3,49,61,62</sup>.

The model steps from one minute of the year to the next, and uses the following algorithm to decide the level of battery power. First, the target battery power for household  $H$  during the day of the year  $d$  and the minute of the day  $m$  is calculated as the instantaneous net power demand of the household during the current minute, which is equal to the measured level of electricity use  $P_{use}(H, d, m)$  minus the measured level of electricity generation  $P_{gen}(H, d, m)$  as given in equation (1). The parameters  $P_{use}(H, d, m)$  and  $P_{gen}(H, d, m)$  come from the home electricity data set discussed in the previous section. Second, the target power is compared with the rated power of the battery system. If the target power exceeds the rated power, then the magnitude of the target power is reduced to the rated power level. Third, the level of stored energy at the end of the current minute as a result of the applied target power is calculated. If the level of stored energy violates the battery system's limits, then the battery power during the minute is set equal to zero. Otherwise, the battery power during the minute is set equal to the target power level.

This control logic is defined in equation (2). Positive values of  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  indicate discharging while negative values indicate charging. The relationship between the applied battery power and the level of stored energy during minute  $m$  is defined by equations (3)–(6). Equation (3) estimates the instantaneous amount of stored energy as a function of the initial energy stored at the beginning of the day,  $E_{\text{bat},i}(H, d)$ , and the change in the amount of energy stored during each prior minute of the day,  $\Delta E_{\text{bat}}(H, d, m)$ . Equation (4) defines  $E_{\text{bat},i}(H, d)$ . The initial amount of energy stored at the beginning of the first day of the year is set equal to one half the system's rated energy capacity. For subsequent days, it is set equal to the amount of energy stored at the end of the prior day. Equation (5) defines  $\Delta E_{\text{bat}}(H, d, m)$  as a function of the amount of power applied to the battery. The constant  $\Delta t$  represents the duration of the one-minute time step, and is set equal to (1/60) to integrate the kilowatt power flow to/from the battery into kilowatt hours of energy. The constant  $\kappa$  represents the energy losses during charging and discharging, and is defined in equation (6). When the battery is discharging, more energy is extracted from the storage device than is delivered to the grid, so  $\kappa$  is equal to  $1/\sqrt{\eta_{\text{rt}}}$  and greater than 1. When the battery is charging, less energy enters the storage device than is extracted from the grid, so  $\kappa$  is equal to  $\sqrt{\eta_{\text{rt}}}$  and less than 1. Put together, the values defined for  $\kappa$  in equation (6) set the net roundtrip energy storage efficiency to be equal to  $\eta_{\text{rt}}$  and equally impose energy losses on charging and discharging. Previous work has used a similar formulation to model storage energy losses<sup>58,63</sup>.

$$P_{\text{target}}(H, d, m) = P_{\text{use}}(H, d, m) - P_{\text{gen}}(H, d, m) \quad (1)$$

$$P_{\text{bat}}(H, d, m) = \begin{cases} \min(P_{\text{target}}(H, d, m), P_{\text{rated}}) & \text{if } P_{\text{target}}(H, d, m) > 0 \text{ (net consumer)} \\ & \text{and } 0 \leq E_{\text{bat}}(H, d, m) \\ \max(P_{\text{target}}(H, d, m), -P_{\text{rated}}) & \text{if } P_{\text{target}}(H, d, m) < 0 \text{ (net producer)} \\ & \text{and } E_{\text{bat}}(H, d, m) \leq E_{\text{rated}} \\ 0 & \text{Otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

$$E_{\text{bat}}(H, d, m) = E_{\text{bat},i}(H, d) + \sum_{\mu=1}^m \Delta E_{\text{bat}}(H, d, \mu) \quad (3)$$

$$E_{\text{bat},i}(H, d) = \begin{cases} E_{\text{rated}}/2 & \text{if } d = 1 \\ E_{\text{bat}}(H, d - 1, m = 1,440) & \text{if } d \neq 1 \end{cases} \quad (4)$$

$$\Delta E_{\text{bat}}(H, d, m) = -P_{\text{bat}}(H, d, m) \kappa \Delta t \quad (5)$$

$$\kappa = \begin{cases} 1/\sqrt{\eta_{\text{rt}}} & \text{if } P_{\text{bat}}(H, d, m) > 0 \text{ (discharging)} \\ \sqrt{\eta_{\text{rt}}} & \text{if } P_{\text{bat}}(H, d, m) < 0 \text{ (charging)} \end{cases} \quad (6)$$

The control logic is applied using a for loop, which steps from one minute to the next and assigns the battery power during minute  $m$  according to equation (2). Sample input parameters and results from the operational model are provided in Supplementary Figs 2–5.

**'Minimize power' operational model.** Like the 'target zero' model, the 'minimize power' model considers variables defined over three sets:  $H: \{1, 2, \dots, 99\}$ , representing the numerical identifier of the household where the energy storage system is operating;  $d: \{1, 2, \dots, 365\}$ , representing the day of the year; and  $m: \{1, 2, \dots, 1440\}$ , representing the minute of the day. A nonlinear optimization program is used to plan the operation of home energy storage.

The decision variable for the optimization program is the level of battery power  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  during each minute  $m$  of operating day  $d$  for household  $H$ , with negative values of  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  indicating charging and positive values indicating discharging.

The objective of the optimization program is to minimize the magnitude of power flows between a household and the grid by scheduling the battery charging and discharging power over the day. Thus, we define the objective function to be minimized as the sum of the squares of the net power flow between household  $H$  and the grid during each minute  $m$  of day  $d$ , as given in equation (7). The net power flow during each minute is equal to the measured level of electricity use  $P_{\text{use}}(H, d, m)$ , minus the measured level of electricity generation  $P_{\text{gen}}(H, d, m)$ , minus the battery power decision variable  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$ . The optimization program is executed separately for each household  $H$  and each day  $d$  to minimize each household's interaction with the utility during each day of the year.

$$f_{\text{Obj}}(H, d) = \sum_{m=1}^{1440} (P_{\text{use}}(H, d, m) - P_{\text{gen}}(H, d, m) - P_{\text{bat}}(H, d, m))^2 \quad (7)$$

An important constraint on the battery system's operation is that the instantaneous amount of energy stored in the battery system must be within its rated energy storage capacity,  $E_{\text{rated}}$ . We impose an equality constraint within the optimization program to define a dependent variable  $E_{\text{bat}}(H, d, m)$ , which represents the amount of energy stored in the battery at the end of minute  $m$ . The relationship between the decision variable  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  and the dependent variable  $E_{\text{bat}}(H, d, m)$  is defined as given in equations (3)–(6) discussed in the previous section. As equation (6) has a conditional definition based on the sign of the decision variable  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$ , it must be defined within the optimization program using either an integer variable or a smooth functional approximation of the discontinuous conditional constraint so that the solver can traverse the solution space. We approximate equation (6) using the smooth, continuous hyperbolic tangent function given in equation (8). Supplementary Fig. 1 compares equation (6) and (8).

$$\kappa \approx \left( \frac{1}{2} \left( \frac{1}{\sqrt{\eta_{\text{rt}}}} + \sqrt{\eta_{\text{rt}}} \right) - \frac{1}{2} \left( \frac{1}{\sqrt{\eta_{\text{rt}}}} - \sqrt{\eta_{\text{rt}}} \right) \tanh(-50P_{\text{bat}}(H, d, m)) \right) \quad (8)$$

Within the optimization program, the battery power  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  and the amount of energy stored in the battery  $E_{\text{bat}}(H, d, m)$  are constrained according to the technical limits of the energy storage system. The magnitude of the battery power is constrained to be less than or equal to the rated power capacity  $P_{\text{rated}}$  according to equation (9). The amount of energy stored is constrained to be greater than or equal to zero and less than or equal to the rated battery energy capacity  $E_{\text{rated}}$  according to equation (10).

$$-P_{\text{rated}} \leq P_{\text{bat}}(H, d, m) \leq P_{\text{rated}} \quad (9)$$

$$0 \leq E_{\text{bat}}(H, d, m) \leq E_{\text{rated}} \quad (10)$$

We implement the optimization using the General Algebraic Modeling System (GAMS)<sup>64</sup>. Within GAMS, the interior point nonlinear optimization solver is used<sup>65</sup>.

The values of the parameters  $P_{\text{use}}(H, d, m)$ ,  $P_{\text{gen}}(H, d, m)$ ,  $P_{\text{rated}}$ ,  $E_{\text{rated}}$  and  $\eta_{\text{rt}}$  are passed to GAMS using the R programming package `gdxrrw`<sup>66</sup>. The parameters  $P_{\text{use}}(H, d, m)$  and  $P_{\text{gen}}(H, d, m)$  come from the data set discussed in the previous section. The parameters  $P_{\text{rated}}$  and  $E_{\text{rated}}$  are selected to correspond to the specifications announced for Tesla's Powerwall home battery system for daily cycle applications:  $P_{\text{rated}} = 3.3 \text{ kW}$ ,  $E_{\text{rated}} = 7 \text{ kWh}$ . We assume a roundtrip a.c.–a.c. efficiency  $\eta_{\text{rt}} = 85\%$  based on the 92% d.c.–d.c. efficiency announced for the Powerwall and an assumed d.c.–a.c. inverter efficiency of 96%<sup>3,49,61,62</sup>.

R is used to obtain and store the solution to the optimization program computed by GAMS. Sample input parameters and results for the optimization program are provided in Supplementary Figs 2–5. We solve the optimization program over the set of all households  $H$  in parallel. For each household, the optimization problem is solved for each of the 365 days of the year  $d$  in series.

**Calculation of power demand and energy consumption impacts.** Once the charge–discharge pattern of home energy storage has been calculated for each day of 2014 for each of the 99 households in our data set, we can calculate the impact that home energy storage would have on electrical power demand and annual energy consumption.

The aggregate power demand with no storage  $P_{\text{grid}}^{\text{NS}}(d, m)$  is calculated by summing the electricity use and solar generation measured from each household  $H$  according to equation (11). Likewise, the aggregate power demand with storage  $P_{\text{grid}}^{\text{S}}(d, m)$  is calculated according to equation (12). The calculated values of  $P_{\text{grid}}^{\text{NS}}(d, m)$  and  $P_{\text{grid}}^{\text{S}}(d, m)$  are illustrated in Fig. 2.

$$P_{\text{grid}}^{\text{NS}}(d, m) = \sum_{H=1}^{99} P_{\text{use}}(H, d, m) - P_{\text{gen}}(H, d, m) \quad (11)$$

$$P_{\text{grid}}^{\text{S}}(d, m) = \sum_{H=1}^{99} P_{\text{use}}(H, d, m) - P_{\text{gen}}(H, d, m) - P_{\text{bat}}(H, d, m) \quad (12)$$

As residential electricity customers are typically billed for their kilowatt hour consumption, we calculate the impact that the addition of home energy storage would have on annual energy consumption for each of the households in our data set. The change in net energy consumption over the year for each household  $\Delta E_{\text{cons}}(H)$  from the addition of home energy storage is calculated by integrating the flow of power in and out of the storage device according to equation (13), where  $\Delta t$  is set equal to (1/60) to convert the kilowatt power flows in/out of the battery during each minute  $m$  into kilowatt hours of energy. Note that a negative sign is added to the summation because positive values of  $P_{\text{bat}}$  indicate discharging and negative values indicate charging.

$$\Delta E_{\text{cons}}(H) = \sum_{d=1}^{365} \sum_{m=1}^{1440} -P_{\text{bat}}(H, d, m) \Delta t \quad (13)$$

Figure 3 illustrates the change in energy consumption from the addition of home energy storage for each of the 99 households in the data set. The mean additional energy consumption is calculated by taking the average of  $\Delta E(H)$  over all  $H$ , and a 95% confidence interval for the mean is calculated using a Student's  $t$ -test with 98 degrees of freedom.

**Calculation of economic impacts.** To assess the impact that adding energy storage would have on the annual cost of service under different electricity tariffs, we first calculate the monthly energy consumption from the grid and energy injection to the grid for each of the 99 households in our data set with and without energy storage added. Then, we create custom functions using the R programming package that calculate the annual cost of service as a function of monthly consumption and production for each of the 14 utility tariffs identified in Table 1<sup>67</sup>. While some of the tariffs charge a fixed US cent per kilowatt hour rate for energy consumed and energy produced, most of the utility tariffs include volumetric tiered charges, seasonal peak charges, or other subtleties that would be difficult to compactly summarize here. We refer the reader to the utility tariffs cited in the references and identified in Table 1<sup>27–48</sup>. We use the custom R functions to calculate the annual cost of service for each of the 99 households in our data set with and without energy storage, and then calculate the annual benefit from energy storage as the difference between the cost of service with no energy storage installed and the cost of service with energy storage installed. The annual benefit for each of the 99 households under each of the utility tariffs considered is illustrated in Supplementary Figs 14–27.

Once the average annual benefit from the addition of energy storage is calculated for each one of the utility tariffs considered and for both storage operational modes considered, we calculate the present value of the energy storage system assuming a ten-year lifetime, a 10% discount rate, and a 2.5% inflation rate<sup>68</sup>. These assumptions result in a present worth factor of 7.17, as given in equation (14). We multiply this present worth factor by each average annual benefit in Table 1 and then divide by the base case energy capacity  $E_{\text{rated}} = 7 \text{ kWh}$  to obtain the present value in US dollars per kilowatt hour for each utility tariff.

$$PW_{\text{factor}} = \sum_{y=1}^{10} \frac{(1+0.025)^{y-0.5}}{(1+0.10)^{y-0.5}} = 7.17 \quad (14)$$

**Marginal emissions data and estimation of emissions impacts.** To calculate the emissions impact of adding home energy storage to households with existing solar panels, it is important to consider which generating units would respond to a change in electricity demand at the particular times when energy storage charges and discharges, because those generators might have different emissions.

Electricity generators are scheduled by the grid operator according to their marginal operating cost, with the least costly generators dispatched first to minimize overall production costs. As a rule of thumb, wind, solar, hydroelectric and nuclear generation are dispatched first, followed by coal, and then natural gas generation. The precise order that generators are dispatched depends on a number of factors, such as their individual efficiency, fuel price, maintenance requirements, electricity transmission constraints, and other factors.

To estimate the emissions associated with the marginal change in electricity demand caused by home energy storage, we use marginal emissions factors calculated for the Texas electricity system from US Environmental Protection Agency Continuous Emissions Monitoring System (CEMS) data<sup>51,52</sup>. These data estimate the change in  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  emissions associated with a change in electricity demand at 5% quantiles of fossil generation online. These data show that when the total fossil generation online is at its minimum, the marginal  $\text{CO}_2$  and  $\text{SO}_2$  rates are at their maximum because more of the generators responding to a marginal change in electricity generation are coal steam units. Likewise, when the total fossil generation online is at its maximum, the marginal  $\text{NO}_x$  rate is at its maximum because more of the generators responding to a marginal change in electricity demand are natural gas combustion turbines. The data are available online from the Carnegie Mellon Center for Climate and Energy Decision Making, and provided in Supplementary Fig. 28<sup>52</sup>. We estimate hourly marginal emissions factors by comparing the recorded hourly level of fossil generation over 2014 in Texas to the marginal emission factors calculated for various levels of fossil generation and interpolating linearly. The hourly marginal emissions factors are illustrated in Supplementary Figs 29–31.

Once hourly marginal emissions factors for  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  have been estimated, we calculate the annual emissions impact of adding home energy storage to households with existing solar panels according to equations (15)–(17), where  $\text{MEF}(h)$  is the marginal emissions factor in kilograms per kilowatt hour at hour  $h$ ,  $P_{\text{bat}}(H, d, m)$  is the battery power for household  $H$  on day  $d$  at minute  $m$  in the corresponding hour  $h$ , and  $\Delta t$  is set equal to  $(1/60)$  to convert the kilowatt power flow in and out of the battery system into kilowatt hours.

$$\Delta \text{CO}_2(H) = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} \sum_{m \in h} -P_{\text{bat}}(H, d, m) \Delta t \text{MEF}_{\text{CO}_2}(h) \quad (15)$$

$$\Delta \text{SO}_2(H) = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} \sum_{m \in h} -P_{\text{bat}}(H, d, m) \Delta t \text{MEF}_{\text{SO}_2}(h) \quad (16)$$

$$\Delta \text{NO}_x(H) = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} \sum_{m \in h} -P_{\text{bat}}(H, d, m) \Delta t \text{MEF}_{\text{NO}_x}(h) \quad (17)$$

The result of equations (15)–(17) is an estimate of the annual change in  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  and  $\text{NO}_x$  emissions in kilograms caused by the addition of home energy storage. Note that no emissions credit is given for grid energy consumption offset by the solar panels because our objective is to analyse the impact of adding energy storage to a household with existing solar panels. The emissions impact of home energy storage for each household in our sample is shown in Fig. 4. The mean emissions impact is calculated by taking the average of the  $\Delta \text{CO}_2(H)$ ,  $\Delta \text{SO}_2(H)$  and  $\Delta \text{NO}_x(H)$  over each of the 99 households in our sample  $H$ . We calculate a 95% confidence interval on the population mean using a Student's  $t$ -test with 98 degrees of freedom.

**Data availability.** To calculate the results presented in this paper, we draw on the database of household electricity use and production available through Pecan Street's Dataport website<sup>26</sup>. Supplementary Table 1 provides the unique data identifiers and summary statistics for each of the 99 households considered in this study. The marginal emissions factors data used to calculate the emissions impacts presented in Fig. 4 are available online from the Carnegie Mellon Center for Climate and Energy Decision Making<sup>51,52</sup>. Additionally, the US Environmental Protection Agency Continuous Emissions Monitoring System (CEMS) data originally used to calculate marginal emissions factors are available online through the Air Markets Program Data website<sup>69</sup>. Any intermediate data not available from the sources described above, and not included in this article or its Supplementary Information, are available from the authors on request.

Received 8 March 2016; accepted 3 January 2017;  
published 30 January 2017

## References

- Walton, R. *Residential Energy Storage: The Industry's Next Big Thing* (UtilityDIVE, 2015); <http://www.utilitydive.com/news/residential-energy-storage-the-industrys-next-big-thing/406789>
- Sonnenbatterie *Sonnenbatterie Enters US Market with First Distribution Deal* (2014); <http://www.sonnenbattery.com/en/press/news/news/article/sonnenbatterie-enters-us-market-with-first-distribution-deal>
- Tesla Motors *Powerwall Tesla Home Battery* (2015); <https://www.teslamotors.com/powerwall>
- Green Mountain Power *Files First in the Country Innovative Plan to Offer Vermonters the Tesla Powerwall Home Battery* (Green Mountain Power, 2015); <http://news.greenmountainpower.com/manual-releases/Green-Mountain-Power-Files-First-in-the-Country-In>
- Sungevity & Sonnenbatterie *Sungevity and Sonnenbatterie Announce Partnership to Offer Home Energy Storage* (2015); [http://www.sungevity.com/article/?id=a6MU0000004DQLMA2&\\_ga=1.97172890.465704836.1444095635](http://www.sungevity.com/article/?id=a6MU0000004DQLMA2&_ga=1.97172890.465704836.1444095635)
- Cohen, M. & Callaway, D. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: engineering simulations. *Sol. Energy* **128**, 126–138 (2016).
- Cohen, M., Kauzmann, P. & Callaway, D. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 2: economic analysis. *Sol. Energy* **128**, 139–152 (2016).
- Nguyen, D. A. *et al.* *Impact Research of High Photovoltaics Penetration Using High Resolution Resource Assessment with Sky Imager and Power System Simulation* (2015); [http://calsolarresearch.ca.gov/images/stories/documents/Sol3\\_funded\\_proj\\_docs/UCSD/CSIRDD-Sol3\\_UCSD\\_Task4\\_3\\_20151121.pdf](http://calsolarresearch.ca.gov/images/stories/documents/Sol3_funded_proj_docs/UCSD/CSIRDD-Sol3_UCSD_Task4_3_20151121.pdf)
- Braun, M. *et al.* Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **20**, 681–697 (2012).
- Smith, J. W., Sunderman, W., Dugan, R. & Seal, B. Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. In *Proceedings of the 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSC&E) 1–6* (IEEE, PES, 2011).
- Stetz, T., Kraicz, M., Braun, M. & Schmidt, S. Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **21**, 1292–1307 (2013).
- Von Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K. & Geibel, D. Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *IEEE Power Energy Mag.* **11**, 55–64 (2013).

13. Büchner, J. *et al.* Smart grids in Germany: how much costs do distribution grids cause at planning time? In *Proceedings of the 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)* 224–229 (EDST, 2015).
14. Stetz, T. *et al.* Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids. *IEEE Trans. Smart Grid* **5**, 2125–2132 (2014).
15. Castillo-Cagigal, M. *et al.* PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. *Sol. Energy* **85**, 2338–2348 (2011).
16. Braun, M., Büdenbender, K., Magnor, D. & Jossen, A. Photovoltaic self-consumption in Germany—using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy. In *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2009* 3121–3127 (Fraunhofer ISE, 2009).
17. Mulder, G., Ridder, F. D. & Six, D. Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels. *Sol. Energy* **84**, 1284–1293 (2010).
18. Lang, T., Ammann, D. & Girod, B. Profitability in absence of subsidies: a techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. *Renew. Energy* **87**, 77–87 (2016).
19. Hoppmann, J., Volland, J., Schmidt, T. S. & Hoffmann, V. H. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems—a review and a simulation model. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **39**, 1101–1118 (2014).
20. Resch, M., Ramadhani, B., Bühler, J. & Sumper, A. Comparison of control strategies of residential PV storage systems. In *Proceedings of the 9th International Renewable Energy Storage Conference* (Elsevier Procedia, 2015).
21. Santos, J. M., Moura, P. S. & de Almeida, A. T. Technical and economic impact of residential electricity storage at local and grid level for Portugal. *Appl. Energy* **128**, 254–264 (2014).
22. *How It Works* (Power Station 247, 2016); <http://www.powerstation247.com/how-it-works/storing-solar-energy-with-your-powerstation.html>
23. von Appen, J., Braslavsky, J. H., Ward, J. K. & Braun, M. Sizing and grid impact of PV battery systems—a comparative analysis for Australia and Germany. In *2015 Int. Symp. Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)* 612–619 (IEEE, 2015); <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7315280>
24. Moshövel, J. *et al.* Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. *Appl. Energy* **137**, 567–575 (2015).
25. McKenna, E., McManus, M., Cooper, S. & Thomson, M. Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. *Appl. Energy* **104**, 239–249 (2013).
26. Pecan Street Incorporated *Pecan Street Dataport* (2015); <https://dataport.pecanstreet.org>
27. Austin Energy *Residential Solar Energy Rate—Value of Solar* (2016); <http://austinenenergy.com/wps/portal/ae/rates/residential-rates/residential-solar-energy-rate>
28. Austin Energy *City of Austin Electric Tariff* (2016); <http://austinenenergy.com/wps/wcm/connect/ab6d045c-643e-4c16-921f-c76fa0fee2bf/FY2016aeElectricRateSchedule.pdf?MOD=AJPERES>
29. CPS Energy *Solar Billing Facts* (2016); [https://www.cpsenergy.com/content/dam/corporate/en/Documents/EnergyEfficiency/solar\\_billing\\_facts.pdf](https://www.cpsenergy.com/content/dam/corporate/en/Documents/EnergyEfficiency/solar_billing_facts.pdf)
30. CPS Energy *Residential Service Electric Rate* (2016); [https://www.cpsenergy.com/content/dam/corporate/en/Documents/Rate\\_ResidentialElectric.pdf](https://www.cpsenergy.com/content/dam/corporate/en/Documents/Rate_ResidentialElectric.pdf)
31. MP2 Energy *12-Month Solar Net Metering Offer for Customers* (2015); [https://www.mp2energy.com/pdf/12 MONTH EFL\\_RESI\\_NEM\\_SCTY\\_093015.pdf](https://www.mp2energy.com/pdf/12%20MONTH%20EFL_RESI_NEM_SCTY_093015.pdf)
32. MP2 Energy *24-Month Solar Net Metering Offer for Customers* (2015); [https://www.mp2energy.com/pdf/24 MONTH EFL\\_RESI\\_NEM\\_SCTY\\_093015.pdf](https://www.mp2energy.com/pdf/24%20MONTH%20EFL_RESI_NEM_SCTY_093015.pdf)
33. Public Utility Commission of Texas *Summary of Current Commission-Approved Charges for ERCOT TDUs* (2016); [https://www.puc.texas.gov/industry/electric/rates/Trans/TDArchive/TDGenericRateSummary\\_030116.pdf](https://www.puc.texas.gov/industry/electric/rates/Trans/TDArchive/TDGenericRateSummary_030116.pdf)
34. MP2 Energy *Solar Buyback—24 Month* (2015); [https://www.mp2energy.com/pdf/NEB\\_EFL\\_Oct 2015\\_60 mos\\_FINAL.pdf](https://www.mp2energy.com/pdf/NEB_EFL_Oct%202015_60%20mos_FINAL.pdf)
35. TXU Energy *TXU Energy Clean Energy Credit Program for Surplus Distributed Renewable Generation* (2015); <https://www.txu.com/savings-solutions/renewable-energy/renewable-buyback.aspx>
36. TXU Energy *TXU Energy Simple Rate 12—Oncor Service Area* (2016); <https://www.txu.com/Handlers/PDFGenerator.aspx?comProdId=ONXSIMRTND12AE&lang=en&formType=EnergyFactsLabel&custClass=3&tdsp=ONCOR>
37. TXU Energy *TXU Energy Simple Rate 12—CenterPoint Energy Service Area* (2016); <https://www.txu.com/Handlers/PDFGenerator.aspx?comProdId=CPXSIMRTND12AG&lang=en&formType=Disclaimer&custClass=3&tdsp=CENTERP>
38. Hawaiian Electric Company *Customer Grid Supply and Self Supply Programs* (2016); <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy-hawaii/producing-clean-energy/customer-grid-supply-and-self-supply-programs>
39. Hawaiian Electric Company *HECO Hawaii and Oahu Electric Rate Schedule R—Residential Service* (2016); [https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my\\_account/rates/hawaiian\\_electric\\_rates/heco\\_rates\\_sch\\_r.pdf](https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my_account/rates/hawaiian_electric_rates/heco_rates_sch_r.pdf)
40. Hawaiian Electric Company *HECO Maui Electric Rate Schedule R—Residential Service* (2016); [https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my\\_account/rates/maui\\_electric\\_rates/maui\\_rates\\_sch\\_r.pdf](https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my_account/rates/maui_electric_rates/maui_rates_sch_r.pdf)
41. Hawaiian Electric Company *HECO Molokai Electric Rate Schedule R—Residential Service* (2016); [https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my\\_account/rates/maui\\_electric\\_rates/molokai/molokai\\_rates\\_sch\\_r.pdf](https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my_account/rates/maui_electric_rates/molokai/molokai_rates_sch_r.pdf)
42. Hawaiian Electric Company *HECO Lanai Electric Rate Schedule R—Residential Service* (2016); [https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my\\_account/rates/maui\\_electric\\_rates/lanai/lanai\\_rates\\_sch\\_r.pdf](https://www.hawaiianelectric.com/Documents/my_account/rates/maui_electric_rates/lanai/lanai_rates_sch_r.pdf)
43. Pacific Gas and Electric *Understand Net Energy Metering (NEM) and Your Bill* (2016); [http://www.pge.com/en/myhome/saveenergymoney/solar/nembill.page?WT.mc\\_id=Vanity\\_nem](http://www.pge.com/en/myhome/saveenergymoney/solar/nembill.page?WT.mc_id=Vanity_nem)
44. Pacific Gas and Electric *Residential Electric Rates* (2016); <http://www.pge.com/tariffs/electric.shtml#RESELEC>
45. San Diego Gas and Electric *Net Energy Metering Program* (2016); <http://www.sdge.com/clean-energy/overview/overview>
46. San Diego Gas and Electric *Schedule DR—Residential Service* (2016); [https://www.sdge.com/sites/default/files/regulatory/1-1-16 Schedule DR Total Rates Table.pdf](https://www.sdge.com/sites/default/files/regulatory/1-1-16%20Schedule%20DR%20Total%20Rates%20Table.pdf)
47. Southern California Edison *Net Energy Metering* (2016); <https://www.sce.com/NEM>
48. Southern California Edison *Schedule D—Domestic Service* (2016); <https://www.sce.com/NR/sc3/tm2/pdf/ce12-12.pdf>
49. Akhil, A. A. *et al.* *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA* Tech. Rep. (Sandia National Laboratories, 2013).
50. Randall, T. *Tesla's New Battery Doesn't Work That Well With Solar* (2015); <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-05-06/tesla-s-new-battery-doesn-t-work-that-well-with-solar>
51. Siler-Evans, K., Azevedo, I. L. & Morgan, M. G. Marginal emissions factors for the U.S. electricity system. *Environ. Sci. Technol.* **46**, 4742–4748 (2012).
52. Siler-Evans, K., Azevedo, I. M. L. & Morgan, M. G. *Marginal Emissions Factors Repository* (2012); <http://cedmcenter.org/tools-for-cedm/marginal-emissions-factors-repository>
53. U.S. Environmental Protection Agency *Regional Data Files for 2014—Texas* (2014); <https://www.epa.gov/statelocalclimate/download-avert>
54. Willis, H. L. *Power Distribution Planning Reference Book* 2nd edn (Marcel Dekker, 2004).
55. Eyer, J. & Corey, G. *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide A Study for the DOE Energy Storage Systems Program* Tech. Rep. (Sandia National Laboratories, 2010).
56. Khalilpour, R. & Vassallo, A. Leaving the grid: an ambition or a real choice? *Energy Policy* **82**, 207–221 (2015).
57. Kind, P. *Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business* Tech. Rep. (Edison Electric Institute, 2013); <http://www.eei.org/ourissues/finance/documents/disruptivechallenges.pdf>
58. Hittinger, E. S. & Azevedo, I. M. L. Bulk energy storage increases United States electricity system emissions. *Environ. Sci. Technol.* **49**, 3203–3210 (2015).
59. Public Utilities Commission of Hawaii *Distributed Energy Resources* (Docket No. 2014-0192) (2015); <http://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2015/10/DER-Phase-1-DO-Summary.pdf>
60. Rhodes, J. D. *et al.* Experimental and data collection methods for a large-scale smart grid deployment: methods and first results. *Energy* **65**, 462–471 (2014).
61. Gyuk, I. & Eckroad, S. *EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications* Tech. Rep. (EPRI-DOE, 2003).
62. *Ideal Power Ideal Power 30 kW Battery Converter Specification* (2015); <http://www.idealpower.com/products>
63. Hittinger, E., Whitacre, J. F. & Apt, J. What properties of grid energy storage are most valuable? *J. Power Sources* **206**, 436–449 (2012).
64. General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 24.2.1 (GAMS Development Corporation, 2013); <http://www.gams.com>
65. Wächter, A. & Biegler, L. T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming. *Math. Program.* **106**, 25–57 (2006).
66. Jain, R. & Dirkse, S. *gdxrrw: An Interface between GAMS and R* (2014); [https://support.gams.com/gdxrrw:interfacing\\_gams\\_and\\_r](https://support.gams.com/gdxrrw:interfacing_gams_and_r)
67. R Core Team. *R: A Language and Environment for Statistical Computing* (R Foundation for Statistical Computing, 2015); <https://www.r-project.org>



68. Schoenung, S. M. & Eyer, J. *Benefit/Cost Framework for Evaluating Modular Energy Storage* Tech. Rep. (Sandia National Laboratories, 2008); <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2008/080978.pdf>
69. U.S. Environmental Protection Agency *Air Markets Program Data* (2016); <https://ampd.epa.gov/ampd>

### Acknowledgements

This work was sponsored by Pecan Street, the Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), and the University of Texas Energy Institute. Special thanks to R. Baldick for his questions, which helped shape this work.

### Author contributions

R.L.F. identified the research question, curated the data used, designed the research methods, analysed the numerical results, and prepared the manuscript. M.E.W. contributed to identifying the research question, interpreted the results, prepared the manuscript, and provided institutional and material support for the research.

### Additional information

**Supplementary information** is available for this paper.

**Reprints and permissions information** is available at [www.nature.com/reprints](http://www.nature.com/reprints).

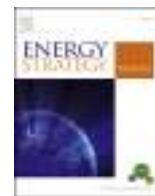
**Correspondence and requests for materials** should be addressed to R.L.F.

**How to cite this article:** Fares, R. L. & Webber, M. E. The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility. *Nat. Energy* 2, 17001 (2017).

### Competing interests

This work was sponsored in part by the University of Texas Energy Institute, which has a number of internal and external funding sources. External funding sources include oil and gas producers, investor- and publicly owned electric utilities, and environmental non-profits that might be perceived to influence the results and/or discussion reported in this paper. A complete list of Energy Institute sponsors is available online (<http://energy.utexas.edu/mission/sponsors-financial-support>). Only the authors were directly involved with developing the manuscript.

**3.3. HOW TO MEET EU GHG EMISSION REDUCTION  
TARGETS – A MODEL BASED DE-CARBONIZATION  
PATHWAY FOR EUROPE'S ELECTRICITY SUPPLY  
SYSTEM UNTIL 2050**



# How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050



G. Pleßmann\*, P. Blechinger

Reiner Lemoine Institut, Ostendstrasse 25, 12459, Berlin, Germany

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 25 April 2016

Received in revised form

25 October 2016

Accepted 8 November 2016

### Keywords:

Decarbonization

Transition pathway

Power system modeling

GHG emission mitigation

Renewable energies

## ABSTRACT

Globally, due to industrialization, GHG emissions continue to increase. This is despite the existing scientific and political consensus to fight human-induced climate change. To reverse this trend, viable, cost-effective decarbonization pathways are needed. We focus on the European power supply system and demonstrate the techno-economic feasibility of reaching the EU's mitigation targets by 2050. We show that a transition from conventional to renewable-based power supply systems is possible for the EU even with a politically driven nuclear power phase-out. We provide a guideline for European stakeholders that shows how to transform their power generation systems. By following our recommendations, the EU can be a role model for other countries and regions moving towards decarbonization. Our work is guided by two main motivations:

- How can the transition of Europe's power system be modeled adequately?
- What is the techno-economically optimal transition pathway for meeting the EU GHG power sector emission targets by 2050?

A comparison of power system models has revealed a need for a combined short and long-term simulation tool that includes the principal power generation, storage and transmission technologies being considered in Europe. We adapted and applied the linear model *elesplan-m* to simulate a techno-economically optimized decarbonization pathway for 18 interconnected European regions and found that meeting the EU's reduction targets, *i.e.* reducing the GHG emissions from 1300 to 24 Mt CO<sub>2</sub>eq per year by 2050, can be achieved by large-scale capacity investment in renewable energy sources (RES). The levelized cost of electricity (LCOE) would increase from 6.7 to 9.0 ctEUR/kWh and investments of 403 billion EUR would be necessary during the 34 year period analyzed. In 2050, the resulting power supply system is largely composed of wind power (1485 GW) and PV (909 GW), which are supported by 150 GW hydro power and 244 GW gas power. In addition, 432 GW of storage and 362 GW of transmission capacity are required to temporally and spatially distribute electricity.

This work provides not only a feasible concept for a decarbonized power supply system, but shows also the implementation steps necessary to make the transition to that system cost-effective.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

### 1.1. Motivation

A major challenge for humanity in the 21st century is to reduce anthropogenic greenhouse gas (GHG) emissions in order to fight climate change [1]. Climate change and global warming are likely to

lead to more extreme weather events as well as harvest failures and rising sea levels, all of which cause enormous damage and economic loss. Since industrialization began in the 19th century, annual GHG emissions have been increasing steadily and a turning point is not in sight [2]. Heat and electricity production account for 25% of all GHG emissions [3].

To address the problem of human-driven climate change, 195 UNFCCC participating member states and the European Union agreed at the 2015 United Nations Climate Change Conference (COP 21) in Paris to increase their mitigation efforts [4]. As part of its

\* Corresponding author.

E-mail address: [guido.plessmann@rl-institut.de](mailto:guido.plessmann@rl-institut.de) (G. Pleßmann).

response, the EU announced ambitious reduction targets:

By 2050, the EU aims to cut its emissions substantially by 80–95% compared to 1990 levels as part of the efforts required by developed countries as a group [5].

The most stringent emission targets are set for the power generation sector, ranging from 93 to 99% relative to 1990 levels. By setting these targets, the EU has committed itself to a decarbonization of Europe's electricity supply system [6].

## 1.2. Problem

Decarbonization of Europe's power supply sector while ensuring reliability, availability and cost-competitiveness of supply is a highly complex task. This transition cannot happen suddenly, but needs a well-designed transition pathway to meet social, political, ecological and economic expectations [7].

Policy makers need appropriate advice by energy experts. Such consultancy requires methods to assess feasible future power system configurations. Different studies have provided concepts for 100% renewable energy supply systems (cf. [8,9]), but so far a comprehensive analysis of the transition pathway for the entire European power system has been lacking. Realistic and detailed yet fast computing models are required to simulate and optimize such transition pathways.

Such power system models should be as simple as possible and as realistic as necessary. This means the required model must reflect all relevant power generation and storage technologies as well as transmission lines connecting different supply regions [10]. These power generation technologies include coal and gas-fired power plants, nuclear power plants and the major renewable sources for power generation in Europe - wind, solar and hydro power. In addition, short-term and seasonal energy supply characteristics must be considered by simulating reference years in hourly time steps as well as long-term characteristics of investment and implementation pathways. The challenge to amalgamate long-term energy system strategy planning with short-term dispatch modeling representing fluctuating power generation of RES and energy storage technologies is described by Pfenninger et al. [11]. Currently, none of the available power system models meets the requirements for simulating a least-cost decarbonization pathway for Europe; in particular, the linkage between short and long-term modeling is missing [12]. To fulfill these requirements, a new power system model is needed.

In our paper, we address the following research questions:

- How can the transition of Europe's power system be modeled adequately?
- What is the techno-economically optimal transition pathway for meeting EU GHG emission targets within the power sector by 2050?

To answer these questions, we developed and improved a power system model. This model, *elesplan-m*, builds on a series of models developed at the Reiner Lemoine Institut (RLI) [13–15]. In this paper, we used *elesplan-m* to simulate Europe's power supply system and to find optimized transition pathways. Section 2 contains a discussion of requirements for the power system model and a literature review. The *elesplan-m* model is described in detail in section 3. In section 4, we present the results of the modeling and the application of *elesplan-m* in Europe's power supply system to identify the most effective GHG emission reduction pathway, with discussion and conclusions in sections 5 and 6, respectively.

## 2. Theoretical background - Power system modeling

### 2.1. Model requirements

A power system model that is suitable to respond to the research questions of this paper must fulfill certain requirements. First, the scope must include power generation technologies currently operating in Europe in order to reflect present and potential future power generation mix. This includes conventional generation such as coal, gas and nuclear power, and renewable generation such as hydro, wind and solar PV power. Technologies with shares less than 5% of annual generation [16] are neglected. Next, storage technologies with differing time horizons must be implemented in the model in order to address future volatility of renewable energy sources (RES) feed-in and associated balancing needs. Such technologies include battery storage, pumped hydro storage and/or power-to-gas systems [17]. Finally, a model of a large-scale system such as the European power supply system must consider inter-regional exchange of electricity. This means that transmission capacity as well as the net electrical energy exchanged for each simulation step should be analyzed.

The model should respond to short-term effects in order to ensure security and system adequacy of future power supply [18]. Power generation technologies whose power output depends upon meteorological conditions require an accurate temporal modeling in at least hourly time steps for one reference year [19]. Characteristics of power generation of those technologies are thereby considered in detail. In addition to short-term modeling, it is necessary to include long-term investment cycles in the model that enables it to change power supply system capacities. This means power generation, storage and transmission capacity can be added or withdrawn at five-year intervals. Pfenninger et al. stress that there is a demand for amalgamation of long-term energy system planning and short-term operational modeling—considering challenges arising from fluctuating RES and the increased demand for flexibility while planning future power supply systems [11].

Finally, the model must be able to analyze GHG emissions and build emission reduction pathways based on certain reduction objectives.

### 2.2. Comparison of existing models

Connolly et al. and Pfenninger et al. provide a thorough review of existing energy system research tools [20,11]. The following simulation model comparison extends their work. We consider power system models URBS-EU [9,21,22], LIMES-EU+ [23–26], DIMENSION (ext. version) [27–29] and Becker et al. [30].

Becker et al. employ a simplified model including wind and PV power only [30]. In the models URBS-EU, LIMES-EU+ and DIMENSION, generating technologies are aggregated in different ways. Nevertheless, all these models are suitable for modeling Europe's power supply system. Energy storage technologies needed to realize high RES penetration are implemented differently in the presented power system modeling approaches: Becker et al. just use a generic balancing unit, URBS-EU simulates pumped hydro storage (PHS) only, whereas multiple storage technologies are considered within LIMES-EU+ and DIMENSION. All models shown in Table 1 have in common that they use a spatial resolution in which smaller countries are aggregated to regions. Power exchange between countries or regions is represented by aggregating single transmission capacities to representative capacities. Fürsch et al. go one step further and apply the market model DIMENSION at the country level iteratively with an *optimal power flow* model of Europe's transmission grid [27]. This provides a detailed picture of

**Table 1**

Analysis of current existing energy system models with respect to our stated requirements. Numbers in parentheses indicate number of technologies considered.

Existing models	URBS-EU	LIMES-EU+	DIMENSION (ext. version)	Becker et al.
Power generation technologies	Nuclear, Coal (2), gas (2), oil (2), hydro, biomass, PV, CSP, wind (2)	Nuclear, Coal, Gas, Hydro, Biomass, Wind (2), PV, CSP	Nuclear, Coal (2), gas, oil, hydro, biomass, PV, CSP, wind (2), geothermal, imports, other	Wind, PV
Storage technologies	PHS	Day/night, day to day, CSP	PHS, CAES	generic balancing
Inter-regional power exchange	yes, aggregated	yes, aggregated	yes, aggregated	aggregated, NTC
Spatial resolution	(sub-)country	20 regions EU-MENA	EU-27 (country level)	EU+ (country level)
Short-term modeling	Hourly, 1 year	49 time slices per year, 6 h	24 time slices per year, 4 h	hourly, 8 years
Long-term modeling	<i>green field planning</i>	inter-temporal, 5-year steps	inter-temporal, 10-year steps	extrapolation
GHG emission constraints	No	–90% in 2050	–80% in 2050	no
Other constraints		RES quota		
Source	[9,21,22]	[23–26]	[27–29]	[30]

transmission grid extension and its related cost, and proves the *n-1 stability criterion*.

There are two different approaches to temporal representation. URBS-EU and Becker et al. apply discrete time steps which are consecutively represented in hourly resolution, while LIMES-EU+ and DIMENSION apply a time-slice approach where representative time slices reflect short-term variations in supply and demand. The latter can significantly lower computational cost but may lead to reduced accuracy [31]. For long-term modeling, URBS-EU simply plans one totally new power system, applying a so-called *green field* approach, meaning the system is built from scratch without considering the implementation pathway. Becker et al. define power system capacities exogenously to the model and analyze performance in simulation. A pathway of capacities is obtained by fitting historic capacity expansion data to political RES development targets in individual countries. LIMES-EU+ and DIMENSION use an inter-temporal modeling approach with *decision years* every 5 or 10 years. LIMES-EU+ and DIMENSION consider GHG mitigation targets in the power sector to a final level of –80% (DIMENSION) or –90% (LIMES-EU+) relative to 1990 levels in the year 2050. URBS-EU does not employ such a constraint [22].

Other, similar methods exist beyond the models examined here: Scholz modeled Europe's power supply system with focus on spatial potential and cost of RES [32]. Bussar et al. analyzed large-scale integration of RES in the European power system, applying a *green field* approach based on heuristics to determine cost-optimal power system configurations for 2050 [33,8]. Becker et al.'s modeling approaches build on previous modeling that can be categorized as *weather-driven energy system modeling* [34–36].

URBS-EU is not suitable for this work because it operates from greenfield, while the tool of Becker et al. is too simplified with respect to generation and balancing technology representation. LIMES-EU+ and DIMENSION are more suitable because they include long-term energy system planning, sufficient technology representation (including energy storage systems) and transmission modeling, as well as the option to map GHG mitigation targets along a selected pathway. Our research work is designed to analyze the potential of wind and PV power in particular, to meet Europe's power demand in coming 35-year period while meeting the stated GHG reduction targets. In addition to high-resolution time series for RES generation, we must include energy storage technologies addressing both short-term and long-term storage demand. According to Merrick, it is not possible use a time-slice based modeling approaches when storage is included in the model because the chronological relationship between time-steps

has to be maintained [31]. Moreover, the temporal resolution of only 6 h (or 4 h, in the case of DIMENSION) cannot show the short-term volatility of supply that is typical of RES.

Since none of these models meet all our requirements, we developed a new model - *elesplan-m* - which combines several of their positive characteristics.

### 3. Methodology – Power system model *elesplan-m*

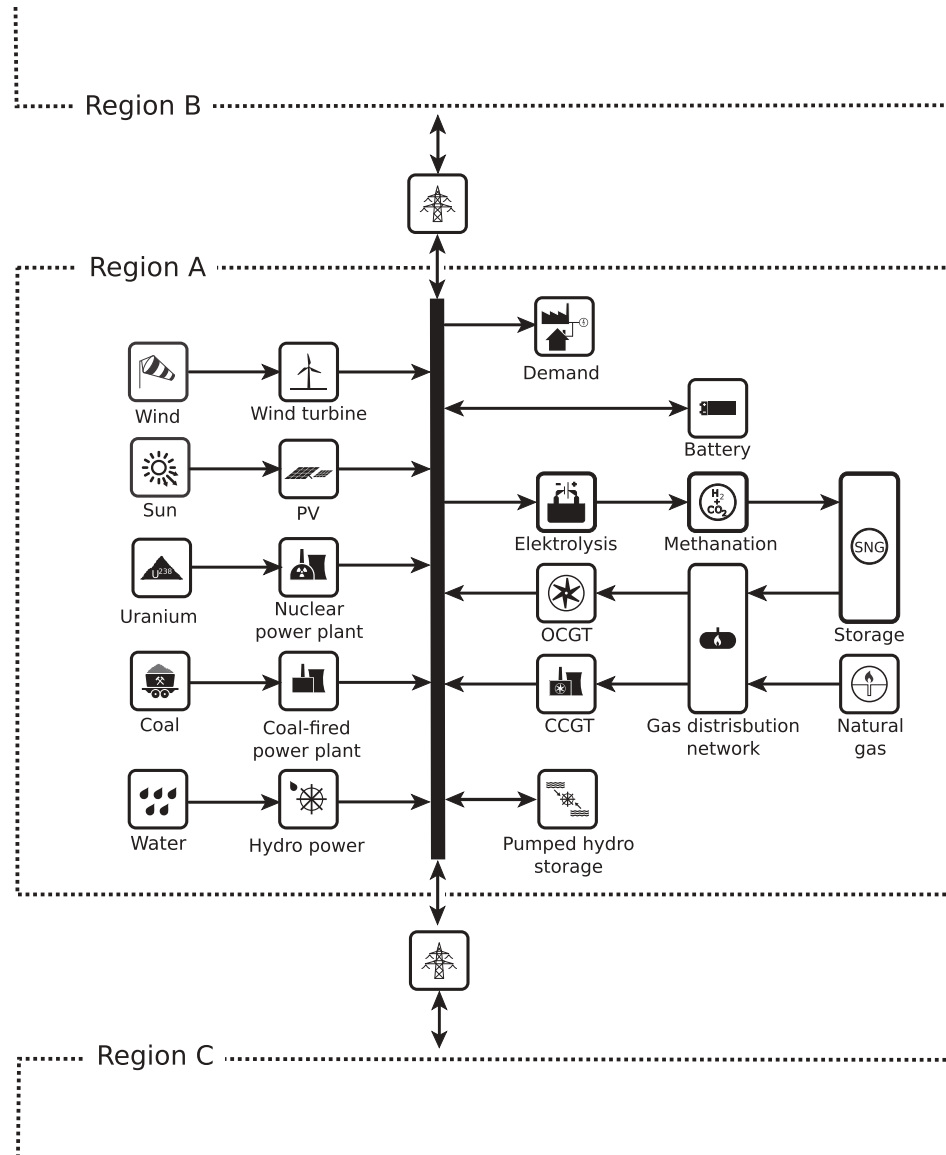
Inspired by current research in energy system modeling, we developed and subsequently applied the power system model *elesplan-m* to assess long-term GHG mitigation strategies in the European power sector. *elesplan-m* is designed to reveal least-cost system transformation pathways from a social-planning perspective. It analyzes feasible power system configurations which meet mitigation targets, focusing on RES power generation and flexibility technologies such as energy storage and transmission capacities.

The techno-economically optimized transition pathway is identified by analyzing investment and other costs for new generation, storage and transmission capacity. A dispatch strategy based on minimal system operating costs, combined with cost-optimal investment decisions, allows short-term modeling of reference years and the optimization of inter-regional power exchange and storage capacity. Additionally, long-term modeling in 5-year steps—we call these *decision years*—allows realistic assessments of least-cost pathways.

#### 3.1. Components and technologies

The power system model *elesplan-m* includes generation, energy storage and transmission technologies. Specifically, this includes coal, gas (open (OCGT) and combined (CCGT) cycle power plants) and nuclear power plants, reflecting Europe's conventional power generation inventory, and hydro, wind and solar power as the principal forms of RES. Fossil-fueled power generation technologies equipped with carbon capture and storage (CCS) are not considered in the model, because earlier research findings show that CCS is of limited utility for greenhouse gas (GHG) mitigation [37,38].

In modeling, we distinguish between conventional and renewable technologies. RES technologies' power generation depends on meteorological conditions. Thus, its maximum power generation capability in each time-step depends upon the currently available RES and the installed capacities; it is dispatchable only to the extent that it can be curtailed. In contrast, conventional power plants are



**Fig. 1.** Power generation, energy storage and transmission technologies of *elesplan-m* and respective power flows. Technologies are represented per modeled region connected by representative transmission capacity.

modeled as fully dispatchable and can flexibly deliver power on demand within operational constraints.

Three energy storage technologies are represented in *elesplan-m*: batteries, pumped hydro storage (PHS) and power-to-gas (PtG), which is comprised of gas storage and subsequent re-electricification via conventional gas power plants. Representation of storage technologies in the model is limited to efficiency consideration of charge and discharge. This complex process<sup>1</sup> (which is described in detail in Refs. [39,40]) is reduced to a single efficiency parameter reflecting accumulated losses in several process steps that are not explicitly modeled. Further, the CO<sub>2</sub> source is assumed to be cost-neutral. CO<sub>2</sub> related cost are discussed by Reiter et al. [41].

For each technology, plants are aggregated to a single generic power plant or storage system in each region. Similarly, transmission grid capacities are aggregated to a single transmission

capacity between each of the regions. Each of the accumulated transmission capacities reflect the inter-regional power exchange.

Fig. 1 illustrates the presented power system technologies and related potential power flows.

### 3.2. Structure and temporal resolution

Short- and long-term effects are evaluated using two approaches. The transition pathway is explored by analyzing *decision years* in 5-year steps with *elesplan-m*. In each *decision year*, new investment choices may be made after decommissioning existing plants which have reached their expected lifetime. The capacity mix of components and technologies is optimized to meet the respective GHG emission reduction targets.

We define an optimal system as one having the lowest leveled cost of electricity (LCOE) (which comprises cost of generation, transmission and storage) given certain technological constraints. From a Europe-wide systems perspective, this means cost-optimal investments are determined by analyzing power generation and

<sup>1</sup> That consists of electrolysis, H<sub>2</sub> buffer storage, CO<sub>2</sub> source and the methanation unit.

storage capacity of each region and exchange capacities among the connected regions to find the overall lowest LCOE. Existing or additional future capacities are transferred from one *decision year* to the next *decision year* according to the respective lifetime of each technology. This allows the inclusion of existing capacities in the modeling of future energy supply scenarios resulting in a more realistic transition pathway.

In each *decision year*, the electricity dispatch of each single region and of all inter-regional connections is simulated in hourly increments. Fluctuating RES can be properly reflected at this time resolution. Any needs for short-term balancing power and storage capacity are made apparent, while it is ensured that the suggested system configurations meet the demand at every hour of the year. Dispatch is determined on an one-hourly temporal basis as depicted in Equation (1).

$$\begin{aligned} & \sum_i E_{\text{gen},i,r,t}^{\text{elec}} + E_{\text{trans},r,t} + E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{discharge}} \\ = & E_{\text{demand},r,t} + \sum_i E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{charge}} + E_{\text{PtG},r,t}^{\text{in}} + E_{\text{curtail},r,t} \end{aligned} \quad (1)$$

Annual GHG emissions are limited by an emission cap (Equation (2)), which is one of the constraints in the model. Other constraints include fuel consumption, capacity expansion, energy storage and transmission operation (cf. Appendix A).

$$\sum_i \sum_r \sum_t \left( \sigma_i \cdot (P_{\text{cap,new},i,r} + P_{\text{cap,exist},i,r}) + \rho_i \cdot E_{\text{gen},i,r,t}^{\text{elec}} \right) \leq Y \quad (2)$$

Combining these short and long-term modeling approaches helps us identify a least-cost transition pathway. This is expressed as a linear optimization problem with a representation of an ideal power market with perfect foresight and perfect competition. Dispatch and required investments in new capacity are optimized following the objective function shown in Equation (3).

$$\begin{aligned} \min & \sum_r \left( \sum_i \left( \left( \text{Capex}_{i,r} \cdot \text{CRF}_i + \text{Opex}_{\text{fix},i,r} \right) \cdot P_{\text{cap,new},i,r} \right. \right. \\ & \left. \left. + \text{Opex}_{\text{fix},i,r} \cdot P_{\text{cap,exist},i,r} \right) + \sum_j \sum_t \text{cost}_{\text{fuel},j,r,t} \cdot E_{\text{fuel},j,r,t} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

The objective function drives decision variables towards minimal total system costs, which are composed of annualized investment costs, annual fixed and variable operating and maintenance costs, and fuel costs. The compiled optimization problem is solved by applying GUROBI barrier methods [42].

A formal mathematical description of *elesplan-m* is given in Appendix A.

### 3.3. Target regions and input parameters

For this study, *elesplan-m* is parametrized to represent the EU and all ENTSO-E member countries. These countries are partially aggregated to regions to reflect ENTSO-E grid structure and typical local country groups. The result is the 18-region model depicted in Fig. 2. (Details of the region configuration are provided in Table C.10 in Appendix C). The transmission grid is aggregated to 31 representative inter-regional capacities. Its initial capacity is based on *Net Transfer Capacities* taken from Ref. [43]. The respective connections among the identified electricity supply regions are shown in Fig. 2.

Specific demand and resource data, as well as existing power plant capacity, are available for each of the 18 regions. Total annual demand is assumed to increase constantly from 3252 TW h in

2016–4448 TW h in 2050 according to projections of Fürsch et al. [27]. Regional differences are reflected according to the overall demand, as well as to the shape of the load profile. Hourly load profiles are derived from Ref. [44] for each target region, based on an overall peak demand of 585.5 GW in 2016 and 760 GW in 2050.

Time series of RES feed-in are obtained from detailed technological and meteorological models for wind and PV plants. Resource input data are based on highly resolved spatio-temporal meteorological data from the NASA SSE dataset, which covers the entire world in one degree by one degree spatial resolution and provides hourly values for every location over a 20-year time period (Surface Meteorology and Solar Energy SSE Release 6.0) [45]. To process these input data we applied a model of Huld et al. [46] for PV power feed-in and manufacturers power curves (Enercon E101 at 100 m hub height) for wind power feed-in. Afterwards, the 2/3 best sites covered by each region were averaged to derive one time series representing local characteristics for each region. Hydro power feed-in is determined from the aggregated output of existing European hydro plants. Generation data is provided on a monthly basis by the ENTSO-E [47] aggregated at country level. Validation with reference data from the Eurostat database [48] and from Ref. [49] for Switzerland shows good coverage of annual hydro generation.

The *elesplan-m* model considers initial existing power system capacity and the expected remaining lifetime. The Platts database provides power plant capacity data, including location, type and commissioning dates for conventional power plant technologies, so we used it as a primary source [50]. Capacity data for RES power plants are supplemented by data of *EurObserv'ER*, *The Windpower* and *British Petroleum* [51–53].

Further, we apply pan-European GHG emission targets and economic parameters. The following European Union (EU) emission targets depicted in Table 2 are used as constraints for the European power supply system (cf. Eq. (2)).

We assumed no further expansion of nuclear power, hydro power and pumped hydro storage. The hydro power cap is reasonable because it is limited by geophysical conditions, though we do assume that all economically feasible hydro power potential has already been exploited. The constraint on nuclear power is based on the expectation that nuclear power will be phased out in Europe.

Efficiency parameters, capital expenditures (Capex) and fuel cost for components and technologies are listed in Table 3. For the observed period, costs of conventional power generation are increasing, whereas costs of RES-based power generation and storage technologies are falling.

Operational expenditures and lifetime are assumed to remain constant for all *decision years* and are given in Table 4. Additional parameters<sup>2</sup> are presented in the Appendix (cf. Appendix B).

We assume a weighted average cost of capital (WACC) of 6% for mature technologies (coal, OCGT, CCGT, hydro power and pumped hydro storage) and 7% for technologies associated with higher investment risks (wind, PV, nuclear, batteries, PtG, gas storage and transmission).

### 3.4. Sensitivity analysis

We tested the power sector transformation pathways resulting from our study for robustness in a sensitivity analysis. The cost assumptions for power system technologies are key drivers in the model, so we vary these in sensitivity scenarios (see Table 5). An

<sup>2</sup> Lifetime, operational expenditures, efficiencies and energy-to-power ratios for storage technologies; capital expenditures, operational expenditures and transmission efficiency of grid; fuel emission factors.

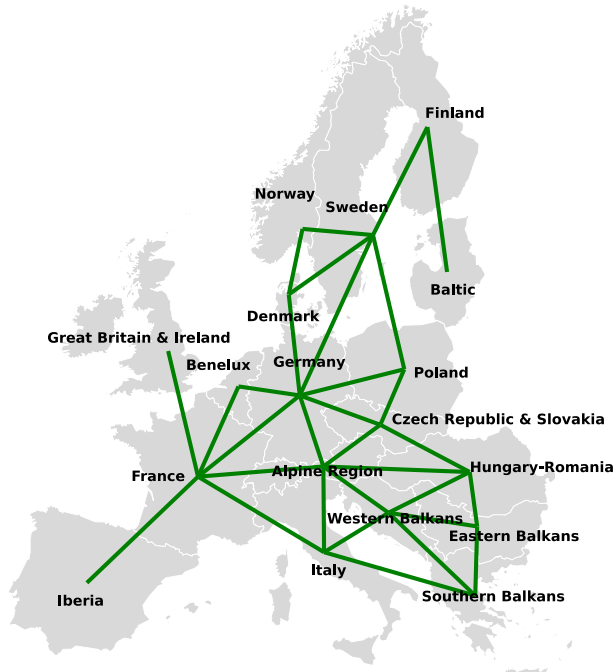


Fig. 2. Map of the 18 target regions considered in *elesplan-m*. Green lines indicate aggregated inter-regional transmission capacity.

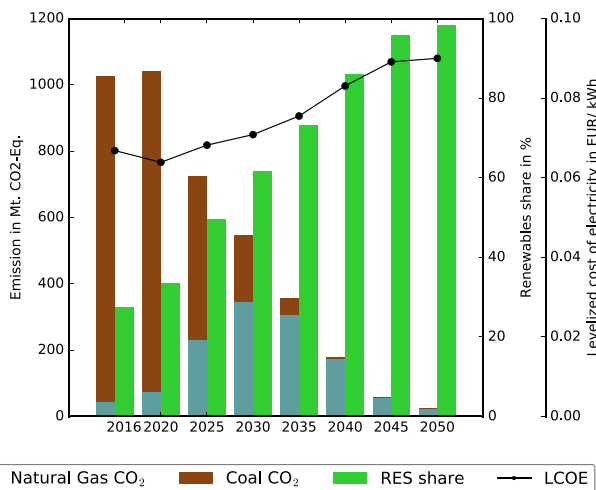


Fig. 3. Total GHG emissions (brown and gray bars (stacked)), average RES share (green) and average LCOE (black line) of Europe's power supply system.

additional sensitivity scenario in which transmission capacity expansion is varied is considered. In the *transmission expansion limit* scenario, we impose a cap on transmission capacity expansion up to twice the initial capacity per line *transmission expansion limit*.

**Table 2**  
EU GHG emission reduction targets in % relative to 1990 levels and in absolute numbers in the power sector from now to 2050 in five-year steps [6].

Year	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
% to 1990	88.7	70.6	49.2	37.1	24.2	12.1	4	1.6
Mt CO <sub>2</sub> eq	1306	1039	724	546	356	178	59	24

## 4. Results – Decarbonization pathway

Our model calculations with *elesplan-m* result in one potential decarbonization pathway for the European power supply system until 2050 that covers all electricity demand expected in the next 35 years.

### 4.1. GHG emissions, RES share and LCOE

In our simulation, the transition of the European power supply system to meet EU mitigation targets results in an increased RES share and increased LCOE. The overall GHG emissions add up to 1024 Mt CO<sub>2</sub> eq in 2016 and fall to 24 Mt CO<sub>2</sub> eq by 2050. During this same period, the European average RES share rises continuously from 27.5% to 98.5%. This is accompanied by a 35% increase of LCOE from 6.7 ctEUR/kWh to 9 ctEUR/kWh (see Fig. 3).

The initial GHG emission limit of 1,306 Mt. CO<sub>2</sub> eq in 2016 [6] is not fully exploited by this cost-optimal power system, as only 1024 Mt CO<sub>2</sub> eq are emitted. After a slight increase to 1039 Mt. CO<sub>2</sub> eq in 2020, GHG emissions fall until the year 2050 – a reduction of 98.4% compared to 1990 GHG emission levels (cf. Fig. 3). The composition of GHG emissions changes during the simulation period. Initially, coal-based power generation has by far the highest share of GHG emissions. With stronger emission targets, more and more conventional generators are converted to gas-fired power plants with lower specific emission values. By 2050, only GHG emissions from burning natural gas can be observed.

### 4.2. Capacities and power generation shares

In 2016, fossil and nuclear power generation technologies represent more than 58% of the 834 GW of installed capacity in Europe and contribute more than 72% to the overall electrical energy production of 3275 TW h. Both total installed capacity and total generation increase over time until they reach 2896 GW and 5968 TW h respectively in 2050. During this period, RES share of installed capacity and generation increase dramatically (see Fig. 4 and 5).

Coal-fired power generation is phased out after 2035, while nuclear is phased out five years later. The nuclear power phase out follows from the assumption that no additional capacity extensions are allowed and therefore all nuclear power plants will have been retired by 2040 in accordance with their expected lifetimes. Coal-fired power generation phase-out is driven by the GHG reduction targets. Even though coal power plant capacity of 109 GW exists until 2050, this is not used. Full-load hours for coal power plants constantly decrease to nearly zero (from 2040, see Table 6).

Declining dispatchable capacity of nuclear and coal-fired power plants is partially compensated by gas-fired power plants. This drives increases in capacity and generation of combined-cycle gas power plants. Beginning in the year 2035, an increasing share of power generation is based on synthetic natural gas (SNG) which is burned in either OCGT or CCGT plants.

RES technologies gradually gain importance during the simulated time frame. Wind power capacity increases 1158% (from 118 GW in 2016 to 1485 GW in 2050); this corresponds to an average annual expansion rate of 40.2 GW/a. Photovoltaic power generation capacity's average annual expansion rate is 24.4 GW/a, increasing 1004% (from 79.7 GW in 2016 to 909 GW in 2050). The sharp increase in renewable power generation means the RES share is greater than 50% from the year 2030 and reaches almost 100% in 2050. In 2050, wind power constitutes the largest share of the power supply with 3805 TW h (63.7%), while PV power supplies 1199 TW h (20.1%). In our simulation, hydro power remains constant – due to the constraint on capacity expansion – with



**Table 3**

Capex of power generation technologies presented in EUR/kW, fuel cost in EUR/MWh<sub>th</sub> and efficiency parameters in %. Costs of storage technologies are specific to their energy capacity and are measured in EUR/kWh. Values of power generation technologies and pumped hydro storage are taken from Ref. [54] except for those for PV, which are taken from Ref. [55]. Battery costs are based on projections for zinc-bromide and molten salt technology and are provided by Ref. [56]. Capex for power-to-gas includes electrolysis, H<sub>2</sub> storage and methanation unit [57].

Technology	Parameter	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Wind	Capex	1381	1349	1316	1286	1256	1226	1198	1170
hline PV	Capex	1300	1000	900	800	780	760	740	730
Hydro power	Capex	3263	3263	3263	3263	3263	3263	3263	3263
Nuclear	Capex	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528
	Fuel	2.3	2.7	3.1	3.9	4.7	5.5	6.7	7.8
	Efficiency	33.2	33.3	33.5	33.7	33.8	34	34.2	34.3
Coal	Capex	1523	1523	1523	1523	1523	1523	1523	1523
	Fuel	6.25	7.05	7.05	7.25	7.65	8	8.4	8.8
	Efficiency	44.75	45.05	45.3	45.55	45.85	46.1	46.35	46.65
CCGT	Capex	870	870	870	870	870	870	870	870
	Efficiency	60.2	60.5	60.7	61	61.2	61.5	61.7	61.9
OCGT	Capex	435	435	435	435	435	435	435	435
	Fuel	24.3	27.0	27.8	28.6	28.2	28.2	27.8	27.4
	Efficiency	39.1	39.2	39.2	39.3	39.4	39.5	39.5	39.6
Pumped hydro storage	Capex	272	272	272	272	272	272	272	272
Batteries	Capex	1192	580	359	319	289	289	289	289
Power-to-gas	Capex	1565	1356	1025	782	703	600	534	522

**Table 4**

Expected lifetimes and opex<sub>fix</sub> for power generation technologies taken from Refs. [54,55,58,59]. Both parameters are provided as static numbers that do not change over the investigated time horizon. Fixed annual operational expenditures opex<sub>fix</sub> are presented relative to the capital expenditures. Assumptions for PtG technology are taken from Ref. [17], except for the efficiency of 55%, which is provided by Ref. [40].

Technology	Lifetime in a	Opex <sub>fix</sub> in %
Wind	25	3.3
PV	25	1.6
CCGT	30	2.5
OCGT	30	3
Nuclear	40	2
Coal	40	2
Hydro power	100	2
Pumped hydro storage	60	1
Power-to-gas	25	4

148.5 GW installed capacity and 538.5 TW h power generation. Its overall share of power generation decreases from 16.6% to 9% due to the increased demand.

4.3. Flexibility technologies and energy storage capacity

While total power generation capacity continuously increases

**Table 5**

Capital expenditures Capex varied in sensitivity analysis: *progressive* (stronger cost reduction of RES technologies), *conservative* (reduced cost reduction of RES technologies) and *storage conservative* (reduced cost reduction of storage technologies). Fixed operating expenditure Opex<sub>fix</sub> is adapted accordingly by applying the same percentage value as in the base scenario (Wind 3.3%, PV 1.6%, PtG 4% except for batteries that have constant Opex<sub>fix</sub> of 1 EUR/kW).

Technology	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Progressive								
Wind	1381	1329	1171	1145	1118	1091	1066	1041
PV	1300	840	686	533	502	471	440	425
Conservative								
Wind	1381	1381	1381	1376	1344	1312	1282	1252
PV	1300	1163	1117	1072	1063	1053	1044	1040
Storage conservative								
Power-to-Gas	1565	1408	1160	977	918	841	791	782
Battery storages	1192	788	643	616	596	596	596	596

Parameters not shown in Tab 5 remain constant in all scenarios.

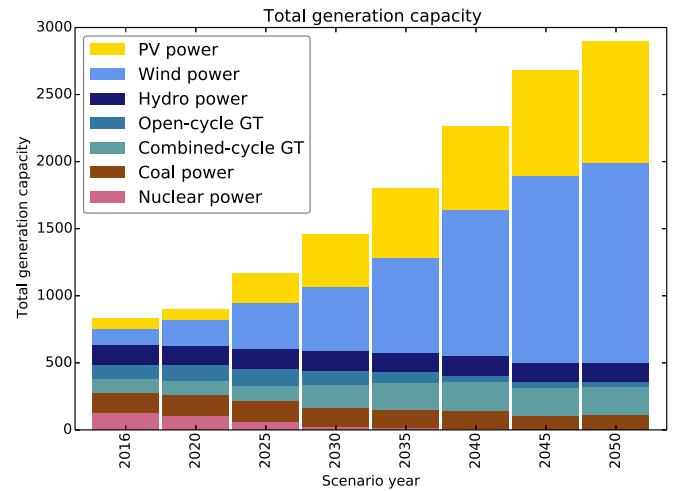


Fig. 4. Total installed capacity by power generation technology in each decision year.

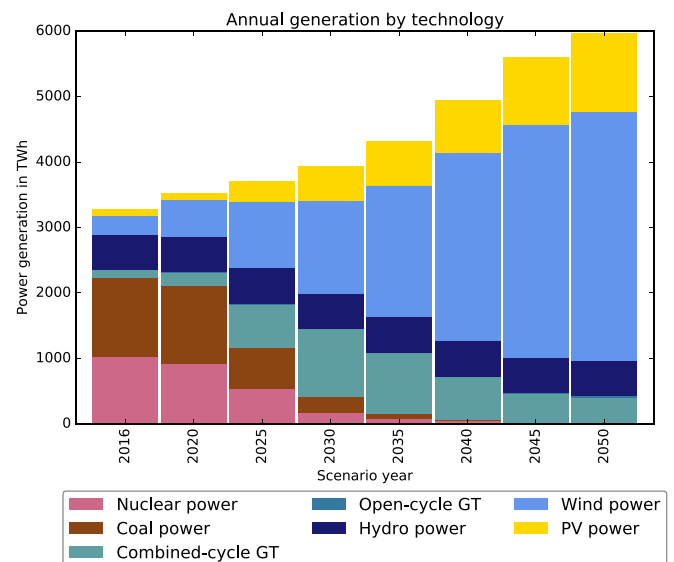


Fig. 5. Power generation by technology in each decision year.

**Table 6**  
Full-load hours of coal-fired power plants over the observed period of time.

Year	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Full-load hours	7981	7458	4043	1740	463	46	30	19

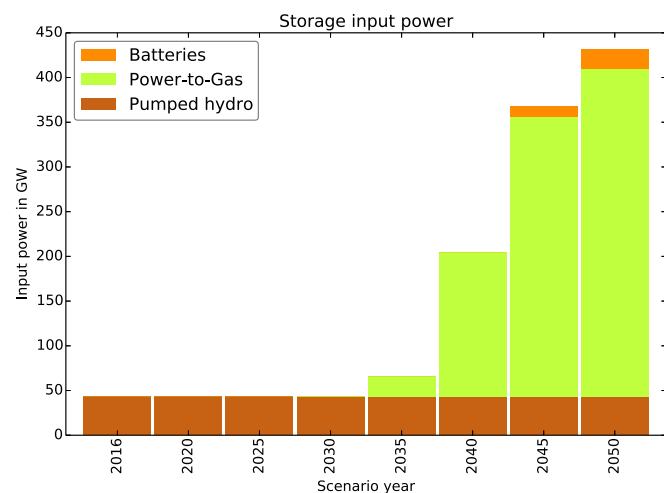
during the simulated time period, dispatchable capacity (gas and coal power plants, batteries and PHS) decreases until the year 2050 (to 400 GW) (cf. Fig. 4 and Fig. 6). Gas-fired power plant technologies' share of dispatchable capacity increases constantly. From 2030 to 2050 a large expansion of gas power plant capacity occurs.

The energy storage technologies – batteries and pumped hydro storage – provide dispatchable capacity as well. Pumped hydro storage provides 43 GW of storage power, which remains constant due to the assumption that PHS capacity will not be expanded. Batteries are introduced in 2045, providing 22.2 GW storage power in 2050. Energy storage technologies provide both positive and negative capacity. Total input power to energy storage is 432 GW in 2050 (367 GW PtG, 43.2 GW pumped hydro storage and 22.2 GW batteries). Power-to-gas is introduced before battery storage systems: In 2035, 23 GW of (electrical) PtG input is required to operate the European power system in a techno-economically optimized way.

The share of generation that is not used to meet immediate demand increases from 22.8 TW h to 1163 TW h in the simulated time period. In 2050, 19.5% of generated electricity is curtailed or irreversibly lost due to efficiency losses within storage or transmission systems. Curtailed electricity accounts for 30.2% of unused power generation, efficiency losses related to PtG processes represent 61.6% and the remaining share of 8.2% results from efficiency losses in transmission, pumped hydro storage and battery systems.

#### 4.4. Regional distribution and transmission

We also analyzed inter-regional transmission capacity with *elesplan-m*. Fig. 2 shows all 31 connections among the 18 target regions. In 2016, 79.5 GW of transmission capacity exist (of which 12.2 GW are newly built), which are expanded to 362 GW by 2050. The largest increase can be observed for the connection between



**Fig. 6.** Input power of energy storage technologies in *elesplan-m*. Pumped hydro storage and batteries have the same input and output power whereas power-to-gas input power is independent of gas storage and re-electrification by gas power plant technologies.

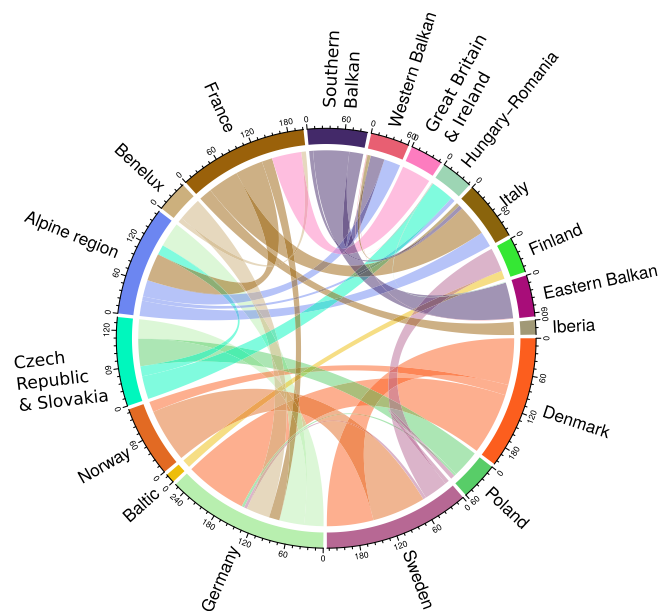
Denmark and Germany with 20 GW (+336%), and between Great Britain and France, also with 20 GW (+344%). In relative terms, the greatest transmission expansion occurs between the Western and Southern Balkans. Here the initial transmission capacity of 0.2 GW in 2016 increases to 9.1 GW in 2050 (+4460%). The next largest transmission capacity expansion in relative terms is between Germany and Sweden (0.61 GW in 2016 to 8.3 GW in 2050, or +1256%). In contrast to the general trend of transmission capacity expansion, a decrease between the Western Balkans and Hungary-Romania (1.2 GW–0.94 GW, –21.6%) and Western and Eastern Balkans (1.35 GW–0.56 GW, –58.2%) is observed.

Looking at the electricity exchange, the annual net energy transmission increases from 188.4 TW h (2016) to 976.7 TW h (2050). Fig. 7 illustrates the direction and amount of power exchange among the interconnected regions for the year 2050. In 2050, the largest annual net exchange is between Denmark and Germany. Denmark is the largest net exporting region in 2050 with total annual net export of 212.2 TW h. Second largest net exporter of electricity is the Southern Balkans (92.5 TW h) followed by France (88.1 TW h), while the largest net importing regions are Sweden (122.7 TW h), Germany (89.6 TW h) and Italy (83.1 TW h). All regions which serve as power hub are located in central Europe (Germany, Alpine countries, Czech Republic & Slovakia) with the exception of Sweden. These regions redistribute power from major suppliers – Denmark and France, for example – to Southern and Eastern European countries.

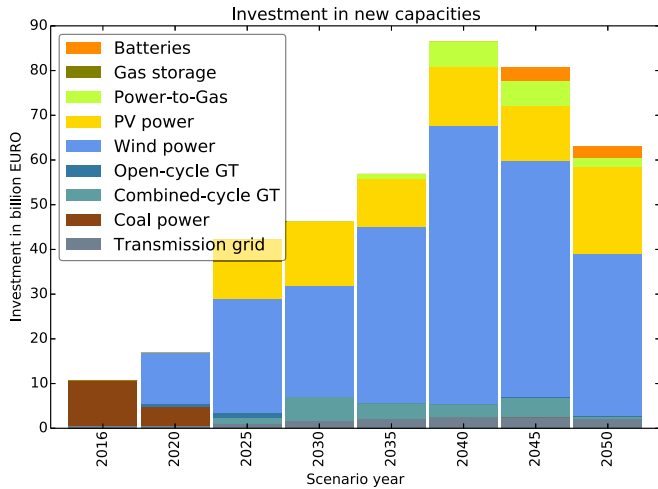
#### 4.5. Investment needs and cost

The total investment in the European power supply system needed to meet the EU GHG mitigation targets is 403 billion EUR until 2050 (cf. Fig. 8). This number includes both new investment and investment in existing plant refurbishment. The average annual investment is 11.85 billion EUR, but investments are not evenly distributed over the full 34-year period. They increase until the period 2036 to 2040, when annual investments peak at 17.1 billion EUR, declining slightly in the following two periods.

All investment periods beyond the year 2016 are dominated by



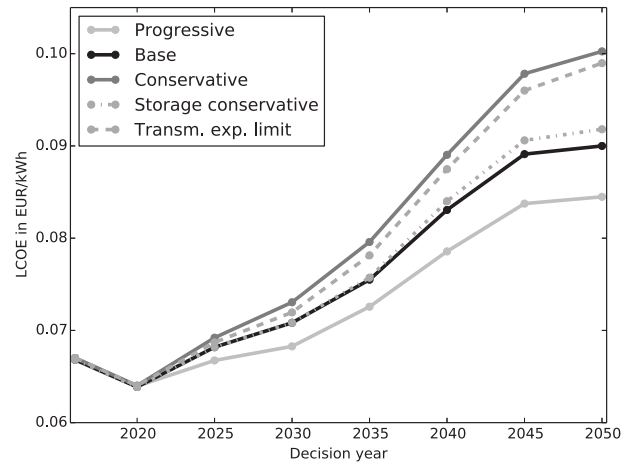
**Fig. 7.** Net power exchange in TWh among the 18 target regions in 2050.



**Fig. 8.** Accumulated investment needs shown for each *decision year*. 2016 (one year of investments), 2020 (four years of investments), 2025 and higher (five years of investments).

expenditures for wind and PV power plants. Beginning with the period 2031 to 2035, investments in flexibility increase, these being distributed between PtG and battery systems and flexible plants such as OCGT and CCGT. Overall, investments in wind power represent the largest share, requiring average annual investments of 9.88 billion EUR/a (335.8 billion EUR in total). Photovoltaic power needs nearly constant investment over the entire period. Compared to power generation and storage capacity, investments in transmission capacity represent only a negligible share of expenditures.

Annualized investment costs combined with operation and maintenance and fuel costs result in the LCOE, which is calculated for each *decision year*. The composition of LCOE changes over time (cf. Fig. 9). At the outset, the major part of LCOE is related to nuclear and fossil-based power generation. Nuclear power plants have high specific power generation costs due to very high related CAPEX. They are gradually substituted with fossil and RES power plants,



**Fig. 10.** LCOE of sensitivity scenarios.

depending upon the GHG emission limits. The LCOE of coal and gas power plants are dominated by fuel expenditures. Wind and PV power account for higher shares of LCOE as the system evolves. The impact of fuel cost on the LCOE decreases and expenses in annuities of RES power generation capacity gain importance. Transmission and storage capacity make up only a small share of LCOE based on the related CAPEX and OPEX.

#### 4.6. Sensitivity analysis

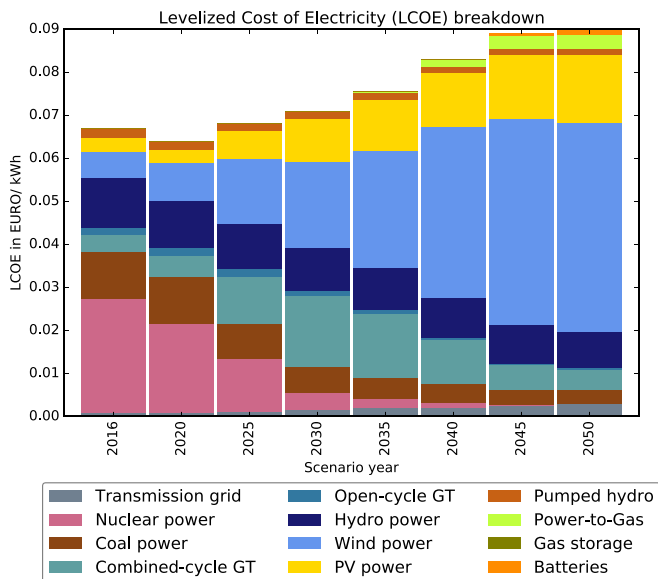
Fig. 10 shows levelized cost of electricity (LCOE) over the full period for each of the scenarios in the sensitivity analysis. The scenario *progressive*, which assumes lower costs for major RES technologies, results in lower overall LCOE. The other three scenarios result in increased costs. The scenarios *conservative* and *storage conservative* result in higher LCOE. The scenario including a cap on transmission capacity expansion (*transmission expansion limit*) drives the system towards solutions based on reduced power exchange which is accompanied by higher LCOE.

### 5. Discussion

Our results have certain particularities. One of them is that GHG emission limits are not fully exploited in 2016. In this *decision year*, calculated emissions of 1024 Mt CO<sub>2</sub> eq are well below the exogenous emissions limit of 1306 Mt CO<sub>2</sub> eq. This can be partially explained by more power generation from nuclear power plants and less coal-based power generation compared to real numbers from 2014 and to the derived anticipations for 2016 [53]. In addition, RES capacity increases for wind and PV have been faster than expected and therefore the GHG emission targets for 2016 may be considered weak. We recommend that policy makers implement dynamic mitigation targets which can be adapted for the single *decision years* according to previous values.

Beginning in 2020, GHG output allowed under the mitigation targets is fully exploited. Lower LCOE in 2020 (as compared to 2016) results from decommissioning of nuclear plants, which have high annualized costs. They are partly substituted by coal plants, which increase GHG emissions until the given limit, and partly by wind and PV power plants.

Our cost-optimal phase-out of coal-fired power generation under the constraint of GHG reduction targets to the year 2040 raises a subsequent issue: until 2040, utilization rates of coal-based power



**Fig. 9.** Cost break-down of European average LCOE for each *decision year*.

generation significantly decrease. Average full load hours of 1740 h/a (in 2030) or even 460 h/a (in 2035) do not provide a viable business case to coal power plant operators, who would struggle to recover their investments. Given this, current long-term investments into coal power plants merit reconsideration, as it seems unlikely they will be allowed to operate long enough to pay them back.

The spatial distribution of resources influences the share of RES in the different regions. According to our model results, the cost-optimal decarbonization pathway for Europe depends on exploiting high-potential RES sites. For example, Great Britain and Denmark provide large amounts of electricity to other regions based on very cost-competitive wind power generation due to excellent wind resources in both countries. In the case of Great Britain, this is limited only by the annual transmission capacity expansion cap of 500 MW per cross-region link. Here, it is important to keep in mind that our results are based on a Europe-wide cost-optimal power system design that does not respect the individual interests of single countries. Considering countries' individual interests, which might manifest themselves in limits such as a limit on the maximum amount of annual net imported electricity, would probably result in higher overall costs and different distributions of power generation sites and transmission capacities, as our sensitivity scenario *transmission expansion limit* suggests.

Finally, we found that PHS at current capacity levels is sufficient to achieve large-scale fluctuating RES integration up to 70% coverage of demand. Afterwards, additional storage capacity is required. We identified PtG as the techno-economically most viable technology. Batteries are competitive beginning in 2045. The main advantage of PtG-based energy storage compared to batteries is the decoupling of input power, storage capacity and output power. Despite this, batteries may prove competitive decades earlier than revealed by our modeling results, provided they are used for grid stability and balancing services. Such services, which we did not simulate, can be provided by batteries (see Resch et al. [60]). Our chosen temporal resolution, with 1 h increments and the aggregated simulation of power generation and transmission capacity, does not allow us to study the impact of storage systems on grid stability, frequency and voltage levels.

Even with higher storage costs as in the *storage conservative* sensitivity scenario the capacities – especially of PtG – remain very high. This underlines the need for a flexible medium and long-term energy storage system to integrate large amounts RES-based generation.

Our model *elesplan-m* is not without limitations, of course. The representation of the transmission grid is highly simplified. Aggregated inter-region transmission capacity does not account for real length and endpoints in the countries. Moreover, the whole national grid and underlying lower voltage level grids are not reflected in this model. This may cause the model to underestimate costs related to the investments in grid capacity associated with the decarbonization of Europe's electrical power system. The chosen temporal resolution of 1-h increments accounts for some characteristics of power generation based on fluctuating RES, but some important aspects cannot be described. Our results do not resolve power system behavior at finer temporal scales (e.g. voltage and frequency issues). In addition, technological and economic input parameters are aggregated for all regions and could be further refined in follow-up studies.

Despite these limitations, our results are similar to those from comparable studies. Haller et al. found a comparable cost-optimal generation mix for the year 2050 to achieve GHG reduction of –90% at similar LCOE. As they considered North African countries linked to the European transmission system, more solar power

generation is suggested than in our simulations. Nevertheless, regions with excellent wind resources are identified as major net exporting regions as well [24]. Our contribution is to precisely show the potential of PtG in a power supply system based on large shares of fluctuating RES.

The results published by Fürsch et al. are comparable to our findings for the period between the *decision years* 2035 and 2040 with respect to reduction targets and RES shares [27]. Their power system for 2050 is comprised of significant shares of coal, nuclear and gas-based power generation. Photovoltaic power generation plays a minor role but concentrated solar power (CSP) a larger one. In comparison, our results show longer operating times for gas power plants. This is due both to their dual function as a reconversion unit of synthetic natural gas from PtG to electricity and the low specific GHG emissions for natural gas.

## 6. Conclusions

Our research work was driven by two main questions: How can the decarbonization pathway of Europe's power supply system be modeled, and what is the techno-economically optimized transition pathway for meeting EU GHG emission targets until 2050? We found answers to both questions.

First, a review of power system models showed that different options exist to simulate decarbonization pathways. As none of the presented options could meet all the requirements for our study, we applied our own tool *elesplan-m*. This tool includes all major power generation and storage technologies as well as transmission capacity to reflect inter-regional power exchange. Due to its flexible spatial resolution it was possible to integrate 18 single European regions within the multi-region framework of *elesplan-m*. The *elesplan-m* software enables short-term (hourly increments) and long-term (investment period of 34 years) modeling and analyses, which was one of our stated requirements. Additionally, GHG emission constraints can be set within *elesplan-m* which is essential for simulating decarbonization pathways.

Finding *elesplan-m* suitable for our modeling task, we applied it to identify the least-cost decarbonization pathway. The results suggest that EU's reduction targets could be achieved by investing 403 billion EUR until 2050. This would lead to an energy supply system which is mainly dominated by wind power (1485 GW) and PV (909 GW) which are supported by 150 GW hydro power and 244 GW gas power capacity. In addition, 432 GW of storage and 362 GW of transmission capacity are required to temporally and spatially distribute electricity. While the overall GHG emissions decrease from 1024 to 24 Mt CO<sub>2</sub> eq per year, the LCOE increases from 6.7 to 9 ctEUR/kWh.

Our analysis revealed a techno-economically optimized decarbonization pathway along eight *decision years*. This allows all involved public and private-sector stakeholders to imagine not only the final configuration of a decarbonized energy supply system for Europe, but also to influence and understand the steps necessary to achieve it in a cost-efficient manner.

## Acknowledgments

This work was financed in part through a fellowship funded by the Reiner Lemoine-Stiftung. The author would like to thank Uwe Krien for the great collaboration in energy system model development and fruitful discussion. The valuable feedback of anonymous reviewers is kindly acknowledged. In addition, the author would like to thank Stephen Bosch, Miriam Leich and Jan Christlieb for their careful editing and proofreading. The applied power system model *elesplan-m* is built on a predecessor of the *open energy*

modelling framework – oemof<sup>3</sup>.

## Nomenclature

### Indices

$I$	power plant, energy storage, transmission grid technologies
$J$	fuels
$L$	transmission lines
$R$	regions
$T$	time steps

### Decision variables

$E_{curtail,r,t}$	Curtailment
$E_{demand,r,t}$	electricity demand
$E_{gen,i,r,t}^{elec}$	Power generation
$E_{fos.gas,r,t}^i$	gas flow of natural gas
$E_{fos.gas,r,t}$	total fossil gas consumption
$E_{fuel,j,r,t}$	Fuel consumption
$E_{storage,gas,r,t}^{discharge}$	gas storage discharge
$E_{storage,gas,r,t}^{charge}$	gas storage charge
$E_{gen,i,r,t}^{volatile}$	Power generation of RES
$E_{gen,PtG,r,t}^{syn.gas}$	SNG production
$E_{PtG,r,t}^{in}$	electrical power PtG (input)
$E_{syn.gas,r,t}^i$	gas flow of SNG
$E_{storage,i,r,t}^{discharge}$	storage discharge
$E_{storage,i,r,t}^{charge}$	storage charge
$E_{trans,r,t}$	transmission balance
$E_{trans,in,l,t}$	incoming transmission power
$E_{trans,out,l,t}$	outgoing transmission power
$P_{cap,new,i,r}$	Name plate capacity (new)
$P_{inst,PtG,r,t}$	Name plate capacity PtG
$P_{storage,i,r}^{cap}$	capacity of storage
$P_{inst,trans,l}$	Capacity transmission line
$SoC_{storage,i,r,t}$	state of charge

### Parameters

$Capex_{i,r}$	Capital expenditures
$CRF_i$	Capital recovery factory
$cost_{fuel,j,r,t}$	fuel cost
$E/P_{storage}^{pin}$	energy to power ratio (charge)
$E/P_{storage,i}^{pout}$	energy to power ratio (discharge)
$\eta_i$	efficiency of power plant
$\eta_{storage,i}^{out}$	discharge efficiency
$\eta_{storage,i}^{in}$	charge efficiency
$\eta_l$	transmission efficiency
$k_{feedin,i,r,t}$	normalized power generation
$n$	lifetime
$Opex_{fix,i,r}$	Fix operational expenditures
$Opex_{var,j,r}$	Variable operational expenditures
$P_{cap,exist,i,r}$	Name plate capacity (existing)
$z$	interest rate
$\sigma_i$	GHG emissions 1 kW capacity
$\rho_i$	GHG emissions 1 kW h generation

$\Upsilon$  annual allowed GHG emissions

### Acronyms

SEE	South-East Europe
EU	European Union
GHG	greenhouse gas
RES	renewable energy sources
<i>elesplan-m</i>	European long-term electricity system planning model
PV	photovoltaic
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
crf	capital recovery factor
CCGT	combined cycle gas turbine
OCGT	open cycle gas turbine
SNG	synthetic natural gas
PtG	Power-to-Gas
SoC	state of charge
Capex	capital expenditures
$Opex_{fix}$	operational expenditures
LCOE	levelized cost of electricity
WACC	weighted average cost of capital
CCS	carbon capture and storage
PHS	pumped hydro storage

## Appendix A. Model equations

### Appendix A.1. RES power generation

RES based power generation modeling is based on predefined normalized time-series of feed-in, the preparation of which is described in section 3.3. Parameter  $k_{feed-in,i,r,t}$  of equation (A.1) reflect hourly normalized power feed-in.

$$E_{gen,i,r,t}^{volatile} = k_{feed-in,i,r,t} \cdot (P_{cap,exist,i,r} + P_{cap,new,i,r}) \quad (A.1)$$

### Appendix A.2. Thermal power plants

Power generation of a dispatchable power plant technology is constrained by its nameplate capacity. This capacity is composed of two terms: the current existing power plant capacity  $P_{cap,exist,i,r}$  plus the capacity of its expansion  $P_{cap,new,i,r}$  (refer equation (A.2)).

$$E_{gen,i,r,t}^{elec} \leq (P_{cap,exist,i,r} + P_{cap,new,i,r}) \quad (A.2)$$

Coal and gas power plants are modeled slightly differently with respect to fuel consumption. Coal power plants fuel consumption is described by Equation (A.3).

$$E_{gen,i,r,t}^{elec} = \eta_i \cdot E_{fuel,j,r,t} \quad (A.3)$$

Two gas power plant technologies represented in *European long-term electricity system planning model (elesplan-m)* (combined cycle gas turbine (CCGT) and open cycle gas turbine (OCGT)) are modeled analogously, differing only in their efficiency and cost parameters. The natural gas and SNG feeding the gas power plants is differentiated in order to assess shares of fossil- and RES-based power generation. As shown in equation (A.4) gas power plants are modeled with a static efficiency.

$$E_{gen,i,r,t}^{elec} = \eta_i \cdot (E_{syn.gas,r,t}^i + E_{fos.gas,r,t}^i) \quad (A.4)$$

<sup>3</sup> oemof is an open source energy system modelling framework. For more details, see <https://oemof.wordpress.com>. Collaboration is welcome on <https://github.com/oemof/oemof>.

### Appendix A.3. Energy storage technologies

Energy storage technologies in *elesplan-m* are modeled using generic energy storage constraints. This is applied to battery-electric storage, pumped hydro storage and to gas storage as part of the PtG unit (see section Appendix A.4). A specific type of model for both types of storage technology is generated by applying a specific parameter set to the generic energy storage model. The energy storage model considers state of charge (SoC) conservation, charge and discharge efficiency.

$$\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t} = \text{SoC}_{\text{storage},i,r,t-1} - \frac{E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{discharge}}}{\eta_{\text{storage},i}^{\text{out}}} + E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{charge}} \cdot \eta_{\text{storage},i}^{\text{in}} \quad (\text{A.5})$$

Equation (A.5) describes SoC conservation in energy storage under consideration of storage charge and discharge processes. Based on the SoC of the last time-step  $\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t-1}$  the current SoC is calculated according to the charge or discharge efficiency.

To obtain consistent results from a model run, a suitable start value for  $\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t=1}$  has to be defined. This is achieved by setting  $\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t=1}$  equal to the SoC of the last time step. Equation (A.6) is derived from equation (A.5) and only applied on the first time step of a model run. It sets the initial SoC to the value of the last time step of the model run respecting charge and discharge of storage.

$$\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t=1} = \text{SoC}_{\text{storage},i,r,t=8760} - \frac{E_{\text{storage},i,r,t=1}^{\text{discharge}}}{\eta_{\text{storage},i}^{\text{out}}} + E_{\text{storage},i,r,t=1}^{\text{charge}} \cdot \eta_{\text{storage},i}^{\text{in}} \quad (\text{A.6})$$

The parameter  $E/p_{\text{storage}}^{\text{in, out}}$  represents the ratio of the amount of energy that can be stored to the maximum input/output power of the energy storage. Discharge  $E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{discharge}}$  is bounded by the output power (energy storage's capacity  $P_{\text{storage},i,r}^{\text{cap}}$  divided by  $E/p_{\text{storage},i}^{\text{out}}$ ) as shown in Equation (A.7).

$$E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{discharge}} \leq \frac{P_{\text{storage},i,r}^{\text{cap}}}{E/p_{\text{storage},i}^{\text{out}}} \quad (\text{A.7})$$

Storage discharge is further limited by the energy currently in storage. Equation (A.8) reflects this relationship under consideration of discharge efficiency  $\eta_{\text{storage},i}^{\text{out}}$ .

$$E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{discharge}} \leq \text{SoC}_{\text{storage},i,r,t} \cdot \eta_{\text{storage},i}^{\text{out}} \quad (\text{A.8})$$

Analogously to discharge (see Eq. (A.7)) the charging power is constrained as described in Equation (A.9).

$$E_{\text{storage},i,r,t}^{\text{charge}} \leq \frac{P_{\text{storage},i,r}^{\text{cap}}}{E/p_{\text{storage},i}^{\text{in}}} \quad (\text{A.9})$$

Equation (A.10) constraints the current charging level  $\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t}$  to the energy storage capacity  $P_{\text{storage},i,r}^{\text{cap}}$ . This prevents the model from overcharging energy storage.

$$\text{SoC}_{\text{storage},i,r,t} \leq P_{\text{storage},i,r}^{\text{cap}} \quad (\text{A.10})$$

### Appendix A.4. Power-to-Gas

In *elesplan-m*, PtG technology is assumed to serve as long-term energy storage (days to months). Power-to-gas comprises electrolysis and methanation to convert electricity to SNG and gas storage to retain produced gas. It is described in detail by Götz et al. [40]. This paper reduces the representation to an electricity-to-gas converter (covering both processes) and gas storage. Both gas power plant technologies are applied for re-electrification of produced SNG.

The PtG converter is modeled as a thermal power plant. Equation (A.11) describes conversion efficiency of electricity to SNG conversion.

$$E_{\text{gen, PtG},r,t}^{\text{syn. gas}} = \eta_{\text{PtG}} \cdot E_{\text{PtG},r,t}^{\text{in}} \quad (\text{A.11})$$

Equation (A.12) describes maximum SNG production capacity, which is limited by the nominal capacity of the PtG converter.

$$E_{\text{gen, PtG}}^{\text{syn. gas},r,t} \leq P_{\text{inst, PtG},r} \quad (\text{A.12})$$

The model *elesplan-m* uses an internal gas bus to balance SNG production, storage and conversion in the gas power plants. This bus is represented by equation (A.13). The left-hand side describes feed-in to the bus, the right-hand side the consumers of SNG.

$$E_{\text{gen, PtG},r,t}^{\text{syn. gas}} + E_{\text{storage, gas},r,t}^{\text{discharge}} = E_{\text{syn. gas},r,t}^{\text{OCGT}} + E_{\text{syn. gas},r,t}^{\text{CCGT}} + E_{\text{storage, gas},r,t}^{\text{charge}} \quad (\text{A.13})$$

The gas power plants are able to convert natural gas as well as SNG. Equation (A.14) describes how both types of gas flows are represented in *elesplan-m*.

$$E_{\text{fos. gas},r,t} = E_{\text{fos. gas},r,t}^{\text{OCGT}} + E_{\text{fos. gas},r,t}^{\text{CCGT}} \quad (\text{A.14})$$

### Appendix A.5. Transmission system

Transmission of power between regions in *elesplan-m* is modeled by a coarse representation of European international electricity trading capacity. Single transmission lines connecting regions or countries are aggregated to representative transmission capacity between two regions. Equation (A.15) applies Kirchhoff's current law to ensure flow conservation at each node.

$$E_{\text{trans},r,t} = \sum_l (\eta_l \cdot E_{\text{trans, out},l,t} - E_{\text{trans, in},l,t}) \quad (\text{A.15})$$

Transmission losses are accounted for in equation (A.15), which includes transmission efficiency  $\eta_l$ . Equation (A.16) guarantees that flow on transmission lines does not exceed nominal capacity.

$$E_{\text{trans, out},l,t} - E_{\text{trans, in},l,t} \leq P_{\text{inst, trans},l} \quad (\text{A.16})$$

Investment models including the transmission grid tend to exploit regions with high energy potential and therefore dramatically extend transmission capacity. This does not reflect lessons learned from the recent decades of transmission grid planning in Europe. To limit annual transmission grid expansion rates to reasonable levels, a further constraint is introduced (refer Equation (A.17)).

$$P_{\text{inst. new, trans},l} \leq \rho_{\text{trans. exp. cap}} \quad (\text{A.17})$$

## Appendix A.6. Misc

Capital recovery factor  $CRF_i$  is applied to determine annuities of investments based on interest rate  $z$  and lifetime  $n$ .

$$CRF_i = \frac{z \cdot (1+z)^n}{(1+z)^n - 1} \quad (\text{A.18})$$

## Appendix B. input data

**Table B.7**

Parameters electrochemical energy storage technologies taken from Ref. [56]. Parameters for gas storage are obtained from Refs. [61,40]. Lifetime and  $opex_{fix}$  is based on our own estimates.

Parameter	Battery	Gas storage	PHS	Unit
Lifetime	10	50	60	a
$Opex_{fix}$	1	2	2.5	EUR/ kWh <sub>cap</sub>
Efficiency $\eta_{in}$	89.44	100	86.6	%
Efficiency $\eta_{out}$	89.44	100	86.6	%
Max. discharge/charge	6	1	8	h

**Table B.8**

Parameters of transmission system. All presented parameters from Ref. [55].

Parameter	Value	Unit
NTC expansion cost (Capex)	882	EUR/(kW·km)
O&M cost ( $Opex_{fix}$ )	0.6	% of investment
Losses	1.6	% of power flow

**Table B.9**

GHG emission factors for different fuels.

Fuel	Emission factor in kg/kWh <sub>th</sub>	Source
Coal	0.361	[62]
Natural gas	0.204	[62]
Uranium	0	[63]

## Appendix C. List of countries

**Table C.10**

Countries represented by defined regions that are used in *elesplan-m*

Region name	Countries
Alpine region	Austria, Switzerland, Liechtenstein
Baltic	Estonia, Latvia, Lithuania
Benelux	Belgium, Luxembourg, Netherlands
Czech republic & Slovakia	Czech republic, Slovakia
Denmark	Denmark
Eastern Balkans	Bulgaria, Kosovo, Serbia
Finland	Finland
France	France, Monaco
Germany	Germany
Great Britain & Ireland	Great Britain, Ireland
Hungary-Romania	Hungary, Romania
Iberia	Andorra, Portugal, Spain
Italy	Italy, San Marino, Vatican state
Poland	Poland
Norway	Norway
Southern Balkans	Albania, Greece, Macedonia
Sweden	Sweden
Western Balkans	Bosnia & Herzegovina, Croatia, Montenegro, Slovenia

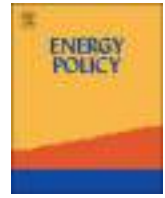
## References

- [1] Kyoto UNFCCC, Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, December 1997. [http://unfccc.int/essential\\_background/kyoto\\_protocol/items/1678.php](http://unfccc.int/essential_background/kyoto_protocol/items/1678.php). accessed June 15 2015.
- [2] T. Boden, G. Marland, R. Andres, Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO<sub>2</sub> Emissions, 2010.
- [3] IPCC, Synthesis Report, Tech. Rep. November, 2007. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Synthesis+Report#2>.
- [4] UNFCCC Secretariat, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1 – United Nations Framework on Climate Change Paris Agreement, 2015. <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf>.
- [5] EU Climate Action, 2016. [http://ec.europa.eu/clima/citizens/eu/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/citizens/eu/index_en.htm). accessed on February 18 2016.
- [6] European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (COM(2011) 112 Final/2) – a Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050, May 2011. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>. accessed June 15 2015.
- [7] J.C. van den Bergh, F.R. Bruinsma, Managing the Transition to Renewable Energy: Theory and Practice from Local, Regional and Macro Perspectives, Edward Elgar Publishing, 2008.
- [8] C. Bussar, M. Moos, R. Alvarez, P. Wolf, T. Thien, H. Chen, Z. Cai, M. Leuthold, D.U. Sauer, A. Moser, Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100-% renewable energy generation, Energy Procedia 46 (2014) 40–47. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.156>, 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001726>.
- [9] T. Aboumahboub, K. Schaber, P. Tzschentschler, T. Hamacher, Optimal configuration of a renewable-based electricity supply sector, WSEAS Trans. Power Syst. 2 (5) (2010) 120–129. <http://www.wseas.us/e-library/transactions/power/2010/89-612.pdf>.
- [10] H. Lund, Renewable Energy Systems: a Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions, Elsevier Science, 2014. <https://books.google.de/books?id=5yauAgAAQBAJ>.
- [11] S. Pfenninger, A. Hawkes, J. Keirstead, Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges, Renew. Sustain. Energy Rev. 33 (0) (2014) 74–86. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000872>.
- [12] J. Després, N. Hadjsaid, P. Criqui, I. Noirot, Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: reconsidering the typology of energy modelling tools, Energy 80 (0) (2015) 486–495. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.005>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214013620>.
- [13] G. Pleßmann, M. Erdmann, M. Hlusiak, C. Breyer, Global energy storage demand for a 100 % renewable electricity supply, Energy Procedia 46 (2014) 22–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.154>. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610214001702>.
- [14] C. Möller, B. Müller, J. Meiss, M. Hlusiak, C. Breyer, M. Kastner, J. Twele, Transforming the electricity generation of the Berlin-Brandenburg region, Germany, Renew. Energy 72 (2014) 39–50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.042>.
- [15] C. Breyer, B. Müller, Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, 2013. Tech. rep.
- [16] International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook, 2013.
- [17] M. Jentsch, T. Trost, M. Sterner, Optimal use of power-to-gas energy storage systems in an 85Scenario, Energy Procedia 46 (2014) 254–261. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.180>. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610214001969>.
- [18] M. Welsch, M. Howells, M.R. Hesamzadeh, B. Ó Gallachóir, P. Deane, N. Strachan, M. Bazilian, D.M. Kammen, L. Jones, G. Strbac, et al., Supporting security and adequacy in future energy systems: the need to enhance long-term energy system models to better treat issues related to variability, Int. J. Energy Res. 39 (3) (2015) 377–396.
- [19] G. Haydt, V. Leal, A. Pina, C.A. Silva, The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models, Renew. Energy 36 (11) (2011) 3068–3074. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.028>.
- [20] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen, M. Leahy, A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, Appl. Energy 87 (4) (2010) 1059–1082. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909004188>.
- [21] T. Aboumahboub, K. Schaber, U. Wagner, T. Hamacher, On the CO<sub>2</sub> emissions of the global electricity supply sector and the influence of renewable power-modeling and optimization, Energy Policy 42 (2012) 297–314. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.088>.
- [22] K. Schaber, F. Steinke, T. Hamacher, Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: who benefits where? Energy Policy 43 (2012) 123–135. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.040>.

- [23] M. Haller, S. Ludig, N. Bauer, Bridging the scales: a conceptual model for coordinated expansion of renewable power generation, transmission and storage, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (5) (2012) 2687–2695, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.080>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001128>.
- [24] M. Haller, S. Ludig, N. Bauer, Decarbonization scenarios for the (EU) and (MENA) power system: considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation, *Energy Policy* 47 (0) (2012) 282–290, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512003746>.
- [25] P. Nahmmacher, E. Schmid, B. Knopf, Documentation of LIMES-eu-a Long-term Electricity System Model for Europe, 2014.
- [26] S. Ludig, M. Haller, E. Schmid, N. Bauer, Fluctuating renewables in a long-term climate change mitigation strategy, *Energy* 36 (11) (2011) 6674–6685, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.08.021>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211005512>.
- [27] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jägemann, S. Nagl, D. Lindenberger, E. Tröster, The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050, *Appl. Energy* 104 (0) (2013) 642–652, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.050>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912008537>.
- [28] C. Jägemann, M. Fürsch, S. Hagspiel, S. Nagl, Decarbonizing Europe's power sector by 2050? Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways, *Energy Econ.* 40 (2013) 622–636, <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.019>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988313001928>.
- [29] J. Richter, DIMENSION - a Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets, EWI Working Papers 2011-3, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Aug 2011. [https://ideas.repec.org/p/ris/ewikln/2011\\_003.html](https://ideas.repec.org/p/ris/ewikln/2011_003.html).
- [30] S. Becker, R.A. Rodríguez, G.B. Andresen, S. Schramm, M. Greiner, Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply, *Energy* 64 (2013) 404–418 arXiv:arXiv:1307.1723v1.
- [31] J. H. Merrick, On Representation of Temporal Variability in Electricity Capacity Planning Models.
- [32] Y. Scholz, Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe, Ph.D. thesis, Universität Stuttgart, Holzgartenstr. 16, 70174 Stuttgart, 2012, <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2012/7635>.
- [33] C. Bussar, P. Stöcker, Z. Cai, L. Moraes, R. Alvarez, H. Chen, C. Breuer, A. Moser, M. Leuthold, D. Sauer, Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050, *Energy Procedia* 73 (2015) 145–153, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.662>.
- [34] M. Rasmussen, G. Bruun Andresen, M. Greiner, Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system, *Energy Policy* 51 (2012) 642–651, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.009>.
- [35] R.A. Rodríguez, S. Becker, M. Greiner, Cost-optimal design of a simplified, highly renewable pan-European electricity system, *Energy* 83 (0) (2015) 658–668, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.066>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215002212>.
- [36] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, T. Vogt, C. Agert, Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: the role of storage, *Renew. Energy* 75 (0) (2015) 14–20, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.028>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811400593X>.
- [37] H. Lund, B.V. Mathiesen, The role of carbon capture and storage in a future sustainable energy system, *Energy* 44 (1) (2012) 469–476.
- [38] I.B. Kogelschatz, Potential für kraftwerke mit kohlendioxidrückhaltung aus systemperspektive, *Z. Energiewirtschaft* 34 (1) (2010) 29–37.
- [39] T. Zoss, E. Dace, D. Blumberga, Modeling a power-to-renewable methane system for an assessment of power grid balancing options in the baltic states' region, *Appl. Energy* 170 (2016) 278–285.
- [40] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. M. Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable Power-to-Gas: a Technological and Economic Review, *Renewable Energy*.
- [41] G. Reiter, J. Lindorfer, Evaluating CO<sub>2</sub> sources for power-to-gas applications—a case study for Austria, *J. CO<sub>2</sub> Util.* 10 (2015) 40–49.
- [42] Gurobi Optimization, Inc, Gurobi Optimizer Reference Manual, Version 6.0, 2015. <http://www.gurobi.com/documentation/6.0/refman.pdf>. accessed January 13 2016.
- [43] Entso-E, Indicative Values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe, 2011. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf). accessed August 25 2014.
- [44] ENTSO-E, Hourly Load Values of a Specific Country for a Specific Month, 2012. <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>. accessed September 9 2014.
- [45] Paul W. Stackhouse, C.H. Whitlock, Surface Meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0, 2008. <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [46] T. Huld, M. Sári, E.D. Dunlop, Geographical variation of the conversion efficiency of crystalline silicon photovoltaic modules in Europe, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 16 (2008) 595–607, <http://dx.doi.org/10.1002/pip.846>.
- [47] ENTSO-E, Detailed monthly production for all countries, <https://www.entsoe.eu/db-query/production/monthly-production-for-all-countries>, accessed on February 15 2016.
- [48] Eurostat, Statistical Office of the European Union, Electricity Generated from Hydro Power (Tsdc330), 2012. <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=ten00081&language=en>. accessed February 16 2016.
- [49] Bundesamt für Energie (BFE) Sektion Wasserkraft, Wasserkraftanlagen der Schweiz Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionsleistung, [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_536316341.pdf](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_536316341.pdf), accessed on February 16 2016.
- [50] Platts, World Electric Power Plants Database, 2012.
- [51] EurObserver, Interactive EurObserver Database, 2015. [http://observer.cartajour-online.com/Interface\\_Standard/cart@jour.phtml?NOM\\_PROJET=barosig&NOM\\_USER=&Langue=Langue2&Login=OK&Pass=OK](http://observer.cartajour-online.com/Interface_Standard/cart@jour.phtml?NOM_PROJET=barosig&NOM_USER=&Langue=Langue2&Login=OK&Pass=OK). accessed June 17 2015.
- [52] M. Pierrot, The Wind Power, 2015. [http://www.thewindpower.net/country\\_list\\_en.php](http://www.thewindpower.net/country_list_en.php). accessed July 17 2015.
- [53] British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy June 2014, 2014. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>.
- [54] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch, C. von Hirschhausen, Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Tech. Rep., DIW, 2013.
- [55] F. Zickfeld, A. Wieland, J. Blohmke, M. Sohm, A. Yousef, M. Pudlik, M. Ragwitz, F. Sensfuß, Desert Power 2050-Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA, Tech. Rep., Dii Renewable energy bridging continents, München, 2012.
- [56] T. Brinsmead, P. Graham, J. Hayward, E. Ratnam, L. Reedman, Future Energy Storage Trends – an Assessment of the Economic Viability, Potential Uptake and Impacts of Electrical Energy Storage on the NEM 2015–2035, Tech. Rep., CSIRO, 2015 report No. EP155039.
- [57] C. Baumann, K. Geschermann, P.J. Steffens, M. Stötzel, J. Hüttenrauch, G. Müller-Syring, W. Köppel, Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie Benefit of Smart Grid Concepts under the Consideration of Power-to-Gas-Technology, 2014. [http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3\\_03\\_12.pdf](http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3_03_12.pdf).
- [58] V. PowerTech, Investment and Operation Cost Figures—generation Portfolio, 2012. [https://www.vgb.org/vgbmultimedia/LCOE\\_Final\\_version\\_status\\_09\\_2012-p-5414.pdf](https://www.vgb.org/vgbmultimedia/LCOE_Final_version_status_09_2012-p-5414.pdf).
- [59] B. Knopf, P. Nahmmacher, E. Schmid, The European renewable energy target for 2030 – an impact assessment of the electricity sector, *Energy Policy* 85 (0) (2015) 50–60, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.010>. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515002037>.
- [60] M. Resch, J. Bühler, H. Huyskens, A. Sumper, Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen, in: 30. Symp. Photovoltaische Solarenergie, no. March, OTTI e.V., 2015, p. 37, <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.1.1308.9123>.
- [61] Federal Energy Regulatory Commission, Current State of and Issues Concerning Underground Natural Gas Storage, Tech. Rep., Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D. C., 2004. <http://www.ferc.gov/eventcalendar/files/20041020081349-final-gs-report.pdf>.
- [62] A. Herold, Comparison of CO<sub>2</sub> Emission Factors for Fuels used in GREENHOUSE Gas Inventories and Consequences for Monitoring and Reporting Under the EC Emissions Trading Scheme, 2003, pp. 1–23. ETC/ACC technical paper 10.
- [63] European Commission, The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform – a Vision Report, Tech. Rep., European Commission, 2007.



**3.4. COMPARING POLICY ROUTES FOR LOW-CARBON  
POWER TECHNOLOGY DEPLOYMENT IN EU – AN ENERGY  
SYSTEM ANALYSIS**



# Comparing policy routes for low-carbon power technology deployment in EU – an energy system analysis



Sofia Simoes\*, Wouter Nijs, Pablo Ruiz, Alessandra Sgobbi<sup>1</sup>, Christian Thiel

*Institute for Energy and Transport-Joint Research Centre of the European Commission, Westerduinweg 3, 1755 LE Petten, The Netherlands*

## ARTICLE INFO

**Keywords:**  
Power sector  
Low-carbon  
Energy system model  
TIMES  
EU28  
Energy technology policy

## ABSTRACT

The optimization energy system model JRC-EU-TIMES is used to support energy technology R & D design by analysing power technologies deployment till 2050 and their sensitivity to different decarbonisation exogenous policy routes. The policy routes are based on the decarbonised scenarios of the EU Energy Roadmap 2050 combining energy efficiency, renewables, nuclear or carbon capture and storage (CCS). A "reference" and seven decarbonised scenarios are modelled for EU28. We conclude on the importance of policy decisions for the configuration of the low carbon power sector, especially on nuclear acceptance and available sites for new RES plants. Differently from typical analysis focussing on technology portfolio for each route, we analyse the deployment of each technology across policy routes, for optimising technology R & D. R & D priority should be given to those less-policy-sensitive technologies that are in any case deployed rapidly across the modelled time horizon (e.g. PV), but also to those deployed up to their technical potentials and typically less sensitive to exogenous policy routes. For these 'no regret' technologies (e.g. geothermal), R & D efforts should focus on increasing their technical potential. For possibly cost-effective technologies very sensitive to the policy routes (e.g. CSP and marine), R & D efforts should be directed to improving their techno-economic performance.

## 1. Introduction

The power sector is a large player in energy related CO<sub>2</sub> mitigation and thus has been an important target within several European Union (EU) energy and climate policy initiatives. The key EU policy initiatives are summarised in Table 1. Correspondingly, the possible long term future layout of a low-carbon EU power sector and its technology mixes have been widely covered in scientific literature by using a number of models. For instance, Capros et al. (2012a) and Capros et al. (2012b) used the PRIMES partial equilibrium energy system model to assess the decarbonisation of the EU energy system until 2050. They conclude that it is feasible for the EU power sector to reduce its CO<sub>2</sub> emissions by 98% with respect to 1990 levels by replacing coal and gas power plants with renewable energy resources (RES) based electricity (notably wind and solar PV) and carbon capture and storage (CCS) gas plants. This would be accompanied by an increase in electricity prices of 1.7–8.7% compared to a non-decarbonised scenario. A more recent study (Capros et al., 2014) performed a multi model analysis with partial and general equilibrium models to explore the required energy system transformations to reduce GHG emissions in 2050 to less 80% than 1990 levels. The authors conclude that decarbonising the EU power sector is a cost effective strategy to meet such a stringent

emission cap, achievable via an increase in the share RES electricity, nuclear and CCS.

Similarly, an analysis of the Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050 undertaken with the general equilibrium model PACE (Hübler and Löschel, 2013) conclude that the electricity sector is crucial for decarbonisation but would lead to estimated increases in electricity prices between 18–67% in 2050 from 2005 values. Partial multi-region electricity sector models have also been used to develop decarbonised scenarios for the EU, such as Haller et al. (2012) concluding that a near complete decarbonisation can be achieved at "moderate costs" via solar PV, CSP and wind with expansion in transmission capacity within the EU. Jägemann et al. (2013) used an optimization model for the electricity sector to evaluate the economic implications of alternative energy policies for the EU's power sector, in particular assessing the implications of a nuclear phase out, CCS deployment and targets on the share of RES electricity, focusing on the synergies and competition among the three. At global level, the IPCC AR5 (Pachauri and Meyer, 2015) compares global climate mitigation pathways for the power sector and assesses mitigation cost increases in scenarios with limited availability of the following low-carbon technologies: CCS, solar/wind, bioenergy and nuclear, concluding that total discounted mitigation costs in 2015–2100, increase from 6% to 138%

\* Corresponding author. Present address: CENSE - Universidade NOVA de Lisboa, DCEA FCT/NOVA - Campus da Caparica, 2829-516 Caparica, Portugal.

E-mail address: [sgcs@fct.unl.pt](mailto:sgcs@fct.unl.pt) (S. Simoes).

<sup>1</sup> Present address: European Commission, DG Climate Action, Avenue de Beaulieu 24 – 1049 Bruxelles, Belgium.

**Table 1**  
Overview of key EU policy initiatives on energy and climate change with relevance to the power sector.

Policy initiative	Short description and role of power sector
<b>Directive 2001/77/EC</b>	National targets for increasing the electricity produced from renewable energy sources (RES) (European Communities, 2001).
<b>Directive 2003/87/EC</b>	Important role of the power sector played within the EU greenhouse gas (GHG) emissions allowance trading scheme (EU ETS) including a possibility for free allocation of allowances in the first two phases (European Communities, 2003) and for transitional power plants in the current phase (European Communities, 2009a).
<b>Directive 2009/29/EC</b>	Special consideration of RES electricity in transport within the directive on the promotion of use of final energy from RES (European Communities, 2009b).
<b>COM(2011) 112 final</b>	The highest sectoral reductions for power sector CO <sub>2</sub> emissions (less 93–99% in 2050 compared to 1990) in the Roadmap for moving to a competitive low-carbon economy (European Commission, 2011b).
<b>COM(2011) 885 final</b>	The important role of the power sector in long term satisfaction of final energy demand and CO <sub>2</sub> mitigation in EU is clearly stated in the Energy Roadmap 2050 (European Commission, 2011a).
<b>COM(2014) 15 final</b>	The policy framework for climate and energy in the period 2020–2030 (European Commission, 2014) highlights that ensuring competition in integrated electricity (and gas) markets is necessary to implement energy policy objectives in a cost-efficient manner.

relative to default technology assumptions. Limited CCS has the biggest impact in mitigation costs increases, followed by limited bioenergy, nuclear phase out and limited solar/wind. All the authors seem to agree that the EU power sector will have to undertake major changes to meet strict decarbonisation targets and that the future portfolio of the EU power technologies will vary depending on factors such as climate policy decisions, electricity technology characteristics and sector policies (Jägemann et al., 2013).

In support to the EU decarbonisation objectives in this field of research, the EU Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) (European Commission, 2007) established an energy technology policy for Europe aiming to accelerate the development and deployment of cost-effective low-carbon technologies. The SET Plan covers electricity generation technologies, such as RES, sustainable nuclear fission and advanced fossil fuels. Furthermore, it addresses electricity grids, smart cities, hydrogen and fuel cells, energy efficiency, and low-carbon industrial processes across a range of sectors. Under the 2020 climate & energy policy package, the SET Plan has increased EU-wide R & D investments in energy technologies from €3.2 to €5.4 billion per year (European Commission, 2014), but according to the 2030 climate & energy policy framework the EU will have to step up its efforts on research and innovation policy to support the post-2020 climate and energy framework. For this purpose, it is necessary to reflect on how and with which priorities R & D investments should be allocated (European Commission, 2014).

This paper takes into account this call for priority setting regarding energy technologies and goes beyond current literature by comparing how different ‘exogenous policy routes’ for decarbonisation affect the deployment of the SET Plan power sector technologies across scenarios. The EU Energy Roadmap 2050 (European Commission, 2011a) used decarbonised scenarios to explore “routes towards decarbonisation of the energy system” that combine “four main policy directions to decarbonisation”: energy efficiency, renewables, nuclear or CCS. Similarly, in the context of this paper, ‘exogenous policy routes’ are exogenous assumptions introduced into the modelling exercise as decarbonised scenarios reflecting energy policy topics affecting power decarbonisation, akin to the scenarios of the EU Energy Roadmap 2050. However, whereas the EU Energy Roadmap 2050 and current literature typically present results as portfolios of low-carbon power technologies for each decarbonised scenario (Capros et al.,

2012a, 2014), this paper also looks into the technologies’ cost-effectiveness across scenarios. This is useful for assessing how the assumed ‘policy routes’ affect the interplay between low-carbon power technologies thus informing energy technology policy-making and identifying ‘no-regrets’ options. The former approach (Capros et al., 2012b, 2014) is possibly more adequate for supporting less technology specific climate mitigation targets. In addition, long-term energy system modelling exercises are subject to uncertainty from assumptions and from the definition of boundary conditions. Thus, understanding how sensitive the results are to the scenarios’ design assumptions is as vital as analysing the interplay of technology substitution.

For this analysis, the energy system model JRC-EU-TIMES for the EU28 from 2005 till 2050 is used to model in total eight scenarios, one of which is used as reference (Current Policy Initiatives scenario, hereafter named CPI) and includes the 20-20-20 policy targets. All other seven scenarios are decarbonised scenarios since they all have a CO<sub>2</sub> reduction cap of 85% below 1990 values in 2050. The CAP85 scenario only has this CO<sub>2</sub> reduction cap. The other six decarbonised scenarios were designed to reflect ‘exogenous policy routes’ assumptions in addition to the CO<sub>2</sub> cap. The assumptions direct the model towards different technological routes for decarbonisation as follows: smaller contribution of CCS (DCCS); higher social acceptance and facilitated permitting of RES plants (HRES); higher social acceptance of nuclear plants (HNUC); stricter and more effective end-use energy efficiency requirements (LEN); lower biomass availability for the energy system following concerns with nature conservation and food production (LBIO); and higher concerns with ensuring the reliability of transmission and distribution, reducing the share of intermittent variable solar and wind electricity (LSW). The CAP85 scenario is left without a policy route other than carbon mitigation to serve as a benchmark for comparing technology deployment in a long-term decarbonisation context. The paper is structured as follows: in the following section methods and assumptions underlying the modelling are detailed. Section 3 and Section 4 respectively present results and discuss its limitations, while Section 5 concludes.

## 2. Methods

### 2.1. Overview of the JRC-EU-TIMES model

JRC-EU-TIMES is a linear optimization bottom-up energy system model generated with the TIMES model generator from Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) of the International Energy Agency (Loulou et al., 2005a, 2005b). The spatial coverage of JRC-EU-TIMES is the EU28 energy system plus Switzerland, Iceland and Norway (hereafter referred to as EU28+), where each country is specifically modelled. Timewise, the model covers the period from 2005 to 2050 and each year is divided in 12 time-slices that represent an average of day, night and peak demand for every one of the four seasons of the year. More information on the model, including a detailed description of its inputs, can be found in Simoes et al. (2013).

The equilibrium is driven by the maximization (via linear programming) of the discounted present value of total surplus, representing the sum of producers and consumers surplus, which acts as a proxy for welfare in each region of the model. The maximization is subject to constraints, such as: supply bounds for the primary resources, technical constraints governing the deployment of each technology, balance constraints for all energy forms and emissions, timing of investment payments and other cash flows, and the satisfaction of a set of exogenous demands for energy services in the modelled sectors of the economy, namely: industry; residential; commercial; agriculture; and transport. These demands drive the activity of the primary energy supply and electricity generation sectors, which are endogenous to the model.

As a partial equilibrium model, JRC-EU-TIMES does not model the economic interactions outside of the energy sector, although it considers price elasticities of the energy service demands. JRC-EU-TIMES also does not consider non-rational aspects that condition investment in new and more efficient technologies.

The most relevant model outputs are the deployment of energy supply and demand technologies for each region and period (e.g. annual stock and activity), with associated energy and material flows including emissions to air and fuel consumption for each energy carrier. Besides these, the model computes annual operation and maintenance costs, investment costs, and energy and materials commodities prices.

## 2.2. Major inputs of JRC-EU-TIMES

The model is supported by a detailed database, with the following main exogenous inputs: (1) end-use energy services and materials demand; (2) characteristics of the existing and future energy related technologies, such as efficiency, stock, availability, investment costs, operation and maintenance costs, and discount rate; (3) present and future sources of primary energy supply and their potentials; and (4) policy constraints and assumptions. The latter set of exogenous assumptions is the one studied in this paper to compare exogenous policy routes influencing low-carbon power technologies deployment.

In this section is presented a condensed version of the detailed model inputs which are fully described in Simoes et al. (2013).

### 2.2.1. Energy services and materials demand

The materials and energy demand projections for each country are differentiated by economic sector and end-use energy service, using as a starting point historical 2005 data and macroeconomic projections from the GEM-E3 model (Russ et al., 2009) as detailed in Simoes et al. (2013), and in line with the values considered in the EU Energy Roadmap 2050 reference scenario (European Commission, 2011a). From 2005 till 2050 the exogenous useful energy services demand (detailed in Appendix A) grows 32% for agriculture, 56% for commercial buildings, 28% for other industry, 24% for passenger mobility and almost doubles (97%) for freight mobility. On the other hand, the exogenous useful energy services demand for residential buildings is 12% lower in 2050 than in 2005 due to the assumptions on building stock improvements. JRC-EU-TIMES also models energy intensive industry sectors, starting from exogenous services demands in Mt for materials production (Appendix A). The evolution of exogenous demand inputs into the model varies depending on the material, following GEM-E3 different sector gross added values projections.

### 2.2.2. Energy supply and demand technologies focussing on electricity generation

Energy consumption data from Eurostat are used to derive country and sector-specific energy balances, which determine the characterisation of energy technology profiles for supply and demand technologies in the base year. Beyond the base year, possible new energy supply and demand technologies are compiled in an extensive database with detailed technical and economic characteristics based on Tzimas (2011) and summarised in Appendix B. More information on aspects as CO<sub>2</sub> storage capacity and transport can be found in Simoes et al. (2013). The model uses country-specific wind and solar annual availability profiles for an average year for the 12 modelled time-slices from Brancucci Martínez-Anido et al. (2013).

Technology-specific discount rates using the values considered in the PRIMES model as in (European Commission, 2011a) are used, including a discount rate of 5% for social discounting. Following the PRIMES model assumptions, for centralised electricity generation a discount rate of 8% is considered, for CHP and energy-intensive industry 12%<sup>2</sup>; 14% for other industry and commercial sector; 11% for freight transport, busses and trains; 17% for the residential sector,

<sup>2</sup> Although for some countries (namely the Nordic countries) the discount rate for CHP is lower than the one for centralized electricity generation since CHP plants are frequently owned by a municipal energy company and not a private industry, in other countries CHP plants are owned by industry and/or energy supply companies. In this paper we have maintained PRIMES assumptions on discount rates.

and 18% for passenger cars.

Concerning electricity grids, JRC-EU-TIMES considers both import/export processes regarding the existing infrastructures (capacity and flows) and possible new investments, both within EU28+ and with the rest of the world. There are three levels of electricity voltage and conversion between levels. Transmission grids among EU28+ consider different connection possibilities, depending on the countries: asynchronous, radial, synchronous or no connections. Electricity exchanges (network use) are endogenously modelled based on DC load flow calculations and cost optimization of grid investments. Distribution grids have an associated cost in euros/kW based on the electricity transport tariff for 2011 for each country from Eurostat. The electricity trade outside EU28+ is bounded with an upper limit following the assumptions made in Lavagno and Auer (2009). A detailed list of these assumptions, including the investments required for additional capacity, can be found at Simoes et al. (2013). As in every regional model, the – internal and external – trade capacity hypothesis are key assumptions with potential high impact on the results. Depending on the scope of future analysis, sensitivity analysis should be considered on them.

### 2.2.3. Primary energy potentials and costs

The model considers current and future sources (potentials and costs) of primary energy and their constraints for each country. In this paper the reference fossil primary energy import prices into EU are considered as in as in the Energy 2050 Roadmap (European Commission, 2011a) (Table 2), and a sensitivity analysis on them is performed (see Section 4.1).

Besides energy import, JRC-EU-TIMES also models extraction of primary energy resources (RES and fossil) and conversion into final energy carriers within the EU28+. The prices of these commodities are endogenous, and depend on country-specific resource extraction and conversion costs. More information on fuel mining and on the considered nuclear fuel chain can be found on Simoes et al. (2013). At this moment unconventional gas in Europe is not considered. Endogenous production of bioenergy is modelled considering different agricultural and forestry products and residues, biodegradable fraction of municipal solid waste, agricultural biogas, landfill gas and sewage sludge. These can be used to satisfy energy demand in buildings, industry, transport biofuels and electricity generation. At this stage, import of biofuels into EU28+ are not considered due to lack of reliable data. As with electricity trade assumptions, assumptions on biofuels imports have potentially high impact on the results. Thus, a sensitivity analysis is however undertaken to explore this source of uncertainty in the behaviour of the model in the CPI scenario. Depending on the focus of further work it might be important to extend such analysis to also the decarbonised scenarios for the specific case of biofuel import assumptions. Nonetheless, there is the possibility to import forestry residues from outside EU, which can be converted to second generation biofuels or used as direct inputs in other processes. More information on first and second generation biofuels can be found at Simoes et al. (2013).

Finally, a number of assumptions and sources are adopted to derive the RES potentials in EU28+ for wind, solar, geothermal, marine and hydro, as detailed in Table 3. The potentials for electricity from RES up to 2020 are based on the maximum yearly electricity production provided by RES2020 (RES2020 Project Consortium, 2009), updated during the REALISEGRID (Lavagno and Auer, 2009) EU projects and complemented with other sources detailed in Simoes et al. (2013). It should be highlighted that in this version of the JRC-EU-TIMES, the reliability of data on the RES potentials is not uniform across countries because of the diversity of sources, some using detailed national or EU-wide studies, and some based on assumptions.

### 2.2.4. Policy constraints and assumptions

Different decarbonised scenarios were modelled to reflect ‘exogenous policy routes’ assumptions directing the model towards different technological routes for decarbonisation from 2005 until 2050, similarly to the EU Energy Roadmap 2050 (European Commission, 2011a). Nonetheless, a direct comparison of the results has to take into account that there are substantial differences in details in assumptions, in input data and in

**Table 2**  
Primary energy import prices into EU considered in JRC-EU-TIMES in USD<sub>2008</sub>/boe.

Fuel	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Oil</b>	84.6	88.4	105.9	116.2	126.8
<b>Gas</b>	53.5	62.1	76.6	86.8	98.4
<b>Coal</b>	22.6	28.7	32.6	32.6	33.5

**Table 3**  
Overview of the technical RES potential considered in JRC-EU-TIMES.

RES	Methods	Main data sources	Assumed maximum possible technical potential capacity/activity for EU28+
Wind onshore	Maximum activity and capacity restrictions disaggregated for different types of wind onshore technologies, considering different wind speed categories	RES2020 Project Consortium (2009) until 2020 followed by JRC-IET own assumptions	205 GW in 2020 and 283 GW in 2050
Wind offshore	Maximum activity and capacity restrictions disaggregated for different types of wind offshore technologies, considering different wind speed categories	RES2020 Project Consortium (2009) until 2020 followed by JRC-IET own assumptions	52 GW in 2020 and 158 GW in 2050
PV and CSP	Maximum activity and capacity restrictions disaggregated for different types of PV and for CSP	Adaptation from JRC-IET on RES2020 Project Consortium (2009)	115 GW and 1970 TW h in 2020 and 1288 GW in 2050 for PV; 9 GW in 2020 and 10 GW in 2050 for CSP
Geothermal electricity	Maximum capacity restriction in GW, aggregated for both EGS and hydrothermal with flash power plants	RES2020 Project Consortium (2009) until 2020 followed by JRC-IET own assumptions	1.6 GW in 2020 and 2.9 GW in 2050 for hot dry rock; 1.5 GW in 2020 and 1.9 GW in 2050 for dry steam & flash plants. 301 TW h generated in 2020 and 447 TW h in 2050
Ocean	Maximum activity restriction in TW h, aggregated for both tidal and wave	RES2020 Project Consortium (2009) until 2020 followed by JRC-IET own assumptions	117 TW h in 2020 and 170 TW h in 2050
Hydro	Maximum capacity restriction in GW, disaggregated for run-of-river and lake plants	EURELECTRIC (2011)	22 GW in 2020 and 40 GW in 2050 for run-of-river. 197 GW in 2020 and 2050 for lake. 449 TW h generated in 2020 and 462 TW h in 2050

modelling approach.

The scenarios considered in this analysis are summarised in Table 4. Except if otherwise mentioned, all scenarios have in common the following assumptions: (i) No consideration of the specific policy incentives to RES (e.g. feed-in tariffs, green certificates) since the objective is to assess

**Table 4**  
Scenarios modelled in JRC-EU-TIMES.

Scenario name	20-20-20 targets <sup>a</sup>	Long term CO <sub>2</sub> cap	Other assumptions
Current Policy (CPI)	Yes, ETS till 2050	No	Until 2025 the only new NPPs to be deployed in EU28 are the ones being built in FI and FR and under discussion in BG, CZ, SK, RO and UK <sup>b</sup> . After 2025 all plants under discussion can be deployed but no other. Maximum 50% electricity can be generated from wind and solar in 2050.
Current Policies with CAP (CAP85)	As CPI	85% less CO <sub>2</sub> emissions in 2050 than 1990 levels <sup>c</sup>	As CPI.
Delayed CCS (DCCS)	As CPI	As CAP85	As CPI & CCS is only commercially available in 2040 instead of 2020 and has 40% higher costs.
High Renewables (HRES)	As CPI	As CAP85	As CPI & 30% higher RES potentials, plus maximum of 90% electricity that can be generated from solar and wind reflecting higher number of available sites. Maximum 90% electricity can be generated from wind and solar in 2050.
High Nuclear (HNUC)	As CPI	As CAP85	Until 2025 the only new NPPs to be deployed in EU28 are the ones being built in FI and FR and under discussion in BG, CZ, SK, RO and UK <sup>b</sup> . After 2025 there is no limit on new NPP except for the countries where specific policy decision were taken (as in the text).
Low Energy (LEN)	As CPI	As CAP85	As CPI & 30% less final energy consumption than in the CAP85 scenario from 2035 till 2050.
Low Biomass (LBIO)	As CPI	As CAP85	As CPI & 30% less biomass available.
Low Solar and Wind (LSW)	As CPI	As CAP85	As CPI, with exception from an assumption of a maximum of 25% electricity that can be generated from variable solar and wind in 2050.

<sup>a</sup> The EU ETS target is assumed to continue until 2050. The national RES targets are implemented for 2020 and 2030 (the target for 2030 is the same as in 2020). There are no such targets after 2030. The minimum share of biofuels in transport is implemented from 2020 and maintained constant until 2050.

<sup>b</sup> This corresponds to the following plants: in Bulgaria (Belene-1, Belene-2); Czech Republic (Temelin-3, Temelin-4), Finland (Olkiluoto-3), France (Flamanville-3, Penly-3), Hungary (Paks-5, Paks-6), Romania (Cernavoda-3, Cernavoda-4), Slovakia (Mochovce-3, Mochovce-4) and UK (Hinkleypoint-C1, Hinkleypoint-C2, Sizewell-C1, Sizewell-C2).

<sup>c</sup> The 85% cap includes CO<sub>2</sub> emissions from international aviation and navigation.

deployment based solely on cost-effectiveness; (ii) a maximum of 50% electricity that can be generated from variable solar and wind to account for concerns related to system adequacy and variable RES. Because of its relevance, for two of the scenarios, this assumption is varied (HRES and LSW). Moreover, wind and solar PV cannot operate during the winter peak time slice to account for reserve capacity considerations; and (iii) countries currently without nuclear power plants (NPPs) will not have these in the future (Austria, Portugal, Greece, Cyprus, Malta, Italy, Denmark, Croatia, Norway and Iceland). NPPs in Germany are not operating after 2020 and Belgium NPPs are not operating after 2025.

### 3. Results

This section presents the results obtained with the JRC-EU-TIMES

**Table 5**  
Portfolio of power technologies in EU28 for 2030 and 2050 in terms of generated electricity (TW h) derived from JRC-EU-TIMES for the studied scenarios.

TW h	2030									2050							
	CPI	CPI	CAP85	DCCS	HRES	HNUC	LEN	LBIO	LSW	CPI	CAP85	DCCS	HRES	HNUC	LEN	LBIO	LSW
Nuclear	870	548	660	685	643	1107	656	688	629	762	934	934	934	2959	934	934	934
Hydro	412	398	414	414	448	411	411	414	414	412	428	428	507	425	428	431	450
Wind onshore	55	235	255	279	325	241	247	269	234	193	315	332	516	241	297	339	229
Wind offshore	1	41	65	75	70	37	43	71	44	193	271	266	476	118	277	298	141
Solar PV	2	303	318	317	378	274	270	325	138	670	1328	1273	1383	944	936	1372	662
CSP	0	8	8	8	8	8	8	8	12	0	13	11	0	2	2	13	16
Geothermal	0	19	19	19	23	19	19	19	19	19	19	19	24	19	19	19	19
Marine	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154	154	84	45	153	154	170
Bioenergy	56	466	526	568	594	467	581	368	542	446	205	215	220	167	326	163	251
Coal & gas no CCS	1585	1208	525	692	509	449	453	474	545	800	57	59	63	51	31	58	53
CCS	0	0	403	0	226	203	369	528	688	7	845	790	351	497	555	976	1309
Total	2982	3227	3193	3058	3225	3218	3058	3163	3266	3502	4571	4483	4558	5468	3958	4758	4234

model for the low-carbon power sector technologies, for the CPI and the seven decarbonised scenarios for the EU28, as summarised in Table 5. An overview of the overall trends in the power sector is firstly presented, followed by a comparison of how the different exogenous policy routes underlying each decarbonised scenario affect the deployment of the individual SET Plan low-carbon power technologies.

### 3.1. Overall electricity generation trends

The electricity generation and installed capacity are presented in the Table 5 and in Fig. 1. Meeting a long term CO<sub>2</sub> emission reduction target of 85% compared to 1990 levels requires the electrification of the energy system: all the decarbonised scenarios show a substantially higher electricity generation than the CPI scenario. Moreover, in 2050 generated electricity increases by 33–83% compared to 2005. Note that between 2020 and 2030 there is a decrease in total electricity generation in all scenarios, including CPI, mainly due to the assumed shutdown of NPPs in Germany after 2020. This shutdown leads to a reduction of roughly 240 TWh in generated electricity from nuclear in EU28 between 2020 and 2030. After 2030, the 2050 CO<sub>2</sub> cap becomes increasingly binding and electricity generation grows in all scenarios.

Similar trends are observed in the increasing installed capacity (Fig. 1). The rate of investment in new power plants accelerates from 2030/2035 onwards. This is due to the combination of the following factors: (a) increasing stringency of the 2050 CO<sub>2</sub> cap, (b) retirement of power plants installed before 2005 in the period of 2030–2040, (c) assumption on nuclear shutdown in Germany from 2020 onwards in all scenarios, and d) design of exogenous policy routes. The latter is more evident for the LEN scenario, where the lower final energy bound is implemented from 2035. In the

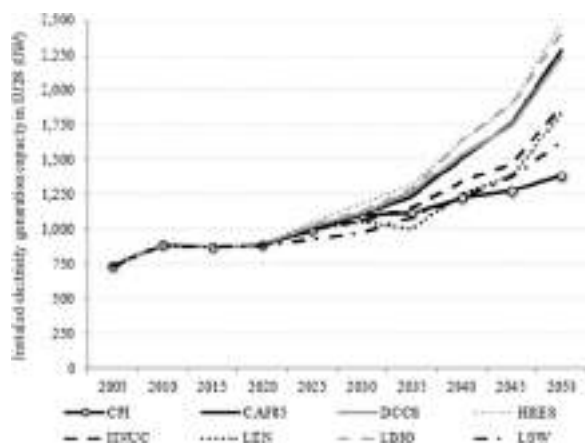
period of 2030–2040, a substantial part of the power plants installed prior to 2005 are decommissioned as they reach the end of their life. This is particularly relevant for wind onshore plants (in 2040 all capacity prior to 2005 is decommissioned), for PV (in 2040 only half of the capacity prior to 2005 remains), gas CCGT, and for some of the coal and lignite plants (roughly one third of the capacity prior to 2005 is operational in 2040). Thus, a rapid investment in new plants is made between 2030 and 2040, and then slowed down in 2045. The different decarbonised exogenous policy route show variations in total net generation capacity in 2050 from 1625 GW (in LSW) to 2476 GW (in HRES) and in total generated electricity from 3958 TW h (in LEN) to 5468 TW h (in HNUC).

Generated electricity from hydro, wind and solar PV plays a major role in all scenarios, except for HNUC and LSW (hydro, wind and PV represent 49–63% of generated electricity in 2050, with only 32% and 35%, respectively for HNUC and LSW). The share of variable electricity (wind and PV) remains below the maximum share possible while ensuring system stability (50%), except for HRES. The remaining electricity demand is satisfied via gas, with 7–28% of total generated electricity, nuclear with 20–54% of total generated electricity, and other RES (4–13% generated electricity).

In these scenarios storage systems play an important role. In particular, the pumped hydro storage technologies already installed in 2005 continue their activity until 2050. Investment in new storage technologies only becomes cost-effective from 2030 onwards in the decarbonised scenarios. Batteries and CAES are more cost-effective than new pumped hydro or hydrogen storage, due to the higher investment costs of the latter. Between 8% and 20% of the variable electricity in 2050 will be stored or, to a smaller extent, curtailed. Because of space limitations storage is not discussed further in this paper and the authors instead refer to their publication (Nijs et al., 2014) which focuses on more detail on the role of electricity storage. It is interesting to note that coal and gas play a relatively small role in 2050 even in the CPI scenario because of their higher costs compared to the nuclear and renewable options whose investment costs decrease over the time horizon, following the considered exogenous techno-economic assumptions.

Because electricity generated from RES (RES-e) plays an increasingly important role over time in all scenarios, irrespective of the CO<sub>2</sub> cap, the interplay between competing electricity-generation technologies determine RES-e deployment. Higher social acceptance of nuclear plants leads to a significantly lower deployment of RES-e, indicating strong competition (36% RES-e in 2050). On the other hand, higher RES potentials and higher allowed share of variable electricity in the grid significantly increase the deployment of RES-e to 70% in 2050. With limited solar and wind availability, more marginal RES-e technologies, such as biomass, marine and geothermal, have a higher share in total RES-e (23% of RES-e in 2050 vs. 10–20% in the other decarbonised scenarios).

In the long term, gas and electricity storage deliver the flexibility needs of the power system to deal with the increasing share of variable electricity. In all scenarios (including CPI), coal IGCC plants with pre-combustion capture are deployed, although the installed capacity varies across scenario



**Fig. 1.** Evolution of installed capacity for electricity generation in EU28 from JRC-EU-TIMES for the studied scenarios (2010 is a model output not reflecting historical consumption).

(to a maximum of 40.1 GW in 2050). Regarding natural gas CCS technologies, only natural gas combined-cycle plants with post-combustion capture are deployed and only in the decarbonised scenarios up to 208.5 GW in 2050. The annual full load hours of coal and gas plants are in CPI in 2050 are on average 6000 h and 1500 h respectively. In CAP85, CCS coal plants operate on average 6500 h until 2040 and 3500 h in 2050. Coal plants without CCS operate only 1000 h in 2050. For the same year, gas plants without CCS operate only 250 h per year, while CCS gas plants operate on average 5000 h.

The net imported electricity from outside EU28 increases gradually in all scenarios, from 5.5 to 55.5 TW h in 2030, following the trade assumptions described in the Methods section. After 2030, the biggest imports are from Russia and Ukraine. In terms of the EU28+ grid infrastructure, the total installed transboundary capacity increases from roughly 122 GW in 2005 to 193–195 GW in 2025 (approximately 57–60% more from 2005) and up to 202–205 GW in 2050 (approximately 4–6% more from 2025). Until 2025, the planned increases in the grid as reported by ENTSO-E are almost sufficient to ensure cost-effective electricity trade until 2050 and thus practically no additional investment is made in increased grid capacity. The differences between scenarios are lower than 4%.

### 3.2. Comparing the policy routes effects on the deployment of the SET Plan electricity generation technologies

The comparison between the power technologies portfolio in the CPI and decarbonised scenarios in the previous section shows that, from 2030 onwards, the strict long-term CO<sub>2</sub> cap is the major policy route affecting the deployment of CCS plants, nuclear and wind offshore. The deployment of these technologies increases by more than 20% in the CAP85 compared to the CPI (see also Table 6). In this section, the focus is on assessing the impact of the policy routes assumptions underlying the variants of the CAP85 on the deployment of individual power technologies. This is done from two perspectives: (i) looking at each technology systematically to assess interplay between low-carbon options, and (ii) looking at each policy route to identify the ones with higher impact in low-carbon power technologies. For the first case, the relative difference between the generated electricity in TW h from the CAP85 and the other decarbonised scenarios is shown in Fig. 2, whereas the second case relies on the Table 6 that presents an overview of how each policy routes affects deployment. When the model captures country specific conditions for each technology, the analysis below will also include national specific results.

Fig. 2 shows that the cost-effectiveness of technologies such as *geothermal and hydropower* is robust across the decarbonised scenarios and corresponding policy route assumptions. Irrespective of the policy route, their maximum technical potentials are almost completely exploited already in 2030 in most countries. This highlights the relevance of accurately assessing the maximum future RES potential for hydro (eventually also considering repowering) and for geothermal. The only change observed in their deployment is in the HRES scenario, where assumed 30% higher technical RES potentials lead to 20% more electricity generated from hydro and geothermal in 2050. When hydro power and geothermal increase deployment in HRES, CCS, marine and CSP generate 30% less electricity (Table 6). Note that the decrease is not only due to increased hydro and geothermal, but also to the increase of all other renewables in particular wind on-shore and offshore, as described below. In 2050 hydro power plants are deployed in all member states, except Malta and Cyprus. The only country where hydro power deployment is different for other policy routes than for CAP85 is France and only for LSW. This is because in France there are mostly three main low-carbon power technologies in 2050 in CAP85: nuclear, solar PV and hydro (together they generate 89% of electricity in the country in 2050), whereas in the other countries CAP85 has a more diversified technology portfolio. Geothermal is deployed only in Italy, Germany, Bulgaria and Portugal in 2050, bearing in mind that enhanced deep geothermal is not included in this version of JRC-EU-

TIMES.

A similar, although less stable, behaviour occurs for *nuclear power plants* (NPP) whose deployment varies in a range of 20% for the period 2030–2045, compensating for the delay in CCS power plants in DCCS or with reduced activity in LEN when there is less demand for electricity. Naturally, in the HNUC scenario, NPP activity increases by more than 60% since more unplanned NPP plants are allowed into the energy system. Thus, the main competing technologies affecting deployment of NPP in this analysis are bioenergy electricity plants and CCS coal and gas plants. This is especially the case for the medium term in the modelling horizon. In 2050 nuclear is deployed in the Bulgaria, Czech Republic, Finland, France, Lithuania, The Netherlands, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden and United Kingdom.

On the contrary to these more "mature" low-carbon power technologies, CCS, marine and, to a less extent, CSP's relative position in the cost-effectiveness ranking are extremely variable depending on the policy routes and subsequent activity of other low-carbon technologies.

In the case of *marine* there are variations from CAP85 of above 60% as a response to practically all the modelled policy routes, from higher nuclear to higher RES, particularly in the period 2035–2045. In that period, whenever there is an "opportunity window", either via a lower bioenergy contribution, lower solar and wind or delayed CCS, electricity generated from oceans becomes cost-effective. This seems to indicate the high relevance of further investigating the techno-economic characteristics of these technologies. In 2050, the deployment of marine technologies is basically affected by increased deployment of nuclear (in HNUC marine-based electricity is 76% lower), wind, hydro and to a smaller extent solar PV (in HRES and LSW marine-based electricity is 46% lower and 10% higher). Only tidal energy stream and range technologies (cheaper than wave) are deployed. Deployment is slow in 2035–2045, but increases significantly in 2050. The deployment path is smoother in the policy routes with limited potential for other RES (LBIO and LSW) and for DCCS, where there is a higher penetration of tidal in earlier periods. In CAP85 in 2050 most marine power is deployed in United Kingdom, Ireland, Portugal, Spain, Poland, Greece and Denmark, with some smaller contribution from other countries. With the increased deployment of wind onshore, wind offshore and hydro in HRES, marine power plants are not deployed in countries as Denmark, Greece, Portugal and Spain and very much reduced in the other.

Regarding *CSP*, the technologies that mostly affect its relative cost-effectiveness and subsequent deployment are wind, hydro and nuclear. Across policy routes, until 2050 there is practically no new installed CSP capacity. CSP plants currently installed are maintained and gradually decommissioned from 2035 onwards. For DCCS and LBIO there are small exceptions only for some southern EU countries (Spain and Portugal) where new CSP becomes cost effective due to higher capacity factors than northern countries. In LSW, where the deployment of wind (and PV) is limited, CSP becomes cost-effective in additional countries and before 2050 (Greece and Cyprus).

The most relevant technologies impacting the deployment of *coal and gas power plants with CCS* are wind, hydro, solar PV and to a lesser extent, nuclear, especially in 2050. In LSW CCS increases deployment by 55% in 2050 compared to CAP85, in HRES it is 61% lower and in HNUC is 41% lower. In 2050 CCS is deployed in all member states in all policy routes, with the exception of Cyprus, Estonia, Finland, Lithuania and Malta. The highest variations seen across policy routes at country level are in Czech Republic and Romania (both in HRES and HNUC), in Denmark, Germany, Ireland, Italy, Poland and in The Netherlands (all for the HRES). In the LBIO scenario, the less available biomass is more cost-effective for the end-use sectors (as industry and transport), thus creating an opportunity window for CCS, especially in Romania, Germany, Poland and United Kingdom. Similarly to nuclear, the cost-effectiveness of CCS coal and gas is more sensitive to the policy route in the intermediate periods when the CO<sub>2</sub> cap is not as strict as in 2050.

**Table 6**

Overview of policy routes affecting deployment of low-carbon power technologies estimated as % difference in generated electricity from CAP85 in 2050.

Power technology group	Delayed CCS (DCCS)	Higher social acceptance and facilitated permitting of RES plants (HRES)	Higher social acceptance of nuclear plants (HNUC)	Stricter and more effective end-use energy efficiency requirements (LEN)	Lower biomass availability (LBIO)	Higher concerns with reliability of transmission & distribution, reducing the share of variable solar & wind (LSW)
Overall ranking of impact (°)	6	2	1	3	5	4
Nuclear	–	–	↑↑↑	–	–	–
Hydro	–	↑↑	↓	–	↑	↑
Wind onshore	↑	↑↑↑	↓↓	↓	↑	↓↓
Wind offshore	↓	↑↑	↓↓↓	↑	↑	↓↓↓
Solar PV	↓	↑	↓↓↓	↓↓↓	↑	↓↓↓
CSP	↓↓	↓↓↓	↓↓↓	↓↓↓	↑	↑↑
Geothermal	–	↑↑	–	–	–	–
Marine	–	↓↓↓	↓↓↓	↓	–	↑
Bioenergy	↑	↑	↓↓	↑↑↑	↓↓	↓
Coal & gas no CCS	↑	↑↑	↓	↓↓↓	↑	↓
CCS	↓	↓↓↓	↓↓↓	↓↓↓	↑↑	↑↑↑

↑ / ↓ - increase/reduction in generated electricity higher/lower than 10% compared to CAP85; ↑↑ / ↓↓ - increase/reduction in generated electricity between 10–30% higher/lower than CAP85; ↑↑↑ / ↓↓↓ - increase/reduction in generated electricity 30% higher/lower than CAP85; - small difference in generated electricity (between +10% and –10%).

\* The ranking is based on the number of arrows, each reflecting at least a 10% change in the power production of a single technology. When there are more arrows the impact is higher from 1 (highest impact) to 6 (least impact).

Wind technologies (*onshore and offshore*) are moderately sensitive to the relative cost-effectiveness of the other low-carbon technologies and policy routes. This means that electricity generated by wind power plants varies across some policy routes by more than 30% compared to CAP85. *Wind offshore* activity is particularly affected by nuclear deployment (less 57% generated electricity from wind offshore in HNUC in 2050), and not significantly by the other low-carbon options. This indicates that wind offshore electricity is competing in terms of cost-effectiveness with mainly nuclear power, since variations in offshore generated electricity across the other policy routes are below 10% in 2050. *Wind onshore*, shows the same behaviour, although with a smaller reduction in activity, when nuclear power is increased (less 27% generated electricity from wind onshore in HNUC in 2050). Wind onshore in CAP85 2050 is deployed in all member states except for Slovenia, Estonia, Slovakia, Finland, Malta and Poland. Across the policy routes, the major variations in activity take place in Czech Republic and Sweden (in HNUC), France (in HNUC and LBIO), and in Germany (in LBIO). In the JRC-EU-TIMES model the deployment of *wind offshore* starts from 2020 onwards in all scenarios. In 2050 most of the installed capacity is in Germany, The Netherlands, Spain, Sweden, United Kingdom, Finland, Belgium, Denmark and Greece. Of these countries, the ones where wind offshore deployment is most affected by increased nuclear are The Netherlands, Finland, Denmark Spain, Sweden and United Kingdom. Among the different offshore technologies (from IEC class I to IV), wind offshore class I (lowest wind) is less cost effective. In all scenarios, the cumulative installed capacity is highest for the high availability floating option.

*Solar PV* is less responsive than wind technologies and its activity is mostly affected by the deployment of nuclear and of bioenergy power plants; in 2050 there is less 29% and 20% generated electricity from *PV* in HNUC and LBIO, respectively. In 2050 solar PV is deployed in all member states except Estonia. In the LSW policy route solar PV is not deployed in Ireland and only to a small extent in Denmark and Cyprus. With increased nuclear, the countries where most change in generated electricity occurs in 2050 are France, Bulgaria, Germany, Czech Republic, Italy, Lithuania, United Kingdom, Poland and Romania. The specific PV deployed technologies are medium sized roof PV, followed by plant size PV. Roof PV, although marginally more expensive than plant-size, delivers low voltage electricity, thus avoiding conversion losses and becoming more cost-effective. In JRC-EU-TIMES the electricity conversion processes between voltage levels are included with associated efficiency losses. Therefore, if the cost

difference between generating technologies is small, it can be more cost-effective to generate electricity directly to end-use consumers and thus avoid losses. It should be noted that the high PV deployment is accompanied by electricity storage due to the way variable intermittent electricity technologies are modelled.

From the analysis in Table 6, in a decarbonised EU28, not studied policy routes have the same effect in the cost-effective deployment of the SET Plan low-carbon power technologies. The most impacting policy routes are on the level of deployment of NPP and on the available sites for which there are adequate technical conditions for deploying new RES power plants. These are followed by policy routes with an intermediate impact in the power system configuration: the end-use energy efficiency requirements (or demand for electricity) and the capability of the power system to deal with high shares of variable solar and wind electricity. Changes in these, here modelled as exogenous policy routes assumptions, lead to changes in the generated electricity from at least one source higher than 30% compared to a CAP85. Policy routes such as availability of CCS technologies and of biomass for power generation do not play such an important role in the cost-effectiveness of electricity generation technologies as they lead to small differences (below 10%) in generated electricity compared to CAP85.

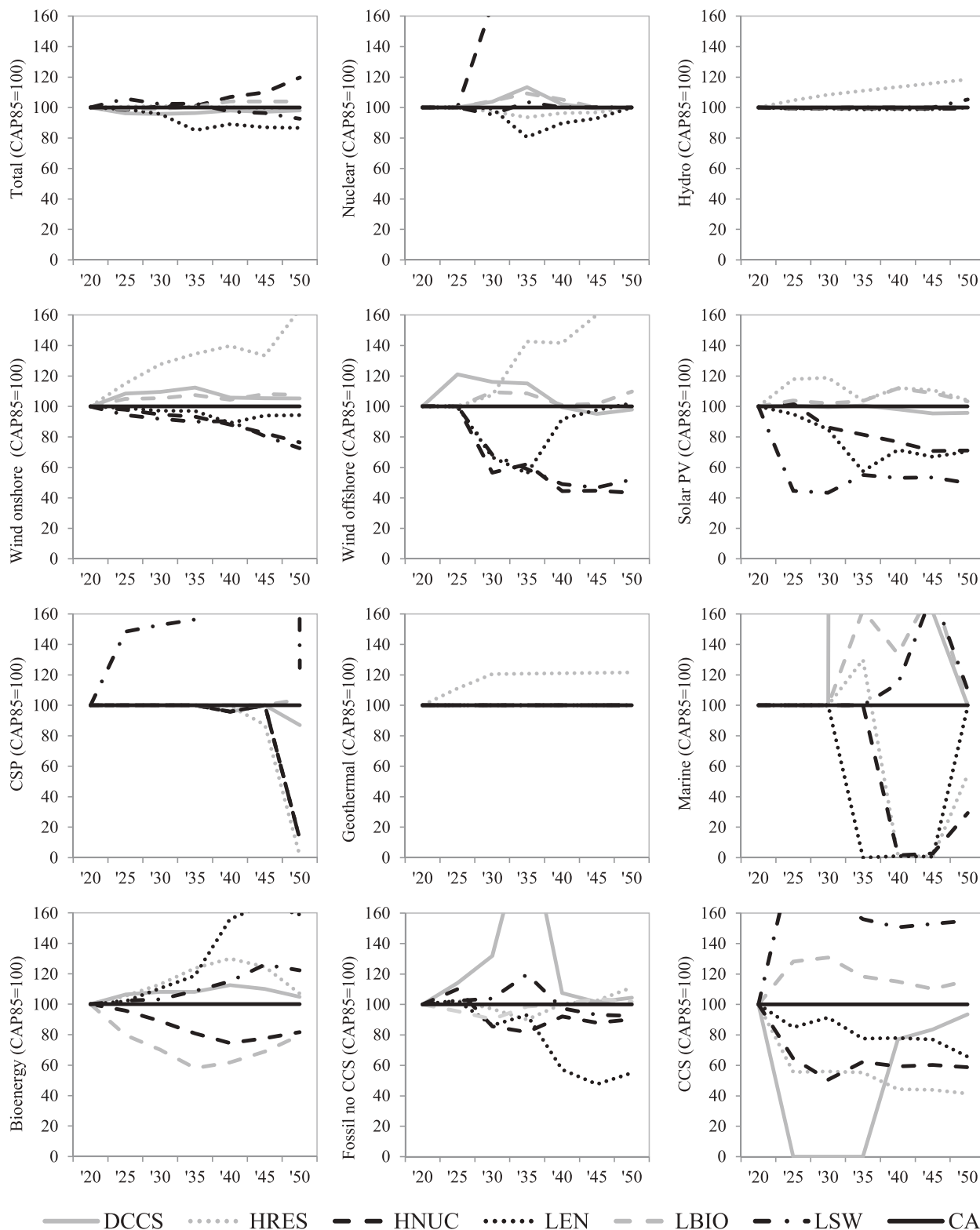
#### 4. Sensitivity analysis, comparison with similar studies and limitations

##### 4.1. Sensitivity analysis for other exogenous assumptions in the CPI scenario

The outcome of sensitivity analysis on the model results to selected exogenous model inputs for the CPI scenario are presented in Table 7. The CPI scenario was selected to perform the sensitivity analysis instead of CAP85 because when a model is under a severe CO<sub>2</sub> mitigation target it inherently responds less to some of the varied parameters. This is the case of fossil fuel import prices, since these are no longer used in 2050 in the power sector. With a few exceptions, the variations in the sensitivity parameters by 20% lead to changes smaller than 12% in results compared to the CPI scenario. While the conclusions would be different for the decarbonised scenarios, this section helps to provide further understanding on the behaviour of the model in its reference scenario.

Regarding fuel prices, the results are aligned with expectations: lower (higher) prices lead to higher (lower) FEC, and to a shift away from (towards) RES. Changes in the price of fuel on either ends do not





**Fig. 2.** Comparison of generated electricity across time and decarbonised scenarios from 2020 till 2050 for the different technologies calculated as a relative difference to the CAP85 scenario. Fig. 2 impact significantly the composition of energy carriers – and therefore FEC. CO<sub>2</sub> emissions also move in the expected direction, with higher emissions linked to lower prices through the increase in consumption of oil and gas. A similar behaviour is observed for the other variations in model inputs. The only notable exception is, in the case of coal, an increase in CO<sub>2</sub> emissions with higher coal prices and a decrease with lower coal prices, which is linked to a wider deployment of CCS coal co-firing with biomass in the case of higher coal prices.

The model is more sensitive (i.e. changes in results higher than 12%) to changes in the exogenous energy services demand, where results on all the assessed parameters but for % RES in FEC can vary up to 15% more than in the CPI scenario. The other case where changes in results are higher than 12% compared to CPI is the amount of captured CO<sub>2</sub> for all the variations in primary energy prices (changes up to ± 100% in captured emissions). Note, however, that the absolute magnitude of the difference in captured CO<sub>2</sub> is relatively small: ± 16Mt

**Table 7**

Overall results of the sensitivity analysis in % change compared to the CPI scenario in 2050.

Exogenous model input	Magnitude of variation	Final energy consumption (FEC)	% RES in FEC	Generated electricity	% RES in generated electricity	Total System Cost (disc.)	Annual cost in 2050	CO <sub>2</sub> emissions	CO <sub>2</sub> captured
Oil price	-20%	0.3	-6.8	-0.3	-2.1	-2.5	-2.1	2.5	-21
	+20%	-0.6	3.2	0.7	0.4	2.1	1.9	-2.0	1
Gas price	-20%	0.3	-11.1	0.1	-3.4	-1.2	-0.8	2.6	-100
	+20%	-0.4	5.2	-0.1	0.7	0.7	0.2	-1.3	104
Coal price	-20%	0.1	0.1	-0.2	0.7	-0.3	-0.3	-0.1	20
	+20%	0.1	0.7	0	-0.0	0.3	0.1	0.2	-21
Oil, coal and gas prices	-20%	0.3	-12.3	-0.5	-3.2	-3.2	-2.5	3.2	-100
	+20%	-1.6	8.8	0.2	2	3.1	1.8	-3.8	144
Oil and gas prices	-20%	0.3	-11.9	-0.3	-3.1	-0.3	-2.3	3.3	-100
	+20%	-1.3	8.4	0.3	1.7	2.7	1.8	-3.8	97
Tech. specific discount rate	-20%	-0.12	0.6	+0.6	0.4	-6.7	-7.6	-0.7	-1
	+20%	-1.1	-2.0	-3.0	0.6	6.8	7.5	0.2	4
Biomass potential	-20%	0	-9.3	0.2	-1.7	0.1	0.2	1.4	-6
	+20%	0	7.3	0	1.6	-0.1	-0.2	-1.1	-2
Energy services demand	-20%	-20.3	4.9	-20.2	-7.6	-15.3	-21.4	-15.0	14
	+20%	18.2	-8.8	18.4	4.8	15	21.9	14.6	28

of CO<sub>2</sub> in the case of the gas prices scenarios. The interplay between coal, gas and oil causes the changes in CCS related results, which mostly happen in the industry sector. There, CCS is deployed in the production of cement, and an increase in the prices of oil or a decrease in the prices of coal lead to a higher use of coal in the production process. In the power sector, high gas prices and low coal prices lead to an increase in the deployment of CCS integrated gas combustion plants, thus further increasing the quantity of CO<sub>2</sub> captured.

Similarly, the portfolio of electricity generation technologies (Table 8) is not very sensitive to the considered changes in the input parameters for the sensitivity analysis. The changes in the relative share of coal and lignite, oil, gas, nuclear, hydro, solar, wind and other RES are smaller than 12% compared to the CPI scenario (in fact they are below 2%). The changes of  $\pm 20\%$  energy services demand lead to changes in the share of energy carriers below 12%. Within the limited changes in magnitude of results, the higher fossil fuels prices, the lower discount rate and variation in biomass lead to a marginally higher deployment of solar and wind power in 2050, and to tidal energy becoming competitive in 2050.

#### 4.2. Comparison with similar studies and limitations

A comparison of this paper's results with other studies is made (Table 9) focusing on the differences between the CAP85 and the work of Capros et al. (2014) that includes results from seven well known EU models focusing on their basic decarbonisation scenario (AM5S2). This papers' values are in line with the outputs of the other seven models. The most relevant difference is for the 2050 CO<sub>2</sub> price, which is substantially higher than the values derived from PRIMES or the TIMES-PanEU model. There are three possible causes for this difference: (i) JRC-EU-TIMES mitigation possibilities in 2050 are more limited to go beyond an 85% CO<sub>2</sub> reduction target; this would call for reviewing the mitigation options currently available and possibly enlarge them, particularly for refineries and aviation for which currently there are no mitigation options in our model, (ii) in this comparison is shown JRC-EU-TIMES marginal CO<sub>2</sub> price which is substantially higher than JRC-EU-TIMES average CO<sub>2</sub> price in 2050 of 81 euros<sub>2005</sub>/tCO<sub>2</sub>, and (iii) the model inputs, the policy scenarios and underlying assumptions are substantially different (see Duerinck et al. (2011) for a further discussion of these). Finally, the comparison shown in the table refers only to the basic decarbonised scenario from Capros et al. (2014). For the other decarbonised scenarios in their

multi-model analysis, the CO<sub>2</sub> price in 2050 can go up to 1600 euros<sub>2005</sub>/tCO<sub>2</sub> in GEM-E3 or up to 1043 euros<sub>2005</sub>/tCO<sub>2</sub> in the TIMES-PanEU model.

There are several areas for improvement in the analysis made in this paper. The high cost-effectiveness of RES electricity technologies is influenced by the fact that JRC-EU-TIMES, as most energy system models, has limited time resolution and, thus, concerns with integration of variable RES are dealt with in a simplified manner.

In terms of overall exogenous model assumptions (and not only the modelled exogenous policy routes in this study), it was found that the overall CO<sub>2</sub> cap plays a major role, followed by RES potentials and restriction on variable RES electricity produced from solar and wind, as well as the costs for solar PV and NPPs.

The portfolio of RES electricity technologies in JRC-EU-TIMES is found to be very much dependent on the assumed the RES potentials for EU28+ and which are highly uncertain for some countries. At the same time, the RES potentials considered in the JRC-EU-TIMES are somewhat conservative, especially for wind.

Furthermore, the very high share of solar PV electricity is only possible if cheap and highly flexible small scale storage solutions are available. Modelling variability and flexibility of the power system requires finer time resolution and merits further work, for example by soft-linking JRC-EU-TIMES with a dispatch model with higher temporal resolution and introducing a constraint on the trade-off between storage and interconnectivity (derived from the dispatch model).

Another factor that critically affects RES technologies electricity deployment in our results is the role of nuclear power plants. In this paper relatively optimistic cost assumptions were used for new "unplanned" NPP, which lead to their very high cost-effectiveness, especially in the HNUC scenario. An important future development is to assess the extent to which uncertain investment and O & M costs in nuclear power plants and other low-carbon power technologies affect results by testing different cost evolution scenarios.

Finally, for some of the electricity generation technologies (notably CCS plants) there is an extremely rapid annual deployment which will only be feasible in reality if very special policy incentives or conditions are in place, similarly to what has happened in several member states in the last decade regarding solar and wind technologies and natural gas CCGT, or similar to nuclear deployment in the seventies. A future development would be to analyse the effect of an upper bound on maximum feasible annual deployment rates as a consideration of limitations in human capital to engineer and build new installations,

**Table 8**

Results of the sensitivity analysis in % share of energy carriers in the power sector compared to the CPI scenario in 2050.

% share of energy carriers in generated electricity	CPI	High/Low oil price	High/Low gas price	High/Low coal price	High/Low oil, coal and gas prices	High/Low oil and gas prices	High/Low biomass potential	High/Low discount rate	High/Low energy services demand
Coal	18	17/18	17/18	18/17	16/18	17/18	19	18/17	14/24
Gas	6	6	5/7	6/5	5/6	5/7	6	6/5	6/5
Oil	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	22	22/23	23/22	22	22	22/23	23/24	21/23	24/23
Hydro	12	12	12	12	12	12	12/13	12	11/15
Wind	10	10	11/10	10	11/10	11/10	5	10/11	6/4
Solar	19	19	20/18	19	20/18	20/19	20	19	23/15
Other RES	14	14/13	14/13	14	14	14/13	16/12	15/13	15/13

bottlenecks in the supply chain or limitations for the generators to access financing for the new plants.

## 5. Conclusions and policy implications

In this paper we modelled the EU28 power sector till 2050 using the JRC-EU-TIMES energy system model for comparing how exogenously defined policy routes affect the deployment of SET Plan technologies. It was found that, in line with other studies, almost all SET Plan low carbon power technologies are necessary to comply with the CO<sub>2</sub> caps, in both the reference scenario (CPI) and the decarbonised scenarios. The exceptions to this are CSP, marine and CCS technologies which are only cost-effective in the decarbonised scenarios. Looking at the amount of generated electricity in 2050, nuclear and solar PV are key low carbon technologies. They generate 38–71% of the total generated electricity, depending on the considered policy route. Except for CSP, all the other SET Plan technologies are deployed in all decarbonised scenarios. Their relevance for total generated electricity (after nuclear and PV) is as follows (from more to less relevant): coal and gas CCS technologies, hydro, wind onshore, wind offshore, bioenergy, marine and geothermal. Other studies on decarbonised scenarios for the power sector show similar results as portfolios of power technologies.

We conclude on the importance of a certain policy decision for the configuration of the low carbon power sector. In terms of the most influential exogenous policy routes, besides the CO<sub>2</sub> cap, the configuration of the decarbonised power sector in 2050 will depend on: (listed in decreasing order of influence) the level of deployment of NPP, available sites for which there are adequate conditions for new RES power plants, end-use energy efficiency requirements, and the capability of the power system to deal with high shares of variable solar and wind electricity. On the less influential side, exogenous policy routes on acceptability of CCS technologies and on use of biomass for power generation, play a less important role in the cost-effectiveness of other electricity generation technologies. This provides useful support

for deciding on the level of detail that can be used in subsequent design and analysis of future energy scenarios, at least from the perspective of cost-effective CO<sub>2</sub> mitigation. It is worth to mention that ultimately these policy routes reflect public acceptance to perceived technology risks, land use change and energy security concerns. Consequently, R & D efforts targeting public acceptance issues can play an important role for keeping all options open. Even the increased end-use energy efficiency route can also be seen as expectations on the capability of consumers to adopt new technologies and/or behaviour.

Traditionally, results on low-carbon pathways for the EU power sector are normally analysed within scenarios and then compared, for example, by assessing aggregated technology deployment (e.g. RES technologies) or impact on cost for each scenario. This approach is very useful for informing climate mitigation policies and/or energy policies and has been used for supporting EU's energy and climate policies. However, in order to more effectively informing R & D policies focusing on energy technology, this paper presents a complementary approach that systematically and explicitly assesses the deployment of more disaggregated power technologies across scenarios. Our approach allows to take the analysis of the low-carbon power portfolio further, identifying and comparing how different technology policy routes affect the deployment of individual technologies. Such analysis contributes to assessing underlying uncertainty of the results, complementing other uncertainty management approaches. Moreover, the interplay between the roles of low-carbon power technologies in the energy system becomes more evident, and can thus be more clearly communicated to energy technology R & D policy makers, who have to decide on allocation of limited human and capital resources across the broad group of low carbon technologies. In this context it can be critical to understand the way in which, under a cost-effective approach, the increased deployment of a certain technology can, in some cases, affect the relative cost-effectiveness of other(s). We implement this approach to the individual SET Plan technologies.

Regarding the sensitivity of the technologies deployment to the

**Table 9**

Comparison of selected results for 2030 and 2050 with similar studies.

	PEC (EJ)	Power sector CO <sub>2</sub> emissions (MtCO <sub>2</sub> )	CO <sub>2</sub> prices (euros <sub>2005</sub> /tCO <sub>2</sub> )	% RES electricity	% intermittent RES electricity	% electricity in FEC	% CCS in electricity generation
2030 CAP85	65	349	101	50	20	22	13
Capros et al. (2014) for AM5S2	48–70 <sup>a</sup>	n.a.	21 <sup>a</sup> –91	41 <sup>a</sup> –52	n.a.	18–29	n.a.
2050 CAP85	57	90	1438	60	42	42	18
Capros et al. (2014) for AM5S2	50–68 <sup>a</sup>	9–58 <sup>a</sup>	243–565 <sup>a</sup>	48 <sup>a</sup> –63	24–45	24–38	20–21

Notes: n.a. – not available;

<sup>a</sup> Result of the TIMES-PanEU model used in this study.

studied exogenous policy routes, CSP, marine and CCS are found to be the technologies most sensitive. As they are marginal technologies, they become cost-effective whenever there are ‘windows of opportunity’ created by limited deployment of other low-carbon technologies, such as limited availability of biomass or lower solar and wind available sites. On the other hand, nuclear, hydro and geothermal technologies are found to be the less sensitive technologies to the exogenous policy routes. Whereas hydro and nuclear have a ‘well established role’ in decarbonising EU’s power system, the finding is new for geothermal, which in absolute terms contributes to a minor share of the total generated electricity (0.5% or less in 2050).

Regarding interdependences between the SET Plan technologies across the exogenous policy routes, it was found that technologies are competing differently depending on the policy routes. While the limited set of results of this paper do not allow a broad extrapolation, it can already be concluded that there is a positive correlation between the deployment of wind offshore and onshore, as well as between wind technologies and solar PV. This implies that policies favourable for supporting one technology group will also have positive incremental effect on the other, bringing forward a sort of ‘double dividend’.

In terms of implications for energy technology policy making, and considering the SET Plan goal of accelerating deployment of low-carbon technologies, our results suggest that by combining both traditional scenario analysis with the cross-policy routes approach presented, R&D can be tailored to depending on how sensitive technologies are to the policy routes. R&D priority should be given to those technologies that are in any case deployed rapidly across the modelled time horizon (as PV) as this could significantly reduce the energy system costs, but also to those that are deployed up to their maximum technical potentials and that are typically less sensitive to exogenous policy routes (as hydro and geothermal). For these ‘no regret’ technologies, R&D efforts could be mainly directed to increase their technical potential for implementation. For yet ‘sensitive’ to exogenous policy routes technologies (as CSP and marine), efforts should be assigned to improving their techno-economic characteristics such as capacity factors or associated costs.

This paper has focused on analysing how different decarbonised exogenous policy routes assumptions affect the deployment of the low carbon power technologies within the whole energy system, while the expected evolution of their techno-economic parameters (such as investment and operation costs or efficiencies) was considered the same across policy routes. As a next step, it is relevant to assess to what extent plausible future variations in such parameters affect technological deployment. Such information can provide useful insights in designing energy technology policies setting priorities for allocation of research and development funding with a view towards a decarbonised EU power sector.

**Acknowledgement**

The authors would like to acknowledge the contribution of the several invited external experts and the colleagues who participated in the JRC-EU-TIMES model validation within which the results were generated. The views expressed are purely those of the authors and may not in any circumstances be regarded as stating an official position of the European Commission.

**Appendix A**

See Table A1.

**Appendix B**

See Table B1.

**Table A1**  
Exogenous useful energy services and materials demand input into JRC-EU-TIMES for EU28.

Year	Agric. (PJ)	H & C comm. (PJ)	H & C comm. (PJ)	Other comm. (PJ)	H & C resid. (PJ)	Other resid. (PJ)	Al (Mt)	NH <sub>3</sub> (Mt)	Cl (Mt)	Other industry (PJ)	Cement (Mt)	Cu (Mt)	Glass (Mt)	Iron & steel (Mt)	Paper (Mt)	Passenger mobility <sup>a</sup> (Bp km)	Freight mobility <sup>a</sup> (Bt km)
2005	1302	3567	3496	8591	2593	6	12	2006	6959	236	2	31	196	100	6577	2,132,426	
2006	1317	3670	3575	8599	2659	6	12	2028	6930	240	2	32	192	101	6646	2,170,503	
2010	1353	3784	3777	8434	2834	6	12	2091	6886	251	2	33	185	101	6815	2,264,363	
2015	1376	3973	4027	8282	3180	7	13	2215	7375	269	2	36	195	104	7128	2,547,882	
2020	1435	4155	4284	7998	3317	7	14	2483	7984	298	2	41	197	111	7361	2,844,396	
2025	1492	4292	4511	7660	3449	7	15	2613	8188	340	2	47	194	125	7558	3,062,411	
2030	1540	4476	4790	7368	3554	7	16	2683	8340	363	2	52	186	134	7748	3,316,167	
2035	1601	4669	5048	7075	3571	8	16	2670	8321	389	2	57	186	142	7898	3,570,264	
2040	1618	4861	5304	6790	3602	7	17	2820	8503	417	2	62	187	153	8012	3,780,567	
2045	1639	5007	5518	6482	3597	7	18	2912	8504	437	2	68	183	160	8078	3,965,027	
2050	1724	5230	5803	6273	3622	7	20	3117	8924	475	2	75	173	170	8176	4,191,499	

Note: H & C stands for heating and cooling plus sanitary water heating. Al stands for aluminium production; NH<sub>3</sub> for ammonia production, Cl for chlorine production and Cu for copper production.  
<sup>a</sup> Passenger and freight mobility in this table does not include aviation and navigation as these are represented in the model in PJ not in p km or t km.

**Table B1**

Assumptions on techno-economic characteristics for electricity generation technologies considered in JRC-EU-TIMES (excludes CHP).

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur <sub>2010</sub> /kW)				Fixed operating and maintenance costs (eur <sub>2010</sub> / kW)				Electric net efficiency (condensing mode) (%)				Tech. life (yr.)	Availability factor (%)	CO <sub>2</sub> capture rate (%)
		2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050			
Hard coal/ lignite 600 MW- el	Subcritical	1365/	1365/	1365/	1365/	27/	27/	27/	27/	37/	38/	39/	41/38	35	80/75	0
		1552	1552	1552	1552	33	33	33	33	35	35	37				
	Supercritical	1705/	1700/	1700/	1700/	34/	34/	34/	33/	45/	46/	49/	49/49	35	80/75	0
		1552	1856	1856	1856	39	39	43	45	43	45	47				
	Fluidized bed	2507/	2507/	2507/	2507/	50/	50/	50/	50/	40/	41/	44/	46/43	35	75/75	0
		2758	2489	2247	1830	55	50	45	37/	36	37	40				
	IGCC	2758/	2489/	2247/	1830/	55/	50/	45/	37/	45/	46/	48/	50/51	30	80/75	0
		3009	2716	2451	1996	48	43	39	32	42	44	48				
	Supercritical+post comb. capture	2450/	2209/	2018/		43/	41/	34/	30/	32/	36/	39/38		35	75/75	88
2555		2479	2381		49	43	38	29	31	35						
Supercritical+oxy- fuelling capture	3028/	2287/	1876/		38/	37/	31/	28/	31/	36/	40/39		35	75/75	90	
	3330	2516	2063		45	41	35	27	30	35						
IGCC pre-comb capture	2689/	2447/	2030/		47/	40/	38/	31/	33/	39/	44/42		30	75/75	89	
	2953	2366	2006		71	64	58	30	32	38						
Natural gas 550 MW- el	Steam turbine	750	750	750	750	19	19	19	19	42	42	42	43	35	45	0
	OCGT Peak device advanced	568	568	568	568	17	17	17	17	42	45	45	45	15	20	0
	Combined-cycle Combined-cycle +post comb. capture	855	855	855	855	26	21	20	20	58	60	62	64	25	60	0
		1244	1155	1093		44	41	39	42	44	49	53		25	55	88
OCGT Peak device conventional	486	486	476	472	12	12	12	12	39	39	40	41	15	20	0	
Nuclear 1000 M- Wel	3rd generation LWR planned	5000	5000	5000	5000	specific values for each reactor from IAEA										
	3rd generation non- planned	5000	4625	4250	3500	43	43	42	42	34	34	36	36	50	82	
	4th generation Fast reactor				4400	91	85	80	69	34	34	36	40	50	82	
Wind onshore	Wind onshore 1 low/ 2 medium (IEC class III/II)	1300/ 1400	1200/ 1270	1050/ 1190	950/ 1110	32/ 34	25/ 27	23/ 24	20/ 21	100	100	100	100	25	16/21	
	Wind onshore 3 high/very high (IEC class I/S)	1600/ 1700	1380/ 1430	1270/ 1320	1190/ 1240	36/ 40	29/ 32	27/ 29	25/ 27	100	100	100	100	25	30/40	
		2500/ 3000	2000/ 2600	1800/ 2380	1500/ 1950	106/ 106	80/ 80	63/ 63	54/ 54	100	100	100	100	25	15/32	
Wind offshore	Wind offshore 1 low/medium (IEC class II)	4300/ 6000	3400/ 4200	2700/ 3300	2100/ 2700	130/ 170	95/ 120	75/ 90	60/ 70	100	100	100	100	25	40/51	
	Wind offshore 3 high deeper waters (IEC class I)/ 4 very high floating															
Hydro	Lake very small hydroelectricity < 1 MW	7300/ 1800	7300/ 1800	7300/ 1800	7300/ 1800	73/ 18	73/ 18	73/ 18	73/ 18	100	100	100	100	75	42	
	Lake medium scale hydroelectricity 1– 10 MW	5500/ 1400	5500/ 1400	5500/ 1400	5500/ 1400	55/ 14	55/ 14	55/ 14	55/ 14	100	100	100	100	75	42	
	Lake large scale hydroelectricity > 10 MW	4600/ 1200	4600/ 1200	4600/ 1200	4600/ 1200	46/ 12	46/ 12	46/ 12	46/ 12	100	100	100	100	75	38	
	Run of River hydroelectricity	1454	1712	1575	1575	15	17	16	16	100	100	100	100	75	36	
Solar	Solar PV utility scale fixed systems > 10 MW	3165	895	805	650	47	13	12	10	100	100	100	100	30	24	
	Solar PV roof < 0.1 MWp/0.1– 10 MWp	3663/ 3378	1420/ 1065	1135/ 850	775/ 675	55/ 51	21/ 16	17/ 13	12/ 10	100	100	100	100	30	24	
		6959	2698	2157	1473	104	40	32	22	100	100	100	100	30	27	
Biomass	Solar CSP 50 MWel	5200	2960	2400	1840	104	89	72	37	100	100	100	100	30	35	
	Steam turbine biomass solid conventional	3069	2595	2306	2018	107	91	81	71	34	35	36	38	20	90	0
	IGCC Biomass 100 MWel	3960	3574	3225	2627	139	125	113	92	37	37	43	48	20	90	0
	Biomass with carbon sequestration	4297	3373	2652	2321	150	118	93	81	33	34	35	36	20	61	85
Anaerobic dig. biogas+gas engine	3713	3639	3566	3426	130	127	125	120	36	38	40	45	25	80	0	

(continued on next page)

Table B1 (continued)

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur <sub>2010</sub> /kW)				Fixed operating and maintenance costs (eur <sub>2010</sub> / kW)				Electric net efficiency (condensing mode) (%)				Tech. life factor (yr.)	Availability factor (%)	CO <sub>2</sub> capture rate (%)
		2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050			
Geothermal	3 MWel Geo hydrothermal with flash power plants	2400	2200	2000	2000	84	77	70	70	100	100	100	100	30	90	
	Enhanced geothermal systems	10,000	8000	6000	6000	350	280	210	210	100	100	100	100	30	90	
Ocean	Wave 5 MWel	5650	4070	3350	2200	86	76	67	47	100	100	100	100	30	22	
	Tidal energy stream and range 10 MWel	4340	3285	2960	2200	66	62	59	47	100	100	100	100	30	22	

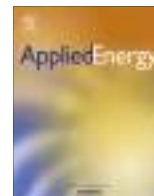
## References

- Brancucci Martínez-Anido, C., L'Abbate, A., Migliavacca, G., Calisti, R., Soranno, M., Fulli, G., Alecu, C., de Vries, L.J., 2013. Effects of North-African electricity import on the European and the Italian power systems: a techno-economic analysis. *Electr. Power Syst. Res.* 96, 119–132. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.11.001>.
- Capros, P., Tasios, N., de Vita, A., Mantzos, L., Paroussos, L., 2012a. Transformations of the energy system in the context of the decarbonisation of the EU economy in the time horizon to 2050. *Energy Strategy Rev.* 1, 85–96. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.06.001>.
- Capros, P., Tasios, N., De Vita, A., Mantzos, L., Paroussos, L., 2012b. Model-based analysis of decarbonising the EU economy in the time horizon to 2050. *Energy Strategy Rev.* 1, 76–84. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.06.003>.
- Capros, P., Paroussos, L., Fragkos, P., Tsani, S., Boitier, B., Wagner, F., Busch, S., Resch, G., Blesl, M., Bollen, J., 2014. European decarbonisation pathways under alternative technological and policy choices: a multi-model analysis. *Energy Strategy Rev.* 2, 231–245. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2013.12.007>.
- Duerinck, J., Goralach, B., Panasiuk, D., Lodewijks, P., Lust, A., Srebotniak, T., 2011. A study to assess methodologies for monitoring of aspects of a post-2010 strategy on growth and Jobs that includes the goal of a transition to a low-carbon economy. American Society for Parenteral and Enteral Nutrition (ASPEN) Report.
- EURELECTRIC, 2011. Hydro in Europe: Powering Renewables. Working Group Hydro. Brussels.
- European Commission, 2007. COM(2007) 723 final. Communication from the commission to the council, the European Parliament, the European economic and social committee and the committee of the regions. A European Strategic Energy Technology Plan (SET-PLAN) – Towards a low carbon fut. Brussels.
- European Commission, 2011a. COM(2011) 885 final. Communication from the commission to the European Parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. Energy Roadmap 2050 European Commission. Brussels.
- European Commission, 2011b. COM(2011) 112 final. Communication from the commission to the European Parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050. Brussels.
- European Commission, 2014. COM(2014) 15 final. Communication from the commission to the council, the European Parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A Policy Framework for Climate and Energy in the Period from 2020 to 2030. European Commission Brussels.
- European Communities, 2001. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001, on the Promotion of Electricity Produced from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market. Brussels.
- European Communities, 2003. Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003, Establishing a Scheme for Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Within the Community and Amending Council Directive 96/61/EC. Brussels.
- European Communities, 2009a. Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009, Amending Directive 2003/87/EC so as to Improve and Extend the Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme of the Community. Brussels.
- European Communities, 2009b. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources. Brussels.
- Haller, M., Ludig, S., Bauer, N., 2012. Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. *Energy Policy* 47, 282–290. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069>.
- Hübler, M., Löschel, A., 2013. The EU decarbonisation Roadmap 2050 – what way to walk? *Energy Policy* 55, 190–207. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.054>.
- Jägemann, C., Fürsch, M., Hagspiel, S., Nagl, S., 2013. Decarbonizing Europe's power sector by 2050 – analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways. *Energy Econ.* 40, 622–636. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.019>.
- Lavagno, E., Auer, H., 2009. REALISEGRID – REseArch , methodoLogies and technologies for the effective development of pan – European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable , competitive and sustainable electricity supply. D2.1 The Model Adopted For The Scenar. Torino.
- Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., 2005a. Documentation for the TIMES Model - PART II.
- Loulou, R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtila, A., Goldstein, G., 2005b. Documentation for the TIMES Model - PART I.
- Nijs, W., Simoes, S., Ruiz-Castello, P., Thiel, C., 2014. Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050. In: Conference European Energy Markets. IEEEX Database, Kracow, pp. 1–4.
- Pachauri, R.K., Meyer, L.A. (Eds.), 2015. IPCC, 2014: climate Change 2014: synthesis report. contribution of working groups I, II and III to the fifth. In: Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change 2015 IPCC. Geneva, Switzerland.
- RES2020 Project Consortium, 2009. The Pan European TIMES Model RES2020, Model Description And Definitions Of Scenarios. Intelligent Energy Europe Project no. EIE/06/170/SI2 2009 442662.
- Russ, P., Ciscar, J.-C., Saveyn, B., Soria, A., Szabó, L., Ierland, T.V., Van Regemorter, D., Virdis, R., 2009. Economic assessment of post-2012 global climate policies – analysis of gas greenhouse gas emission reduction scenarios with the POLES and GEM-E3. Joint Research Centre Policy Report Models.
- Simoes, S., Nijs, W., Ruiz, P., Sgobbi, A., Radu, D., Bolat, P., Thiel, C., Peteves, S., 2013. The JRC-EU-TIMES Model. Assessing the Long-Term role of the SET Plan Energy Technologies, EUR – Scientific and Technical Research Series. Publications Office of the European Union, Luxembourg.
- Tzimas, V., 2011. Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) Technology Description (JRC Scientific and Technical Reports). Publications Office of the European Union, Luxembourg. <http://dx.doi.org/10.2790/37519>.

**3.5. TOWARDS A GREEN ENERGY ECONOMY – THE EU  
ENERGY UNION’S TRANSITION TO A LOW-CARBON ZERO  
SUBSIDY ELECTRICITY SYSTEM**

Contents lists available at [ScienceDirect](#)

Applied Energy

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/apenergy](http://www.elsevier.com/locate/apenergy)

# Towards a green energy economy? The EU *Energy Union's* transition to a low-carbon zero subsidy electricity system – Lessons from the UK's *Electricity Market Reform*

David M. Newbery

Energy Policy Research Group (EPRG), University of Cambridge, Sidgwick Ave., Cambridge CB3 9DE, UK

## H I G H L I G H T S

- The EU Energy Union package proposes market-responsive renewables support.
- This implies Premium Feed-in tariffs, which need long-term hedge contracts.
- Auctions in UK's Electricity Market Reform reduced renewables costs.
- Zero-subsidy low-carbon generation requires a different auction design.
- R&D requires a new form of funding.

## A R T I C L E I N F O

### Article history:

Received 12 August 2015  
 Received in revised form 19 December 2015  
 Accepted 19 January 2016  
 Available online xxxxx

### Keywords:

Renewable electricity  
 Support mechanisms  
 Auctions  
 Contract design  
 Innovation support

## A B S T R A C T

The 2015 EU *Energy Union* Package proposes integrating renewables into the market, just as the UK has moved away from Premium Feed-in Tariffs (FiTs) for renewable electricity supply (RES-E) to something closer to the standard FiT, which, when auctioned, demonstrated a 3% real fall in the weighted average cost of capital (WACC). The UK, which has experimented with nearly all forms of RES-E support, offers the evidence base for designing the *Energy Union's* RES-E support. Innovation needs a further redesign to deliver adequate funding, best done through country contributions to an EU-wide innovation competition.

© 2016 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

The transition to a low-carbon electricity system is a key component of any green economy transition. The green growth agenda recognizes that conventional national accounting is restricted to marketed goods, which ignores impacts on the environment that are not properly priced. If the unaided market will not deliver the green economy, then additional policies will be required to correct the distorted signals that fail to reflect the full range of human aspirations. Proper green accounting would include changes in the value of natural capital, and, critically, of the depletion of the atmosphere's ability to mitigate climate change through increasing levels of greenhouse gases. If the world is to avoid damaging climate change, then it will need to massively reduce the carbon

intensity of economic activity, an objective resoundingly endorsed with the COP21 Paris agreement.

The electricity supply industry (ESI) is a natural place to start decarbonizing the economy, as it can be done at lower cost and with less behavioural and structural change than in other sectors. Decarbonizing electricity is also key to reducing the carbon intensity of heat and transport, and has the considerable advantage that it can be done without changing the final product, electricity, nor the massive past investments in the delivery infrastructure (transmission, distribution, metering and systems operation).

The EU climate change targets set out in EC (2014) [1] call for a 40% reduction in greenhouse gas (GHG) emissions by 2030 with binding national commitments and an EU-wide renewables target of 27% of energy consumption, but with no individual Member State obligations (all emissions targets are relative to 1990). The UK has more stringent emissions objectives than the EU to 2030 but no post-2020 renewables objectives. The Committee on

E-mail address: [dmgn@cam.ac.uk](mailto:dmgn@cam.ac.uk)



Climate Change set a 57% emissions reduction by 2030 in its *Fifth Carbon Budget* [2].

The 2015 EU *Energy Union Package* [3] proposes integrating renewable energy supply from electricity (RES-E) into the market. This aims to move away from the unresponsive standard Feed-in Tariffs (FiTs), replacing them by Premium FiTs (PFiTs), which pay a premium on the market price but require generators to take responsibility for selling and balancing their power. The UK, in its *Energy Act 2013* [4], launched its Electricity Market Reform (EMR) designed to accelerate the delivery of low-carbon and renewable energy supply (RES), to meet the EU RES and climate change targets at lower cost while maintaining reliability. In contrast to the *Energy Union Package* it aims to replace PFiTs with Contracts-for Differences with FiTs (CfDs for short) for RES-E, closer to the classic FiT, as the way to lower the cost of RES-E support.

This paper draws on the evidence of the effectiveness of various support mechanisms in the UK to identify good and bad policy instruments intended to guide the transition to a low-carbon zero-subsidy electricity system. It places the logic of the EMR firmly within the green growth strategy by arguing that a main justification for green investment is to be consistent in using the same low discount rate that justifies climate change policies with a low cost of borrowing for that investment. Its main contribution is to quantify the impact of the EMR in lowering the cost of borrowing for supporting RES-E. It further contributes by examining the impact of current public finance constraints on the UK's transition to the low-carbon future, and suggests better ways of reconciling climate change objectives with fiscal constraints. This analysis informs proposals for suitable instruments to meet the requirements of the *Energy Union Package* which has been criticized for raising the cost of RES-E support. It also addresses another key *Energy Union* objective of how to finance Research and Innovation to drive down the cost of less mature low-carbon energy technologies.

The UK electricity supply industry (ESI) has experienced substantial changes to its low-carbon support policies since the industry was privatized in 1990. From being the model for early EU *Electricity and Gas Directives*, the UK has increasingly had to adapt to externally driven European energy policies, usefully reviewed by Kanellakis et al. [5]. The UK has a long history of climate change policies [6–11] with an emphasis on decarbonizing the economy, and particularly the ESI. The UK, home of the first commercial nuclear reactor, has been a proponent of nuclear power, although with growing concerns over its cost. In contrast, the EU has always found the issue of nuclear power highly divisive and has instead emphasized renewable energy.

Consequently, the UK has come under increasing pressure to broaden its climate change policies to embrace RES from the *Renewables Directive* [12], whose aim is to support near-mature RES to become competitive with fossil fuels from 2020. The *Energy Union Package* endorses that aim, sets out clear principles for support, and recognises that removing subsidies requires reforming the EU Emissions Trading System (ETS). The UK is similarly anxious to reduce inefficient subsidies, concerned at their impact on consumer affordability. The aim of the EMR was to accelerate the delivery of low-carbon and RES-E, to meet emissions and RES targets at lower cost while maintaining reliability.

The UK represents one of the most interesting case studies of supporting RES-E, as she has tried almost every policy at least once before switching, often maintaining two policies in parallel. The UK therefore offers a model for comparing and contrasting alternative approaches to supporting RES-E ([6]). This is now urgent as the *Energy Union Package* has proposed a radical departure from the previously preferred European model of Feed-in Tariffs (FiTs), to which the UK had finally aligned itself with the EMR.

## 2. Methods

The relationship between the electricity decarbonization and the green economy is explained and related to the UK's recent energy policy debate with its focus on lowering the cost of finance. The recent history of UK's climate change and energy policies is examined to assess the strengths and weaknesses of different RES-E support policies. The UK costs of financing renewables under different forms of support in the UK are estimated from auction results and the evidence base for the EMR. The evidence thus obtained from the past ESI experience, the recent impact of EMR and the experience of other countries allows an assessment of the aims of the *Energy Union Package* and how they may best be met.

## 3. Green growth and the role of decarbonization

The idea of sustainable development as an internationally recognized objective goes back at least as far as the UN Conference on the Human Environment in Stockholm, 1972. That led to the much-cited concept of sustainability published by the Brundtland Commission: "Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs." [13]. Its more recent embodiment as a "green growth strategy" by the OECD [14] was helpfully put in context by Jacobs [15]. The energy sector trilemma of balancing security of supply with sustainability and affordability implies that sustainability, or green growth, will not automatically be affordable, in the sense of the lowest market price to consumers, and that market interventions are likely to be needed to deliver green objectives in the ESI. Three market failures bedevil the delivery of decarbonization – carbon is inadequately priced, future market returns are too heavily discounted by private investors, and innovation is inadequately rewarded.

The first and last of these are familiar market failures discussed below. The problem of discounting comes in many guises, and the links between them are not often clearly brought out. It is now widely appreciated that the cost of climate damage is highly sensitive to the discount rate. Avoiding a climate cost of \$1 million in 100 years' time discounting at a commercial real rate of interest of 8% would only justify a present expenditure of \$455 today, but discounting at the Stern [16] social discount rate of 1.4% would justify present expenditure of \$250,000 now, and at 1%, \$370,000. The case for a low discount rate is essentially an insurance one that climate change threatens, perhaps with low probability, high impact high cost future events that justify a very low social discount rate (see e.g. [16–18]). The fact that policies are guided by the need to avoid damaging climate change implies that discount rates to assess their impact and to take actions to mitigate them should be low, and that therefore green investments in particular should use a low social discount rate for consistency.

This argument is given renewed force for two reasons. The first is that the global financial crash has led to remarkably low costs of public sector borrowing in stable developed economies. The UK Government cost of long-term debt has never been as low as at present since the creation of the Bank of England in the 17th century. Real interest rates are effectively zero. Low carbon generation investments are highly capital intensive compared to fossil generation, and so the cost of finance is critical to their cost of delivery, and would be low at current public sector interest rates. The other side is that the cost of financing low carbon generation is very high (8–10% real) in liberalized electricity markets without long-term contracts, as developers perceive considerable political and regulatory risk. If, as would be logical to avoid damaging climate change,

the public sector can offer long-term contracts and low cost finance, then the resulting green investments would indeed both stimulate growth (which currently suffers from under-investment in infrastructure) and deliver the green economy.

There is an additional argument for low-carbon investments promoting green growth, because logically such investments need an adequate and rising carbon price or tax. Assuming that any permit price is captured by governments issuing the permits (automatic with a carbon tax) the revenue would reduce the cost of supporting low-carbon investments and allow other distortionary taxes to be reduced, delivering a “double dividend” and further stimulating growth [19].

The EMR correctly diagnosed the need to lower the weighted average cost of capital and the importance of long-term contracts in delivering that. Unfortunately, the lesson was learned rather late and meanwhile the UK economy experienced excessively high costs in meeting its renewables objectives.

#### 4. The UK's climate change and energy policies

Newbery [9], Newbery [20] recounts the history of the UK's climate change and energy policies since *This Common Inheritance: Britain's Environmental Strategy* [21] that set the UK's first carbon target. That history demonstrates the difficulty of maintaining consistency in energy policy. The now standard trilemma of reliability, sustainability and affordability in practice means reliability always trumps in the ESI, leaving politicians to fight over the relative weight to give to sustainability and affordability, widened to include competitiveness. That said, there has been, and still is, considerable cross-party support for commitments to reducing GHG emissions, reflected in the *Climate Change Act 2008* [22] that provides a legal framework for delivering GHG commitments.

When the ESI was privatized by the Conservative Government in 1989, the nuclear power stations needed support to finance decommissioning. The Fossil Fuel Levy imposed on fossil generation raised the required revenue but DG COMP insisted that this be made available to all zero-carbon generation, including renewables. A Non-Fossil Fuel Obligation (NFFO) was placed on electricity supply companies in the 1989 *Electricity Act*, requiring them to buy a certain amount of nuclear or renewable electricity at a

premium price. Support for renewables was provided through NFFO auctions for effectively Feed-in Tariffs (FiTs) [23].

The early NFFO auctions led to dramatic falls in the cost of renewables, but also to an increasing shortfall in the delivery of winning projects. Non-delivery was not penalized so developers bid for many sites to find at least one successful in gaining planning approval. Wood and Dow [8] criticized the NFFO scheme for only delivering 19% of the contracted wind capacity. Table 3 in Section 7 below summarizes the types of support that have been used in various countries and in the UK at various times, setting out their strengths and weaknesses.

After the 1997 change to a Labour Government, this failure to deliver led to the *Utilities Act 2000*, which placed an obligation on electricity suppliers to secure a specified proportion of their sales from renewables, which would be given a form of Premium FiTs, called Renewables Obligation Certificates (ROCs). The amount is set out each year in the *Renewables Obligation Order*, which also sets the buy-out price for failure to buy a sufficient number of ROCs. Demand and supply for ROCs sets their price which is added to the wholesale price, and the revenue from the buyout fund is distributed to those issuing the ROCs in proportion to their sales, enhancing their value. Fig. 1 shows that the revenue to wind farms is made up of a volatile wholesale price (measured here by annual moving average of the Reference Price in the Day-ahead market, RPD), and the value of 1 ROC, which is more stable but still vulnerable to changes in the future requirement placed on supply companies relative to the supply of renewables.

Wood and Dow [8] argued that the RO raised “internal risk” by adding price and volume risk, and “external failures” from the ending of central dispatch and the move to the energy-only NETA/BETTA markets. “By the end of 2009, under a stable feed-in tariff mechanism, Germany had over 25 GW of wind installed in comparison to just over 4 GW in the UK, and around 16% share of Electricity in comparison to 6.6% in the UK.” (See also Table 3 below).

This lagging performance from a country with the best wind resource in Europe might not have mattered, given the *Climate Change Act 2008* [22] with its ambitious carbon targets, the latest of which, the *Fifth Carbon Budget* [2] for 2028–32 commits the UK to reduce emissions by 57% from 1990, except for the *Renewables Directive* [12]. That Directive increased the share of EU energy

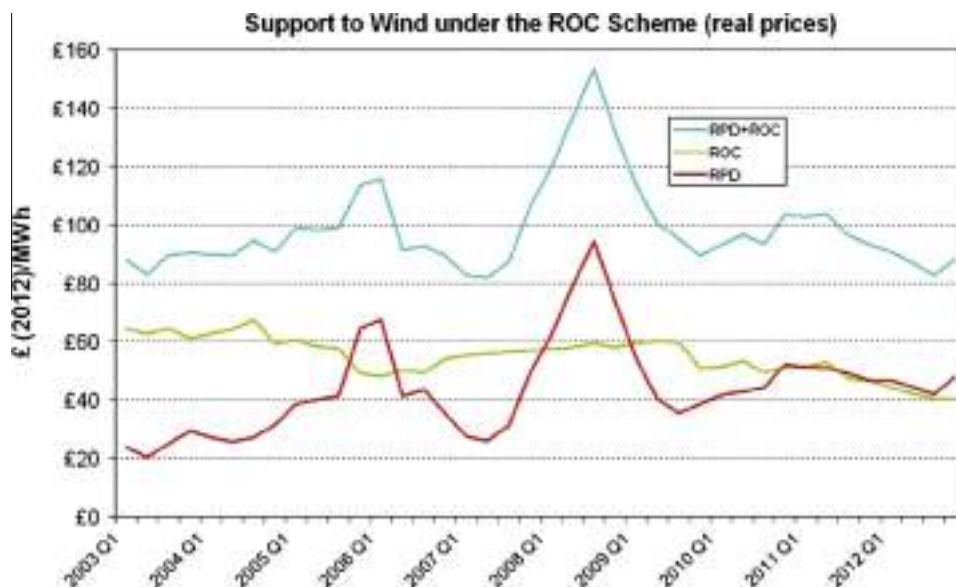


Fig. 1. The revenue received per MWh of on-shore wind under the RO scheme. Sources: RPD (Reference Price Day-ahead) from APX, ROC prices from Ofgem (<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-buy-out-price-%C2%A344.33-and-mutualisation-ceilings-2015-16> accessed 20.07.15).

(not electricity) that must be generated from RES by 2020 from 12.5% to 20%. The EU share of RES-E was expected to be 34% by 2020, and had reached 24% by 2015, of which 10% was variable (wind and solar) (EC, 2015c). Surprisingly, the UK Labour Government accepted one of the most challenging RES targets (relative to its initial position) of 15%, and promised to source 40% of electricity from low carbon sources and around 30% of electricity from renewables by 2020 [24]. These ambitious targets undermined confidence that there would be any support for conventional generation, much of which was due to retire as a result of the EU *Large Combustion Plant Directive* and *Industrial Emissions Directive*.

Faced with concerns over security of supply, the regulator, Ofgem, launched *Project Discovery*, which recommended “far reaching energy market reforms to consumers, industry and government” and concluded that “The unprecedented combination of the global financial crisis, tough environmental targets, increasing gas import dependency and the closure of ageing power stations has combined to cast reasonable doubt over whether the current energy arrangements will deliver secure and sustainable energy supplies.” [25].

The Department of Energy and Climate Change [26] came to the same diagnosis – the carbon price was too low to support unsubsidized nuclear power, while the wholesale electricity price was set by fossil fuel prices (and the ETS). Fossil generators enjoyed a natural hedge as the difference between the electricity sales price and the cost of fuel is reasonably stable, while that for non-fossil generation is very volatile, as shown in Fig. 1, as their variable costs are low and constant [27,28]. Looking forward, non-fossil generation faces volatile carbon prices that are too low and sensitive to political intervention, thus undermining their future credibility. DECC [26] agreed that security of supply was becoming an issue, and that the market was not delivering the required volume of renewables.

Labour lost the 2010 election and was replaced by a Conservative-led coalition with Lib-Dem support, more favourable to nuclear power but less well disposed to the European Project, arguing that GHG reductions matter, not the manner of delivery (RES). This reflects an EU failure to provide convincing reasons for RES support, and the suspicion that it has more to do with Germany's hostility to nuclear power and the implication that the cost of switching to RES should be “fairly” shared to protect German competitiveness. The stated reasons often include the economically doubtful arguments that it enhances energy independence, stimulates new industries and creates employment. Given that most PV and many wind turbines are now made in China, that the cost per job created in these new industries is higher than in the rest of the economy and so reallocating funds actually reduces employment per public €, and that oil and gas imports are rising as a share of final energy demand, these arguments miss the central and only legitimate defence for RES support. There is an excellent green growth case for supporting low-low carbon investment, set out above, to which can be added the case for additional support (over and above the inadequate carbon price) for RES-E.

RES targets should be viewed as a policy designed to create demand-pull that will induce learning-by-doing and achieve the dynamic economies of scale to drive down costs and make these low-carbon options attractive to the rest of the world [29–34]. Only if that happens will other countries be willing to sign up to the massive decarbonisation that global climate change mitigation requires. The *Renewables Directive* ensures that the club good<sup>1</sup> of financing this innovation goal is equitably shared, although its

<sup>1</sup> A club good is strictly one that is excludable but non-rival, and so those who wish to consume it have to pay a membership fee to gain access. In this case the club good is the resulting lowering of costs of RES, and it has become an obligation on existing club members, i.e. the Member States, through the *Renewables Directive*.

failure to address the underlying market failure of an inadequate carbon price through the EU ETS and the conflict between the ETS and the *Renewables Directive* (which lowers the price of emission allowances, EUAs) further undermine trust in the coherence of EU Climate Change strategy.

## 5. Electricity market reform

The 2011 estimated cost of meeting the Government's carbon and renewables targets by 2020 in electricity alone amounted to £110 billion, or over £12 billion per year compared with less than £5 billion in 2008, itself nearly 80% above the previous decade average [35]. This considerably exceeded the financial capacity of the major utilities, requiring new sources of finance. Given the high capital cost of most low-carbon options, anything to de-risk investments and lower the Weighted Average Cost of Capital (WACC) would lower support costs. A reduction in risk that reduced the WACC by each 1% would reduce interest costs by £1.2 billion each year by 2020, or nearly £45/year per household, compared with current domestic electricity bills of £450/yr.

The consultation proposed a Carbon Price Support (CPS) – a tax to bring the carbon price to a level that would ensure the commercial viability of nuclear power. The 2011 Budget [36] set the support price of CO<sub>2</sub> at £(2009)16/tonne in April 2013, projected to rise to £(2009)70/tonne by 2030. Any carbon tax adversely impacting competitiveness would not be credible, and indeed the 2014 Budget froze its price.

The solution to the credibility problem was to offer long-term 15-year contracts for low-carbon generation, Contracts-for-Differences with FiTs (CfDs for short). The CfD specifies a strike price and pays or receives the strike price less the market price (if the market price exceeds the strike price the holder pays back the excess). While similar to a standard FiT, the CfD holder is responsible for selling output and managing imbalances while the standard FiT pays on metered output.

CfDs with FiTs differ from standard CfDs in that they only pay if the plant generates. A standard CfD is a financial contract that pays or receives ( $s-p$ ) per MWh (where  $s$  is the strike price and  $p$  is the wholesale price), regardless whether the plant operates. The holder will only dispatch plant if  $p > c$ , avoidable cost. The contract makes operating profit  $(s-p) + \text{Max}(p-c, 0) = s - \text{Min}(p, c)$ , and a fully hedged plant will bid to sell at  $c$  [37], setting the price if at the margin. In contrast, the holder of a CfD/FiT would be willing to generate if  $p > c-s$ , and could set a negative price. The values for the strike prices are given below in Table 1, the average baseload price of electricity,  $p$ , at the end of 2014 looking forward was about £45 (€60)/MWh and the avoidable cost for biomass,  $c$ , might be £80 + (€110+)/MWh.

The final EMR component was an annual Capacity Auction to secure adequate flexible plant for reliability, starting in December 2014 for delivery four years hence (the first for winter 2018/19).

### 5.1. The power of auctions

DECC, the EMR delivery ministry, delegated the tasks of advising on the CfD strike prices and the procurement capacity in the auction to National Grid, and appointed an independent Panel of Technical Experts (PTE) to advise on National Grid's analysis. DECC published the draft CfD strike prices in July [39] with the PTE's first report [40]. The PTE criticized the methods for setting strike prices, arguing that the hurdle rate (the Weighted Average Cost of Capital, WACC) was too high, given the de-risking the contracts provided (15 years duration, indexed to the price level) and argued that auctions were superior ([40], para 79). Although CfDs had been announced before the 2012 ROC re-banding, the RO system would

**Table 1**  
CfD Auction Allocation: Round 1. Source: DECC [38]

Technology	Admin price	Lowest clearing price	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	Total capacity (MW)
Advanced conversion Technologies	£/MWh MW	£140	£114.39		£119.89 36	£114.39 26	62
Energy from waste with Combined heat and power	£/MWh MW	£80	£80			£80.00	94.75
Offshore wind	£/MWh MW	£140	£114.39		£119.89 714	£114.39 448	1162
Onshore wind	£/MWh MW	£95	£79.23	£79.23 45	£79.99 77.5	£82.50 626.05	748.55
Solar PV	£/MWh MW	£120	£50.00	£50.00 32.88	£79.23 36.67		69.55

run in parallel with the CfDs until 2017. A successful CfD scheme therefore had to compete with ROCs and offer a uniform country-wide price. Germany in contrast offered lower support in windier places, avoiding overcompensating well-endowed sites and also sets nominal prices. The UK offers indexed (real) prices, criticized by the NAO [41] as unnecessary when bond finance is normally nominal, helpfully front-end loading payments.

The PTE criticized the capacity auction for ignoring interconnectors and for excessively valuing the cost of System Operator actions to mitigate loss of load events [42,43]. The auction produced a clearing price of £19.40/kW yr [44], 60% below that estimated by DECC, demonstrating the power of auctions to reveal information and the danger of setting an administrative price. The 2015 capacity auction cleared at £18/kW yr, even lower [45].

DG COMP, noting the PTE's report, criticized the omission of interconnectors and so DECC included them in the 2015 auction (see [45]). DG COMP criticized the failure to market test the state aids offered by CfDs. In response the Government announced a CfD auction [46] with three separate pots for different technologies, limited by the Levy Control Framework (LCF).<sup>2</sup> Developers submit sealed bids, which are capped at the administratively set strike prices. The results of the first CfD auction, held in February 2015, are presented in Table 1. The 27 successful projects would receive subsidies of £315 million per year by 2020/21. The solar bid of £50 for 2015/16 was evidently a mistaken bid and not registered (i.e. withdrawn), so receives no CfD.

## 5.2. Estimating the excess cost of administered support prices

Table 1 shows the clearing prices were often substantially below the administered prices (now price caps). The excess level of the WACC can be computed from Table 1 using cost estimates [47] and price forecasts [48]. The differences in the internal rate of return for on-shore wind for varying values of the capacity factor (CF), capital cost (capex), and opex are shown in Table 2 as "IRR delta", where changes in assumptions are italicized.

The differences from varying the technology assumptions are small, suggesting that the lowering of the WACC of some 3% real per year is robust. This is material as DECC [49] estimated that the WACC for on-shore wind might fall from 8.3% under the RO scheme to 7.9% with a CfD, or by 0.4% (all real). If the implied WACC is reduced by 3.3% through auctions then the saving on generation investment of £75 billion up to 2020 [35] would be £2.5 billion per year by 2020, continuing for 15 years. The contrary view that the RO provides a better hedge than CfDs [50] might be true for portfolio utilities but the EMR was intended to encourage new sources of finance and appears successful, consistent with the experience elsewhere [51].

<sup>2</sup> The LCF limits support to amounts rising linearly to £7.5 bn/yr by 2020, and the amounts available for auction are thus revenue capped. See [https://lowcarboncontracts.uk/system/files/round\\_2\\_operational\\_plan\\_v2.pdf](https://lowcarboncontracts.uk/system/files/round_2_operational_plan_v2.pdf).

**Table 2**  
Differences in the internal rate of return for on-shore wind. Source: own calculations.

CF (%)	Capex (£/kW)	Fixed opex (£/kW yr)	Var opex (£/MWh)	IRR delta (%)
25	£1600	£30	£5	3.30
25	£1800	£30	£5	3.10
28	£1600	£30	£5	3.40
25	£1600	£45	£5	3.50
25	£1600	£20	£5	3.20
25	£1600	£30	£2	3.20

The potential savings may be under-estimated as unsuccessful bidders could fall back on the RO Scheme until 2017. Had the RO scheme ended when CfDs began, there would have been no fall-back, no need to ensure equality between CfDs and ROCs, and hence lower prices in the CfD auction and even larger savings. The end of 25 years of designing supports for renewables brought us back to the original NFFO tender auctions, this time paying (slightly) more attention to penalties for non-delivery [52].

In May 2015 the Conservatives unexpectedly won the election and immediately distanced itself from previous coalition agreements. In June the Government announced the end of ROCs for on-shore wind,<sup>3</sup> confirmed by the Minister on 25th November.<sup>4</sup> If ending the RO scheme implies relying on CfD auctions, that would be a sensible if over-due policy change. Instead it was defended as a manifesto commitment which was clearly intended to pacify rural Conservative voters, and as such was unnecessary as veto planning powers are devolved to local authorities.<sup>5</sup> The defence of ending support for on-shore wind was that "... we have enough onshore wind in the pipeline to meet our 2020 expectations. That is why we set out in our manifesto that we would end any new public subsidy for onshore wind farms."

Clearly one over-riding concern is that current support levels risk breaching the Levy Control Framework (LCF) that caps subsidies at £7.5 billion/yr by 2020. CfDs make subsidies rise as wholesale prices fall, so excessive capacity procurement did not help [42]. Closing the RO scheme for the cheapest large-scale renewable option but not the far more expensive off-shore wind and tidal lagoons makes no sense given the constraint of the LCF. The implication of breaching the LCF is that the amount of funding for future

<sup>3</sup> See <http://www.parliament.uk/business/publications/written-questions-answers-statements/written-statement/Commons/2015-06-18/HCWS40/> last accessed 20/7/15.

<sup>4</sup> See <https://www.gov.uk/government/speeches/amber-rudds-speech-on-a-new-direction-for-uk-energy-policy>.

<sup>5</sup> Manifesto commitments are made before an election and are intended to signal a policy commitment if the party is elected to (sole) power. Normally they raise no subsequent objections as they are deemed to have a democratic mandate. However, although the manifesto (at <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/manifesto2015/ConservativeManifesto2015.pdf>) made a commitment to "£1 billion for carbon capture and storage" all funding for this was cut as part of the *Comprehensive Spending Review* on 24/1/15 demonstrating that not all "commitments" bind.

CfD auctions will be limited and with it the amount of RES-E that can be supported.

## 6. Analysis of renewables support

The EMR phased the replacement of ROCs by CfDs, reducing risk and lowering cost but still confronting generators with marketing and balancing risk [53]. Just after the first CfD auction the *Energy Union Package* was launched (COM (2015) 80), stating that:

“... renewable production needs to be supported through market-based schemes that address market failures, ensure cost-effectiveness and avoid overcompensation or distortion. Low-cost financing for capital intensive renewables depends on having a stable investment framework that reduces regulatory risk.”

[EC, 2015b]

Action Point 5 reiterated the aim of “integrating renewables in the market ...” and proposing “a new European electricity market design in 2015, which will be followed by legislative proposals in 2016.” This Commission proposal would seem to reverse the logic, painfully learned in the UK, of moving from PFITs to FiTs with their revenue guarantee and hence reduced risk and WACC. German, Danish, Spanish and Italian case studies ([51,31,6]) all demonstrate that a well-designed FiT can be cost-effective (with suitable depression tracking falling costs),<sup>6</sup> can deliver rapid deployment, and encourage the cost reductions that are the logic behind the *Renewables Directive*, as Fig. 2 shows. Why then abandon what seems to be an effective instrument?

There are two good reasons for linking payments to wholesale prices and requiring RES-E to pay for balancing services. As the volume of a specific type of RES-E increases in a local market area (South German PV is an excellent example)<sup>7</sup> so the output in favourable conditions will increase, depressing wholesale prices in those hours [56]. This fall in prices should lead developers to choose better locations (higher local prices offsetting less sun or wind). A contract price independent of the spot price suppresses efficient signals, raising deployment costs. PV has a rapid afternoon fall-off, requiring rapid ramp rates from back-up plant.<sup>8</sup> High RES-E penetration requires new and costly ancillary services (ramping, frequency response, inertia) and needs to be reflected in support costs, logically by requiring operators to purchase them.

The counter argument is that exposing RES-E to uncertain market conditions undermines the risk and cost reducing properties of the classic FiT, reallocating risk to those less able to bear it. It does, however, raise the question of how best to support RES-E. The logic of the *Renewables Directive* is to solve the club good problem of financing deployment to reap the dynamic economies of scale (learning-by-doing), which is primarily about the design, location and installation of the RES-E plant, and less about its operation (which, if it is mature enough to warrant mass deployment, should primarily depend on the resource, wind or sun). This suggests paying for availability rather than output, per MW, not per MWh, with developers receiving the local, ideally nodal, price.

The UK capacity auction secured capacity at only 40% of the bureaucratically estimated Cost of New Entry, the preferred way of setting capacity payments in markets such as that in the island

of Ireland.<sup>9</sup> That suggests the most cost-effective way of supporting mature renewables is through a similar capacity auction. Its aim would be to identify the “missing money” needed to justify deployment, while providing a long-term contract for availability that addresses the “missing (futures) market” problem [57,58]. Successful bidders would receive a nominal payment per MW of capacity available for some period, and be responsible for selling power at the spot price, avoiding the location distortion that high RES-E prices cause [59]. Such auctions would remove the risk that future support payments would breach the LCF (although capping support risks breaching the RES target).

This might seem to recreate the risk of the PFIT, although the contractual guarantee of capacity payments should allow a higher fraction of debt finance than the less predictable ROC value. To reduce risk further, balancing and other ancillary services could be procured competitively by the System Operator and offered in a cost-reflective contract, whose cost would be factored into the auction for capacity availability. Other aggregators or supply companies could offer PPAs for the metered output, based on a prediction of the local wholesale price, further reducing transaction costs and risks. Finally, RES-E (and indeed all generation) should pay the deep connection charge amortized over a suitable period to ensure efficient location and exit decisions [59].

Table 3 summarizes the strengths and weaknesses of various support schemes.

## 7. The transition to the zero subsidy future

The *Energy Union Package* implies the need for an efficient, credible and durable carbon price delivered through a reformed ETS. Mature renewables should be supported by that carbon price alone, and immature renewables will be supported together with other Strategic Energy Technologies (SET) in a revamped Research and Innovation (R&I) Plan [60]:

“... the new European energy R&I approach<sup>10</sup> should accelerate energy system transformation. This should build on Horizon 2020 and involve all Member States, stakeholders and the Commission.”

[EC, 2015b]

The required carbon price for low-carbon electricity is hard to estimate as it is so sensitive to the price of fossil fuels and future technology costs [61]. This is readily appreciated by noting that if the carbon intensity of the fossil fuel used in setting the wholesale price is  $\gamma$  tonnes CO<sub>2</sub>/MWh<sub>th</sub> (subscript th refers to the fuel's energy content, not of the electricity produced) then if the price of fuel falls by €1/MWh<sub>th</sub> the price of CO<sub>2</sub> must rise by €1/ $\gamma$  to compensate. For pipeline gas, the most likely competitive fuel (allowing for losses in pumping etc. of 3%) is 0.19,<sup>11</sup> so the multiplier for the CO<sub>2</sub> price is 5.24. The difference between DECC [48] High and Low gas price projections for 2020 is £(2014)16 (€19.84)/MWh<sub>th</sub> so the uncertainty about the required carbon price to support mature RES-E is €104/tonne CO<sub>2</sub>. Newbery [61] shows that the required carbon price is also very sensitive to the WACC and technology costs, which may be one reason for preferring either an emissions intensity for new power plant (tonnes/MW year), or a cap-and-trade system in which the volume of allowances is adjusted to support a carbon price high enough to make mature low-carbon generation commercially viable. Even with such mechanisms in place the absent futures markets for power and carbon make auctioned contracts attractive for reducing costs.

<sup>6</sup> See also Mahalingam et al. [54] and references therein. Finon [55] gives a more nuanced comparison of price and quantity support schemes which are further compared in Table 3 below.

<sup>7</sup> “Wholesale electricity costs in Germany decrease in 2012 vs. 2008 by a total of €6.145b driven by increased solar PV generation” according to Renewable Analytics at [http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/RA-January-2013\\_Germany-Wholesale-Power-Report-3.pdf](http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/RA-January-2013_Germany-Wholesale-Power-Report-3.pdf).

<sup>8</sup> See e.g. [https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf).

<sup>9</sup> See e.g. <http://www.allislandproject.org/en/homepage.aspx>.

<sup>10</sup> This should comprise an updated Strategic Energy Technology Plan and a strategic transport R&I agenda.

<sup>11</sup> [http://www.carbonindependent.org/sources\\_home\\_energy.htm](http://www.carbonindependent.org/sources_home_energy.htm).

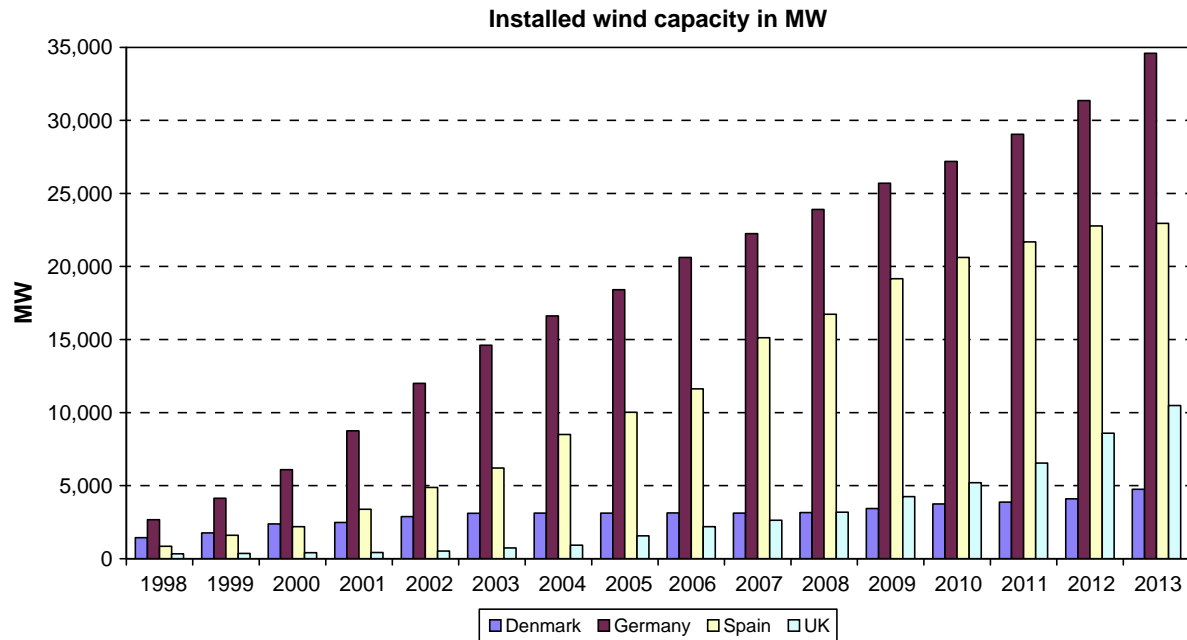


Fig. 2. Progress with deploying wind 1998–2013. Sources: IEA to 2011, EWEA 2011–13.

**Table 3**  
Strengths and weaknesses of support mechanisms.

Type	Description	Advantages	Problems
Traditional FiTs	Long-term (LT) contract, fixed price per metered MWh, no balancing costs. Some forms pay for cumulative MWh, depressions possible	No price nor balancing risk lowers WACC, facilitates new entrants  If contracted total MWh encourages more efficient location and reduces support needed	Same price regardless of when or where produced can distort location choice through high FiT. No incentive to forecast output. Can lead to excessive budgetary cost
PFiTs	LT contract for Premium. Pays contracted premium per metered MWh	Internalizes balancing cost. Some incentive to locate efficiently via locational grid charges	Price and balancing risk raise WACC, discourage new entrants. Can lead to excessive budgetary cost. Premium distorts location choice.
ROCs	LT contract to provide $n$ ROCs per metered MWh, ROC price determined by demand from retailers obliged to buy specified fraction of RES-E. RES takes marketing responsibility and pays grid charges	Internalizes balancing cost. Some incentive to locate efficiently via locational grid charges. Limits volume supported and hence budgetary cost	Premium, price and balancing risk raise WACC, discourages new entrants. Premium distorts location choice
CfDs with FiTs	Pays Strike price less market price, RES takes marketing responsibility and pays grid charges	Internalizes balancing cost. Removes most price risk and lowers WACC Locational grid charges give some incentive to locate efficiently	Balancing risk raises cost or reduces revenue via PPA with an aggregator. Distorts location choice
Auctions for contracts	Developers submit bid for LT contract price (FiT or strike price for CfD with FiT)	Competition reduces rent, lowers price towards cost Low risk lowers WACC, encourages new entrants. Support can be limited by fixing the volume or revenue in the auction	Risk of failing to secure site or risk of securing costly site and failing in auction with resulting under-delivery. Same problems as comparable contracts
Capacity auction	Developers tender for LT contracted payment per MW available, possibly combined with govt. guaranteed LT PPA from SO	Predictable revenue stream lowers WACC, good locational signals. Support can be limited by fixing the volume or revenue in the auction	Price and balancing risk unless hedged with PPA. Similar problems as with other auctions Untested and not yet available

### 7.1. Efficient innovation funding

An efficient path to a low-carbon future must deliver adequate Research, Development, Demonstration and Deployment (RDD&D), all of which form part of the Energy Technology Innovation System [62] and all of which will require carefully designed policies [63,64,11,65,66] and public support [67]. The *Energy Union Package* correctly identifies R&I as critical to decarbonization, but is silent on how the new R&I approach may be funded. [31] note that “for

each Euro spent on R&D to develop future technologies, 35–41 Euros are spent on the deployment of existing technologies.” Jamasb and Pollitt [11] have noted the adverse impact of liberalization on energy R&D, while Jamasb [68] and Nordhaus [69] note the danger of attributing too high a share of cost reductions to learning-by-doing and hence undervaluing R&D. Nemet [70] and Söderholm and Klaassen [71] provide empirical evidence for this. In addition, and particularly for solar PV, much of learning takes place in the IT sector and hence it is difficult to identify the

installed capacity (of silicon, of panels, on inverters, etc), and hence difficult to disentangle the various contributions to cost reduction.

A lesson can be learned from the way the *Renewables Directive* ensured equitable Member State (MS) support. The targets for RES were allocated between MSs on the basis of resource and wealth. The main problem was that the targets were set in shares of final energy, rather than as a share of GDP. As a result it is hard to efficiently trade RES across borders as the cost of supporting each technology varies. If instead the target had been set as a percent of GDP, then MSs could meet their target either by supporting the deployment of various renewables (benchmarked on a value per MW of available capacity) or on Research, Development or Demonstration plants (RD&D). It would then be possible for MSs to meet their obligations by financing RES in some other location (even, and more sensibly, in developing countries) or on competitively tendered RD&D projects ([33] and Baker et al. [72]).

Given a funding stream for RD&D, the only (but large) question to address is how these funds should be allocated. The spirit of funding through an EU commitment is that the resulting funds, although collected at Member State level, should be competitively allocated to the best proposals. This is in line with the evidence from the literature on innovation funding, which also stresses the need for stability and predictability in the funds available, sadly lacking over the past decades [73,74]. The UK Ofgem's Low Carbon Network Fund<sup>12</sup> is an excellent model of how competition can be used to allocate funds to regulated network utilities to overcome the barriers they face in adopting innovations, for they fear that if successful, regulation will claw back the gains, but if unsuccessful they will bear the full cost. The competition has the dual effect of motivating the companies who will have to install successful innovations, while ensuring that the best prospects are brought to light. Olmos et al. [75] elaborate the international evidence on this at greater length and show how it can be extended to a wider group of potential innovators, and how to allocate different pots for projects at different stages of maturity. This paper does not seek to answer how this might best be done.

## 7.2. Measuring progress to the green electricity economy

The EU monitors progress towards meeting the carbon and RES targets (e.g. [76]) and the UK Committee on Climate Change (CCC) similarly publishes progress reports, while the UK Government is required to respond to the CCC's sequence of published carbon budgets [77], providing a forecast of the implied carbon intensity of electricity generation, generation capacity and output by technology and the share of RES-E (see also [78]). These reports provide excellent evidence on the success of, and obstacles encountered to, the green growth strategy.

## 8. Conclusions

Britain experimented with NFFO tender auctions for RES-E in the 1990s. They were successful in driving down prices but less successful in achieving high take-up. They were replaced by quota instruments or ROCs – similar to PFITs – but the financing risk raised their cost and the UK fell behind Germany with less impressive wind resources (Fig. 2). The *Energy Act 2013* changed RES-E support closer to a FiT, but requiring operators to arrange marketing and balancing. Auctions delivered considerable cost savings compared to administratively set prices. This paper estimates a reduction in the WACC of 3% real, and potential (undiscounted) savings of €50 billion over 15 years. NAO [41] argued that large

amounts of money were poorly spent in the transitional (FIDeR) contracts paying these strike prices, confirming that although FiTs can be cheap, there must be some mechanism to link the support price to the actual cost – and auctions would appear the best way.

The *Energy Union Package* appears to argue for PFITs to confront developers with market signals, as otherwise there is no guarantee that RES-E will choose the right technology, time of entry or location efficiently. This intention is sound but needs to be reconciled with a sufficiently stable investment climate that allocates risks to those best placed to bear them, while still providing incentives for efficiency. This paper argues that capacity auctions, hedged if desired with suitable PPAs and contracts for ancillary and balancing services (all reflecting efficient market value) are the logical solution. These would provide the most financially efficient form of support, would avoid the vexed problem of deciding what is the right carbon price, and would allow progress to a zero subsidy regime for mature RES-E post 2020. It also reduces uncertainty about fiscal exposure, revealed by the exhaustion of the UK LCF.

Finally, climate change policies must ensure adequate and efficiently allocated funding for RD&D to bring the less mature technologies (CCS, off-shore wind, Generation 4 nuclear power, etc.) to the point that they are demonstrably viable or should be abandoned. Changing the obligation from energy shares to GDP shares is the logical solution to the club good problem of financing this public good, which can then be efficiently allocated by competitive processes.

## Acknowledgements

This paper is supported by a donation from the ENEL Foundation under the project *The role of energy subsidies in the European electricity sector*. The author is a member of DECC's independent Panel of Technical Experts but is writing in his academic capacity and drawing only on published evidence, so that the views expressed here are his alone and cannot be attributed to DECC.

## References

- [1] EC. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. COM(2014/015 final, 2014. <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52014DC0015>> [accessed 17.07.15].
- [2] CCC. Fifth carbon budget. Committee on climate change, 2015. <<https://www.theccc.org.uk/publication/the-fifth-carbon-budget-the-next-step-towards-a-low-carbon-economy/>>.
- [3] EC. Energy union package, COM(2015) 80 final, 2015. <[http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/energyunion_en.pdf)> [accessed 17.07.15].
- [4] HC. Energy Act 2013, 2013.c.32, 2013. <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2013/32/contents/enacted/data.htm>> [accessed 17.07.15].
- [5] Kanellakis M, Martinopoulos G, Zachariadis T. European energy policy—a review. *Energy Policy* 2013;62(November):1020–30. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.008>.
- [6] Lipp J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy* 2007;35(11):5481–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.05.015>.
- [7] Anandarajah G, Strachan N. Interactions and implications of renewable and climate change policy on UK energy scenarios. *Energy Policy* 2010;38(11):6724–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.042>.
- [8] Wood G, Dow S. What lessons have been learned in reforming the renewables obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy. *Energy Policy* 2011;39(5):2228–44. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.012>.
- [9] Newbery DM. Reforming competitive electricity markets to meet environmental targets. *Econ Energy Environ Policy* 2012;1(1):69–82. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.1.1.7>.
- [10] Pollitt MG, Brophy Haney A. Dismantling a competitive electricity sector: The U.K.'s electricity market reform. *Electricity J* 2013;26(10):8–15. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2013.11.00>.
- [11] Jamasb T, Pollitt MG. Why and how to subsidise energy R+D: lessons from the collapse and recovery of electricity innovation in the UK. *Energy Policy* 2015;83(February):197–205. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.041>.
- [12] EC. Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources. 2009/28/EC, 2009. <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0028>> [accessed 17.07.15].

<sup>12</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/network-innovation/low-carbon-networks-fund>.

- [13] World commission on environment and development. *Our Common Future*. Oxford: Oxford University Press. 1987, p. 27. ISBN 019282080X.
- [14] OECD. *Towards green growth*. Paris: organisation for economic co-operation and development, 2011.
- [15] Jacobs M. *Green growth: economic theory and political discourse*, Grantham Institute Working Paper 92, 2012. <<http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2012/10/WP92-green-growth-economic-theory-political-discourse.pdf>>.
- [16] Stern N. *The economics of climate change: the stern review*. Cambridge and New York: Cambridge University Press; 2007.
- [17] Gollier C, Weitzman ML. How should the distant future be discounted when discount rates are uncertain? *Econ Lett* 2010;107(3):350.
- [18] Weitzman M. The Ramsey discounting formula for a hidden-state stochastic growth process. *J Environ Resour Econ* 2012;53(3):309–21.
- [19] Parry IWH, Williams RC, Goulder LH. When can carbon abatement policies increase welfare? The fundamental role of distorted factor markets. *J Environ Econ Manage* 1999;37(1):52–84.
- [20] Newbery DM. Evolution of British electricity market and the role of policy for the regulation toward low carbon future. Sioshansi FP, editor, *Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches*, Elsevier, p. 3–33, 2013. [chapter 1].
- [21] HMSO. *This Common Inheritance: Britain's Environmental Strategy*, 1990.
- [22] HC. *Climate change act, 2008*. <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>> [accessed 17.07.15].
- [23] Mitchell C. The England and Wales non-fossil fuel obligation: history and lessons. *Annu Rev Energy Environ* 2000;25:285–312.
- [24] DECC. *The UK low carbon transition plan*, HMG, 2009. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/228752/9780108508394.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/228752/9780108508394.pdf)>.
- [25] Ofgem. *Project Discovery: Options for delivering secure and sustainable energy supplies*, 2010. <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40354/projectdiscoveryfebcondofinal.pdf>> [access 20.07.15].
- [26] DECC. *Electricity market reform: a consultation document*. HMG Dec., 2010. <<http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/consultations/emr/emr.aspx>> [accessed 22.03.13].
- [27] Roques FA, Nuttall WJ, Newbery DM, de Neufville R, Connors S. Nuclear power: a hedge against uncertain gas and carbon prices? *Energy J* 2006;27(4):1–24. <<http://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2155>>.
- [28] Roques FA, Newbery DM, Nuttall WJ. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach. *Energy Econ* 2008;30(4):1831–49.
- [29] Berglund C, Söderholm P. Modeling technical change in energy system analysis: analyzing the introduction of learning-by-doing in bottom-up energy models. *Energy Policy* 2006;34(12):1344–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.09.002>.
- [30] Kobos PH, Erickson JD, Drennen TE. Technological learning and renewable energy costs: implications for US renewable energy policy. *Energy Policy* 2006;34(13):1645–58. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.12.008>.
- [31] Laleman R, Albrecht J. Comparing push and pull measures for PV and wind in Europe. *Renewable Energy* 2014;61(January):33–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.025>.
- [32] Rivers N, Jaccard M. Choice of environmental policy in the presence of learning by doing. *Energy Econ* 2006;28(2):223–42. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2006.01.002>.
- [33] Sagar AD, van der Zwaan B. Technological innovation in the energy sector: R&D, deployment, and learning-by-doing. *Energy Policy* 2006;34(17):2601–8. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.012>.
- [34] Weyant JP. Accelerating the development and diffusion of new energy technologies: beyond the 'valley of Death'. *Energy Econ* 2011;33(4):674–82. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2010.08.008>.
- [35] DECC. *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, 2011. <<https://www.gov.uk/government/publications/planning-our-electric-future-a-white-paper-for-secure-affordable-and-low-carbon-energy>> [accessed 20.07.15].
- [36] HMT. *Budget 2011*, HM Treasury, HC 836, March, 2011.
- [37] Newbery DM. *Power markets and market power*. *Energy J* 1995;16(3):41–66.
- [38] DECC. *CFD Auction Allocation Round One – a breakdown of the outcome by technology, year and clearing price*, 2015. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/407465/Breakdown\\_information\\_on\\_CFD\\_auctions.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407465/Breakdown_information_on_CFD_auctions.pdf)> [accessed 27.02.15].
- [39] DECC. *Consultation on the draft electricity market reform delivery plan*, July, HMG, 2013. <<https://www.gov.uk/government/consultations/consultation-on-the-draft-electricity-market-reform-delivery>>.
- [40] DECC. *Annex F: EMR panel of technical experts final report for DECC*, HMG July, 2013. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223656/emr\\_consultation\\_annex\\_f.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223656/emr_consultation_annex_f.pdf)>.
- [41] NAO. *Early contracts for renewable electricity*, National Audit Office, HC 172, 2014. <<http://www.nao.org.uk/report/early-contracts-for-renewable-electricity/>> [accessed 20.07.15].
- [42] Newbery DM, Grubb M. Security of supply, the role of interconnectors and option values: insights from the GB capacity auction. *Econ Energy Environ Policy* 2015;4(2):65–81. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.4.2.dnew>.
- [43] DECC. *EMR panel of technical experts' final report on national grid's electricity capacity report*, June, HMG, 2014. <<https://www.gov.uk/government/publications/emr-panel-of-technical-experts-final-report-on-national-grids-electricity-capacity-report>>.
- [44] National Grid. *Provisional auction results: T-4 capacity market auction 2014*, 2014. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/389832/Provisional\\_Results\\_Report-Amendment.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/389832/Provisional_Results_Report-Amendment.pdf)>.
- [45] National Grid. *Provisional auction results: T-4 capacity market auction for 2019/20*, 2015. <<https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/2015%20T-4%20Capacity%20Market%20Provisional%20Results.pdf>>.
- [46] DECC. *Contract for difference: final allocation framework for the October 2014 allocation round*, September, 2014. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/349370/Final\\_Allocation\\_Framework.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/349370/Final_Allocation_Framework.pdf)> [accessed 9.04.15].
- [47] National Grid. *National grid EMR analytical report*, 2013. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223655/emr\\_consultation\\_annex\\_e.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223655/emr_consultation_annex_e.pdf)> [accessed 20.07.15].
- [48] DECC. *Fossil fuel price projections*, 2014. <<https://www.gov.uk/government/publications/fossil-fuel-price-projections-2014>>.
- [49] DECC. *Changes in hurdle rates for low carbon generation technologies due to the shift from the UK renewables obligation to a contracts for difference regime*, Report by NERA for DECC, 2013. <<https://www.gov.uk/government/publications/nera-economic-consulting-report-changes-in-hurdle-rates-for-low-carbon-generation-technologies>> [accessed 20.07.15].
- [50] Bunn D, Yusupov T. The progressive inefficiency of replacing renewable obligation certificates with contracts-for-differences in the UK electricity market. *Energy Policy* 2015;82(July):298–309. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.002>.
- [51] Criscuolo C, Menon C. *Environmental policies and risk finance in the green sector: cross-country evidence*. *Energy Policy* 2015;83(August):38–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.023>.
- [52] DECC. *Non-delivery disincentive for contracts for difference*, 2015. <[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/398825/NDD\\_Policy\\_Update\\_DECC\\_Update.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/398825/NDD_Policy_Update_DECC_Update.pdf)> [accessed 9.04.15].
- [53] Newbery DM. *Contracting for wind generation*. *Econ Energy Environ Policy* 2012;1(2):19–36. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.1.2.2>.
- [54] Mahalingam A, Newbery DM, Reiner D. *Energy subsidies at times of economic crisis: a comparative study of Italy and Spain*, mimeo, EPRG, 2015.
- [55] Finon D. *The social efficiency of instruments for the promotion of renewable energies in the liberalised power industry*. *Ann Public Coop Econ* 2006;77(3):309–43. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1467-8292.2006.00308.x>.
- [56] Green R, Vasilakos N. *Market behaviour with large amounts of intermittent generation*. *Energy Policy* 2010;38(7):3211–20. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.038>.
- [57] Newbery DM. *Missing markets: consequences and remedies*. Hahn FH, editor, ch 10, 211–42 in *Economics of Missing Markets, Information, and Games*. Clarendon Press, Oxford, 1989.
- [58] Newbery DM. *Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors*, *Energy Policy*, forthcoming, 2015. <[http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/03/1508\\_updated-July-20151.pdf](http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2015/03/1508_updated-July-20151.pdf)>.
- [59] Newbery DM. *High level principles for guiding GB transmission charging and some of the practical problems of transition to an enduring regime*, report for Ofgem, 2011. <<http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=93&refer=Networks/Trans/PT>>.
- [60] Ruester S, Schwenen S, Finger M, Glachant J-M. *A Post-2020 EU energy technology policy: revisiting the strategic energy technology plan*. *Energy Policy* 2014;66(March):209–17. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.044>.
- [61] Newbery DM. *Policies for decarbonizing a liberalized power sector*, EPRG WP, forthcoming, 2016.
- [62] Gallagher KS, Grubler A, Kuhl L, Nemet G, Wilson C. *The energy technology innovation system*. *Ann Rev Environ Resour* 2012;37:137–62. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev-environ-060311-133915>.
- [63] Bointner R. *Innovation in the energy sector: lessons learnt from R&D expenditures and patents in selected IEA countries*. *Energy Policy* 2014;73(October):733–47. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.001>.
- [64] Hervás SF, Mulatero F. *EU research and innovation (R&I) in renewable energies: the role of the strategic energy technology plan (SET-Plan)*. *Energy Policy* 2011;39(6):3582–90. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.059>.
- [65] Mercure JF, Pollitt H, Chewprecha U, Salas P, Foley M, Holden PB, et al. *The dynamics of technology diffusion and the impacts of climate policy instruments in the decarbonisation of the global electricity sector*. *Energy Policy* 2014;73(October):686–700. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.029>.
- [66] Popp D, Newell R. *Where does energy R&D come from? Examining crowding out from energy R&D*. *Energy Econ* 2012;34(4):980–91. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2011.07.001>.
- [67] Aalbers R, Shestalova V, Kocsis V. *Innovation policy for directing technical change in the power sector*. *Energy Policy* 2013;63(December):1240–50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.013>.
- [68] Jamasb T. *Technical change theory and learning curves: patterns of progress in electricity generation technologies*. *Energy J* 2007;28(3):51–71. <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-34447546733&partnerID=tZ0tx3y1>>.
- [69] Nordhaus WD. *The perils of the learning model for modeling endogenous technological change*. *The Energy J* 2014;35(1):1–13.
- [70] Nemet GE. *Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics*. *Energy policy* 2006;34:3218–32.



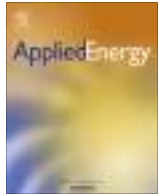
- [71] Söderholm P, Klaassen G. Wind power in Europe: a simultaneous innovation-diffusion model. *Environ Resource Econ* 2007;36:163–90.
- [72] Baker E, Bosetti V, Anadón LD. Special issue on defining robust energy R&D portfolios. *Energy Policy* 2015;80(May):215–8. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.00>.
- [73] Anadón LD. Missions-oriented RD&D institutions in energy between 2000 and 2010: a comparative analysis of China, the United Kingdom, and the United States. *Res Policy* 2012;41(10):1742–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2012.02.015>.
- [74] Mowery DC, Nelson RR, Martin BR. Technology policy and global warming: why new policy models are needed (or why putting new wine in old bottles won't work). *Res Policy* 2010;39(8):1011–23. <http://dx.doi.org/10.1016/j.respol.2010.05.008>.
- [75] Olmos L, Ruester S, Liang SJ, Glachant J-M, Newbery DM. Public support for the financing of RD&D activities in new clean energy technologies, EC 7th Framework Programme THINK report, 2011. <<http://fsr.eui.eu/Publications/RESEARCHREPORT/Energy/2011/THINK1.aspx>>.
- [76] EC. Renewable energy progress report, COM(2015) 293 final, 2015. <<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/progress-reports>>.
- [77] CCC. Meeting carbon budgets, 2014. <<https://www.theccc.org.uk/publication/meeting-carbon-budgets-2014-progress-report-to-parliament/>>.
- [78] DECC. Updated energy and emissions projections: 2014, dated 29 October. <<https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2014>>.

CF: capacity factor  
 CFD: Contract for Difference  
 CO<sub>2</sub>: carbon di-oxide  
 CPF: Carbon price floor  
 DECC: Department of Energy and Climate Change  
 EMR: Electricity market reform  
 ESI: electricity supply industry  
 ETS: Emissions Trading Scheme  
 EU: European Union  
 FES: Future energy scenario  
 FIT: Feed-in Tariff  
 GDP: Gross domestic product  
 GHG: Greenhouse gas  
 MS: Member State (of the EU)  
 NFFO: Non-fossil fuel obligation  
 PFIT: Premium FIT  
 PTE: Panel of technical experts (to advise DECC on delivery of EMR)  
 PPA: Power purchase agreement  
 PV: (solar) photo-voltaic generation  
 R&I: research and innovation  
 R&D: research and development  
 RD&D: research, development and demonstration  
 RES: Renewable energy supply  
 RES-E: Renewable energy supply from electricity  
 RO(C): Renewable Obligation (Certificate)  
 RPD: Reference Price from Day-ahead market  
 WACC: Weighted average cost of capacity

## Glossary

CCC: Committee on Climate Change  
 CCGT: combined cycle gas turbine  
 CCS: carbon capture and storage

### **3.6. TIMES MODELLING OF TRANSPORT SECTOR IN CHINA AND USA**



# TIMES modelling of transport sector in China and USA: Comparisons from a decarbonization perspective <sup>☆</sup>



Hongjun Zhang, Wenying Chen <sup>\*</sup>, Weilong Huang

Research Center for Contemporary Management, Key Research Institute of Humanities and Social Sciences at Universities, Tsinghua University, Beijing 100084, China  
Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing 100084, China

## HIGHLIGHTS

- China-TIMES and US-TIMES model with detailed transport descriptions are developed.
- Biofuel is the main carbon mitigation option in near-term.
- FCEVs will be developed earlier and faster in US than in China.
- The decarbonization of transport sector is less and later than other sectors.
- Decarbonizing the power sector deeply affects the transport sector.

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 31 October 2014  
Received in revised form 28 August 2015  
Accepted 30 August 2015  
Available online 14 September 2015

### Keywords:

Transport sector  
Decarbonization  
Bottom-up analysis  
Biofuel  
TIMES model

## ABSTRACT

Transport sector significantly influences the decarbonization of the entire energy system. In this study, carbon tax scenario analyses with application of the TIMES model are carried out for China and USA to advance the understanding of the transport service demands, energy consumption, and CO<sub>2</sub> emissions from a comparison perspective. Model results suggest that liquid fuels will keep dominating the transport energy consumption, while biofuels and electrification will facilitate the decarbonization of the transport sector both in China and USA. However, substantial differences exist between the two countries regarding the transport development pathways. FCEVs will be developed earlier and faster in USA and can fulfill 10% of the road passenger services in 2050 in USA, while less than 2% in China in TAX20 scenario; Carbon tax will raise the total energy system cost by 24% in China and 8% in USA in 2050 in TAX50 scenario and the additional cost of electricity in USA will be lower than that in China. It's also observed that the transport sector reacts to the carbon policy less and later than other sectors.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

*Abbreviations:* BEV, battery electric vehicle; CCS, carbon capture and storage; CNG, compressed natural gas; E15, a blend of 15% of ethanol and 85% of gasoline (in volume); ESD, energy service demand; ETSAP, Energy Technology System Analysis Program; FCEV, fuel cell electric vehicle; FE, final energy; FFV, flex-fuel vehicle; HEV, hybrid electric vehicle; IEA, International Energy Agency; LDV, light duty vehicle; LNG, liquefied natural gas; LPG, liquefied petroleum gas.

<sup>☆</sup> This article is based on a short proceedings paper in Energy Procedia Volume 161 (2014). It has been substantially modified and extended, and has been subject to the normal peer review and revision process of the journal. This paper is included in the Special Issue of ICAE2014 edited by Prof. J Yan, Prof. DJ Lee, Prof. SK Chou, and Prof. U Desideri.

<sup>\*</sup> Corresponding author at: Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing 100084, China. Tel.: +86 10 62772756.

E-mail address: [chenwy@tsinghua.edu.cn](mailto:chenwy@tsinghua.edu.cn) (W. Chen).

## 1. Introduction

Transport sector plays an important role in the energy system, oil demand, energy security, and CO<sub>2</sub> emissions and has drawn increasing attention of authorities worldwide. As the largest emerging country and the world's most populous nation, China has experienced a boost in transport turnover in the last three decades. Both freight and passenger turnover have increased by more than ten times since 1980 (Fig. 1). Road transport has dominated the energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions and air transport is now gaining its popularity. This modal structure will confront China with more challenge to slow down the energy consumption growth speed because both road and air are relatively more energy intensive than other transport modes. At the same time, vehicle stock has risen rapidly at an annual growth rate of 14% in the last three decades [1], but the vehicle ownership per capita was only

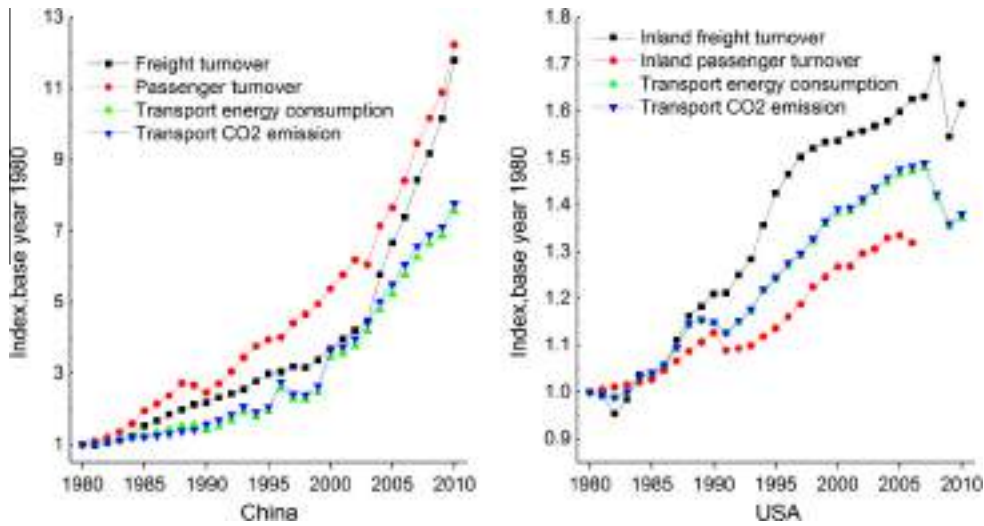


Fig. 1. Transport turnover, energy consumption, and CO<sub>2</sub> emissions index (1980–2010) [1,4,5].

1/20 that of USA in 2009 [2], so this soaring trend is likely going to continue, and thus will put more pressure on China’s transport energy and environmental issues.

The United States is the largest economy nowadays and emitted 17.5% of the world’s total CO<sub>2</sub> in 2012. USA’s transport sector consumes 27.9% of the total final energy consumption and contributes to 31.7% of the total CO<sub>2</sub> emissions in 2011 [3]. As is the case in China, USA’s road sector also consumes most of the transport energy (87% of the total in 2010 [4]). In the past three decades, the transport volume as well as the relevant energy consumption had a fairly slow increase despite some fluctuations, which is quite different from the sharp growth in China.

Transport activity volume is one of the key drivers of energy consumption and carbon emissions, and it is influenced by several factors, such as economy development, geographic characteristics, and transport policy. Comparing the freight activity intensity of GDP among several countries helps to better understand USA’s and China’s freight transport from a wider point of view (Fig. 2). China has a much higher freight intensity than other countries,

which indicates more goods will be transported in order to produce unit of GDP. This is partly owing to China’s economy structure—large share of secondary industry and relatively small share of tertiary industry. In addition, China has a large territory coverage while its nature resource distribution is so uneven that lots of freight volume is occupied to deliver resources. Delivering coal, for example, took up more than 40% of China’s total rail freight turnover in 2012 [1]. USA’s freight intensity is also in relatively high level and has been decreasing along with the economy development. As for passenger transport, the activity per capita in most countries is observed to increase with the income rising until it reaches a saturation value and then remain constant. China is still in its early developing stage, so the per capita passenger activity is quite low. USA, however, has a quite high per capita passenger activity among the countries involved in this paper.

To summarize, USA and China are two key countries that shouldn’t be underestimated in understanding and forecasting the world’s energy and carbon emissions future from the transport perspective. This study aims to further analyze the transport sector

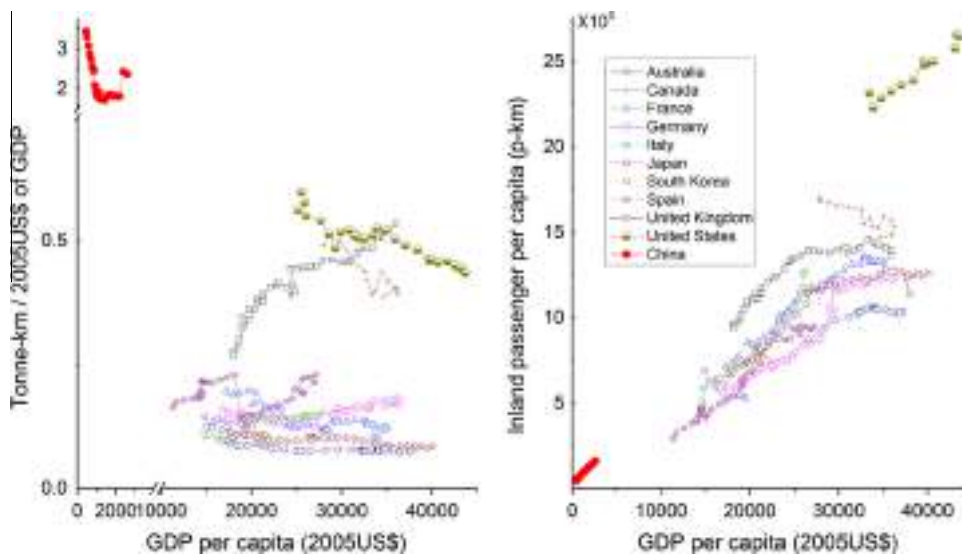


Fig. 2. Freight activity intensity of GDP and inland passenger activity per capita in several countries [5,6].

and present transport development pathways in several scenarios by modelling the two countries' energy system.

## 2. Methodology

### 2.1. TIMES model

TIMES (an acronym for The Integrated MARKAL–EFOM System) is a model generator for energy systems developed by ETSAP, IEA. In this study, US-TIMES and China-TIMES are developed based on the China MARKAL model from 2010 to 2050 with the interval of five-year period [7–11] to provide a technology-rich basis for estimating energy dynamics over a long-term, multi-period time horizon. The models make technology choices by substitution to achieve the inter-temporal energy system least cost. Both of the models incorporate the whole energy system including energy supply, conversion and transmission, and end-use demand sectors. This paper focuses on the transport sector which is becoming more and more important towards low carbon society for both USA and China.

### 2.2. Model structure and transport sector description

Fig. 3 shows the brief reference energy system. Technologies of energy extraction, energy conversion, and end-use are all considered. In order to better represent the heterogeneity and real-world characteristics of the transport sector, a down-scaled analysis was carried out to increase the resolution of transport sub-modes and technologies in this study. The transport sector in China-TIMES is described as is shown in Fig. 4.

In every modes or sub-modes, several technologies (mainly with different powertrain systems) compete with each other in this model. Urban LDVs, for example, consist of diesel cars, gasoline cars, electric cars, hybrid fuels, fuel cell cars, natural gas cars, and LPG cars. As for US-TIMES, the model structure is similar except for some differences: (1) international travel is excluded in US model due to data limitation and reliability; (2) classification of trucks and passenger cars varies because vehicle parameters such as curb weight are so different between these two countries that technology and cost data is collected in different forms.

### 2.3. Energy service demands projection

Transportation services demand, often measured in passenger kilometer and ton kilometer, is the fundamental exogenous driver of transport-related energy consumption and carbon emissions in TIMES model. In this study, discrete choice model [12] was used to project future travel demands, and demand for transportation services is determined by income, population, and the weighted average service cost of various transportation modes and technologies. Higher general transport service price will lead to lower market share, but those modes with higher price will not totally disappear and the share of modes with lower price will not increase sharply to dominate the market. While competition among modes dose exist, all modes will have some market share.

### 2.4. Base year calibration

The data used in this study mostly came from authoritative energy and transportation statistics. The energy balance data for USA were based on the IEA extended energy balances [4],

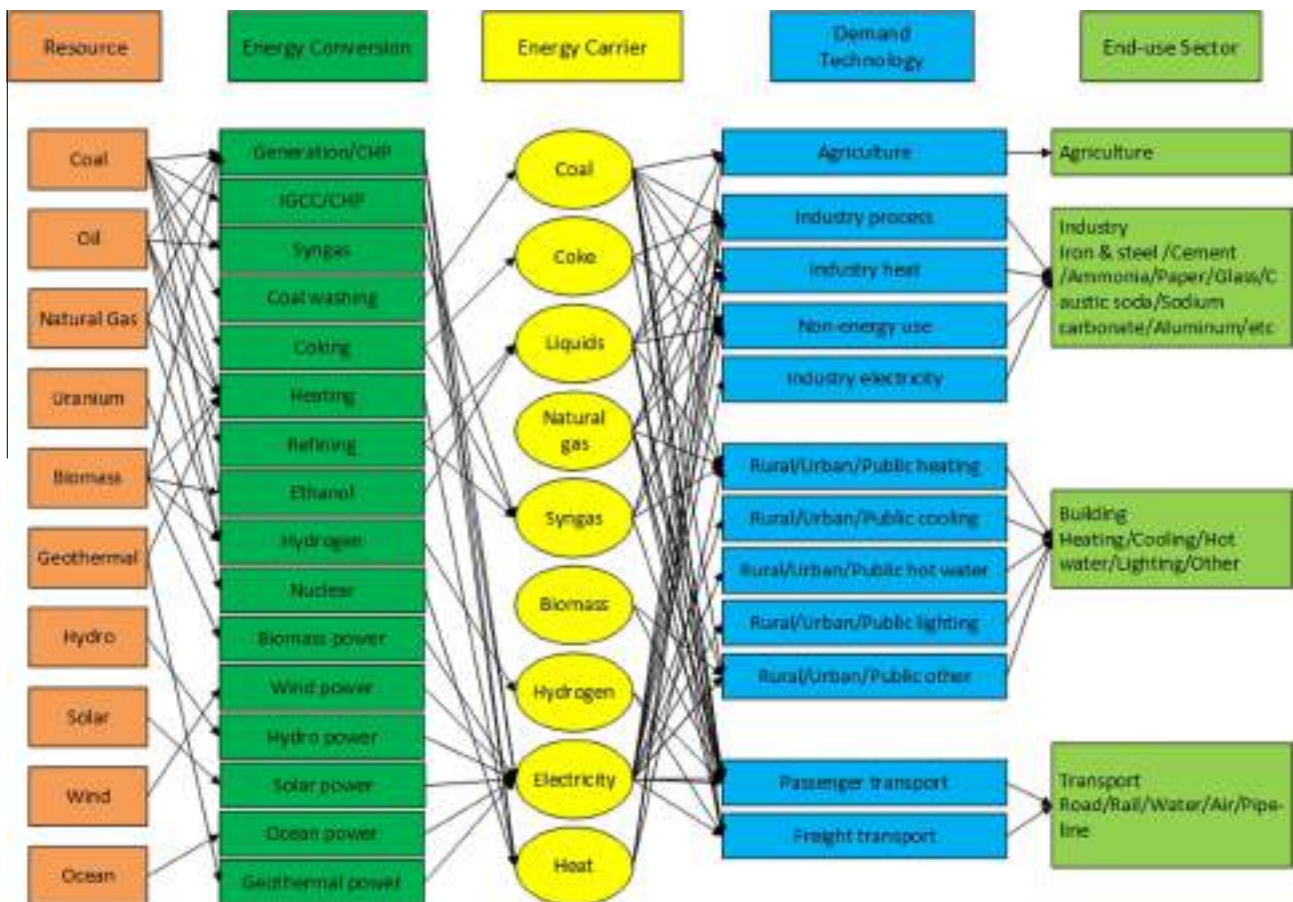


Fig. 3. Brief reference energy system.

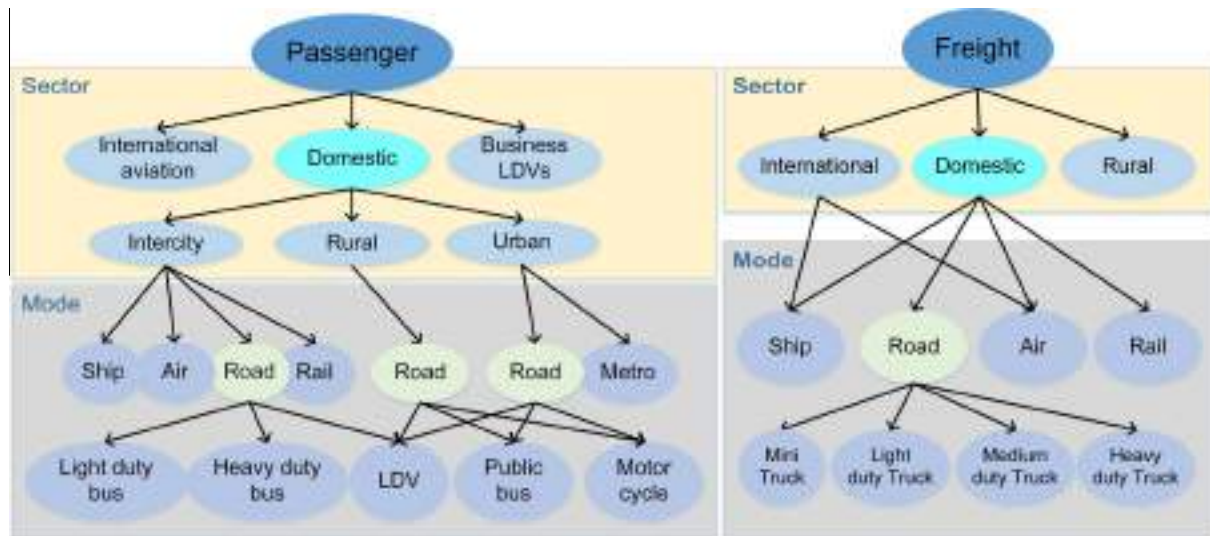


Fig. 4. Transport sector in China-TIMES.

reclassified and adjusted with the reference of other sources. The base year energy balance data for China were derived from the *China energy statistical yearbook 2011* [13], recalculated according to the following principals: (1) 95% of the gasoline and 35% of the diesel from industry and commerce, and all the gasoline and 95% of the diesel from household were treated as transport consumption; (2) all the washed coal, briquettes, coke, and heat from transport sector were moved to commercial sector. On the basis of energy balance data, calibration work was carried out to make sure the model to accurately represent the real-world base year characteristics.

### 3. Assumptions and scenarios

#### 3.1. Socioeconomic drivers

Population data for USA employed the medium-fertility projection from *UNDP World Population Prospects: The 2012 Version* [14]. Population for China was predicted according to the current family policy and relevant literature [15]. Base year GDP for China and USA came from the World Bank database [6] and was assumed to grow with a decreasing growth rate. The annual growth rate, to be specific, will be 7.44%, 6%, 4.5%, and 3% during 2010–2020, 2020–2030, 2030–2040, 2040–2050 respectively for China, and will range from 2.6% to 1.7% for USA. Table 1 shows the socioeconomic data projections.

#### 3.2. Scenarios

Four scenarios, one reference scenario and three carbon tax scenarios, were designed to observe the reaction of both models to climate policy, as is shown in Table 2.

In the reference scenario, the potential technical progress and predictable policy have been considered. In carbon tax scenarios,

Table 1  
Population and GDP projections.

		2010	2020	2030	2040	2050
Population (million)	USA	316	342	367	387	405
	China	1341	1423	1445	1441	1420
GDP (billion 2005\$)	USA	13,017	16,518	20,068	24,113	28,529
	China	3838	7910	14,166	21,999	29,565

Table 2  
Scenario description in this study.

Scenario	Description
REF	The reference scenario
TAX10	Carbon tax starts from \$10 in 2020 to \$43 in 2050, annual increase rate is 5%
TAX20	Carbon tax starts from \$20 in 2020 to \$86 in 2050, annual increase rate is 5%
TAX50	Carbon tax starts from \$50 in 2020 to \$216 in 2050, annual increase rate is 5%

carbon tax will be imposed on CO<sub>2</sub> emissions from the entire energy system instead of the single transport sector. This assumption will especially have an impact on energy carriers such as bio-fuels and hydrogen which have less or none end-of-pipe carbon emissions but do emit carbon during the previous production process.

#### 3.3. Techno-economic assumptions

Assumptions for some key vehicle technologies for both China and US are shown in Table 3.

### 4. Results and discussions

When analyzing the decarbonization of transport sector, it's useful to investigate the different levels along the energy and service flows. Final energy (FE) consumed by vehicles with different technical levels (fuel economy, efficiency, etc.) and different fuel types (gasoline, diesel, hydrogen, etc.) is determined by the energy service demands (ESD), and is provided through conversion of different primary energy sources (oil, coal, etc.). Efforts can be made in each of these levels to improve energy efficiency or to reduce carbon emissions. In this study, carbon emissions from energy supply, energy conversion to end-use are all considered, while transport carbon emissions refer to the direct emissions, which exclude the indirect emissions from power sector, in the following discussions unless noted. In this paper, results and discussions will be presented below along the so-called "causality chain [16]": ESD, FE, and emissions.

**Table 3**  
Techno-economic assumptions for some key vehicle technologies.

		2010			2030			2050		
		EFF	INV	FOM	EFF	INV	FOM	EFF	INV	FOM
China	Bussiness LDV-BEV	0.36	1119	34	0.36	582	17	0.36	540	16
	Bussiness LDV-FCEV	0.64	2035	61	0.64	886	27	0.63	540	16
	Bussiness LDV-HEV	0.90	780	23	0.87	577	17	0.84	522	16
	Urban LDV-BEV	0.37	1119	34	0.36	582	17	0.35	540	16
	Urban LDV-FCEV	0.65	2035	61	0.63	886	27	0.61	540	16
	Urban LDV-HEV	0.93	780	23	0.87	577	17	0.83	522	16
	Urban heavy bus-BEV	0.08	340	10	0.09	177	5	0.10	100	3
	Urban heavy bus-FCEV	0.15	400	12	0.17	174	5	0.19	109	3
	Urban heavy bus-HEV	0.23	136	4	0.26	100	3	0.30	91	3
USA	Compact cars-BEV	0.49	47,024	1884	0.48	34,648	1884	0.48	32,641	1884
	Compact cars-FCEV	0.84	156,905	1942	0.73	90,794	1942	0.71	35,270	1942
	Compact cars-Gas	1.81	20,030	1971	1.65	20,030	1971	1.50	20,030	1971
	Large cars-BEV	0.66	84,236	2372	0.65	62,330	2503	0.64	58,777	2372
	Large cars-FCEV	1.11	254,388	2438	0.95	123,069	2503	0.94	52,203	2438
	Large cars-Gas	2.41	37,834	2470	2.18	37,834	2372	2.00	37,834	2470
	Bus-BEV	0.12	105,000	3150	0.11	74,500	2235	0.10	44,000	1320
	Bus-Gas	0.61	39,157	1175	0.61	32,183	966	0.61	32,183	966

EFF = efficiency; INV = investment cost; FOM = fixed O&M cost. Units: PJ/Gpkm for EFF; \$/kpk for INV and FOM(China); \$/vehicle for INV and FOM(USA).

#### 4.1. Energy service demands

In this study, energy service demands are derived from the discrete choice model. Fig. 5 illustrates the results of passenger transport. The transport volume usually has positive correlation with the socio-economic drivers. Therefore, it can be observed that China will see a continuous rapid growth in travel demands while USA's growth will be moderate. Air transport demand will increase the fastest among all modes in China as a result of the economy development and people's living standard improvement. Public bus travel, meanwhile, will grow much more slowly, and the road travel demands will gradually shift to light duty vehicles, especially private LDVs. Railway will still play an important role as a relatively cheaper medium- and long-distance travel mode. As for USA, quite different things occur regarding the passenger cars because of its high motorization rate. USA's car ownership will keep above a very high level, leading to the dominant role of cars in the passenger travel modes. Besides, USA's passenger turnover per capita will steadily increase whereas China's growth will be much sharper, but even in 2050, China will still have a lower per capita passenger turnover than USA in 2010.

Like the passenger transport, the freight transport also exhibits a substantial increase in China while grows smoothly in USA. As for the freight modal split, both countries will mostly depend on trucks to deliver goods, while the ratio of truck activity to rail activity will change in different patterns. The truck-rail ratio will decrease from 1.56 in 2010 to 1.20 in 2050 in China, as a result of the competitive advantage of railway in energy intensity and the decrease of truck load factor. In USA, however, the ratio was 1.47 in 2010, and then will increase slightly to 1.60 in 2050, indicating the increasing dominance of truck sector, which is consistent with the recent trends observed in several industrialized countries [17].

#### 4.2. Final energy consumption

For China, in the reference scenario, the transport FE consumption will be almost quadruple, from 9.3EJ in 2010 to 36.4EJ in 2050 (Fig. 6). Almost all kinds of fuels will increase in terms of absolute value, while their shares will change. The share of diesel will have a significant decrease from 48.9% in 2010 to 18.6% in 2050, partly owing to the freight modal shift to railway and the improving efficiency. Gasoline will be still mostly relied on in transport sector,

with its share increasing from 30.2% in 2010 to 47.8% in 2050, as a result of the sizeable growth in passenger travel demands. At the same time, owing to the significant air travel demands, jet fuels will account for more share of the total FE, from 7.3% in 2010 to 15.7% in 2050. As for biofuel, natural gas, electricity, and hydrogen, all of which has either less emissions or more efficiency, they will enter the scene and take up more shares in the future. Among them, biofuels will be the most growing alternative transport energy, with its share increasing from 0.5% in 2010 to 6.0% in 2050.

Not surprisingly, both the total transport energy consumption and its structure will change towards decarbonization in carbon tax scenarios. In 2050, transport FE will be reduced to 36.3, 33.6, and 30.4EJ in TAX10, TAX20, and TAX50 respectively, benefiting from the modal shift in travel activity, as well as more efficient and newer powertrain technologies. The results reveal that the conventional fuels (diesel, gasoline) will be less used in a carbon constrained energy system, with their share decreasing from 66.4% to 66.0%, 55.1%, and 38.2% in the three carbon tax scenarios respectively. Biofuels, mainly in forms of bioethanol (conventional starch-based and advanced cellulose-based) and biodiesel, will account for up to 22.5% of the total FE in 2050 in TAX50 scenario. Noticeable increasing use of electricity and hydrogen can also be observed obviously, with their shares slightly increasing between REF and TAX10 while more sharply increasing in TAX20 and TAX50. Those differences among scenarios can be explained by the different application rate of new and renewable energy and CCS in electricity generation and hydrogen production processes. To be specific, electricity generated from technologies with CCS will take up only 0.6% out of the total electricity generation in REF, but will take up 17.5% in TAX50. In fact, China's electricity is mainly generated from coal now, so the electric cars are not as low-carbon as they appear to be in the single transport sector from the life cycle point of view [18]. And only when carbon constrain is stringent enough will the power generation technologies with renewables and CCS be widely applied, thus changing the power generation structure and making it less carbon-intensive. With the carbon tax considered, low-carbon electricity will consequently have cost advantage over gasoline and diesel in transport sector. A major indication is that the decarbonization of power sector has deep impact on the decarbonization of transport sector. Another result worth noting is that the share of jet fuels is not likely to be much changed across scenarios, indicating that the strong demands for air travel will keep growing with the flourish

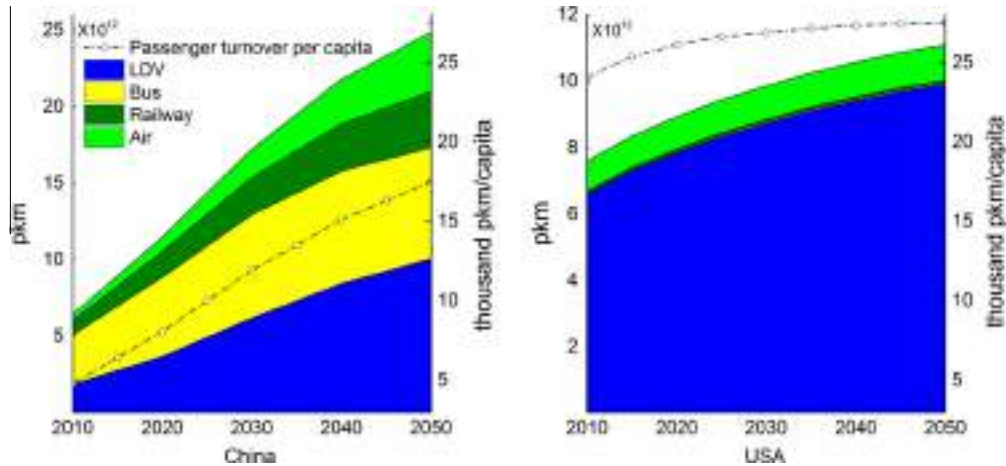


Fig. 5. Passenger service demands of China and USA. Note: pipeline, international aviation, and navigation are excluded; LDV includes car and light truck.

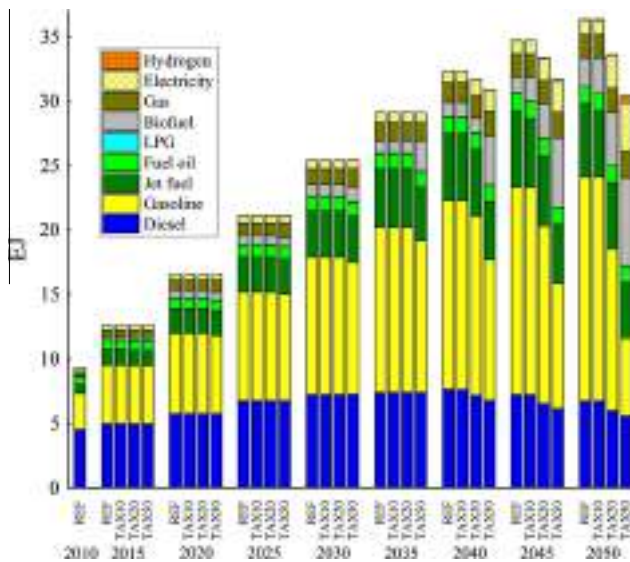


Fig. 6. Transport final energy consumption and structure in China.

economy in China and that great obstacles still exist, preventing more alternative fuels, such as bio-jet fuels, to be widely use in China.

Besides, although the total transport FE consumption will not be reduced across scenarios until 2035, the energy structure will be nevertheless altered after 2015, even before the carbon tax is imposed. One indication is that, when carbon is constrained, more use of natural gas and biofuels will reduce the carbon emissions, but will not necessarily reduce the FE consumption. While the electric vehicles, BEVs, HEVs, and FCEVs, are more helpful as long as they become cost-competitive.

For USA in REF, the total FE consumption will increase moderately from 24.7EJ in 2010 to 30.5EJ in 2050 (Fig. 7), which is quite distinct from China. As for the energy structure, diesel won't change a lot due to the more dominant role of trucking in freight, offset by the improved fuel economy. However, there will be a slight decrease in the share of gasoline because of more use of E15, more FFVs, and wider use of CNG/LNG vehicles.

In carbon tax scenarios, the total FE consumption will begin to change across scenarios after 2025, earlier than in China. In 2050, the FE consumption will be 29.3, 27.1 and 21.7EJ in TAX10, TAX20, and TAX50 respectively. Among all fuel types, diesel's share

will decrease most because of the substitution of natural gas and biofuels in trucks. Gasoline sees a decrease of its share from 55.4% in REF to 41.2% in TAX50 in 2050, mostly due to more electric vehicles. Indeed, gasoline will be reduced slower than diesel in USA with the strengthened carbon constrain, and this is not surprising because the increasing use of gasohol and E15 will consume gasoline at the same time. As for natural gas, one interesting finding is that natural gas will be more used in TAX10 due to its cost competitive advantage over other alternative fuels, but less used when carbon constrain is further strengthened and advanced biofuels, electricity, and hydrogen will then take over.

From the above results and discussions, some comparisons of the results between China-TIMES and US-TIMES are given as follows.

In carbon tax scenarios, the consumption of gasoline, which is mainly for passenger cars, will be alternated relatively easily in China than in USA. One of the explanations is the motorization rate, or car ownership, is much higher in USA, thus leading to a higher cost of replacement. Besides, there are mandatory scrap policies for commercial vehicles and some measures to accelerate car retirement to promote high-efficiency cars in China, so the average vehicle lifetime in China is assumed to be shorter than in USA. Shorter vehicle lifetime means easier transition to other fuel types in the model. Another explanation is the effect of using biofuels. In 2011, more than 88% of the gasoline sold was blended with ethanol in USA [19], which means the share has almost reached the "blend limit" now and thus more biofuels will simultaneously raise gasoline consumption until this effect is offset by the increased blend ratio (e.g. E15) or more application of FFVs [20]. In China, meanwhile, bioethanol is much less employed in transport sector now, consequently enlarging the capacity for biofuels to reduce gasoline consumption.

Both in China and USA, there is one thing in common: liquid fuels will keep dominating even with a very strict carbon constrain. More than 74% of the transport FE demands will be fulfilled by liquid fuels in both countries in 2050 in TAX50, not to mention other scenarios. This result indicates the strong reliance of transport sector on liquid fuels, and this is partly because the current conventional powertrain systems are already very mature and advanced. On the contrary, new powertrain systems will have lots of obstacles to be tackle for them to be widely employed. Higher cost of alternative vehicles will be the fundamental barrier. For example, the investment cost of electric compact cars is more than 2.5 times as high as that of conventional ICE compact cars in USA in 2010, and even in 2050, electric cars will still have higher cost than ICE cars according to our assumptions in this study. Moreover,



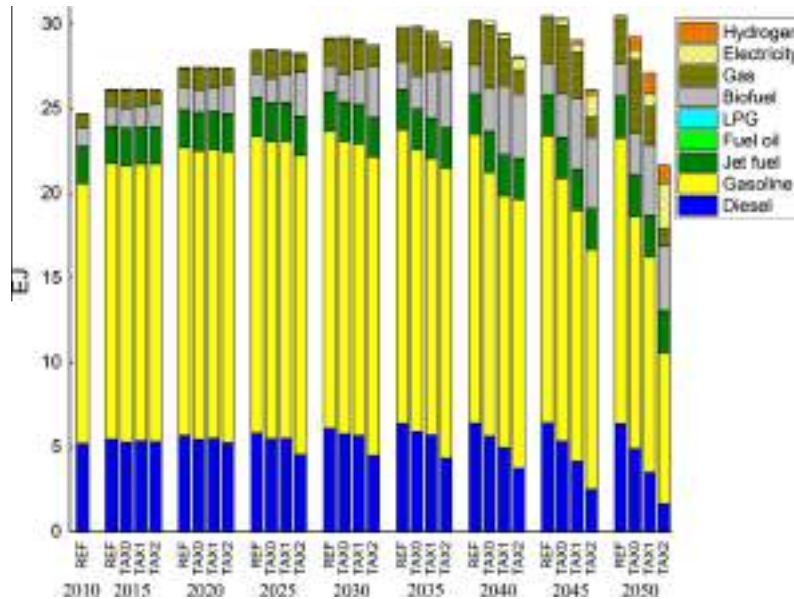


Fig. 7. Transport final energy consumption and structure in USA.

there are some barriers that are difficult to be properly modelled in this study, such as EVs’ travel range, recharge rate and charge station availability. Therefore, subsidy or other promotion policy should be made to accelerate the penetration rate of alternative vehicles.

Despite the dominance of liquids, the employment of non-liquid fuels, especially electricity and hydrogen, will significantly help to cope with the energy crisis and emission issues. Take China for example, non-liquids will fulfill 3.4EJ more energy in TAX50 than in REF in 2050, while the total transport FE will be reduced by 6.0EJ. A major indication is that, electrification of transport sector, although limited by the preliminary construction of infrastructure, such as hydrogen fueling and charging stations [20], will nevertheless largely determine the extent to which the future transport sector will be less carbon-intensive.

Penetration rate of biofuels, electricity, and hydrogen in road passenger sector in TAX20 are illustrated in Fig. 8. Along with the stricter carbon policy, alternative vehicles will be significantly widely employed both in China and USA. Biofuels will play the most important role in transport carbon mitigation by 2040 in USA, accounting for 15% of the total road passenger service. After

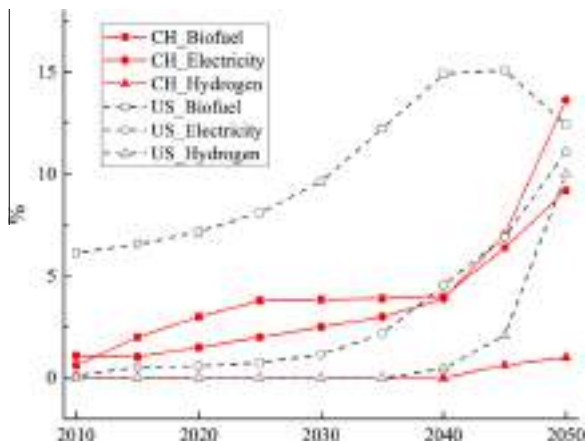


Fig. 8. Penetration rate of biofuels, electricity, and hydrogen in road passenger sector in TAX20.

2040, hydrogen fuel vehicles will be developed substantially and will take up 10% of the total service in 2050. In China, meanwhile, hydrogen won’t have sharp increase by 2050, with its share less than 2% within the model horizon. The difference regarding hydrogen can be explained by the different technology improvement in hydrogen producing and FCEV manufacturing processes. The results indicate that biofuels will be an important mitigation option in the near-term, and then the role of electricity and hydrogen will be manifested in the mid- and long-term. However, biofuels, despite its great mitigation contribution, will have more restraints, such as concerns about land availability and food security, and this restraint will be especially serious in China, where the per capita land area is much lower than the world average level.

### 4.3. Carbon emissions

Carbon emissions pathways are directly determined by the energy structure. For China, the transport emissions will increase substantially from 648 Mt in 2010 to 2434 Mt in 2050 in REF (Fig. 9), and exhibit little change in TAX10. In TAX20 and TAX50, however, emissions will first peak and then decrease, with the reduction rate relative to REF being 12% and 24% respectively by 2050. Similar trends can be observed in USA, and the transport carbon emission will increase from 1648 Mt in 2010 to 1968 Mt in 2050 in REF. The reduction rate relative to REF in 2050 will be 10%, 25%, and 49% in TAX10, TAX20 and TAX50 respectively. Differences exist between the two countries regarding the carbon mitigation pathways. In all scenarios, China’s transport emissions in 2050 will still be much higher than in 2010 because China’s economy and travel demands will grow rapidly and technologies in China are relatively backward. Meanwhile, USA is likely to have less hindrance to reduce transport emissions. In TAX20 and TAX50, USA’s transport emissions in 2050 will be less than in 2010. Another difference is the start year of noticeable decarbonization, which will be as late as 2035 for China, while as soon as the carbon tax are imposed in 2020 for USA.

Although China’s transport carbon emissions will increase rapidly and will gradually outnumber USA’s by 2050, the per capita transport carbon emission in China will still much lower than that in USA. In REF, China’s per capita transport emission is 0.48 tCO<sub>2</sub> in

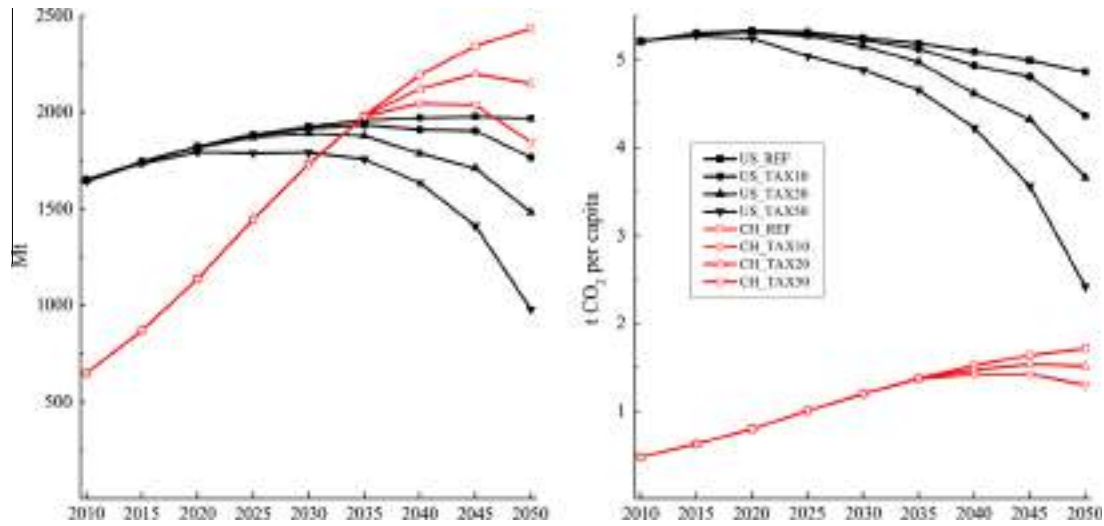


Fig. 9. Transport carbon emissions and emissions per capita of China and USA.

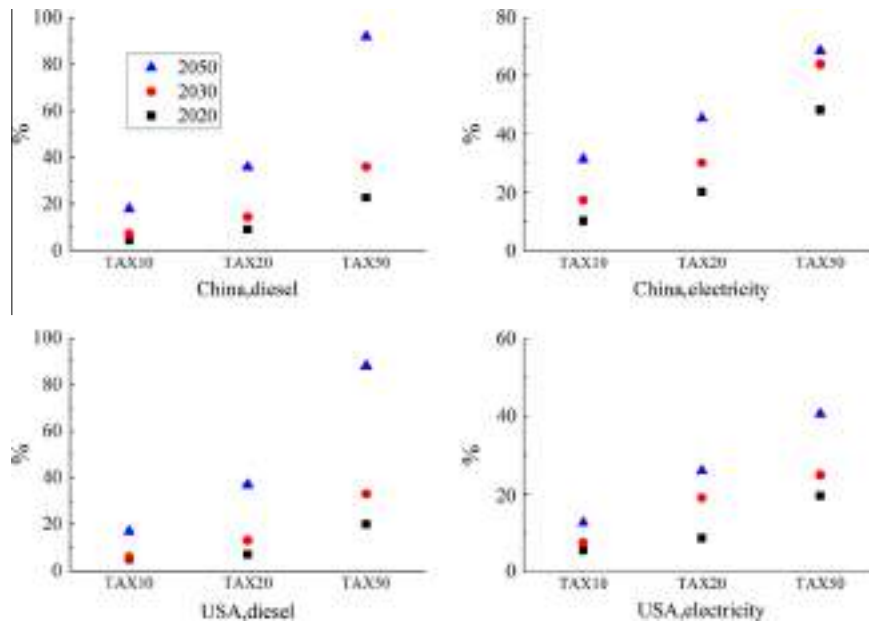


Fig. 10. Cost increase rate relative to REF for diesel and electricity.

2010, only 1/10 of that in USA in 2010. In all the scenarios in this study, USA's per capita emission will decrease, and in TAX50, it will be 2.42 tCO<sub>2</sub> in 2050, almost halved compared with 2010. In China, however, per capita emission will see a gradual increase most of the time, and it will be 1.30 tCO<sub>2</sub> in TAX50 in 2050, about half of that in USA at the same time. There are several causes of China's lower per capita emission. First, China's vehicle ownership is much lower, resulting in a lower per capita transport turnover. Second, there are more energy-intensive vehicles in USA as a result of lower fuel price, higher income, and more demands for driving comfort, thus the average carbon emission per unit of transport turnover will be higher.

In carbon tax scenarios, the carbon emission will be reduced because the taxation will raise the cost of fossil fuels. Therefore, the total energy system cost will increase when carbon tax is imposed, and different technologies will have different additional costs based on how dependent they are on the fossil fuels. In this study, China's total energy system cost in 2050 will increase by

5%, 10% and 24% in TAX10, TAX20 and TAX50 respectively, relative to REF. In USA, the figures are 2%, 4% and 8% respectively, smaller than those in China. In order to better understand the effects of carbon tax on transport fuels, diesel's and electricity's cost increase rate relative to REF are compared, as is shown in Fig. 10. The "cost" here means the supply cost, including all the costs in the supply chain, such as oil extraction or import cost, investment and O&M cost for power plants, and carbon tax. It can be observed that the more the carbon tax are imposed, the more the additional cost will be. In 2050, diesel cost will be almost doubled in TAX50 both in China and in USA, and electricity cost will have a 70% increase in China and a 42% increase in USA. The results also show that the diesel's additional cost will increase faster than electricity's, and this is because more and more low-carbon power generation technologies will be employed with the increasing carbon tax. For example, the penetration rate of CCS in power plants will increase from almost zero in 2010 to 17.5% in 2050 in China. Another finding is that the additional cost of electricity in USA will be lower

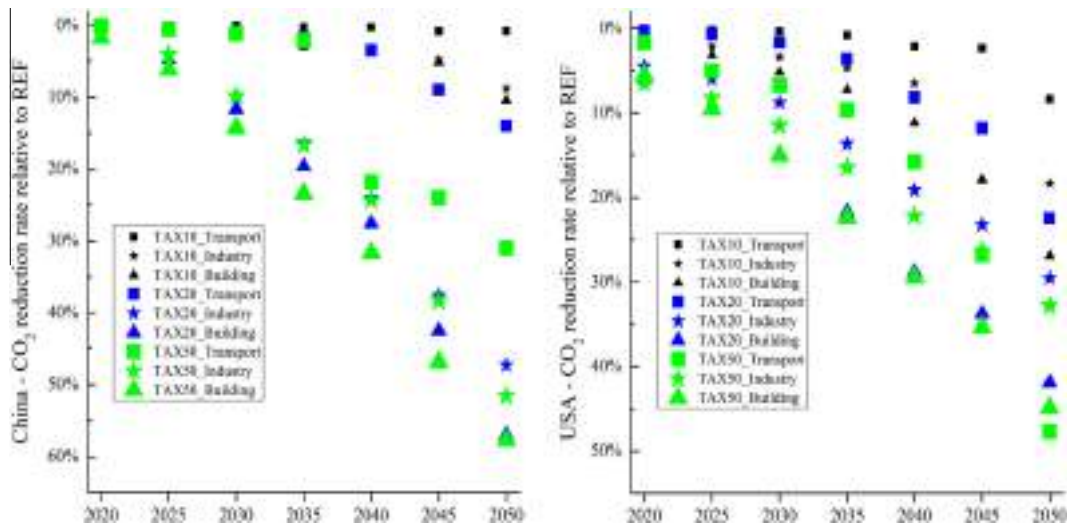


Fig. 11. Total carbon emissions reduction rate relative to REF of end-use sectors.

than that in China mostly because of more advanced low-carbon generation technologies.

#### 4.4. Comparisons with non-transport sectors

To give a clear understanding of how differently the transport sector will react to carbon policies from other end-use sectors, the carbon reduction rates relative to REF of transport, industry, and building sector are compared (Fig. 11). The carbon emissions here include both the direct emissions from the individual sector and the indirect emissions from the power generation. Three points are worth making regarding the results. First, the reduction rate in transport sector is generally lower than that in industry and building sector, indicating that it will be more difficult for transport sector to decarbonize. Second, carbon reduction in transport sector lags behind the other two sectors, which means when carbon tax has taken effect and other sectors have already reacted, transport sector is yet to be swifited to low carbon pathway. Third, the carbon reduction lag in transport sector is more significant in China than in USA, suggesting that China's transport system has more obstacles to evolve towards low-carbon development.

## 5. Conclusions

Decarbonizing the transport sector is quite fundamental to limit global warming, and China and USA are two key countries to tackle the transport energy and emissions challenges. Carbon tax scenarios are designed and bottom-up analyses are carried out in this study to model the future's transport decarbonization characteristics and options for China and USA. The results indicate that China's transport service demands, final energy consumption, and the corresponding carbon emissions will increase rapidly with the substantial economy growth, while USA will see a moderate transport sector development.

It's also observed that liquid fuels will keep dominating the transport energy consumption partly due to the reliance on current powertrain systems, and liquids' share will be more than 74% both in China and USA in all scenarios in this study. Biofuel is an important alternative option to reduce the carbon emissions, especially in the near-term, and will hopefully substitute no less than 20% of conventional oil products both in China and USA by 2050. Yet, the costs of cellulosic ethanol production have to be brought down for it to be a viable transportation fuel [20], and concerns about

land availability and food security will constrain the development of biofuels. In the long-term, electrification (BEVs, HEVs, and FCEVs) will be truly hopeful to decarbonize the transport sector, as long as low-carbon power generation and hydrogen producing technologies become economic competitive, so the decarbonization of transport sector will largely rely on the decarbonization of power sector.

There are also some differences regarding the development of key technologies and the transport carbon mitigation characteristics between China and USA. Biofuel is much less employed in China's transport sector now, thus enlarging the capacity for biofuel to substitute oil consumption in the near-term. FCEVs will be developed earlier and faster in USA and can fulfill 10% of the road passenger services in 2050 in USA, while less than 2% in China in TAX20. Carbon tax will raise the total energy system cost by 24% in China and 8% in USA in 2050 in TAX50 and the additional cost of electricity in USA will be lower than that in China.

To summarize, carbon policy can significantly help to facilitate the decarbonization by various levels: shifting the modal shares, increasing incentives for advanced technologies, and encouraging use of low- and non-carbon fuels. In order to mitigate the transport emissions, more attention should be paid to developing biofuels, reducing the cost of low-carbon power generation and fuel cell technologies, and subsidizing alternative vehicles.

## Acknowledgements

This work is supported by the Ministry of Education Project of Key Research Institute of Humanities and Social Sciences at Universities (12JJD630002) and the Ministry of Science and Technology of China (2012BAC20B01).

## References

- [1] NBSC. *China statistical yearbook*. Beijing: National Bureau of Statistics of China; 2013.
- [2] Wang Y, Teter J, Sperling D. China's soaring vehicle population: even greater than forecasted? *Energy Policy* 2011;39:3296–306.
- [3] Davis SC, Diegel SW, Boundy RG. *Transportation energy data book: edition 33* (online); 2013. <<http://cta.ornl.gov/data/index.shtml>> [accessed October 2014].
- [4] IEA. *Energy balances of OECD/non-OECD countries*; 2013.
- [5] OECD. *OECD.Stat Extracts*; 2014. <<http://stats.oecd.org/>> [accessed May 2014].
- [6] World Bank. *World Bank Open Data*; 2014. <<http://data.worldbank.org/>> [accessed May 2014].

- [7] Chen W. The costs of mitigating carbon emissions in China: findings from China MARKAL-MACRO modeling. *Energy Policy* 2005;33:885–96.
- [8] Chen W, Yin X, Ma D. A bottom-up analysis of China's iron and steel industrial energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions. *Appl Energy* 2014. 10.1016/j.apenergy.2014.06.002.
- [9] Chen W, Yin X, Zhang H. Towards low carbon development in China: a comparison of national and global models. *Climatic Change* 2013;1–14. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0937-7>.
- [10] Chen W, Li H, Wu Z. Western China energy development and west to east energy transfer: application of the Western China sustainable energy development model. *Energy Policy* 2010;38:7106–20.
- [11] Chen W, Wu Z, He J, Gao P, Xu S. Carbon emission control strategies for China: a comparative study with partial and general equilibrium versions of the China MARKAL model. *Energy* 2007;32:59–72.
- [12] Mishra GS, Teter J, Morrison GM, Yeh S, Kyle P, Kim SH. Transportation module of global change assessment module (GCAM): model documentation version 1.0. 2013. Institute of Transportation Studies, University of California at Davis; and Pacific Northwest National Laboratory. Report UCD-ITS-RR-13-05. June 2013.
- [13] NBSC. China energy statistical yearbook. Beijing: National Bureau of Statistics of China; 2012.
- [14] UNDP. World population prospects: the 2012 version. <[http://esa.un.org/Unpd/Wpp/Unpp/panel\\_population.htm](http://esa.un.org/Unpd/Wpp/Unpp/panel_population.htm)> [accessed June 2014].
- [15] Zeng Y. Suggestions on “Generally Permit Two Children and Encourage Proper Late Child-bearing” policy; 2012. China Center for Economic Research. Working Paper Series. No. C2012004. [in Chinese].
- [16] Pietzcker RC, Longden T, Chen W, Fu S, Kriegler E, Kyle P, et al. Long-term transport energy demand and climate policy: alternative visions on transport decarbonization in energy-economy models. *Energy* 2014;64:95–108.
- [17] Eom J, Schipper L, Thompson L. We keep on truckin': trends in freight energy use and carbon emissions in 11 IEA countries. *Energy Policy* 2012;45:327–41.
- [18] China Automotive Energy Research Center T.U.. China automotive energy outlook 2012. Beijing: China Science Press; 2012.
- [19] Cai H, Wang X. The reasons of US fuel ethanol production increase and its impact on international maize market. *J China Agric Univ (Soc Sci Ed)* 2013;30:127–32.
- [20] Andress D, Das S, Joseck F, Dean Nguyen T. Status of advanced light-duty transportation technologies in the US. *Energy Policy* 2012;41:348–64.

### **3.7. POWER SYSTEM BALANCING FOR DEEP DECARBONIZATION OF THE ELECTRICITY SECTOR**



# Power system balancing for deep decarbonization of the electricity sector



Ana Mileva<sup>a,\*</sup>, Josiah Johnston<sup>b</sup>, James H. Nelson<sup>c</sup>, Daniel M. Kammen<sup>b,d</sup>

<sup>a</sup> Energy and Environmental Economics, Inc. (E3), United States

<sup>b</sup> Energy and Resources Group, University of California, Berkeley, United States

<sup>c</sup> Union of Concerned Scientists (UCS), United States

<sup>d</sup> Goldman School of Public Policy, University of California, Berkeley, United States

## HIGHLIGHTS

- System balancing needs for deep decarbonization are dependent on technology mix.
- Solar PV deployment is the main driver of battery storage deployment.
- Concentrating solar power with thermal storage is valuable for its dispatchability.
- Wind exhibits seasonal variation, requiring storage with large energy subcomponent.
- Low-cost solar PV and batteries can mitigate the cost of climate change mitigation.

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 9 June 2015

Received in revised form 26 October 2015

Accepted 31 October 2015

Available online 14 November 2015

### Keywords:

Power system simulation

Power system planning

Solar energy

Wind energy

Energy storage

Batteries

## ABSTRACT

We explore the operations, balancing requirements, and costs of the Western Electricity Coordinating Council power system under a stringent greenhouse gas emission reduction target. We include sensitivities for technology costs and availability, fuel prices and emissions, and demand profile. Meeting an emissions target of 85% below 1990 levels is feasible across a range of assumptions, but the cost of achieving the goal and the technology mix are uncertain. Deployment of solar photovoltaics is the main driver of storage deployment: the diurnal periodicity of solar energy availability results in opportunities for daily arbitrage that storage technologies with several hours of duration are well suited to provide. Wind output exhibits seasonal variations and requires storage with a large energy subcomponent to avoid curtailment. The combination of low-cost solar technology and advanced battery technology can provide substantial savings through 2050, greatly mitigating the cost of climate change mitigation. Policy goals for storage deployment should be based on the function storage will play on the grid and therefore incorporate both the power rating and duration of the storage system. These goals should be set as part of overall portfolio development, as system flexibility needs will vary with the grid mix.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## 1. Introduction

Deep decarbonization of the electric power sector, combined with electrification of most end-uses of natural gas and oil, is indispensable to achieving climate change mitigation [1]. Renewable energy technologies such as wind and solar can contribute to electricity decarbonization. However, these resources have variable and uncertain power output. The need to balance them poses operational challenges and increases grid integration costs. A large number of integration studies have been conducted for regions in

the United States and Europe, exploring the operational impacts and integration costs of intermittent energy sources [2,3]. These studies assume pre-specified deployment levels and locations of wind and solar power plants and take the rest of the grid as fixed, investigating only a limited number of fleet configurations for generation, transmission, and storage. Here we use a capacity-planning model for the economic evaluation of intermittent renewables and a range of balancing solutions. We include operational detail in an investment-modeling framework to make it possible to evaluate the economics of a range of system flexibility resources. We focus in particular on the need for and role of electricity storage in deeply decarbonized power systems.

\* Corresponding author.

E-mail address: [amileva@berkeley.edu](mailto:amileva@berkeley.edu) (A. Mileva).

Electricity storage is one way to balance electricity demand and supply in electricity systems with deep penetration levels of wind and solar. Modeling the costs and benefits of storage technologies has generally taken one of two approaches: (1) use of market price data to determine the revenue that would be available to a storage project [4–7] or (2) use of production cost simulation models of the system with and without storage to determine how the availability of storage affects system operational costs [8,9].

A weakness of the first approach is that storage participation in the energy market will affect market prices by increasing demand during times when the storage is charging, thus raising the market price, and increasing supply during times when the storage is discharging, thus lowering the price. Pre-determined market prices therefore provide a reasonable approximation for the revenue stream available to the marginal storage unit, but become increasingly inaccurate as additional storage is added to the fleet or other components of the system are changed.

The second approach explores the difference in operational costs between systems with and without storage. A weakness of this approach is that it does not directly consider capital costs and potential savings from avoided investment in non-storage infrastructure. After the production cost model is run, the operational cost savings provided by storage may be compared to its capital cost to determine whether the benefit to the system would justify investment in storage. However, the rest of the system is held as fixed, so this approach does not provide information on how other generation and transmission infrastructure should be deployed and how the grid should be developed to minimize system cost as demand, technologies, and policies change. Most storage analyses to date do not allow for transmission or other sources of flexibility to be built as an alternative to storage to meet integration requirements, thus not considering the possible trade-offs or synergies among these flexibility options. These interdependencies become increasingly important as more variable renewable energy is deployed.

Capacity-planning models like SWITCH [10,11] and the Renewable Energy Deployment System (ReEDS) [12,13] offer an additional approach to examining the role of storage in grids with low levels of greenhouse gas (GHG) emissions. Their purpose is to explore how total system cost (capital, fixed, and variable costs) can be minimized, and to co-optimize storage deployment and investment in other system infrastructure. As intermittent renewable generation achieves higher penetration levels, integration alternatives such as transmission expansion, fast-ramping generation, storage, and demand response ought to be considered and compared in a single framework. We have incorporated operational detail into the SWITCH long-term capacity-planning model to allow for more accurate economic evaluation of intermittent renewables, storage technologies, and other integration alternatives [14,15]. Wind and solar generation technologies have low variable costs but require investment in capital-intensive infrastructure capacity, so employing capacity-expansion models can aid understanding of and planning for the most cost-effective resource combinations as the power system evolves

## 2. Methods

### 2.1. Model

We use the SWITCH model to study the synchronous region of the Western Electricity Coordinating Council (WECC). WECC covers eleven western U.S. states, two Canadian provinces, and northern Baja California, Mexico. The model is run as a linear program whose objective function is to minimize the cost of meeting projected electricity demand with existing and new generation,

storage, and transmission between present day and a future year of interest. The optimization is subject to planning reserve margin, operating reserves, resource availability, operational, and policy constraints. The WECC is divided into fifty “load zones” between which new transmission can be built. We include geographic detail on the locations of potential future power plants and transmission lines. The optimization decides whether to operate or retire existing grid assets, can install new conventional generation in each load zone, chooses among thousands of possible wind and solar sites, and can build transmission lines between load zones. In order to account for correlations between demand and renewable generation, the model uses time-synchronized hourly load data and site-specific intermittent renewable generation data to determine least-cost investment in and hourly dispatch of generation, transmission, and storage. The results presented here are based on an investment optimization that includes 600 h and on a subsequent dispatch verification that includes 8760 h.

The version of the SWITCH model used here offers detailed treatment of system operations in a long-term capacity-planning model of a large geographic region. For this study, we have implemented a novel two-variable treatment of storage: investment decisions are made endogenously for both the capacity of the power subcomponent of storage (the maximum rate at which energy can be released) and its energy subcomponent (the total amount of energy that can be stored) [16]. The model can therefore determine the optimal size of storage devices for a given cost structure, as many types of energy storage technologies exist with different power ratings and discharge times [17–19]. This treatment of storage is an enhancement over our prior work as well as over other capacity-expansion and production cost simulation models, in which the sizing of electricity storage is a model input rather than an endogenous variable. We have also implemented the ability to determine how to optimally release energy from concentrating solar power (CSP) with thermal energy storage (TES) as an endogenous variable in the SWITCH investment optimization. The complete model formulation is available in the [Supplementary Material](#).

### 2.2. Data and scenarios

We use SWITCH to explore the effect of various sources of uncertainty on storage deployment and overall system development between present day and 2050 in the WECC under strict decarbonization constraints. No scenario is intended as a forecast of future system development: conclusions are based on comparisons across scenarios that point to drivers of system dynamics and the relative importance of different sources of uncertainty.

In all scenarios, the power system achieves GHG emissions levels of 85% below 1990 emissions by 2050. We assume a single GHG target for the whole WECC region. Our goal is to understand the flexibility requirements – and in particular the role of storage – in such systems. In the *Reference* scenario, we assume that neither nuclear plants nor fossil fuel plants with carbon capture and sequestration (CCS) will be built through 2050. The focus is on systems in which low-GHG baseload technologies are not available and intermittent renewable technologies are the main source of GHG-free electricity. Biomass fuel is assumed not to be available to the electricity sector but is instead used for transportation purposes [20,21] further limiting the availability of carbon-free baseload. The potential for bio energy carbon capture and sequestration (BECCS) and negative emissions from such plants [22] is not explored here. Very little technological progress is assumed and costs for most technologies are modeled as constant between present day and 2050. Exceptions include decreases in the capital cost of solar PV, concentrated solar power (CSP), and batteries, but these reductions are modest.

We also investigate a range of sensitivities (Table 1) including (1) the cost of solar technologies, (2) the cost and efficiency of batteries, (3) the price of and emissions from natural gas, (4) the availability of nuclear power and carbon capture and sequestration (CCS), (5) the cost and availability of system flexibility options such as transmission, hydropower, and demand response, and (6) the implementation of efficiency measures.

Hourly load profiles are based on historical data from FERC Form 714 and are modified in future years to introduce bottom-up estimates of the effect of energy efficiency measures, vehicle electrification, and heating electrification as described in [14]. The implementation of efficiency measure and the addition of demand from electric vehicles and heating drive large changes to the demand profile, notably a shift in the timing of the peak in load from the summer afternoons today to the early winter mornings by 2050. The hourly wind output is derived from the 3TIER wind power output dataset developed for the Western Wind and Solar Integration Study [23]. Hourly solar capacity factors are simulated with the NREL System Advisor Model [24]; weather input data were obtained from NREL's Solar Prospector dataset [25].

Reference scenario technology costs are based on estimates and projections from Black and Veatch [26]. The Reference price of natural gas is based on the Reference Case of the U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook (US EIA AEO) 2012 [27]. The high natural gas price is based on the Low Estimated Ultimate Recovery Case of the US EIA AEO 2012. The Department of Energy's (DOE) sunshot target for solar technologies is to reach \$1.1/W (\$2014) for utility-scale solar photovoltaics (PV) by 2020.

**Table 1**  
Summary of scenarios. All costs are in \$2014.

Input parameter	Reference scenario	Sensitivity
Generation	New nuclear excluded (existing nuclear given option to run) Carbon capture and sequestration (CCS) excluded Hydropower at 2004–2011 average generation levels  Solar costs as projected by Black & Veatch (central PV: ~\$2.7/W by 2020 and ~\$2.2/W by 2050; CSP with 6 h storage: ~\$6.5/W by 2020 and ~\$4.9/W by 2050)	<i>Nuclear</i> : construction of CCS and new nuclear allowed  <i>Limited Hydro</i> : limit hydro energy availability to 50% of historical levels by 2050 <i>SunShot</i> : SunShot solar costs (central PV: ~\$1.1/W by 2020; CSP with 6 h storage: ~\$3.3/W by 2020)
Storage	Battery costs as projected by Black & Veatch (~550/kW h in 2020, \$440/kW h in 2050 for total system cost) Battery round-trip efficiency at 75%	<i>Low-Cost Battery</i> : battery costs at ARPA-E targets in 2020 (~110/kW h for total system cost) <i>High-Efficiency Battery</i> : battery round-trip efficiency at 90%
Natural gas	Price from EIA NEMS Annual Energy Outlook Base Case 2012 (~\$4.4/MMBtu in 2020, ~\$8.8/MMBtu in 2050) No methane leakage	<i>High-Price Natural Gas</i> : double Reference price  <i>Methane Leakage</i> : methane leakage at 4%
Demand profile	Electrification of heating and vehicles Technical potential energy efficiency	<i>Limited efficiency</i> : efficiency measures not implemented
Demand response	Disabled	<i>Load-Shifting</i> : enable load-shifting for thermal loads <i>Flexible EV Charging</i> : enable flexible charging of EVs
Transmission	Base cost of ~\$1200/MW-km (before terrain multipliers)	<i>High-Cost Transmission</i> : triple Reference price

Four storage technologies are included in the scenarios presented here: existing pumped hydro can continue operation and new compressed air energy storage (CAES), a hybrid storage and gas turbine technologies, batteries, and TES at CSP plants can be built. Two distinct cost trajectories for batteries are modeled. Reference scenario costs are based on cost projections by Black and Veatch [26] and decline slowly between present day and 2050 (from \$1070/kW and \$370/kW h in 2015 to \$870/kW and \$310/kW h in 2050). To explore the effect of strong technological innovation and deep cost-reductions in battery technology, we also run scenarios in which battery costs decline to ~\$500/kW for the power subsystem component and ~50/kW h for the energy subsystem component by 2020. This is equivalent to the DOE battery total system cost target of \$110/kW h (\$2014). For comparison, modeled CAES costs are ~860/kW for the power subsystem component and ~\$20/kW h for the energy subsystem component [28].

### 3. Results

#### 3.1. Electricity production

Across scenarios, the optimal development of the WECC power system varies little through 2030 but diverges widely in later investment periods depending on scenario assumptions (Fig. 1). Coal, gas, and hydro generation dominate these systems in the near term. Wind provides around 10% of all electricity production in most scenarios, and solar deployment displaces most wind if SunShot costs are achieved. By 2030, natural gas replaces most coal in the fuel mix across scenarios and coal capacity is largely retired. The substitution of coal with gas is a main carbon-reduction strategy through 2030 except in the *Methane Leakage* scenario. Addressing issues such as methane leakage and water contamination should be a priority to determine whether natural gas can play such a large role as a “bridge” fuel. If the price of natural gas is doubled, a build-out of wind and geothermal takes place, reducing the share of natural gas to 30%. Wind deployment reaches 40 GW in the scenarios where solar costs remain at default levels. If SunShot targets are reached, an expansion in solar PV capacity takes place instead and the share of natural gas is also reduced.

Unlike in 2030, doubling the price of natural gas price has only a small impact on the composition of the system in the long term (although costs do increase). While natural gas is valuable to the system as it provides hourly and seasonal generation flexibility, the cap on carbon emissions limits the amount of natural gas that the system can utilize, reducing the share of natural gas to less than 6% of total generation in 2050.

Wind has the largest generation share in that timeframe in the Reference scenario: 45%. CSP-TES, which first appears in the generation mix in 2040, is deployed widely by 2050 across scenarios as a result of increased system balancing needs. Although more expensive on a levelized cost basis, it outcompetes PV in the Reference scenario due to its dispatchability. If low-cost batteries are available to provide balancing, as in the *Low-Cost Batteries* scenario, PV becomes the dominant solar technology. Its share increases from 10% in the Reference scenario to 24% in the *SunShot and Low Cost Batteries* scenario. Similarly, low-cost flexibility in the form of demand response and flexible charging of electric vehicles incentivizes solar PV deployment at the expense of CSP-TES, as it makes it possible to shift the lower-cost PV energy from the middle of the day and avoid curtailment.

If new nuclear is allowed at the relative costs assumed here, the 2050 system is dominated by nuclear generation. A total of 85 GW of nuclear power are deployed by 2050, providing 43% of all electricity produced. Little technological progress is assumed for renewable technologies in this scenario: wind costs stay at



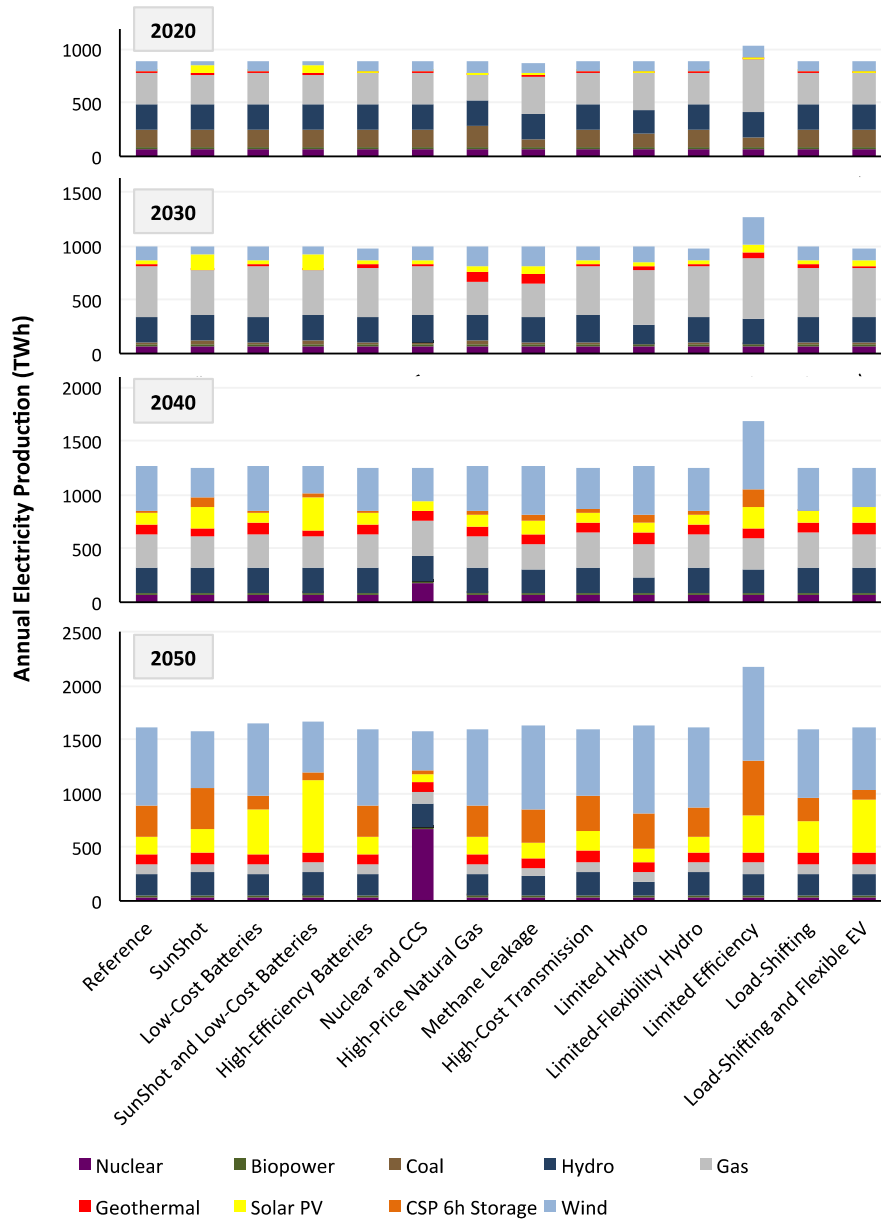


Fig. 1. Electricity production mix in all scenarios in 2030 and 2050.

present-day levels and solar costs decline only slowly through 2050.

The geographic distribution of power generation in the optimized system changes drastically through 2050 (Fig. 2). In 2020, the Reference scenario system is similar to the present day power system: generation in the Southwest is dominated by natural gas and complemented by wind and solar deployment; hydropower is dominant in the Pacific Northwest and exported to California; and the eastern part of the WECC relies on coal power complemented by deployment of wind power in the Rockies. By 2030, almost all coal is replaced by natural gas plants and expansion in renewables takes place: solar PV in the Southwest, wind in the Pacific Northwest and eastern WECC. In the 2040 and 2050 timeframes, wind is deployed at scale in the east as well as Alberta and California. Solar PV and CSP-TEs are installed in the Desert Southwest, with CSP-TEs becoming dominant across the Southwest by 2050. Geothermal potential is tapped out. Transmission flows change considerably from present-day patterns: the largest

flows are from east to west, with wind energy in the east being sent to the coastal load centers. Hydropower imports to California via the Pacific DC intertie are minimal.

### 3.2. Storage deployment

By 2030, cost-effective deployment of new storage begins to take place in most of the scenarios investigated, almost doubling current storage power capacity in some cases. The largest deployment of storage in 2030 occurs in the SunShot scenario: 5 GW of CAES with 8-h duration are deployed in the Southwest. Under Reference assumptions, CAES costs are lower than batteries' for both the power and energy components. The availability of low-cost batteries results in the substitution of batteries for CAES. The storage is used to provide arbitrage and shift excess solar energy available in the middle of the day to the evening and nighttime hours.

Storage deployment reaches power capacities in the multi-GW scale in most scenarios by 2040 and by 2050 plays a central role in

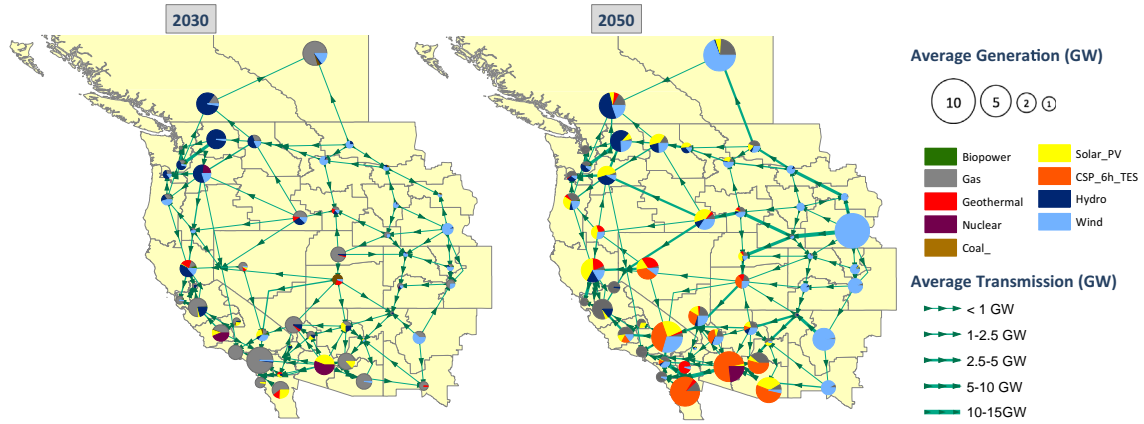


Fig. 2. Maps of average transmission and generation in the Reference scenario in 2030 and 2050.

the WECC power system across the scenarios explored here (Fig. 3). However, assumptions about technological costs and availability greatly affect which storage technology is deployed and at what scale in the long-term. Having first appeared in the storage mix in 2040 in the Reference scenario, TES deployed at CSP plants is the dominant storage technology in 2050 at the assumed relative costs. Note that TES is different from other storage technologies modeled in that it does not store electricity from the grid but solar thermal energy collected by the CSP plant for later conversion into electricity. In the Reference scenario, 120 GW of CSP-TES are installed. In addition, 14 GW of CAES with an average of 10 h of duration and 6 GW of batteries with an average of 2 h duration are deployed to provide arbitrage and reserves. Increasing battery round-trip efficiency from 75% to 90% in the High-Efficiency Batteries scenario case does not result in additional deployment of batteries if their costs remain the same as in the Reference scenario, suggesting that efficiency alone is not the main driver of battery utilization and cost-effectiveness.

Solar PV with batteries appears to be a main substitute for CSP-TES, with their relative deployment levels dependent on relative costs. The availability of low-cost batteries in 2050 results in their installation at a large scale. In the Low-Cost Batteries scenario, 70 GW of batteries are deployed, with an average duration of 6 h. The largest battery deployment occurs in the SunShot and Low-Cost Batteries scenario, in which 110 GW of batteries with 6-h duration are installed, mostly in the Desert Southwest where they support large-scale solar PV development.

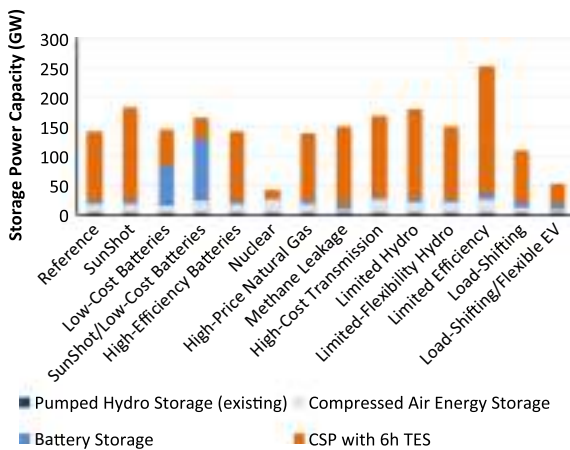


Fig. 3. Storage deployment in 2050 across scenarios.

Limiting the amount of flexibility available to the system as in the High-Cost Transmission, Limited Hydro, and Limited-Flexibility Hydro scenarios results in higher deployment of storage, with CSP-TES remaining dominant at Reference costs.

### 3.3. System operations

The main change in system operations through 2030 is the replacement of baseload coal generation with more flexible natural gas plants that help balance the initial deployment of renewables. Between 2030 and 2050, the dispatch pattern of the Reference scenario system experiences drastic changes as a result of growth in total load, changes to the load profile due to efficiency implementation and electrification of heating and vehicles, and a stringent carbon cap that pushes carbon emissions from the system to 85% below 1990 levels. By 2050, the amount of gas in the system is reduced to 6% of total electricity produced because emissions allowances are limited. Expansion in renewables capacity takes place accompanied by a build-out of 20 GW of CAES and battery storage by 2050. Wind dominates in the Reference scenario, generating 45% of electricity in 2050, and CSP-TES and solar PV contribute 17% and 10% of energy production respectively. Geothermal generates an additional 6%, providing GHG-free, baseload electricity.

Large seasonal variations in how units are dispatched and load is met become a prominent feature of the 2050 Reference system, with wind dominating electricity production in the winter and spring months while CSP-TES and gas help to meet load in the summer (Fig. 4, upper panel). More than 250 GW of wind capacity are installed by 2050 in the Reference scenario, and a large amount of wind energy is consistently available in the winter and spring. For example, net load is low and curtailment conditions occur throughout the day for multiple consecutive days in January, so storage is idle: no opportunities to provide arbitrage (i.e. sufficient price differences) exist within the day for extended periods of time, as gas is rarely used. Storage with duration of several days or more, which we do not model here, would be better suited to absorb the excess energy available in January and shift it to other times of the year when prices increase. In the summer months in the Reference scenario, wind output is low and the Reference system is stressed. In the second half of July, net load reaches its peak summer levels as load is high and wind generation is at its lowest annual capacity factor. In the lowest-cost system designed by SWITCH, peaker gas generation is run throughout the day in the summer in order to meet demand. During this period, the storage deployed in the 2050 Reference system is largely idle because combustion turbine (CT) gas plants are on the margin throughout the day and

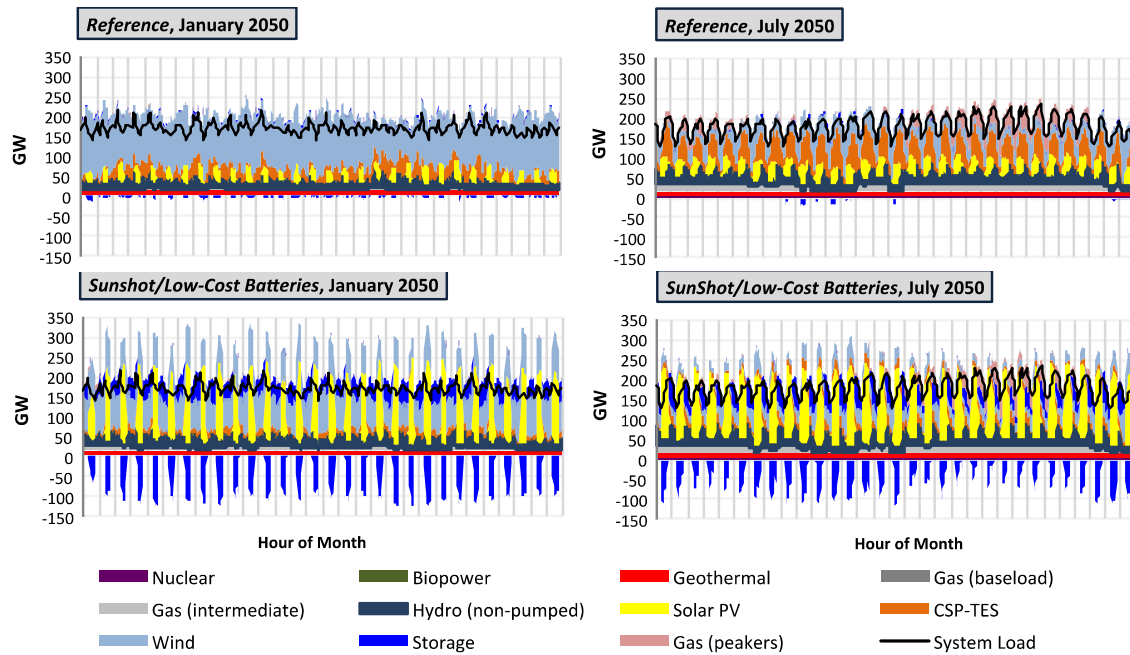


Fig. 4. WECC system hourly dispatch in January and July 2050 in the Reference and SunShot/Low-Cost Batteries scenarios. Vertical lines designate separate days of the month. Total generation is higher than load due to transmission and distribution losses as well as curtailment. When shown as negative, storage is charging.

opportunities for price arbitrage are not available. This result is partly due to the assumption of a uniform CT fleet, but any differences among the heat rates of gas plants would need to be large enough to ensure sufficient revenue from price arbitrage to justify investment in expensive diurnal storage. Longer-duration storage could potentially shift energy from other times of the year to this period of high stress for the grid and replace the gas generation used to meet load in the summer.

The *SunShot and Low-Cost Batteries* scenario has the highest amount of new storage installed in 2050 of all scenarios investigated here. In this case, 110 GW of batteries with an average of 6 h of duration and 20 GW of CAES with an average of 12 h of duration are installed. Both technologies are deployed predominantly in the Desert Southwest – in California, Arizona, and Nevada – to support large-scale solar PV installations.

Relative to the large seasonal variations in the *Reference* case, the dispatch schedule of the *SunShot and Low-Cost Batteries* system is much more similar across seasons and storage is used extensively throughout the year (Fig. 4, lower panel). The typical pattern for storage use is charging in the daytime – when PV is producing electricity, net load is negative, and prices are low – and shifting that energy to other times of the day, including the morning, evening, and night when more expensive generation would otherwise have to be run. This pattern of storage use holds throughout the year. Even during the time of highest system stress when load is at its peak levels and wind output is low in July, excess energy above load is available when PV is producing at full output, net load is negative, and the deployed storage can be used to avoid curtailment and shift the PV energy to other times of the day where it is aided by hydro and gas peaker generation in meeting load. Unlike in the wind-dominated *Reference* scenario, in which the system must address seasonal variations in energy availability from wind and build large amounts of additional thermal generation to ensure that load is met when wind output is low, the *SunShot and Low-Cost Batteries* system relies on solar PV output that is similar across seasons. With the storage technologies modeled here, PV generation can be readily balanced on the daily timescale. Similarly, the sources of demand response modeled in the *Load-Shifting*

and *Load-Shifting and Flexible EV Charging* scenarios are inherently a resource that operates within the daily timescale as most commercial and residential thermal end-uses such as heating and cooling as well as charging of EVs can only be shifted a few hours. In that sense, demand response is a resource comparable to storage with duration of several hours. The demand response resource can therefore be matched well to the diurnal cycle of solar PV.

## 4. Discussion

### 4.1. The balancing requirements of wind and solar

To further explore the balancing requirements of wind and solar, we run an additional scenario excluding CSP from the optimization and limiting PV deployment to 100 GW (the optimization did not solve at PV levels below 100 GW). In this scenario, a very large amount of wind capacity is installed across the WECC, reaching more than 450 GW by 2050. Even at this very high deployment level of wind capacity, wind energy availability is low in the summer months, requiring the commitment of gas generation – both combined cycle and combustion turbines – to meet high summer load. About 13% of total electricity production is curtailed in the 2050 timeframe in this scenario, largely in the winter when wind output is high. In contrast, only 2% is curtailed in the *SunShot and Low-Cost Batteries* scenario.

The scenarios explored draw from a single year of time-synchronized hourly demand and renewable output data: the historical load profile from 2006 is used to create load projections through 2050, and the wind and solar hourly resource availability data are also based on the 2006 potential in order to account for any temporal correlations between load and renewable output. The hourly wind output is derived from the 3TIER wind power output dataset developed for the Western Wind and Solar Integration Study [23]. Data for two more years – 2004 and 2005 – is available from 3TIER. While there are variations across the three years in the amount of wind energy available during particular times of the year, the seasonal pattern of higher levels of wind generation in

the winter months relative to the summer months is in place in all years (Fig. 5). The wind resource in the winter months tends to reach high levels more frequently and fall to low levels less frequently than it does in the summer.

This seasonal pattern in wind output can put stress on the system to meet demand, particularly if the periods of low availability of wind energy coincide with times of high load in the summer. If these conditions last for multiple consecutive days (or an even more extended period of time), other capacity may have to be built and run to compensate, increasing costs and emissions. A large amount of wind energy may need to be stored during other times of the year and shifted to the times of low wind and high load in the summer. Solar PV exhibits less pronounced seasonality than wind. Its output follows the sun's known, cyclical diurnal pattern. Because both load and PV exhibit inherent periodicity and follow a daily pattern that is qualitatively similar across seasons, the net demand that must be met by other energy sources is also periodic. This recurring and predictable diurnal variability of the net load means that the availability of inexpensive storage with several hours of duration can help manage the variability of PV and thus provides a strong incentive for solar PV deployment. By building excess PV capacity above the daily peak load together with storage, the system can predictably shift the excess daytime energy to times when PV output is not available.

4.2. The cost of deep electricity decarbonization

Across scenarios, costs rise gradually through 2040 and then increase sharply by 2050 when the system has to meet a stringent carbon cap of 85% below 1990 emissions levels (Fig. 6). Without major technological breakthroughs, the 2050 least-cost power system in the Reference scenario has costs much higher than present day, with average cost per MW h produced nearly doubling between 2020 and 2050, even if aggressive levels of energy efficiency are implemented. The average cost of power in 2050 in the Reference scenario is \$194/MW h, equivalent to about \$250 billion in annual system costs. Doubling the price of natural gas in the High-Price Natural Gas scenario has a negligible effect on the cost of power in 2050 because the total amount of natural gas that can be used by the system is constrained by the carbon cap. Increasing emissions from natural gas in the Methane Leakage scenario, however, increases costs by 5% in 2050 relative to the Reference scenario. The Limited Hydro scenario has the most expensive average cost of power in 2050 at \$225/MW h, reflecting the cost of

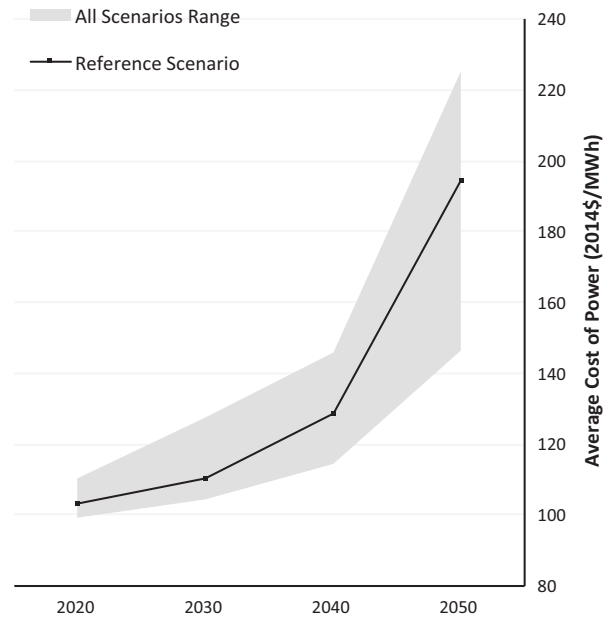


Fig. 6. Average cost of power through 2050 across scenarios.

additional deployment of wind and CSP-TES to compensate for the energy deficit resulting from lower hydro output. The Limited Efficiency scenario has similar average costs as the Reference scenario at \$197/MW h, but a considerably higher total system cost – \$330 billion annually – reflecting the more than 30% increase in total demand if no efficiency measures are implemented.

System flexibility resources – including transmission, CAES, battery storage, and CSP-TES – become a large component of power system cost in 2050. Low-cost flexibility is crucial to cost-containment as the power system is decarbonized. If the price of transmission is tripled, the SWITCH investment optimization responds by increasing deployment of CSP-TES at the expense of wind capacity, which requires long transmission lines that bring the wind resource to load. The availability of low-cost batteries or demand response push the cost of the power system down relative to the Reference case to \$185/MW h, \$180/MW h, and \$168/MW h respectively in the Low-Cost Batteries, Load-Shifting, and Flexible EV Charging scenarios, a decrease of 5–14% relative to the Reference system. The SunShot scenario has even lower costs – \$168/

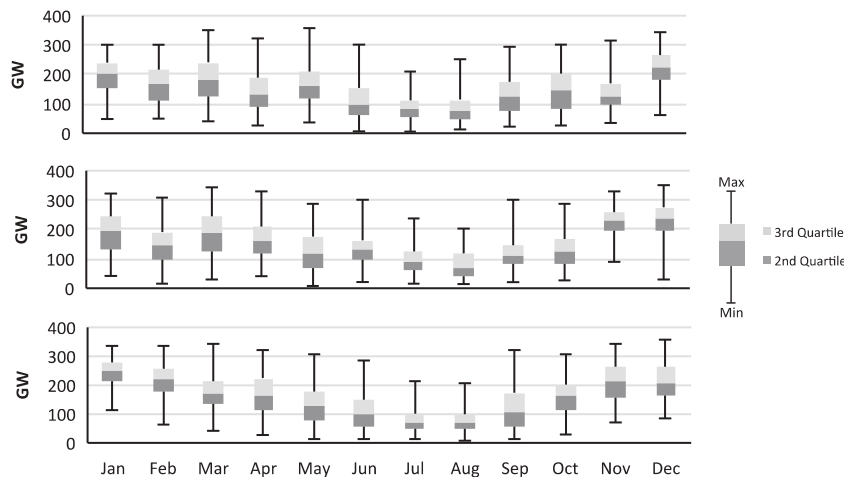


Fig. 5. Box plot of hourly wind output quartiles by month for 2004, 2005, and 2006 based on the 450 GW of wind projects deployed in the No CSP and 100 GW PV Limit scenario.

MW h or about 14% lower than the *Reference* case – largely because reaching the SunShot target makes possible the cost-effective deployment of CSP-TES and reduces the reliance on wind whose seasonality requires supporting gas infrastructure to help meet summer loads. With the assumptions in the *Nuclear* scenario, the cost of power in 2050 is \$149/MW h, 23% lower than in the *Reference* case. Cost estimates for nuclear power vary widely and may be lower or higher than modeled here [29]. Nuclear power also faces public acceptance challenges and concerns about safety, nuclear waste disposal, and nuclear proliferation.

The *SunShot and Low-Cost Batteries* scenario has the lowest costs of all scenarios investigated, including the *Nuclear* case. The average cost in this scenario is less than \$147/MW h in 2050. The combination of low-cost solar PV and low-cost battery technology, which have a synergetic relationship on the daily timescale, allows SWITCH to design power system that meets aggressive carbon emission reduction targets while greatly containing the cost of decarbonization. Relative to the *Reference* scenario, costs in the *SunShot and Low-Cost Batteries* scenario are 25% lower in 2050 and also provide substantial savings in the near- and mid-term. Cost-effective long-term storage to allow for shifting wind energy across seasons may provide additional avenues for reducing the cost of climate change mitigation in the electricity sector.

## 5. Conclusion

The results presented here that the main driver of storage build-out in the mid-term is solar PV deployment, which in turn can be driven by a rapid decline in solar costs. Wind and solar PV in the WECC have different balancing requirements for their reliable and cost-effective integration into the power system. A key feature of the WECC wind resource is the large seasonal variation of wind output. At very stringent carbon caps, consistently low wind output in the summer can put high stress on the grid, especially if the wind energy scarcity lasts for multiple days – or even weeks – and coincides with periods of high demand. Storage with a large energy subcomponent would be required to address these energy shortages. Very-long-duration storage such as power to gas is not modeled here, but could be key to reducing electricity sector decarbonization costs. Conversely, solar PV exhibits periodicity over the diurnal timescale and exhibits synergies with storage technologies designed for daily arbitrage. The size of the storage energy subcomponent required to integrate solar PV at a low cost is smaller than that for wind in the WECC.

Considering both the power subcomponent and the energy subcomponent of energy storage – i.e. the timescales over which the storage operates – is important for determining the nature of storage requirements and should be incorporated into policy goals. Storage requirements should be set as part of overall system development goals as different decarbonization pathways have different balancing needs. In planning for low-carbon electricity systems, it is crucial to take a system-wide approach and look for cost-reduction opportunities beyond any single technology or geographic entity as higher levels of intermittent renewable sources are added to the system. Considering technologies in isolation may miss critical synergies and tradeoffs among them. A key next step is to explore the policy, regulatory, and market mechanisms that will provide the appropriate incentives for investment in the most cost-effective portfolio of grid assets.

## Acknowledgements

We thank the California Energy Commission, the Link Foundation, and Seo Inc. for support. This paper reflects the views of the authors and does not necessarily reflect the view of the Califor-

nia Energy Commission or the State of California. We are grateful to the Zaffaroni Family and the Karsten Family for support for Professor Kammen's Renewable and Appropriate Energy Laboratory, and to the Center for Information Technology Research in the Interest of Society (CITRIS) for providing computing resources.

## Appendix A. Supplementary material

Supplementary data associated with this article can be found, in the online version, at <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.180>.

## References

- [1] Williams JH, DeBenedictis A, Ghanadan R, Mahone A, Moore J, Morrow III, et al. The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: the pivotal role of electricity. *Science* 2012;335(6064):53–9.
- [2] GE Energy. Western wind and solar integration study. National Renewable Energy Laboratory 2010; Boulder, CO, Subcontract No. AAM-8-77557-01.
- [3] EnerNex Corp. Final report – 2006 Minnesota wind integration study. Minnesota Public Utilities Commission; 2006.
- [4] Drury E, Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. *Energy* 2011;36(8):4959–73.
- [5] Lund H, Salgi G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems. *Energy Convers Manag* 2009;50(5):1172–9.
- [6] Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems. *Energy Policy* 2009;37(8):3149–58.
- [7] Electric Power Research Institute. Cost-effectiveness of energy storage: application of the EPRI energy storage valuation tool to inform the California Public Utilities Commission proceeding R. 10-12-007; 2013.
- [8] Denholm P, Jorgenson J, Hummon M, Jenkin T, Palchak D, Kirby B, et al. The value of energy storage for grid applications. Boulder (CO): National Renewable Energy Laboratory; 2013. NREL/TP-6A20-58465.
- [9] Price JE, Goodin J. IEEE power and energy society general meeting; 2011.
- [10] Fripp M. Switch: a planning tool for power systems with large shares of intermittent renewable energy. *Environ Sci Technol* 2012;46(11):6371–8.
- [11] Nelson JH, Johnston J, Mileva A, Fripp M, Hoffman I, Petros-Good A, et al. High-resolution modeling of the western North American power system demonstrates low-cost and low-carbon futures. *Energy Policy* 2012;43:436–47.
- [12] Short W, Sullivan P, Mai T, Mowers M, Uriarte C, Blair N, et al. Regional Energy Deployment System (ReEDS). Boulder (CO): National Renewable Energy Laboratory; 2011. NREL/TP-6A20-46534.
- [13] Sullivan P, Eurek K, Margolis R. Advanced methods for incorporating solar energy technologies into electric sector capacity-expansion models literature review and analysis. Boulder (CO): National Renewable Energy Laboratory; 2014. NREL/TP-6A20-61185.
- [14] Wei M, Nelson JH, Greenblatt JB, Mileva A, Johnston J, Ting M, et al. Deep carbon reductions in California require electrification and integration across economic sectors. *Environ Res Lett* 2013;8(1):14–38.
- [15] Mileva A, Nelson JH, Johnston J, Kammen DM. SunShot solar power reduces costs and uncertainty in future low-carbon electricity systems. *Environ Sci Technol* 2013;47(16):9053–60.
- [16] Schoenung S. Energy storage systems cost update a study for DOE Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratory; 2011. SAND2011-2730.
- [17] Whittingham MS. History, evolution, and future status of energy storage. *Proc IEEE* 2012;100(Special Centennial Edition):1518–34.
- [18] Dunn B, Kamath H, Tarascon J-M. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science* 2011;334(6058):928–35.
- [19] Converse AO. Seasonal energy storage in a renewable energy system. *Proc IEEE* 2012;100(2):401–9.
- [20] Nelson JH, Mileva A, Johnston J, Kammen DM, Wei M, et al. Scenarios for deep carbon emission reductions from electricity by 2050 in western North America using the SWITCH electric power sector planning model: California's Carbon Challenge, Phase II, Volume 2. California Energy Commission; 2013. CEC-500-2014-109.
- [21] Yang C, Yeh S, Zakerinia S, Ramea K, McCollum D. Achieving California's 80% greenhouse gas reduction target in 2050: technology, policy and scenario analysis using CA-TIMES energy economic systems model. *Energy Policy* 2015;77:118–30.
- [22] Sanchez D, Nelson JH, Johnston J, Mileva A, Kammen D. Biomass enables the transition to a carbon-negative power system across western North America. *Nature Climate Change* 2015;5(3):230–4.
- [23] 3TIER. Development of regional wind resource and wind plant output dataset. National Renewable Energy Laboratory; 2010. SR-550-47676.
- [24] Blair N, Dobos A, Freeman J, Neises T, Wagner M, Ferguson T, et al. System Advisor Model SAM 2014 1 14 General Description. Boulder (CO): National Renewable Energy Laboratory; 2014. NREL/TP-6A20-61019.
- [25] National Renewable Energy Laboratory. Solar Prospector; 2013.
- [26] Black and Veatch. Cost and performance data for power generation technologies; 2012.

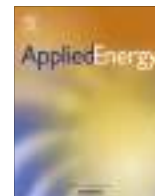
- [27] United States Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2012.
- [28] Electric Power Research Institute (EPRI). Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs, and benefits; 2010.
- [29] [Bauer N, Brecha R, Luderer G. Economics of nuclear power and climate change mitigation policies. Proc Nat Acad Sci 2012;109\(42\):16805–10.](#)

### **3.8. MODELLING BUILDING'S DECARBONIZATION WITH APPLICATION OF CHINA TIMES MODEL**



Contents lists available at ScienceDirect

Applied Energy

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/apenergy](http://www.elsevier.com/locate/apenergy)

# Modelling building's decarbonization with application of China TIMES model<sup>☆</sup>

Jingcheng Shi, Wenying Chen<sup>\*</sup>, Xiang Yin

Research Center for Contemporary Management (RCCM), Tsinghua University, Beijing 100084, PR China  
Institute of Energy Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing 100084, PR China

## HIGHLIGHTS

- China TIMES model with detailed building sector is updated.
- Renewable energy could greatly contribute to carbon mitigation in buildings.
- China's building could reach a low-carbon future by various prolific measures.

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 6 November 2014  
Received in revised form 14 June 2015  
Accepted 17 June 2015  
Available online xxx

### Keywords:

Building sector  
China TIMES model  
Decarbonization

## ABSTRACT

Over the recent decades, China's building energy consumption has been growing rapidly. Also the fuel mix has been changing quickly with more natural gas & electricity and less coal being used. Meanwhile, the technologies used in building sector are improving in efficiency. In this paper, the impact of technical progress and the use of renewable energy in building sector are analyzed. The energy saving and emission reduction potential of building sector are also measured. China TIMES model is used to model the future energy consumption and carbon emissions in building sector. The modelling results indicate that building energy consumption is expected to grow to around 41.6EJ in the reference scenario in 2050. The energy saving potential in 2050 can be up to 4EJ due to the improvement of both building insulation (envelop) and energy use technologies. Renewable energy used in buildings can be a great contributor to the carbon mitigation in buildings. China's building sector can reach a relatively low-carbon future with more low- and non-carbon fuels consumed.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

**Abbreviations:** BEC, building energy consumption; BIPV, building integrated photovoltaic; BIP, building insulation performance scenario; C, cold zone; CDD, cooling degree day; CAE, Chinese Academy of Engineering; CABEE, China Association of Building Energy Efficiency; EPO, enhanced policy scenario; ESD, energy service demand; GDP, gross domestic production; HSCW, hot summer cold winter zone; HSWW, hot summer warm winter zone; HDD, heating degree day; IHTC, integrated heat transfer coefficient; MOHURD, Ministry of Housing and Urban–Rural Development of China; NBSC, National Bureau of Statistics of China; PRE, potential renewable energy scenario; REF, reference scenario; SC, severe cold zone; THUBERC, Tsinghua University Building Energy Research Center; TIMES, the integrated MARKAL and EFOM system.

<sup>☆</sup> This article is based on a short proceedings paper in Energy Procedia Volume 161 (2014). It has been substantially modified and extended, and has been subject to the normal peer review and revision process of the journal. This paper is included in the Special Issue of ICAGE2014 edited by Prof. J Yan, Prof. DJ Lee, Prof. SK Chou, and Prof. U Desideri.

<sup>\*</sup> Corresponding author at: Institute of Energy Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing 100084, PR China.

E-mail address: [chenwy@tsinghua.edu.cn](mailto:chenwy@tsinghua.edu.cn) (W. Chen).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.056>  
0306-2619/© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

China has achieved remarkable economic growth over the last three decades and became the largest country by energy consumption in the world in 2010 [1]. The building sector is one of the most important end-use sectors in China. The number of newly constructed buildings grew at an amazing pace with more than 20 billion m<sup>2</sup> added to residential and public buildings between 2000 and 2012 [2]. Although the building sector accounts for about 30–40% of final energy use in most developed countries [3], China's building sector contributed only 14% of the final energy in 2010 (only including the commercial energy) according to the statistics from National Bureau of Statistics of China (NBSC) [4]. The building sector also contributed nearly 1.2 billion tons of carbon emissions in 2010 (including about 400 million tons direct and 800 million tons indirect carbon emissions), accounting for 15% of the total carbon emissions in China [4].



The increase of urbanization and GDP have significant impacts on the energy consumption and carbon emissions in buildings. The urbanization rate increased from 36.2% to 53.7% during 2000 to 2013 [5] and the rise will continue in the next decades [6]. Since there is a large gap between the rural and urban residential due to the income difference, the commercial energy use in rural residential was only 60% of the urban level in 2010. However, due to the huge amount of traditional biomass use in rural residential, it is not surprising that the energy use per capita in rural residential was about two times larger than the urban residential energy use [2,4]. The statistics from NBSC show that the traditional biomass use in rural residential are decreasing rapidly since 2007. And with the urbanization in China, the trend shows that more commercial energy will be used in buildings and the carbon emissions from fossil fuels will probably increase in the future at the same time [7]. On the other hand, it is observed that in most countries per capita energy use in buildings increase as income rise [8]. Since the per capita building floorspace and the ownership of electric household appliances are still at a low level compared with most developed countries, there is a great likelihood of growth in energy use per capita with the increase of GDP per capita. Hence, the buildings energy consumption is expected to keep growing with the development of China.

In recent years, the Chinese government has launched a series of measures on the building energy conservations and related issues [9–11]. The Building Energy-efficiency Design Standards (BEDS) for different climate zones have been updated since 2010 [12–15]. The Existing Residential Building Energy Conservation Guide was published in 2012 in order to promote energy conservation in existing residential buildings [16]. Meanwhile, a series of measures have been taken to promote renewable energy utilization in buildings since the 12th Five Year Plan period [17]. In the short-term future, the new construction of buildings in China will remain at a high level. It is very important to study the interaction of these policies and actions to assess their influence on building sector.

There are various researches focusing on the energy consumption in China's building sector with detailed analyses on services and technologies in buildings. The LEAP model is used to project the future end-use sectors in China which considers the saturation and intensities of different services as well as the efficiency of technologies in China in the future and projects the future energy consumption and carbon emissions in buildings [18]. The Global Change Assessment Model (GCAM) also uses a detailed, service-based model to explore the long-term pathways of China's building energy use [19,20]. Detailed surveys on energy use in buildings have been investigated and rearranged by Tsinghua University Building Energy Research Center (TUBERC) and China Association of Building Energy Efficiency (CABEE) over the last several years. The data shows a comprehensive overview of how energy used in China's buildings by services [2,21]. And as important complementarity in building energy consumption (BEC), renewable energy used in buildings is initially estimated from plenty of sources which means the consideration of renewable energy directly used in Chinese buildings is accessible [22,23].

The main aim of this paper is to model the evolution of China's building sector throughout 2050 to see the possible decarbonization pathways in the long-term perspectives. As an important end-use sector in energy system, it is better to consider building sector using an integrated energy system model rather than project the energy consumption separately. So China TIMES (The Integrated MARKAL and EFOM Model) is chosen as a tool to analyze these issues taking building sector as one part of the whole Chinese energy system. We refer to various methodologies and data resources and then build a complete demand projection approach which is the fundamental of our optimization model.

This paper also focuses on the utilization of renewable energy in buildings in China for the future which few researches have been done.

The structure of this paper is as follows. Section 2 shows a brief introduction on China TIMES and then presents the methodologies of service demand projections and building lifetime distributions. Section 3 gives some main assumptions. Modelling results are shown in Section 4, and comparisons among future China and some developed countries are also given in this section. In Section 5, conclusions are remarked.

## 2. Methodology

### 2.1. Overview of China TIMES model

TIMES (The Integrated MARKAL–EFOM System) model generator was developed as part of the IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program). It is a technology rich, bottom-up model generator, which uses linear-programming to produce a least-cost energy system, optimized according to a number of user constraints, over medium to long-term time horizons [24,25]. TIMES is a very useful tool to describe energy system and conduct in-depth energy and environmental analyses. China TIME was developed based on the China MARKAL model in 5-year intervals extending from 2010 to 2050 [26,27]. The model searches for the least-cost mix of technologies and fuels to meet the projected energy service demands (ESD) for different end-use sectors under a given social-economic development scenario for the future. The model considered the full range of energy processes including exploitation, conversion, transmission, distribution and end-use. China MARKAL/TIMES has been proven as a powerful and reliable tool to study sustainable energy development and carbon mitigation for China [26–30].

In China TIMES, building sector is divided into three sub-sectors, urban residential, rural residential and public buildings. In this study, the model is improved to consider five climate zones according to the different climate conditions and building design standards, the Severe Cold zone (SC), the Cold zone (C), the Hot Summer Cold Winter zone (HSCW), the Hot Summer Warm Winter zone (HSWW) and the Temperate zone (T) [31]. The Temperate zone is assumed to have no heating and cooling demand. In addition, about 100 technologies considered for the buildings in the model, including advanced Building Integrated Photovoltaic (BIPV), air or water source heat pump, LED, etc. Fig. 1 shows the structure of building sector in China TIMES. (See Fig. 1).

With more rich technology incorporated and more detailed building sub-sectors in five regions, the building sector in the model is recalibrated based on both aggregated data from NBSC and the detailed survey data. The calibration is mainly based on the energy balance data of residential and commercial sectors from the China Energy Statistical Yearbook with some adjustment made for gasoline and diesel data according to Wang [4,32]. It is important to point out that the China Energy Statistical Yearbook does not contain the data of use of renewable energy such as solar, bio-gas, geothermal in buildings. Hence, they are added from other sources [22,23]. In order to make the calibration more reliable for base year, detailed technology and energy consumption data from CAE, CABEE and TUBREC are used [21,33,34].

### 2.2. Buildings service demands

Building energy service demands could be effected by many factors such as climate, human behavior, and economic development. Most building energy services can be satisfied with limited energy

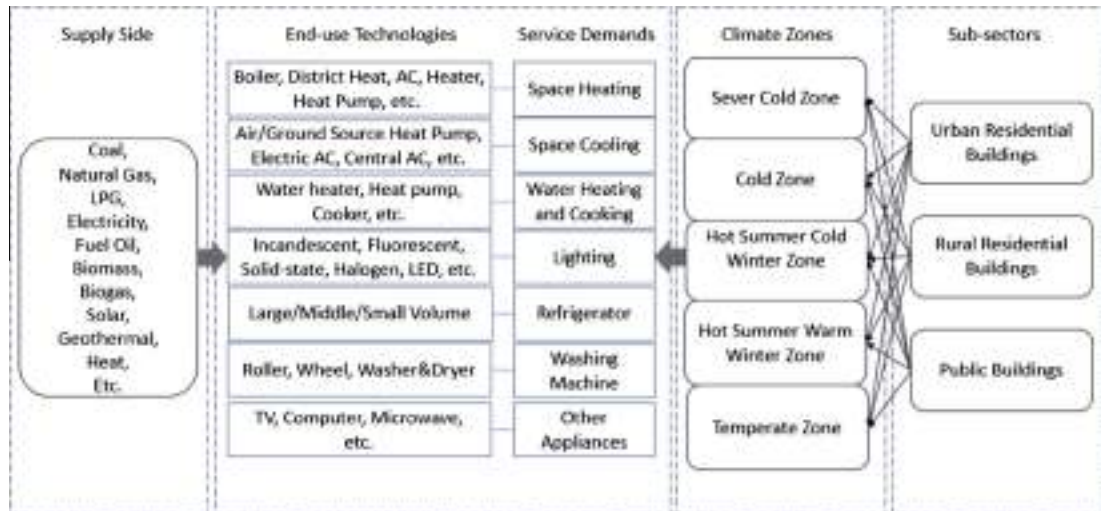


Fig. 1. Building sector in China TIMES.

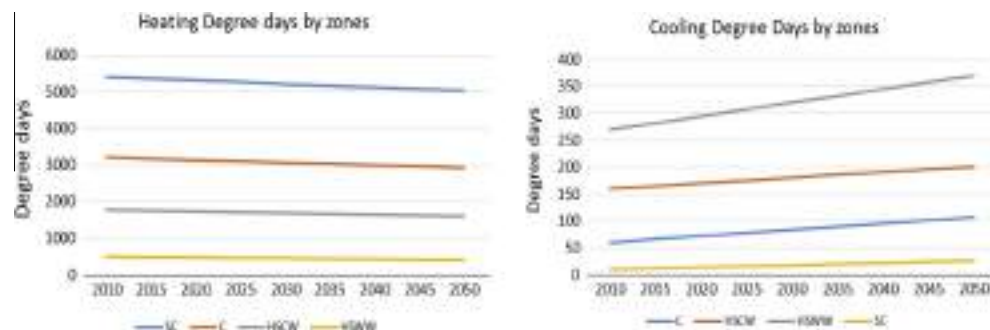


Fig. 2. HDD and CDD between 2010 and 2050 by zones [42].

if rational human behavior considered. The approach chosen in this study refers to the methodology from Eom [20]. And some improvement have been made in order to make the approach suitable for China.

### 2.2.1. Heating and cooling

Heating and cooling are very important to the comfort of building occupants. Since the heating and cooling demands are influenced by many factors, in order to simplify the calculation for a long-term perspective, we refer to some literatures and take three main factors into account, climate, building insulation and penetration of services [36–39]. And a linear approach is used to calculate the building heating and cooling service demands.

In China, there are some difference to the demands of heating and cooling in buildings. Firstly, the climate in different zones vary a lot, so the climate difference should be considered by zones. In our study, we choose the heating degree days (HDD) and cooling degree days (CDD) to measure the climate by year [40,41]. Secondly, since the average temperature is generally below zero during winter in northern China, heating is the basic needs and as the building heating regulation by the government, nearly all the urban and public buildings in SC&C zones are using district heating. While in southern China, the heating demand increases with the income level [34]. And although the average temperature in southern China usually above 26 °C during the summer, it is expected that cooling demand will be satisfied only when more air conditioners are deployed in buildings [33,34]. Based on the above reasons, using social–economic development parameters to describe the demands is not so accurate in China and so the

penetration rate of heating and cooling are chosen to represent the difference of heating and cooling demands among regions for future projection. And considering the accessibility of related data and to simplify the calculation in our methodology, the heat transfer coefficient which is defined as the quantity of heat that passes in unit time through a unit area of a plate of particular thickness when its opposite faces differ in temperature by one kelvin, is chosen in our study [36–39]. This parameter is taken into consideration as a representative parameter to present the performance of building insulation as the following formulas (see Eqs. (1) and (2)).

$$d_H = \lambda_H \cdot r_H \cdot HDD \cdot \eta \quad (1)$$

$$d_C = \lambda_C \cdot r_C \cdot CDD \cdot \eta \quad (2)$$

Here,  $d_H$  and  $d_C$  are the heating and cooling demand intensity ( $\text{GJ}/\text{m}^2$ ),  $\lambda_H$  and  $\lambda_C$  are calibration parameters.  $r_H$  and  $r_C$  represent the penetration rates of heating or cooling in different regions and sub-sectors. The HDD and CDD are heating and cooling degree days representing the annual requirements of space heating and cooling to achieve the indoor temperature points in a particular zone. The degree days for different zones refer to China Meteorological Administration (CMA) [42].  $\eta$  is the integrated heat transfer coefficient (IHTC) of buildings ( $\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$ ).

According to the series of Building Energy-efficiency Design Standards, the maximum heat transfer coefficients in different climate zones are regulated by the thermal inertia of buildings. Here, the values of heat transfer coefficient are chosen based on the middle level of thermal inertia in building standards. And in order to use an overall heat transfer coefficient representing the whole

building which different parts of building have different caps of heat transfer coefficient in the BEDS, a new built integrated thermal conductance is given as follows based on the methodology taking the heat transfer coefficient of all parts of building into account [43] (see Eq. (3)).

$$\eta_t = \eta_{roof} + \eta_{wall} + \eta_{ground} + \eta_{window} \quad (3)$$

where  $\eta_t$  is the IHTC of buildings,  $\eta_{roof}$ ,  $\eta_{wall}$ ,  $\eta_{ground}$ ,  $\eta_{window}$  are the heat transfer coefficients of roof, wall, ground, window all taken from the building design standards [12–16,44], respectively.

### 2.2.2. Other services demand

Based on the historical energy consumption data of developed countries, the building energy per capita increased with the GDP per capita growing [3]. However, from a long-term perspective, most of them do not have an obvious increase after their GDP per capita reach to a high level [35]. Since it is impossible for a household using unlimited energy which for example lighting can only work for 24 h per day. For other services except heating and cooling, such as water heating and cooking, lighting, electrical appliances, we take the social–economic development into consideration and think all these services demand have a satiated demand level. Here, considering the growth rate of service demand will decrease with the GDP per capita growing up, we use the following formula to fit the trend for the future, shown in Eq. (4).

$$d_j = \bar{q}_j \times \left[ 1 - m_j \times \exp\left(-\frac{gdp}{gdp_r}\right) \right] \quad (4)$$

$j$  is a given service;  $m_j$  is a calibration parameter;  $\bar{q}_j$  represents the saturation demand for a service,  $gdp$  is GDP per capita;  $gdp_r$  is the GDP per capita of the reference country. Considering the similar energy demand by services between China and Japan, in this study, we take Japan as the reference country to estimate the saturation levels [45].

### 2.3. Building floorspace

Building floorspace is another important factor which have a great impact on building energy demand. In China, per capita floor spaces of urban residential, rural residential and public buildings in 2010 were 21.7, 36.4 and 5.9 m<sup>2</sup> respectively, and they are all expected to increase continuously in response to economic growth [46,47]. Since the per capita building floorspace in most of the developed countries maintain steady after their GDP per capita increase to a high level. We also consider the future floor space in China will reach to a saturation level. Referring to the prediction of vehicles and household appliances, a Gompertz function is chosen to project the per capita floorspace for sub-sectors to 2050, as shown in Eq. (5) [46,48].

$$y_f = a \times e^{(-be^{-c \cdot gdp})} \quad (5)$$

Here,  $y_f$  represents the per capita floorspace of sub-sectors;  $a$  is the saturation level;  $gdp$  is the GDP per capita;  $b$  and  $c$  are two parameters determine the shape of the curve based on the historical data of building floorspace.

Furthermore, in order to consider the performance of building insulation, a stock-based model by Yin [46] is taken to forecast the future lifetime distribution of floorspace to 2050. In the building sector, the stock-based model projects the floorspace of newly-built and demolition of buildings by regions and sub-sectors, and the Normal Probability Density Function is set to represent the lifetime distribution of buildings using Eqs. (6)–(10).

$$S_{i,t} = SP_{i,t} \times P_t \quad (6)$$

$$F_{i,t}^{in} = (S_{i,t} - S_{i,t-1}) + F_{i,t}^{out} \quad (7)$$

$$F_{i,t}^{out} = \sum_{k=1}^{L_i} F_{i,t}^{in} \times d_{i,t-k,k} \quad (8)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu_i)^2}{2\sigma_i^2}} \quad (9)$$

$$d_{i,t} = \int_0^t f(x) - \int_0^{t-1} f(x) \quad (10)$$

where  $i$  is for different sub-sector and regions,  $S_{i,t}$  is the stock of buildings floorspace in year  $t$ ,  $SP_{i,t}$  is the stock floorspace per capita,  $P_t$  represents population,  $F_{i,t}^{in}$  and  $F_{i,t}^{out}$  refer to the demand and the demolition of buildings,  $S_{i,t}$  and  $S_{i,t-1}$  are the floorspace per capita in year  $t$  and  $t - 1$ .  $L_i$  is the lifetime of buildings,  $d_{i,t-k,k}$  gives the obsolescence rate in the  $k_{th}$  year of buildings constructed in year  $t$  that come into use at year  $t - k$ . Furthermore,  $f(x)$  is Normal Probability Density Function,  $\mu_i$  is the lifetime of buildings,  $\sigma_i$  is standard deviation. The average lifetimes of urban, rural and public buildings are assumed to be 30, 25, 30 years respectively and they are all assumed to reach the designed lifetime of 50 years in 2030. The standard deviations are set as 20% of the lifetimes [49].

Since we need to use the regional population to estimate the future lifetime distribution of buildings by regions, in this study, we assume the shares of population by regions, which came from NBSC, maintain the same in future.

## 3. Assumptions and scenarios

### 3.1. Social–economic development

There are three key social–economic drivers for China TIMES model, population, GDP and Urbanization rate. The base year data are from the Chinese Statistical Yearbook (2011). The data for the future are all taken from the original China TIMES and the current population policy relevant literatures. We refer to the population research considering the possible two children policy in future China by National School of Development in Peking University [50]. And the future urbanization rate is from the World Urbanization Prospects by United Nation [51]. As for the GDP growth rate, many research institutes have different projection of future GDP growth rate for China. Referring to these projection, China TIMES choose a middle level projection results for GDP assumptions [52]. These assumptions are given in Table 1.

### 3.2. Assumptions for heating and cooling demands

In order to measure the difference of heating demand by regions, the penetration rate of heating in different regions and sub-sectors are chosen to measure the service accessibility. In SC&C zones, the heating penetration rate of urban and public buildings is set as 1 due to the district heating regulated by Chinese government. And in rural buildings and HSCW & HSWW zones, the estimation of heating penetration rate in buildings by zones are based on the survey results by THUBREC particularly as in

**Table 1**  
Social–economic assumptions.

Indexes	2010	2020	2030	2040	2050
Population (million)	1340	1423	1445	1441	1420
Urbanization rate (%)	49.9	60.6	67.29	72.14	75.8
GDP growth rate (%/year)	7.5	6	4.5	3	

**Table 2**  
Penetration rate of heating and cooling by zones in 2010.

Penetration rate in 2010 Regions	$r_H$				$r_C$			
	SC	C	HSCW	HSWW	SC	C	HSCW	HSWW
Urban	1	1	0.15	0.1	0.05	0.3	0.4	0.5
Rural	0.7	0.7	0.1	0.1	0.05	0.05	0.1	0.2
Public	1	1	0.2	0.1	0.2	0.5	0.8	1

**Table 2.** For cooling, we take the ownerships of air conditioners per hundred households in 2010 in Japan as the saturation level [45]. Based on the saturation level of Japan as well as the ownerships level in China by zones, cooling penetration rates are estimated (see Table 2) [5]. Considering the heating energy consuming habit in different zones of China, we assume that the heating penetration rates can be up to 1 in SC & C zones and 0.5 in the other two zones which means in HSCW & HSWW zones, just half time heating is satisfied when necessary. With the same consideration, the cooling penetration rates are assumed to reach 1 in HSCW & HSWW zones and 0.5 in the rest of the zones in 2050.

HDD and CDD in our study are all chosen from CMA. Since there are still a lot of uncertainty for future climate change, here we do not consider the impact of climate change and use the historical data extrapolating to the future HDD and CDD in all climate zones to 2050. All the historical data are from the researches by CMA [42]. The results are shown in Fig. 2.

IHTC is a parameter set to measure the overall ability of the building heat transfer. Xu uses a lot of survey data in different countries and finds that the impact of different parts of buildings are different [43]. And in order to compare the difference heat transfer coefficient among countries, the thermal conductance in different parts of buildings are all considered in the new parameter IHTC as mentioned in the Eq. (3). Here, we use this parameter as a comprehensive measurement of heat transfer ability in buildings. The current IHTC by zones in China are estimated based on the newest building design standards for different zones (see Table 3). In order to have a future target for building design standards, the advanced thermal conductance values of developed countries are considered from the survey data by Xu and we assume that to the year 2050, the IHTC in China can reach to the current level of developed countries [43].

The improvement of the IHTC in 2050 are assumed (see Table 4), referring to the current level in some developed countries given in Table 3.

Regarding the gradual change of building insulation standards, the buildings constructed in different periods have different heat transfer coefficients. Here, we simply assume that the buildings coming into use in a certain period follow the regulation of heat transfer coefficients in this period and the building insulation standards improve every ten years from 2015 until 2045. For example, new buildings coming into use during 2015–2025 match the heat transfer coefficients mentioned in Table 4 and the new buildings during 2045–2050 match the target IHTC.

**Table 3**  
The IHTC by zones and countries.

Regions ( $W/m^2 K$ )	HSWW	HSCW	C	SC
Urban	3.6	2.74	1.9	1.63
Rural	4.2	3.97	2.61	2
Public	4.1	3.13	2.36	1.97
18 °C HDD ( $W/m^2 K$ )	Below 1000	1000–2000	2000–3000	3000–4000
Japan		2–2.5	1.5–2	1–1.5
US & Canada	2–3	1.5–2	1.25–1.5	1–1.5
European countries		1.5–2	1–1.5	1–1.5

**Table 4**  
The target IHTC in 2050 by sub-sectors.

$W/m^2 K$	HSWW	HSCW	C	SC
Urban	2.5	2	1.25	1
Rural	3	2.5	1.75	1.5
Public	2.75	2.25	1.5	1.25

**Table 5**  
Per capita building floorspace by sub-sectors during 2010–2050.

$m^2$	2010	2020	2030	2040	2050
Urban	21.7	27.95	34.44	38.15	39.4
Rural	36.4	41.54	46.20	48.73	49.6
Public	5.9	11.46	17.07	19.4	19.9

### 3.3. Building floorspace in China

Considering about the floor space per capita in some of the developed countries and the current level in China, in this paper, we assume the saturation levels of urban, rural and public buildings are 40  $m^2$ , 50  $m^2$  and 20  $m^2$ , respectively [53–55]. And based on the GDP and population assumptions mention in Section 3.1, the projection results are in (see Table 5).

### 3.4. Potential of renewable energy

In 2012, more than 257 million  $m^2$  of solar heaters have been deployed in buildings to supply about 650PJ in water heating service [22]. And only about 15PJ electricity produced by BIPV with about 10 million  $m^2$  of solar panels deployed in buildings in 2012. With the development of grid and energy storage technology, solar has a great potential to be a very important source to supply electricity in the future. The building integrated photovoltaic (BIPV) can be an important complementary of electricity in buildings [56–59]. And the 12th Five Year Plan for Renewable Energy Development makes some planning for renewable energy used in buildings to 2020 [60]. Based on the planning and newest data on solar, geothermal and biogas used in buildings, we estimate the potential of renewable energy used in buildings to 2050.

According to data from the Chinese Solar Energy Association, solar heaters can supply about 3.5 GJ/ $m^2$  for water heating service per year. The building integrated photovoltaics are able to generate about 130 kW h/ $m^2$  electricity per year with an average annual utilization hours of 1000 h [59]. Wang [61] estimated the possible floorspace of wall and top roof such that 20% of the top roof and south-direction wall could be deployed with solar panels which can satisfy almost all the electricity demand in buildings. Taking the energy storage and grid integration of solar energy into account, a large scale use of BIPV in all the buildings around the whole country has a lot of problems to be solved [62]. Thus in order to see the potential of solar energy in buildings, we make a conservative assumption that the future deployed solar panel of BIPV and

**Table 6**  
Descriptions of scenarios.

Scenarios	Descriptions
REF	Taking existing and planned policies on energy conservation, technology efficiency improvement, fuel switching and building insulations into account.
PRE	The potential floorspace for solar heater and BIPV equal to 1% of total building floorspace; the potential biogas consumed in buildings is 26 billion m <sup>3</sup> in 2050
BDS	Integrated thermal conductance of buildings decreased to the target level mentioned in Table 5 by 2050
EPO	Phasing out use of coal in urban and public buildings in 2030; The same building insulation improvements as in BDS and renewable development target as in PRE

solar heaters can be equal to 1% of total building floorspace in 2050.

On the other hand, the Chinese government has vigorously promoted the biogas pools in rural China during the recent years. According to the historical data, the household biogas increased from 8.6 billion in 2005 to 16 billion m<sup>3</sup> in 2012 with an annual growth rate of 9% [21]. Biogas shows great potential to replace traditional biomass in rural areas in the future. Considering the average production of biogas in rural area is 400 m<sup>3</sup> per household [63] and the future number of households in rural China will be about 0.13 billion in 2050, we assume that 50% of households choose to build biogas pools to produce biogas for residential use and thus the potential biogas consumed in buildings can be about 26 billion m<sup>3</sup> in 2050.

As another very important component of heating and cooling in buildings, geothermal can also make contribution to building sector. In 2012, more than 380 million m buildings are deployed geothermal heat pump for heating and cooling, and utilize about 0.29EJ [22]. However, due to the limitation of geothermal and the protection of underground water resources, only in some particular regions, the shallow geothermal can be well used in buildings. In our study, based on the planning in 12th Five-year Plan for Renewable Energy Development, we assume that the building area utilizing geothermal can continue increase with 2% average growth rate and reach to about 1 billion m<sup>2</sup> in 2050 [60].

### 3.5. Scenarios

In this paper, four scenarios are considered to study the impact of building insulation improvement and the renewable energy used in building sector, as given in Table 6. The reference scenario is the fundamental scenario which we already take most of the current building technologies, building related regulations and building design standards into consideration. And the rest of scenarios are all based on the reference scenario see the impact of some other factors on future Chinese building sector.

## 4. Results

### 4.1. BEC and carbon emissions

Since the REF scenario (Fig. 3(a)) has taken the improvement of energy structure into account, the change of fuel mix continues to carry out to 2050 with cleaner energy sources like natural gas and electricity used in buildings in this scenario. Energy consumption in REF continue to grow from 15EJ in 2010 to about 41.6EJ in 2050. The technology improvement is outweighed by the large increasing service demands which are more than three times larger in 2050 than in 2010. And the share of natural gas goes up to about 15.6% in 2050, which is still lower than the level of Japan in 2010

[3]. The renewable energy (excluding traditional biomass) shows a 1.4% lower share while building sector consumes over 2.2EJ renewable energy in 2050. Furthermore, the aggregate share of electricity and natural gas in total BEC doubles by 2050 to about 64%, which is at the same level as most developed countries nowadays. In the reference scenario, the current newest BEDS are applied in all buildings in future. And thus, the heating and cooling demand don't grow to a very high level as the building floorspace and the penetration rate increasing.

Considering the purpose of PRE scenario (Fig. 3(b)), the energy consumption only has a small reduction mainly as a result of the fuel switching based on the REF scenario. The share of renewable energy (excluding traditional biomass) increases from 6.8% in 2010 to 10.4% in 2050 with the total renewable energy used in buildings more than tripling to 4.3EJ (including about 0.68EJ from biogas, 2.76EJ from solar water heater, 0.73EJ from solar photovoltaic and 0.12EJ geothermal energy). The consumption of renewable energy in 2050 is over four times larger than in 2010. From this scenario, we achieve an initial understanding of the potential of renewable energy use in buildings. Renewable energy can reach a share of 10.6% in the BEC with only about 20% of building roof used for solar energy utilization and a reasonable consumption of biogas in rural households. It is not surprising that, without considering greater efficiency improvement in the future, if more BIPV can be used in the wall and roof of buildings, the renewable energy absolutely would play a greater role in building sector.

Different from the above two scenarios, the BIP scenario (see Fig. 3(c)) reduces the energy consumption through cutting down the heating and cooling service demand in buildings. The results show a 6% of total energy consumption reduction because of the demand decrease compared with REF scenario. These energy conservations mainly come from the improvement of building insulation. It shows a possible way to delay the heating and cooling demands and then achieve the reduction of energy consumptions. In this scenario, we only take the building insulation into account and make some simplification to simulate the future energy consumptions.

In the EPO scenario (see Fig. 3(d)), total energy consumption in building sector decreases approximately by 10% to about 37.5EJ. Coal consumption decrease rapidly in urban and public buildings with rural buildings becoming the main coal use sub-sector in China. Coal and fuel oil are substituted mainly by natural gas and renewable energy in this scenario and the share of natural gas can be up to about 21% in 2050, much higher than in the REF scenario. The use of renewable energy also increases significantly in this scenario accounting for 11.5% of BEC in 2050. It shows a possible energy use future that sees clean energy such as natural gas and renewable energy are widely used in China's building sector.

Given the severe air pollution in China, the energy used in building sector attracts a lot of public attention. It is obvious that the government will continue to promote the use of clean energy in buildings in the future and the related carbon emissions is also affected by this trend. In the REF scenario, the points mentioned above have been considered. In this study, only direct carbon emissions from buildings are calculated (Fig. 4).

Not surprisingly, the EPO scenario shows the most significant emission reduction which the carbon emissions decline by about 40% compared to the REF scenario due to the combined actions of several measures. The PRE scenario reduces the carbon emissions by about 15% in 2050, which mostly because the consumption of coal is still increasing in buildings in this scenario. Comparing the carbon emissions between EPO and PRE scenario, it is obvious that renewable energy can make a great impact on decarbonization in buildings through its substituting of fossil fuels.

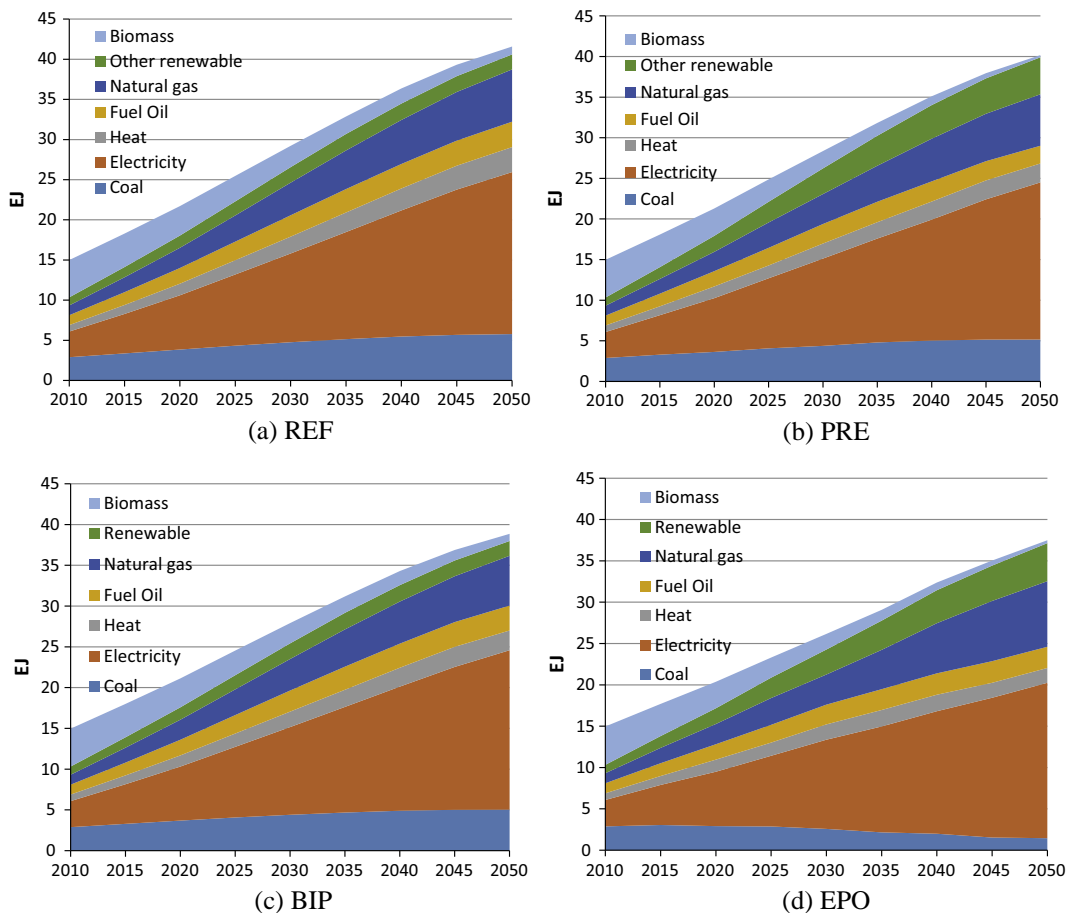


Fig. 3. Energy consumption by fuel in building sector, 2010–2050.

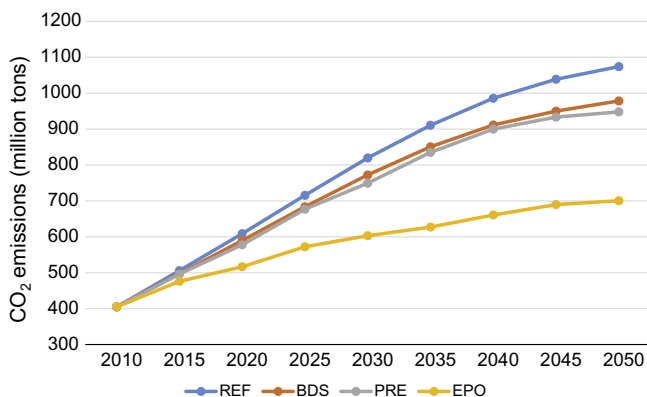


Fig. 4. Buildings CO<sub>2</sub> emissions in scenarios, 2010–2050.

#### 4.2. Comparisons

We choose the building energy data in USA, Japan, Canada and UK to make comparisons with China in 2010 and the modelled results of REF and EPO scenarios in 2050, to know the energy consumption of different services in a global perspective [45,53,54,64] (Fig. 5). The comparison results show that, in REF scenario, the energy consumption in residential buildings grows from about 9GJ per capita in 2010 to about 15.2GJ in 2050. It is still much lower than the current level of developed countries. Japanese residential buildings consumed the least in these four developed

countries for about 20GJ per capita in 2010. Even though the saturation demand in China building sector mainly refer to the level of Japan in 2010, the improvement of efficiency contributes a lot to reduce the building energy consumption.

And public buildings consume double energy per floorspace in 2050 compared in 2010 due to a large increase in water heating, cooling and appliances, however, it still stays in a relatively low level in REF scenario. The energy demand level in REF scenario can be achieved since the ESD projections assume seldom restrictions to the demand increasing. Further, the consumption level in REF scenario is in a reasonable range which the China's building sector may reach in the future.

In EPO scenario, the energy intensity is lower than in REF scenario. The residential and public buildings energy intensity in 2050 decrease about 10% and 7%, respectively. The improvement of building insulation and the fuel switching indeed make more contributions to the energy conservation. It shows an achievable energy saving pathway for building sector that the energy intensity in buildings can be controlled to lower level with no need to decline the ESD.

As for the CO<sub>2</sub> emissions from buildings, it accounted for about 6% of total China CO<sub>2</sub> emissions in 2010 compared with the OECD countries' average of over 10% [3]. And even in 2050, direct CO<sub>2</sub> emissions from building sector in the REF scenario still lower than 10% which is mostly due to the trends of continuously using clean fuels in future buildings. And in EPO scenario, it shows a more optimistic way to achieve a low-carbon building sector in 2050 with a larger scale utilization of renewable energy.

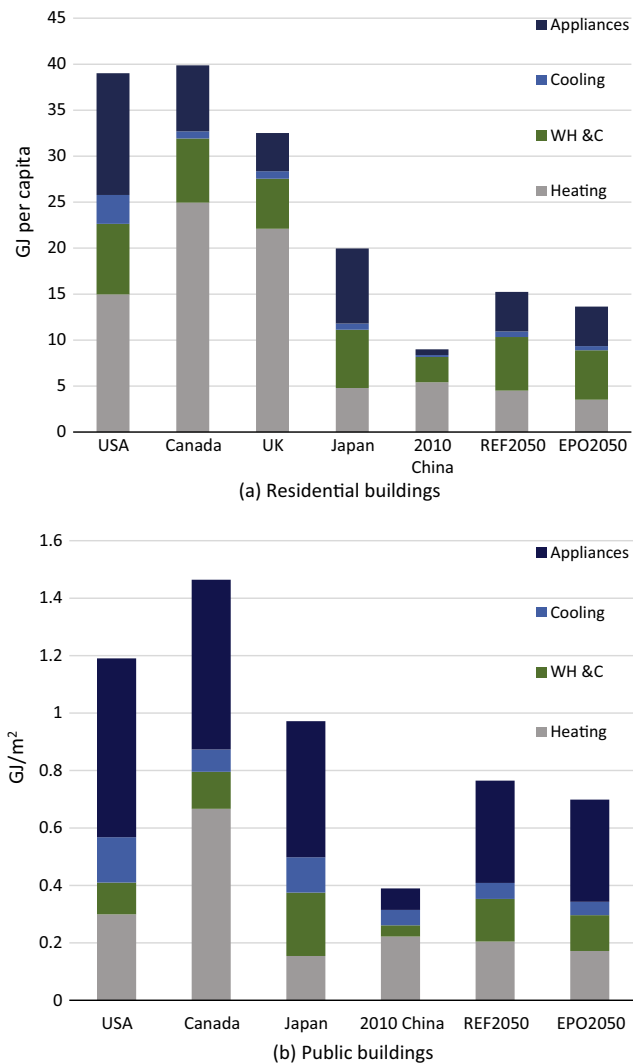


Fig. 5. Comparisons of building energy intensity by services. (a) Residential buildings, (b) public buildings.

## 5. Discussion

Several studies used a complete energy service demand projection methodology for modelling research in building sector based on the saturation of service demand, the climate condition, the building thermal conductance, etc. [18–20]. And there are also some studies using optimization model to calculate building energy consumption with a long-term perspective [65,66]. In this paper, we used a similar approach but made some improvement to achieve the calculation of energy service demand due to the current situation of Chinese building energy consumption and also the data availability. In addition, it is still challenging to make reliable assumptions on these future projection issues linking a complex energy system optimization model such as China TIMES, especially when we tried to add more details on renewable energy use in buildings based on the limited data from authoritative research institute. And most of the assumptions in our study are made within the range of other studies. However, we built a complete methodology which made the nation statistics and the survey data balance. The impact of building design standards improvement and the contribution of renewable energy to building sector are calculated with a long-term perspective. The results indicate that the future building energy consumption in China are all comparable

to the energy consumption level of listed developed countries. And the renewable energy use in buildings are achievable. This study is just to achieve a rough estimate for long-term perspective. Further more accurate estimates and the sensitivity analysis are needed.

## 6. Conclusion

This study specifically models the energy consumption and carbon emissions in China's building sector out to 2050. The potential impacts of alternative building insulation and the use of renewable energy on BEC and carbon emissions are assessed. A stock-based model was used to forecast the lifetime distribution of buildings. The improvements in building insulation are nested in our ESD projections. Some key assumptions are made for the application of renewable energy in buildings.

The simulation results show that there will be a large increase of building energy use and related carbon emissions over the next several decades, even though energy conservation, technology efficiency improvement and fuel switching are considered in the reference scenario. And with the increase of GDP per capita, the floorspace per capita and the ESDs in buildings both rise to a high level. The BEC is expected to continuously increase from 15EJ in 2010 to about 41.5EJ in 2050 driven by economic and population growth, living standard improvements and urbanization. From 2010 to 2050, energy use per capita in residential buildings increases from 9GJ to 15GJ (lower than Japan's 20GJ in 2010) and the energy use in public buildings by floorspace increases from 0.39 GJ/m<sup>2</sup> to 0.76 GJ/m<sup>2</sup> (also lower than Japan's 0.97 GJ/m<sup>2</sup> in 2010).

Our modelling indicates that, due to the huge building stock, the future incremental improvement of building insulation may not have a great impact on future energy conservation. That's mainly because the improvement of building insulation is step by step and only a small portion of the buildings apply the most advanced building standards. Besides considering the high cost of existing building renovation, it will be difficult to retrofit buildings post-constructed with the updating building design standards. A possible better choice for the government is the updating of the building insulation standards directly improve to the most advanced level like developed countries for new constructed buildings and promote a second most advanced standards for the refurbishment of building stocks. The study also suggests that the expansions of renewable energy in buildings can play a great role in a low-carbon building sector. Most of the renewable energy use in buildings are capped by their resources or other factors, but it still shows a great potential for utilization. In our modelling, solar can achieve 3.5EJ for the building sector with the deployment floorspace equaling to 1% of building floorspace and so if with larger deployment of solar technologies, renewable energy would have a greater role in the decarbonization of buildings. Our modelling shows the potential of renewable energy in buildings. Considering the high installation cost of technology utilizing renewable energy, policies are needed to encourage the deployment of renewable energy in buildings.

In order to focus on the decarbonization pathways for the future Chinese building sector, this paper presents a complete methodology to project the future ESDs. The buildings are disaggregated to take into account the climate differences among regions. The building stock is calculated by date constructed so that the future progress of building standards can be considered to show a better insights into the impacts of building standards. It is a difficult task that various renewable energy are all considered in an integrated energy system model to see how the building sector transitions to a low-carbon pathway. The results highlight the potential of renewable energy use in buildings with the growing ESDs to the

level of developed countries, it is possible for China's building sector to maintain a low level of direct carbon emissions out to 2050.

As we all know, the uncertainty of long-term projections for BEC are effected by many factors, including social-economic parameters, building floorspace, demand projection, the availability of technologies in buildings and of course, the building design standards. Although we try to collect the newest data from various researches to develop a model which can describe the real energy use circumstances as far as possible and improve the methodology of demand projection to make the demand projection reliable, there are still some areas to be considered for the further work. Firstly, unbalanced regional social-economic development still exists in China but the social-economic difference between regions are not considered in our modelling. It is better to disaggregate China into regions when considering GDP per capita, population and other corresponding parameters and also the different accessibility of energy and technologies. Secondly, there are many methods to project the building energy demand. There are many uncertainties in these assumptions. The sensitivity analysis of these assumptions and their influence on uncertainty can help lead to a better understanding of the results from this paper and further research on China's building sector.

### Acknowledgements

This work is supported by the Ministry of Science and Technology of the People's Republic of China (2012BAC20B01) and the Ministry of Education of the People's Republic of China (12JJD630002).

### References

- [1] British Petroleum. BP statistical review of world energy, <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics.html>>; 2011–2013.
- [2] Tsinghua University Building Energy Research Center. 2012 Annual report on china building energy efficiency. Beijing: China Architecture & Building Press; 2012 [in Chinese].
- [3] IEA. Energy balances of OECD/non-OECD countries, Paris, France; 2013.
- [4] NBSC. China energy statistical yearbook. Beijing: National Bureau of Statistics of China; 2013.
- [5] NBSC. China statistical yearbook. Beijing: National Bureau of Statistics of China; 2013.
- [6] UN. World urbanization prospects: the 2011 revision. New York, United Nations: Department of Economic and Social Affairs Population Division; 2012.
- [7] Cai W, Wu Y, Zhong Y, Ren H. China building energy consumption: situation, challenges and corresponding measures. *Energy Policy* 2009;37(36):2054–9.
- [8] The World Bank. The World Bank open data; <<http://data.worldbank.org/>>.
- [9] Ministry of Housing and Urban Rural Development (MOHURD). The building energy efficiency strategic plan for the twelfth five-year period. Beijing, China; 2012.
- [10] Ministry of Finance. Ministry of housing and urban–rural development of the People's Republic of China. Implementation scheme for speeding up the application of renewable energy in buildings in rural areas. Beijing, China; 2009.
- [11] Ministry of Finance. Ministry of housing and urban–rural development of the People's Republic of China. Implementation scheme for demonstrated application of renewable energy in buildings in cities. Beijing, China; 2009.
- [12] MOHURD. Design standard for energy efficiency of residential buildings in severe cold and cold zones. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. JGJ 26-2010; 2010.
- [13] MOHURD. Design standard for energy efficiency of residential buildings in hot summer and cold winter zone. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. JGJ134-2010; 2010.
- [14] MOHURD. Design standard for energy efficiency of residential buildings in hot summer and warm winter zone. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. JGJ 75–2012 (2012).
- [15] MOHURD. Design standard for energy efficiency of rural residential buildings. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. GB/T 50824–2013 (2013).
- [16] MOHURD. Existing residential building energy conservation guide. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. JGJ/T 119-2012; 2012.
- [17] NEA. The Development of renewable energy in 12th five year plan. National Energy Administration; 2010.
- [18] Zhou N, McNeil M, Fridley D, Lin J, Price L, Sathaye J, et al. Energy use in China: sectoral trends and future outlook. USA: Lawrence Berkeley National Laboratory; 2008.
- [19] Yu S, Eom J, Zhou Y, Evans M, Clarke L. Scenarios of building energy demand for China with a detailed regional representation. *Energy* 2014;67:284–97.
- [20] Eom J, Clarke L, Kim SH, Kyle P, Patel P. China's building energy demand: long-term implications from a detailed assessment. *Energy* 2012;46(1):405–19.
- [21] China Association of Building Energy Efficiency. Report on the status and development of China building energy efficiency 2012. Beijing: China Architecture & Building Press; 2012 [in Chinese].
- [22] Wang Q. 2013 energy data. CA: The China Sustainable Energy Program; 2013.
- [23] Yuan X, Wang X, Zuo J. Renewable energy in buildings in China a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;24:1–8.
- [24] Loulou Richard, Labriet Maryse. ETSAP–TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *CMS* 2008;5(1–2):7–40.
- [25] Loulou Richard. ETSAP–TIAM: the TIMES integrated assessment model. part II: mathematical formulation. *CMS* 2008;5(1–2):41–66.
- [26] Chen W. The costs of mitigating carbon emissions in China: findings from China MARKAL–MACRO modeling. *Energy Policy* 2005;33:885–96.
- [27] Chen W et al. Carbon emission control strategies for China: a comparative study with partial and general equilibrium versions of the China MARKAL model. *Energy* 2007;32:59–72.
- [28] Chen W, Yin X, Zhang H. Towards low carbon development in China: a comparison of national and global models. *Climatic Change* 2013;1–14.
- [29] Chen W, Li H, et al. Western China energy development and west to east energy transfer: application of the Western China sustainable energy development model. *Energy Policy* 2010;38(2010):7106–20.
- [30] Chen W, Yin X, Ma D. A bottom-up analysis of China's iron and steel industrial energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions. *Appl Energy* 2014;136:1174–83.
- [31] MOHURD. Standard of climatic regionalization for architecture. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. GB 50178–1993; 1993.
- [32] Wang Q. Building energy consumption statistics of China and calculation research. *Energy Conserv Environ Prot* 2007;8:9–10 [in Chinese].
- [33] Chinese Academy of Engineering. Research on energy development strategy of china in mid and long-term (2030, 2050): the comprehensive volume. Beijing: Science Press; 2011 [in Chinese].
- [34] Tsinghua University Building Energy Research Center. Annual report on china building energy efficiency (2007–2013). 2007–2013 ed. Beijing: China Architecture & Building Press [in Chinese].
- [35] Eom J et al. China's building energy use: a long-term perspective based on a detailed assessment; 2012.
- [36] Chaturvedi Vaibhav et al. Long term building energy demand for India: disaggregating end use energy services in an integrated assessment modeling framework. *Energy Policy* 2014;64:226–42.
- [37] Bolattürk Ali. Optimum insulation thicknesses for building walls with respect to cooling and heating degree-hours in the warmest zone of Turkey. *Build Environ* 2008;43(6):1055–64.
- [38] De Rosa Mattia, Bianco Vincenzo, Scarpa Federico, et al. Heating and cooling building energy demand evaluation: a simplified model and a modified degree days approach. *Appl Energy* 2014;128:217–29.
- [39] Olnscheck Mady, Holsten Anne, Kropp Jurgen P. Heating and cooling energy demand and related emissions of the German residential building stock under climate change. *Energy Policy* 2011;39:4795–806.
- [40] The Chartered Institution of Building Services Engineers. Degree-days: theory and application. CIBSE, London. TM41:2006.
- [41] Verbai Zoltan, Lakatos Akos, Kalmar Ferenc. Prediction of energy demand for heating of residential buildings using variable degree day. *Energy* 2014;1–8.
- [42] China Meteorological Administration. Assessment report of regional climate change (a series of eight regions). Beijing: China Meteorological Press; 2012 [in Chinese].
- [43] W. Xu. Research and comparison on international building energy codes & standards. Beijing: China Architecture & Building Press; 2012 [in Chinese].
- [44] MOHURD. Design standard for energy efficiency of public buildings. Ministry of Housing and Urban–Rural Development of the People's Republic of China. GB 50189–2005; 2005.
- [45] ECC. EDMC handbook of energy & economic statistics in Japan. Japan: The Energy Conservation Center; 2012.
- [46] Yin X, Chen W. Trends and development of steel demand in China: a bottom-up analysis. *Resour Policy* 2013;38(4):407–15.
- [47] IEA. Energy technology perspectives 2014. Paris, France; 2014.
- [48] Huo H, Wang M. Modeling future vehicle sales and stock in China. *Energy Policy* 2012;43:17–29.
- [49] Hu M. Dynamic material flow analysis to support sustainable built environment development. Leiden: Department of Industrial Ecology, Leiden University; 2010. p. 137.
- [50] Zeng Y. Suggestions on “Generally Permit Two Children and Encourage Proper Late Child-bearing” policy. China Center for Economic Research. Working Paper Series. No. C2012004; 2012 [in Chinese].
- [51] United Nation. World urbanization prospects 2012. United Nation; 2012.
- [52] Yin X. Establishment and application of China CO<sub>2</sub> emissions peak analysis model. Tsinghua University; 2014 [in Chinese].
- [53] DOE. 2010 Buildings energy data book. USA: Department of Energy; 2011.



- [54] NRC. Commercial/institutional and residential end-use model. Ottawa: Natural Resources Canada; 2012.
- [55] Odyssee. Database for energy efficiency indicators in Europe. <<http://www.odyssee-mure.eu/>>.
- [56] Yang L, He B, Ye M. The application of solar technologies in building energy efficiency: BISE design in solar-powered residential buildings. *Technol Soc* 2014;38:111–8.
- [57] IEA. Potential for building integrated photovoltaics. Paris, France; 2002.
- [58] IEA. Energy technology perspectives 2014. Paris, France; 2014.
- [59] IEA. Technology roadmap: solar photovoltaic energy. Paris, France; 2014.
- [60] National Energy Administration. 12th five-year plan for renewable energy. Beijing, China; 2012.
- [61] Wang Z. China non-fossil energy road. Beijing: China Economic Press; 2012 [in Chinese].
- [62] Li Y, He B, Ye M. The application of solar technologies in building energy efficiency: BISE design in solar-powered residential buildings. *Technol Soc* 2014;38:111–8.
- [63] Tang Y, Zhang W, et al. Estimation of the household biogas production and related energy-economic benefit. *Trans Chin Soc Agric Eng* 2010;3 [in Chinese].
- [64] ECC. Energy consumption in the UK. UK: Department of Energy & Climate Change; 2012.
- [65] Seljom P, Rosenberg E, Fidje A, et al. Modelling the effects of climate change on the energy system—a case study of Norway. *Energy Policy* 2011;39(11): 7310–21.
- [66] Ürge-Vorsatz D, Danny Harvey LD, Mirasgedis S, et al. Mitigating CO<sub>2</sub> emissions from energy use in the world's buildings. *Build Res Inf* 2007;35(4):379–98.

### **3.9. JRC\_ENERGY SYSTEM MODELLING**



European  
Commission



**SETIS**  
Information For Decision-making

**SETIS** magazine

No. 13 – November 2016



# Energy Systems Modelling



# Contents

4. Editorial by Jan Nill, Policy Officer at Directorate-General for Climate Action
5. SET-Plan Update
8. David Connolly, coordinator of the H2020 project "Heat Roadmap Europe", talks to SETIS
11. The EU Reference Scenario 2016
15. Marc Oliver Bettzüge, director of the Institute of Energy Economics at the University of Cologne (ewi), talks to SETIS
17. A better life with a healthy planet: pathways to net-zero emissions
20. Alistair Buckley, co-author of 'A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation' talks to SETIS
22. Energy system modelling in the industry: the EDF R&D perspective
27. METIS: the new short-term energy system model explored by the Directorate-General for Energy
30. The importance of open data and software for energy research and policy advice
34. The Nordic ETP 2016
37. OSeMOSYS: open source software for energy modelling
39. Shared experiences in integrated energy systems modelling
42. Mark O'Malley, director of the International Institute for Energy Systems Integration, talks to SETIS

# Editorial



*By Dr Jan Nill,  
European Commission,  
Directorate-General Climate Action*

Policy-makers need up to date information, meaningful figures and analysis on the impact of policy measures. Energy systems modelling can provide them with all of this. This is my experience as a European Commission policy-maker who has used energy system modelling for seven years. At least three modelling challenges remain: energy market changes, model combinations and transparency.

**Up to date information:** Energy system modelling needs to be based on the latest trends and, unlike macro modelling, it has the opportunity to be informed by recent data. An example is the [EU Reference Scenario 2016](#) (see Canton et al.), which projects energy, transport and greenhouse gas (GHG) emission trends to 2050.

**Meaningful figures:** Minus 40% in 2030, 60% in 2040 and 80% in 2050. This is the EU's GHG emission reduction pathway (compared to 1990) derived by energy system and non-CO<sub>2</sub> emission modelling for the Commission's Low-Carbon Economy Roadmap in 2011. It is a good example of how modelling has informed policy-makers in setting the GHG target for the EU's 2030 climate and energy framework.

**Policy impact analysis** is the most difficult task. How to appropriately reflect existing policy instruments and their interactions? How to simplify the essence of future policies for policy scenarios? It is here that the "system" component of energy system modelling is most important. For example, a possible future carbon price trajectory resulting from the interplay of the legally determined amount of EU Emission Trading System allowances and the changing conditions of energy supply and demand can only be generated by a model which covers all these elements.

**Three challenges:** First, energy markets change profoundly. Supply actors have multiplied and electricity market dynamics have changed with the policy-led diffusion of renewables, while interconnections are

becoming more important. These trends are set to continue and will be reinforced with the rise of energy storage and demand response. This is a challenge in particular for energy models of which the basic structure has often been developed in times of public monopolies or of oligopolistic competition of large suppliers. Second, interactions between the energy system and other parts of the economy are of increasing policy relevance. The debate on the sustainability of the increasing use of biomass is only one example. The EU's GHG effort-sharing targets could only be properly analysed by combining energy system models and models which cover the agriculture, forestry and waste sectors. How to best operate such combinations to ensure robust and timely analyses remains a challenge. Third, despite significant improvements, combining complex modelling with transparency remains a challenge, and stakeholders' demands are increasing in this respect.

My colleagues and I look forward to seeing how existing and new energy system models address these challenges while continuing to provide quantitative information to policy-makers that is up to date and policy relevant.

*Dr Jan Nill works at the European Commission, Directorate-General Climate Action. He has been responsible for climate policy-related EU energy modelling from 2009 to 2016. Currently he works as policy officer in the unit CLIMA C.2 Governance & Effort Sharing, mainly on the Effort Sharing Regulation Proposal on binding annual emission reductions by Member States from 2021 to 2030 and the monitoring of energy and greenhouse gas projections. Jan holds a PhD in economics from the University of Kassel.*

# SET-Plan Update

*The European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) aims to transform the way we produce and use energy in the EU, with the goal of achieving EU leadership in the development of technological solutions capable of delivering 2020 and 2050 energy and climate targets.*

*Energy system models allow us to understand the impact, and thus consider the 'design', of changes in the energy system. This is increasingly important for an energy system in transition that should absorb increasing levels of intermittency whilst meeting the objectives of security, sustainability and competitiveness and placing the consumer at the centre. The following is a non-exhaustive chronological overview of some selected actions taken to support the development and use of energy system models in EU energy planning, in addition to a more general look at recent actions in support of the SET-Plan.*

©iStock/jeka 1984

## Energy System Modelling

- Some background on the energy modelling activities carried out at the Joint Research Centre (JRC), the European Commission's science and knowledge service, is available at the [European Commission Science Hub](#), together with the resulting publications dating back to 2005.
- In 2013, the Joint Research Centre published a [report](#) on the JRC-EU-TIMES model: Assessing the long-term role of the SET-Plan energy technologies. The main objective of this report was to present the main inputs and assumptions used in the JRC-EU-TIMES model, developed by two former<sup>1</sup> JRC institutes: the Institute for Prospective Technological Studies (IPTS) and the Institute for Energy and Transport (IET). The model is designed to analyse the role of energy technologies in meeting Europe's energy and climate change-related policy objectives. It models the uptake and deployment of technology and its interaction with the energy infrastructure, including storage options, in an energy systems perspective.
- In August 2014 the Directorate-General for Energy launched a [public tender](#) aimed at developing a new tool, METIS, to model the European energy system, properly customised to the European

Commission needs. METIS is expected to accurately simulate the main aspects of the European energy system and be calibrated with data from the current EU energy system (covering all 28 Member States). The European Commission will use this to explore and analyse the effects of different policies and trends at the regional, national and European levels by running several scenarios for different time horizons. The modelling effort will focus mainly on the electricity, gas and heat sectors, both for the short-term and the medium- to long-term. The contract was awarded in December 2014 to a consortium led by [Artelys](#).

- The JRC organised an expert workshop on "Addressing flexibility in energy system models" in December 2014. The objective of the workshop was to gather experts from modelling teams dealing with these problems from different perspectives, ranging from energy system-wide to detailed sectoral energy models, in order to share and compare modelling approaches and results, and identify gaps and potential solutions.
- Following the workshop on "Addressing flexibility in energy system models", in 2015 the JRC published a [report](#) on Addressing flexibility in energy system models in which it summarised the presentations and findings from the 2014 workshop.
- Also in 2015, the JRC published the JRC-EU-TIMES report

<sup>1</sup> The DG JRC is organised in Directorates as of July 2016.

[Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries](#). This report was the first in a series of reports on low-carbon energy technologies potentials, and addressed the quantification of current and future biomass potential contribution to decarbonisation pathways of the energy system. The data sets produced are input into the JRC-EU-TIMES model to analyse the main drivers of future biomass use within the energy systems.

- In April 2015, the European Commission issued a [call for tenders](#) for a Study on the Macroeconomics of Energy and Climate Policies. This major project, awarded to a consortium led by [Cambridge Econometrics](#) and including [E3Modelling](#) and [Trinomics](#) as partners, is currently ongoing and will extend the capability of two global energy-economy-environment models to give a fuller impact assessment of the policies designed to promote energy efficiency and the transition to a low-carbon economy. The two models have been chosen to represent two very different traditions in economics: post-Keynesian macro-econometric modelling (the E3ME model) and Computable General Equilibrium modelling (GEM-E3).
- In December 2015 the Executive Committee of the European Energy Research Alliance (EERA) agreed to launch a Joint Programme on [Energy Systems Integration](#) (ESI). A sub-programme on modelling aims to develop integrated energy system models that capture the strong physical, economic and regulatory interactions that exist within energy systems and that fully utilise increasing volumes of data.
- In February 2016, the [MEDEAS](#) project held its kick-off meeting. Funded under Horizon 2020, this project aims to use open source software to design a new energy-economy model for the future EU transition to a low-carbon energy system.
- On June 30, 2016 the EU's Innovation and Networks Executive Agency (INEA) organised a workshop on Energy System Modelling with the objective of bringing together the four H2020 projects funded under the topic "LCE 21 – 2015: Modelling and analysing the energy system, its transformation and impacts" to identify possible synergies and/or overlaps. Apart from MEDEAS project the other 3 awarded projects of the LCE21-call are [REEEM](#), [REFLEX](#) and [SET-Nav](#).
- In July 2016, the EC published its latest edition of the [EU Reference Scenario 2016](#), which projects energy, transport and greenhouse gas emissions trends in the EU up to 2050. The Reference Scenario is a projection of where our current set of policies coupled with market trends are likely to lead. The EU has set ambitious objectives for 2020, 2030 and 2050 on climate change and energy, so the Reference Scenario allows policy-makers to analyse the long-term economic, energy, climate change and transport outlook based on the current policy framework.
- Also in July 2016 the JRC published a new issue of the [GECO 2016: Global Energy and Climate Outlook. Road from Paris](#), which

examines the effects on greenhouse gas emissions and energy markets of a reference scenario where current trends continue beyond 2020; of two scenarios where the Intended Nationally Determined Contributions have been included; and of a 2°C scenario in line with keeping global warming below the limits agreed in international negotiations. The report presents an updated version of the modelling work supported by the European Commission's Directorate-General for Climate Action (DG CLIMA) in the UNFCCC negotiations that resulted in the Paris Agreement of the COP21 in December 2015.

- In August 2016, the JRC published a technical [report](#) laying out the modelling approach that is implemented in the POTEnCIA modelling tool (Policy Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment). This model was developed by the JRC's former Institute for Prospective Technological Studies (IPTS) to assess the impacts of alternative energy and climate policies on the energy sector, under different hypotheses about surrounding conditions within the energy markets.
- In September 2016, the JRC, DG RTD and the United States Department of Energy organised an [expert workshop on "Understanding the Water-Energy Nexus: Integrated Water and Power System Modelling"](#), where approximately 70 European and US scientists from academia, government and industry involved in power system modelling gathered in order to compare and exchange state-of-the-art modelling methodologies and best practices, identifying gaps and potential solutions. The discussions took into account modelling and data-related methodological aspects, with their limitations and uncertainties, as well as possible alternatives to be implemented within power system models.

## General SET-Plan related news and activities from JRC/SETIS

- The Joint Research Centre published a number of reports in 2016. In addition to the reports covered in the last SET-Plan update, the JRC has published a report titled [Mapping regional energy interests for S3P-Energy](#), the main goal of which was to carry out a first identification of regions with common energy technology interests according to their smart specialisation strategies.
- On July 20 2016, the Commission presented a [set of measures](#) to accelerate the shift to low-carbon emissions in all sectors of the economy in Europe. The package will help Member States prepare for the future and keep Europe competitive. It is part of the EU's strategy for a resilient Energy Union with a forward-looking climate policy.
- The European Parliament adopted the [EU Strategy for Heating and Cooling](#) at a plenary session on 13 September 2016. The resolution recognises the huge untapped potential of using recoverable heat and district heating systems and the fact that "50%



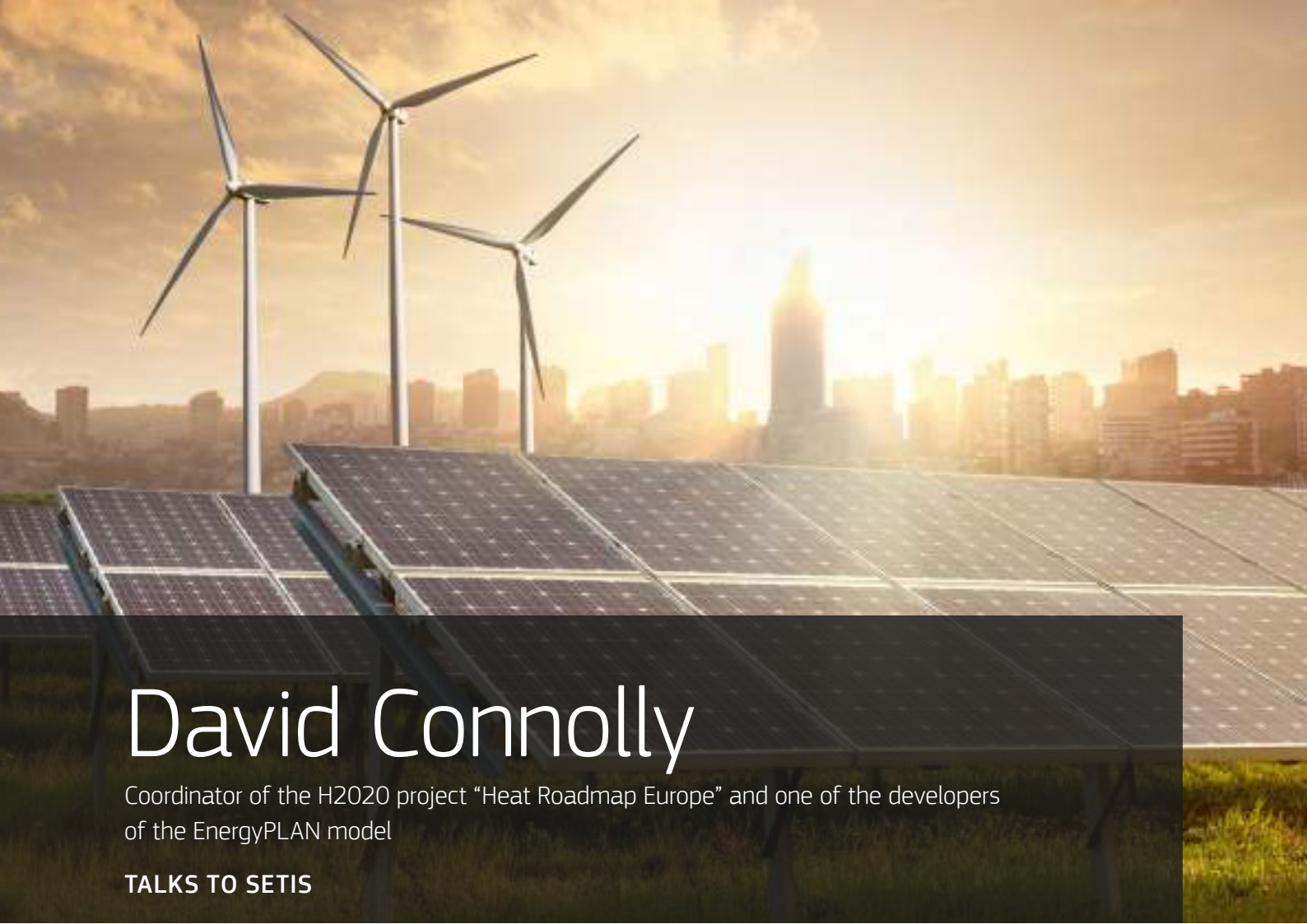
of the total EU heat demand can be supplied via district heating”.

- In his [State of the Union Address](#) in September 2016, European Commission President Jean-Claude Juncker highlighted that smarter energy use combined with ambitious climate action is creating new jobs and growth in Europe and is the best investment in Europe’s future and in the modernisation of the European economy.
- In the context of the process towards a SET-Plan Integrated Roadmap and Action Plan, organisations (universities, research institutes, companies, public institutions and associations) involved in research and innovation activities in the energy field are invited to register in [the European energy R&I landscape database](#), which aims at facilitating partnerships and collaboration across Europe. Registration is open to stakeholders from the EU and H2020 associated countries. Organisations are able to indicate their area of activity according to the energy system challenges and themes, as identified in the [SET-Plan process towards an Integrated Roadmap and Action Plan](#). The database is publicly available [on the SETIS website](#).
- During the last [SET-Plan Steering Group](#) meeting in September, four agreements on strategic targets and priorities were endorsed by the SET-Plan Steering Group and relevant stakeholders. The

agreed Declarations of Intent concern the Key Actions 1 & 2, and 9 and 10 of the Integrated SET-Plan dedicated to Europe “Being n°1 in renewables” regarding ocean and deep geothermal energy, “Renewing efforts to demonstrate carbon capture and storage (CCS) in the EU and developing sustainable solutions for carbon capture and use (CCU)” and “Maintaining a high level of safety of nuclear reactors and associated fuel cycles during operation and decommissioning, while improving their efficiency”. The most recent Steering Group meeting took place in Brussels October 19.

- The [9th SET-Plan Conference](#) ‘Energy Union: towards a transformed European energy system with the new, integrated Research, Innovation and Competitiveness Strategy’ is to take place in Bratislava, Slovakia on 30 November - 2 December 2016.
- Two JRC-organised side-events are to be held in the margins of the SET-Plan Conference. The first is a workshop to present the recent findings and inputs of [SETIS to the State of the Energy Union report](#) and its added value for the overall progress of EU innovation in the energy sector. This workshop will also present the Technology Innovation Monitoring (TIM) tool developed by the JRC. The second workshop will deal with [Funding innovative low-carbon energy demonstration projects in the context of the NER 300 programme](#).





# David Connolly

Coordinator of the H2020 project “Heat Roadmap Europe” and one of the developers of the EnergyPLAN model

## TALKS TO SETIS

©iStock/artJazz

### **What are the main insights that we aim to achieve through the development of energy system models?**

Energy system models help us understand the impact of making changes to the energy system before we make them. The insights tend to vary significantly depending on the time-horizon in question. Some models focus on the short-term (years ahead) so they usually model existing technologies within existing financial frameworks, such as a model that analyses how to dispatch a power plant on the electricity markets we have today. Other models focus more on the long-term (decades from now), so they can provide insights for more radical changes to the technologies, institutions, and markets we have today. For example, these models will often include wave power or power-to-gas, both of which are not even commercially available right now. [EnergyPLAN](#) is primarily designed to analyse the large-scale integration of renewable energy and energy efficiency, based on the [Smart Energy Systems](#) concept. Renewable energy still provides a relatively small amount of our energy today, so analysing ‘large-scale integration’ requires a long-term perspective over many decades. EnergyPLAN is therefore focused on radical changes to our energy system compared to today, but it also simulates the energy system on an hourly basis to account for intermittency from renewable energy.

### **Tell us a little about the EnergyPLAN model and its energy system analysis procedures.**

EnergyPLAN is primarily a simulation model, but it also includes some optimisation. I would equate the ‘user’ of EnergyPLAN to a ‘designer’: the user designs an energy system in EnergyPLAN in terms of demands, capacities, efficiencies, and costs and once it is complete, the user simulates how that energy system performs. However, to carry out the simulation, the user must also instruct the model how to ‘optimise’ its decisions during each hour of the simulation. In other words, the optimisation tells the simulation how to make its decisions during each hour of the year.

The most common optimisation we use in EnergyPLAN is called the ‘technical optimisation’, where the main objective is to reduce the energy consumed during the simulation. Alternatively, the user can use an ‘economic optimisation’ where the model will reduce the cost of the energy system during the simulation. It is important to note that the optimisation only refers to the operation of the energy system during each hour and not to the ‘design’ of the energy system. In other words, the capacity of wind turbines in your energy system will not be altered during the economic optimisation, but the way those wind turbines operate each hour may be.

**How does the EnergyPLAN model compare with other models; what are its distinguishing features?**

I would define EnergyPLAN's niche in the mix of models that currently exist as: it simulates all sectors of the energy system on an hourly basis after they have undergone radical changes. It can do this due to a combination of the following key characteristics:

- It can simulate radical changes for renewable energy and energy efficiency, since it considers all major technologies that exist today (including district heating) as well as technologies which are not commercially available yet, such as hydrogen production, biomass gasification, carbon capture, and electrofuels.
- The model considers the entire energy system, including electricity, heating, cooling, industry, and transport, so the impact of changing the heat sector is reflected in the other sectors also.
- EnergyPLAN is an hourly model so it ensures that demand and supply are always met on hourly basis across the electricity, district heating, and gas networks.
- It accounts for synergies across all sectors on an hourly basis when integrating renewable energy, which is based on the [Smart](#)

[Energy System](#) concept. It is very important to consider these synergies when quantifying the impact of future due to the additional flexibility that these synergies create for intermittent renewables like wind and solar.

**How does the EnergyPLAN model contribute to the design of energy planning strategies?**

It quantifies the impact of implementing large-scale penetrations of renewable energy and energy efficiency, usually in terms of energy, emissions, and costs. By quantifying the impact, we can often reveal that some decisions are much more or less significant than policy-makers realise. A very good example of this comes from our [Heat Roadmap Europe](#) work. Initially, policy-makers thought that district heating was very expensive, especially due to the construction of the pipes in the streets. However, by quantifying this, we have been able to demonstrate that district heating is cheaper than natural gas in many countries. Even more surprising, during this calculation we found out that the pipes in the ground are one of the smallest costs for a district heating scheme, even though they are the most visible since they require construction on the streets. This is very



©iStock/zlikovec

important for policy-makers: for example, recently we were advising a local municipality about the roll out of district heating in their city. They were focusing on the cost of the pipes in the street since they assumed this would have the most influence on the overall economic viability of the project. However, after quantifying the breakdown of the cost for them, they could see that the price of the heat supply had a much bigger influence than the price of the pipes, so we recommended that they focus their efforts on securing a low and stable heat supply price. This is a very specific example, but in most studies EnergyPLAN changes perceptions like this on a broader energy-system scale. For example, it has previously been used to demonstrate how 100% renewable energy systems have comparable costs to fossil-fuel based energy systems, which can be found at: [www.SmartEnergySystem.eu](http://www.SmartEnergySystem.eu).

### **A key objective of EnergyPLAN is to aid in the design of 100% renewable smart energy systems. How will it achieve this?**

Our results to date indicate that the key to 100% Renewable Energy and the Smart Energy Systems concept is integrating the various sectors: electricity, heating, cooling, industry, and transport. Historically these sectors have evolved individually from one another: power plants producing electricity, boilers creating heat, and combustion engines providing transport. We need to remove this 'sectoral approach' and move towards an 'energy system' approach, since this will create many new opportunities for both energy efficiency and renewable energy integration.

Let's take the electricity and heat sectors as an example, since many EU countries have already started connecting these in recent decades. If these sectors are designed in isolation then the power plants will only produce electricity, but if these two sectors are designed in combination with one another, then it is very likely that combined heat and power (CHP) plants will be most economical. A power plant has an efficiency of 30-50% for electricity generation, whereas a CHP plant has an efficiency of 80-90% for electricity and heat production together. Hence, there is often a significant improvement in energy efficiency by replacing a power plant with a CHP plant, something

we quantified for five EU countries in the recent STRATEGO project: these countries are Croatia, Czech Republic, Italy, Romania, and the United Kingdom.

Similarly, if we try to optimise the integration of renewable electricity with a sole focus on the electricity sector, then we will limit our solutions to those that exist within the electricity sector such as interconnection, demand-side management, batteries, and pumped hydroelectric storage. However, if we optimise across the electricity and heat sectors together, then we will be able to use cheaper alternatives for the integration of renewable electricity such as heat pumps and thermal storage. We already see this in Denmark, where large-scale electric boilers are integrating more wind power via thermal on the district heating network. This is often a cheaper solution since thermal storage is approximately 100 times cheaper than electricity storage, so we often use EnergyPLAN to quantify how much additional wind power we can accommodate due to the connection between the electricity and heat sectors.

EnergyPLAN also connects cooling, industry, and transport with the electricity and heat sectors to identify synergies that increase energy efficiency and renewable energy. By using this sectoral approach, 100% renewable energy systems become more economically viable and thus more likely to be implemented.

### **How does your model accommodate new technologies and new research and development?**

We try to release a new version of the model every 6 months on the [website](#). Updates are very closely linked to the research projects that we are involved in and existing technologies within EnergyPLAN are regularly updated if we identify a new consideration in one of these projects. New technologies tend to be included over time rather than all at once. For example, power-to-gas originally began as an additional electricity demand for hydrogen production, but as we learned more about the technology, it evolved into individual components in the process such as electrolyzers, hydrogen storage, carbon capture & recycling, and biomass gasification.



## David Connolly

David Connolly is an Associate Professor in Energy Planning at Aalborg University in Copenhagen, Denmark. His research focuses on the design and assessment of 100% renewable energy systems, with a key focus on the integration of intermittent renewables (such as wind and solar power), district heating, electric vehicles, and the production of electrofuels/synthetic fuels for transport.



# The EU Reference Scenario 2016

## Approach

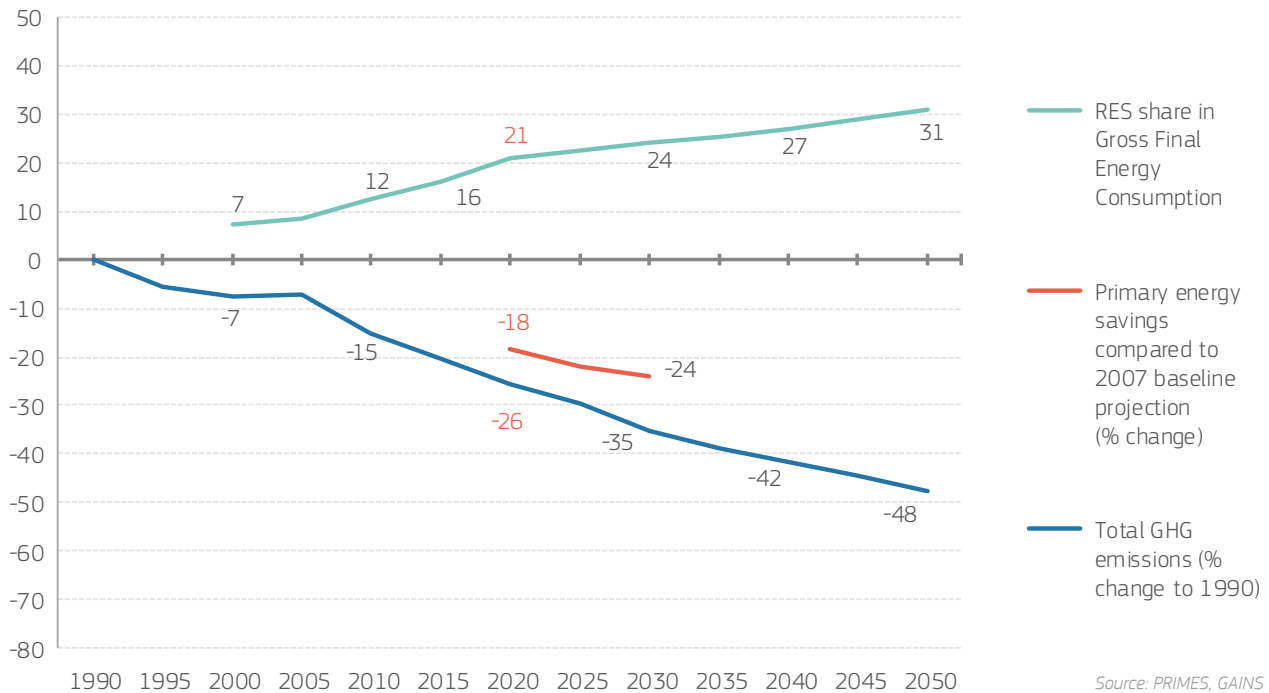
The European Commission's policy decisions are underpinned by thorough analyses and impact assessments. When developing and implementing the Energy Union Strategy, the Commission uses a wide range of mathematical models and tools to explore policy proposals and evaluate their potential energy, transport, economic, social and environmental consequences.

The EU Reference Scenario is one of the European Commission's key analysis tools used in the context of the Energy Union. It is updated regularly as it projects the impact of current EU policies on energy and transport trends as well as changes in the expected amount of greenhouse gas emissions. It provides projections on a five-year period up until 2050 for the EU as a whole and for each EU country. It is not designed as a forecast of what is likely to happen in the future. It rather provides a benchmark against which new policy proposals can be assessed.

On 20 July, the European Commission published its latest Reference Scenario: the [EU Reference Scenario 2016 \(REF2016\)](#). With the active participation of national experts from all EU countries, the European Commission worked in partnership with a modelling consortium led by the National Technical University of Athens to develop REF2016, making use of a range of different models.

The projections are based on a set of assumptions, including on population growth, macroeconomic and oil price developments, technology improvements, and policies. Regarding policies, projections show the impacts of the full implementation of existing legally binding 2020 targets and EU legislation. As such, they also show the continued impact post 2020 of policies such as the [EU Emissions Trading System Directive](#) (including the [Market Stability Reserve](#)), the [Energy Performance of Buildings Directive](#), Regulations on [ecodesign](#) and on [CO<sub>2</sub> emission standards for cars and vans](#), as well as the recently revised [F-gas Regulation](#). Such policies notably influence current investment decisions, with impacts on the stock of buildings, equipment and cars, which have long-lasting effects post-2020 on GHG emissions or energy consumption.

Figure 1: Projection of key policy indicators



## Results

REF2016 is set up to meet the binding **energy and climate targets** for 2020, the latter being achieved as a result of existing policies. However, it shows that current policies and market conditions will deliver neither the EU's 2030 targets nor the long-term 2050 objective of 80 to 95% greenhouse gas (GHG) emission reductions. Overall GHG emissions decrease by 26% in 2020, 35% in 2030 and 48% in 2050. GHG emissions from sectors covered by the Effort Sharing Decision are projected to decrease by 16% in 2020 and by 24% in 2030 below 2005 levels, less than emissions in sectors covered by the [EU Emission Trading System](#). In 2020, the renewable energy share (RES) in gross final energy consumption reaches 21%, while in 2030 it increases slightly further, reaching 24%. In addition, the energy efficiency 2020 non-binding target is not met in REF2016, the scenario projecting a reduction in primary energy savings (relative to the 2007 baseline) of 18% in 2020, and, respectively, 24% in 2030.

**The EU's energy production** is projected to continue to decrease from around 760 Mtoe in 2015 to about 660 Mtoe in 2050. The projected strong decline in EU domestic production for all fossil fuels (coal, oil and gas) coupled with a limited decline in nuclear energy production is partly compensated by an increase in domestic production

of renewables. Biomass and biowaste will continue to dominate the fuel mix of EU domestic renewable production, although the share of solar and wind in the renewable mix will gradually increase.

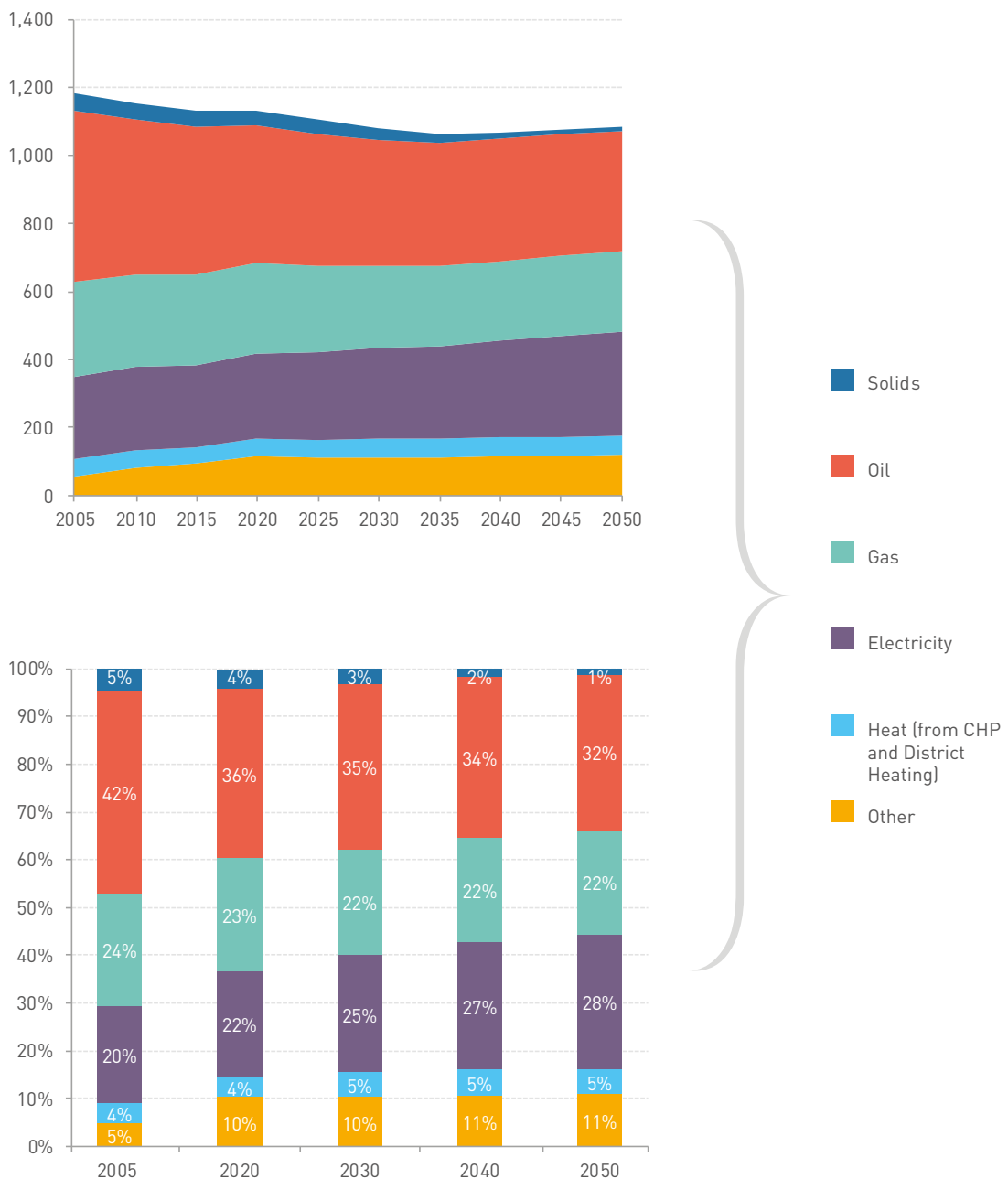
**The EU's import dependency** shows a slowly increasing trend over the projected period, from 53% in 2010 to 58% in 2050. RES deployment, energy efficiency improvements and nuclear production (which remains stable) counteracts the strong projected decrease in the EU's fossil fuel production.

**The EU power generation mix** changes considerably over the projected period in favour of renewables. Before 2020, this occurs to the detriment of gas, as a strong RES policy to meet 2020 targets, very low coal prices compared to gas prices, and low CO<sub>2</sub> prices do not help gas to replace coal. After 2020, the change is characterised by further RES deployment, based on market conditions, but also a larger coal to gas shift, driven mainly in anticipation of increasing CO<sub>2</sub> prices. Variable RES (solar and wind) reach around 19% of total net electricity generation in 2020, 25% in 2030 and 36% in 2050, demonstrating the growing need for flexibility in the power system. The share of nuclear decreases gradually over the projected period despite some life time extensions and new built, from 27% in 2015 to 22% in 2030.

Primary **energy demand** and GDP continue to decouple, which is consistent with the trends observed since 2005. Energy efficiency improvements are mainly driven by policy up to 2020 and by market/technology trends after 2020. With regard to the fuel mix in final energy demand, there is a gradual penetration of electricity (from

20% in total final energy use in 2005 to 28% in 2050). This is because of growing electricity demand as compared to other final energy use and to some electrification of heating (heat pumps) and to a limited extent of the transport sector.

Figure 2: Evolution of final energy demand by fuel (Mtoe – above, shares – below)



Source: PRIMES

**Investment expenditures** for power supply increase substantially until 2020 driven by RES targets and developments, but slow down thereafter, until 2030, before increasing again from 2030 onwards notably due to increasing ETS carbon prices reflecting a continuously decreasing ETS cap based on the current linear factor. New power plant investment is dominated by RES, notably solar PV and wind onshore. Investment expenditures in demand sectors over the projected period will be higher than in the past. They notably peak in the short term up to 2020, particularly in the residential and tertiary sectors, as a result of energy efficiency policies.

**Energy system costs** increase up to 2020. Large investments are undertaken, driven by current policies and measures. Overall, in 2020 energy system costs constitute 12.3% of GDP, rising from 11.2% in 2015, also driven by projected rising fossil fuel prices<sup>2</sup>. Despite further fossil fuel price increases, between 2020 and 2030 the share remains stable and decreases thereafter, as the system reaps benefits from the investments undertaken in the previous decade (notably via fuel savings). In this period, the share of energy system costs in GDP is gradually decreasing, reaching levels close to 2005 by 2050.

<sup>2</sup> Total system costs include total energy system costs, costs related to process-CO<sub>2</sub> abatement and non-CO<sub>2</sub> GHG abatement.



## Joan Canton

Joan Canton is an Economic Analyst at the European Commission's Directorate-General for Energy, focusing on the modelling of energy systems, supporting the preparation of the Commission's Impact Assessments on climate and energy issues, as well as on monitoring the implementation of the Energy Union Strategy. Before working for DG Energy, he worked in DG Climate Action and in DG Economics and Financial Affairs. He holds a PhD in economics from the University of Aix-Marseille and has worked as an Assistant Professor in the Economics Department of the University of Ottawa (Canada).



## Cristina Mohora

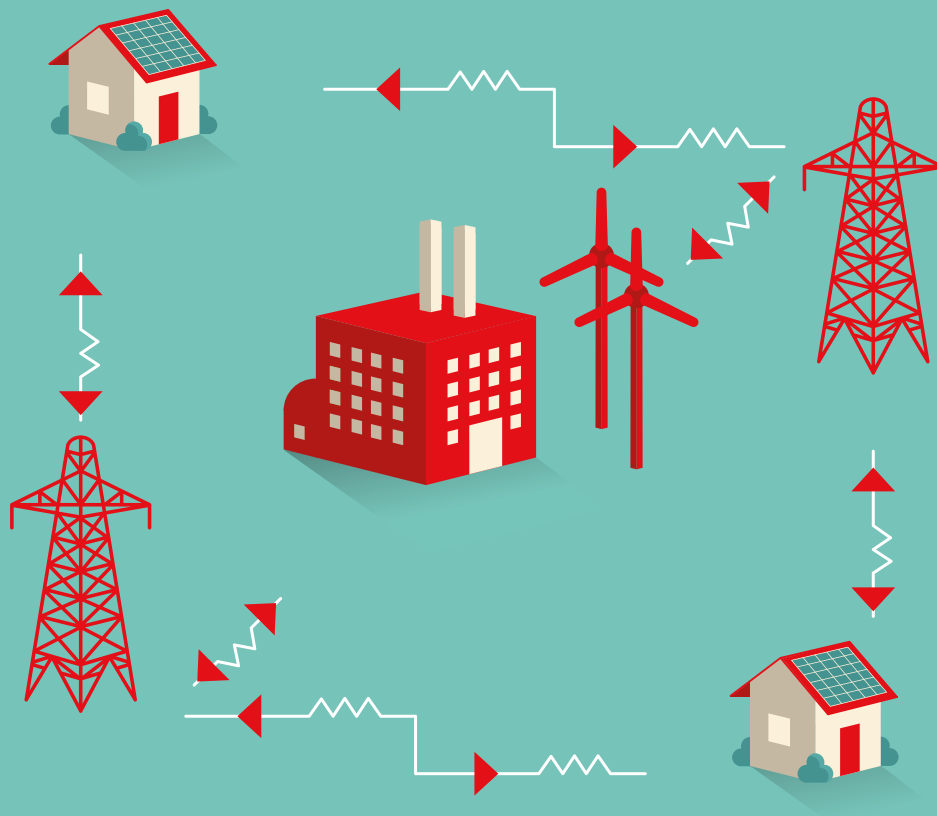
Cristina Mohora received a Master's Degree in Financial and Monetary Policies from the Academy of Economic Studies in Bucharest and a PhD in Economic Modelling from Erasmus University Rotterdam. After holding an academic position at the Academy of Economic Studies in Bucharest and a research position at Université Libre de Bruxelles, she joined the European Commission in 2008. Between 2008 and 2010, Cristina has been involved in the energy system modelling work at the Directorate-General Energy and Transport. Since 2010 she has been responsible for the modelling work coordinated by the economic analysis unit of the Directorate-General Mobility and Transport.



## Jan Nill

Dr Jan Nill works at the European Commission, DG Climate Action. He has been one of the coordinators of the EU Reference Scenarios 2013 and 2016. Currently he works as policy officer in the unit CLIMA C.2 Governance & Effort Sharing. Jan holds a PhD in economics from the University of Kassel.





# Marc Oliver Bettzüge

Director of the Institute of Energy Economics at the University of Cologne (ewi) and President of the Supervisory Board of ewi Energy Research & Scenarios.

## TALKS TO SETIS

### Tell us a little about [ewi Energy Research & Scenarios](#) and the work that you do.

ewi Energy Research & Scenarios is a non-profit organization focusing on applied economic research on energy markets and energy policy. We have a team of about 35 people, many of them simultaneously pursuing their PhD at the University of Cologne. Besides conducting research projects, we also offer research and development support as well as economic advice to government, organisations and companies. Thus, we regularly provide decision-makers with sound quantitative support based on our strong economic and modelling expertise.

### What role do energy system models play in your research?

Energy system models are at the analytical core of our research. We run, and continuously improve, models of global fuel markets as well as the European electricity, gas, and heat markets. The

distinctive feature of our modelling approach is the strong emphasis on economic theory alongside a deep understanding of the relevant technologies. Thus, the insights generated from our models reveal important findings about economic interdependencies and effects on top of mere technology-based analysis.

### How do you ensure the robustness of your simulation tools?

Robustness is ensured by consistency-checks, back-testing and economic review. Consistency-checks verify that model results are internally consistent, e.g., energy balance sheets are correct, no technological boundaries are infringed etc. Back-testing runs the model with historical data, which is a viable way for identifying possible shortfalls of the model. However, due to fundamental difficulties with accurate back-testing in a complex energy environment, we also add what we call “economic review of the models”, namely checking models and model results with respect to their fit with economic theory and observed and foreseeable market behaviour.

**How can energy systems modelling contribute to a successful energy transition in Europe?**

Energy systems models are important analytical tools to assess potential market developments, including their reaction to certain political measures. Hence, decision-makers in the energy domain may use such models to obtain a more profound information base for their decisions and actions. Importantly, however, it should be stressed that models typically generate scenarios – not forecasts. Hence, it is important for decision-makers, and the general public, to adequately interpret the meaning of scenarios before coming to conclusions about their implications. Therefore, we have designed our models as “anti-black boxes”, and we devote a lot of time and effort to supplying transparency and interpretation alongside our scenario analyses.

**What has your research revealed to be the most urgent issues facing the European energy system?**

There is of course a difference between urgency and importance. From an economic perspective, the most urgent issue in electricity is the increasing geographic imbalance between supply and demand in the European electricity system, exacerbated by a rather slow expansion of the grid and an inadequate configuration of bidding zones. For the gas supply system, our models suggest that urgent decisions around [Nord Stream 2](#) have wide-ranging political ramifications which should be transparently taken into account. With respect to importance, our models consistently show that the insufficient alignment of EU and national energy policies leads to inefficient and ineffective outcomes with respect to mitigating CO<sub>2</sub>-emissions in Europe. Thus, a fundamental overhaul of the political approach to energy and climate policy would be very reasonable from an economic perspective.




©iStock/anyaberkut



**Marc Oliver Bettzüge**

Dr Marc Oliver Bettzüge has been a professor of economics, in particular energy economics, and Head of the Chair of Energy Economics - Department of Economics - at the University of Cologne since 2007. He is also Managing Director and Chairman of the Management Board of the Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). Professor Bettzüge has been a member of the German Parliament’s Study Commission on Growth, Wellbeing and Quality from 2011 to 2013. In addition he plays an active role in various committees and advisory boards.



# A better life with a healthy planet: pathways to net-zero emissions

©iStock/Rawpixel Ltd

## Energy transitions are not new

The world's energy system is entering a major transition. Transitions have happened before. The nineteenth and twentieth centuries saw growth in the use of coal, and then oil and natural gas when the modern combustion engine took off. But since around the 1970s, whilst there's been plenty of growth in the use of energy, the mix of fuels has been relatively static. More recently, with additional concerns over local and atmospheric emissions, the world is seeing impressive rates of growth in wind and solar power – a new era of transition.

## Shell Scenarios help to navigate uncertainties about the future

Shell has been using scenario planning for over 40 years to help deepen its strategic thinking. The scenarios help decision-makers to explore the features, uncertainties, and boundaries shaping the future landscape, and to engage with alternative points of view.

Our scenarios consider long-term trends in economics, geopolitical shifts and social change as well as technological progress and the availability of natural resources. They are based on plausible assumptions about future development, and include the impact of different patterns of individual and collective choices.

## Shell's Energy Scenarios are underpinned by quantitative modelling

Shell's World Energy Model (WEM) provides a rigorous quantitative framework to underpin the logic of our scenarios. Together with Shell's

Global Supply Model, the WEM is a core tool exploring alternative evolutions of energy demand in different countries and in different sectors, helping to maintain system consistency, to explore the most significant factors in policy, technology and consumer choices, and to examine the impacts in one part of the world made by shifts in another.

Shell's latest Scenarios publication, "[A Better Life with a Healthy Planet. Pathways to Net-Zero Emissions](#)," takes the most optimistic features of our 2013 "[New Lens Scenarios](#)" – [Mountains and Oceans](#) – and combines them with individually plausible further shifts in policy, technology deployment, circumstances, and events that might move the world onto a new, even lower-emission trajectory, resulting in net-zero emissions on a timescale consistent with global aspirations.

## Future energy demand will at least double

This work starts by attempting to quantify the magnitude of future energy demand. As we consider the future development of economies, and assume significant energy efficiency improvements, we estimate that an average of about 28,000 kWh of primary energy per person is approximately required to support the decent quality of life to which people naturally aspire.

And if we assume a future population of around 10 billion people by the end of the century, and multiply it by 28,000 kWh per capita, we see that the global energy need would be about 280 trillion kWh a year – roughly twice the size of the current energy system.

## Hydrocarbons alongside renewables

Across the energy system, it's likely that different degrees of decarbonisation and energy efficiency will be achieved at different paces, in different places, and in different sectors of the economy.

To arrest the accumulation of greenhouse gases in the atmosphere, the world will eventually need to see overall emissions to drop to net-zero. In a net-zero emissions world<sup>3</sup> with a decent quality of life enjoyed by the majority of the population, renewable energies will dominate, and together with nuclear could make about three quarters of the energy supply carbon neutral. But renewables primarily produce electricity, which currently counts for less than one-fifth of energy use. The production of chemicals and plastics would continue to rely on feedstock from oil and gas, and where high temperatures

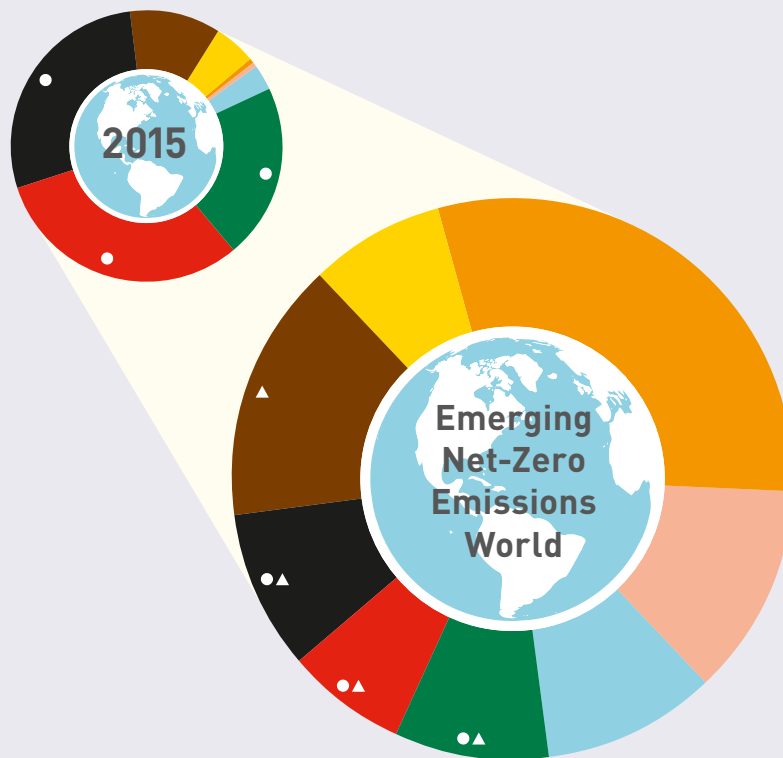
or dense energy storage are required – such as in many industrial processes like iron/steel/cement manufacture or heavy freight or air transport, we will see the continued need for hydrocarbon fuels.

## Electrification is key for low CO<sub>2</sub> and high efficiency

In order to achieve both low emissions and high efficiency, the electricity market share will need to grow from one fifth of the energy consumed to at least a half. Electrification needs to be particularly high in households and service sectors, but needs to extend further into other sectors such as food processing and light manufacturing. For passenger transport, hydrogen fuel cell and electric drives should become common, while for aviation, shipping and freight hydrocarbons will likely remain important.

<sup>3</sup> A world in which the amount of carbon released is balanced by an equivalent amount sequestered or offset.

Figure 3: Plausible energy mix in an emerging net-zero emissions world



● Fossil ▲ With Carbon Capture and Storage Approximately 50% electrification of end use.

ENERGY SOURCE	GAS	OIL	COAL	BIOENERGY	NUCLEAR	SOLAR	WIND	OTHER
2015	21%	31%	28%	11%	5%	0.5%	0.5%	3%
Net-Zero emissions world	9%	7%	9%	15%	8%	30%	12%	10%

For a world with widespread prosperity, the energy system will double over the course of this century.

Source: Shell analysis

## Carbon Capture and Storage is indispensable

It's important to note that a net-zero emissions world is not necessarily a world without any emissions anywhere. It's a world where remaining emissions are offset elsewhere in the system. To both mop up remaining emissions and provide opportunities for 'negative' emissions, the world will need widespread deployment of carbon capture and storage (CCS).

## Incentivising the transition

Achieving a net-zero emissions world at pace will require significant developments in new technology deployment; industrial, agricultural and urban practices; consumer behaviour; and policy frameworks which shape, incentivise or mandate these transitions. It will also entail high levels of collaboration between policymakers, businesses and civil society.

Governments need to provide financial incentives via carbon prices or taxes for avoiding emissions and remove energy subsidies where they still exist. This allows the market to find the optimal energy mix at lowest costs.

## Sensible measures for progress towards a net-zero emissions world

Analysing the likely evolution of demand across key areas of the economy, something of a logical order-of-priority of actions emerges:

1. Stimulating efficiency measures and extending electrification across the economy wherever and whenever possible;
2. Sustaining momentum of renewables growth, particularly solar PV and wind, and maximising the ability of the grid to handle their intermittency;
3. Accelerating the switch from coal to gas to immediately reduce power sector emissions while ensuring supply to meet demand – a way of keeping cumulative emissions to a minimum during the transition;
4. Improving buildings and city infrastructure to lower energy service demand significantly;
5. Accelerating government-directed efforts to promote low-carbon technologies and infrastructures, including nuclear, CCS, hydrogen transport, responsible bioenergy and sustainable forestry, agriculture and land-use practices.

## Concluding remarks

We hope that our latest Scenarios work will help build shared insights and perspectives among businesses, national governments and civil society more broadly. A shared understanding would not only accelerate the near-term actions to reduce CO<sub>2</sub> emissions, but also the deeper structural transformations required to sustain decarbonisation and economic growth in the longer term.

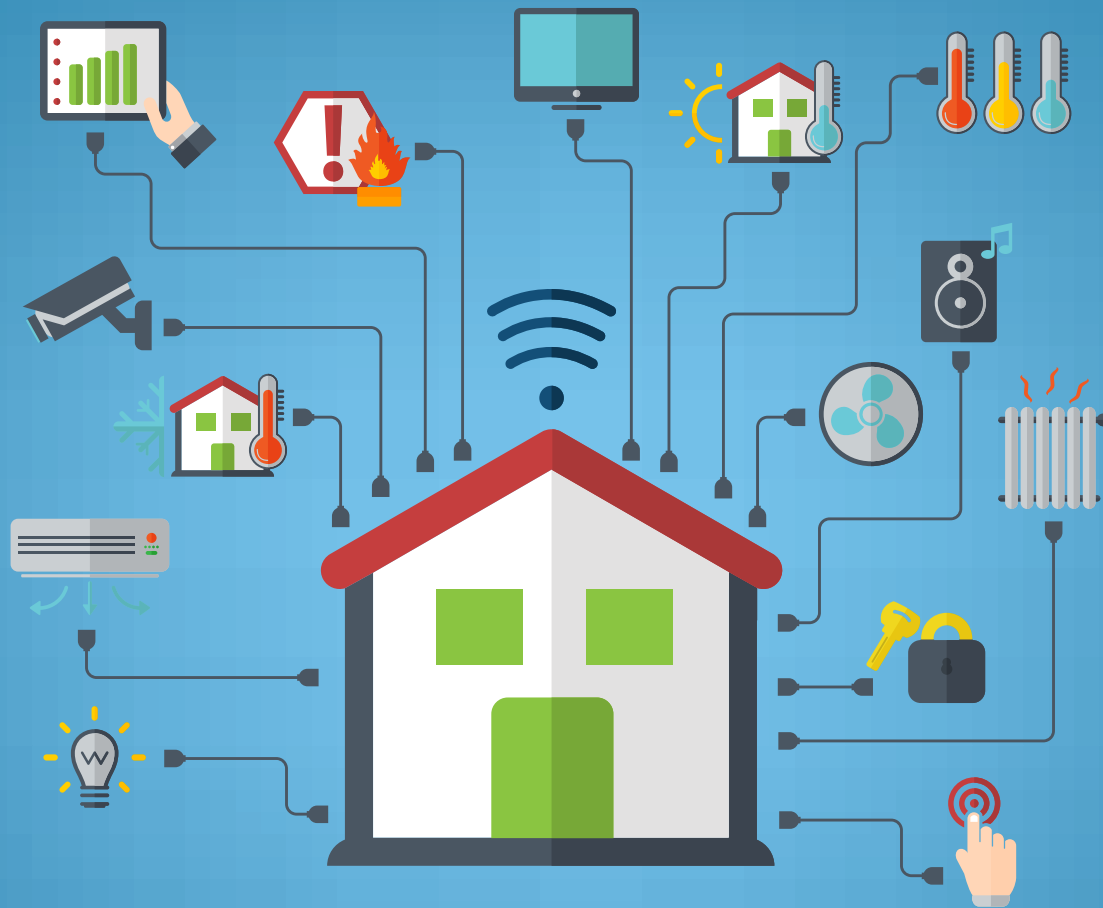
For more information visit: [www.shell.com/scenarios](http://www.shell.com/scenarios)

*Note: Shell Scenarios are part of an ongoing process used in Shell for 40 years to challenge executives on the future business environment. We base them on plausible assumptions and quantification, and they are designed to stretch management to consider even events that may be only remotely possible. Scenarios, therefore, are not intended to be predictions of likely future events or outcomes and investors should not rely on them when making an investment decision with regard to Royal Dutch Shell plc securities. While we seek to enhance our operations' average energy intensity through both the development of new projects and divestments, we have no immediate plans to move to a net-zero emissions portfolio over our investment horizon of 10-20 years.*



## Wim Thomas

Wim Thomas is Shell's Chief Energy Advisor and also leads the Energy Analysis Team in Shell's Global Scenario Group. He has been with Shell for over 30 years. Wim is also Chairman of World Petroleum Council UK National Committee, a Distinguished Fellow of the Institute of Energy Economics Japan, and a former chairman of the British Institute of Energy Economics in 2005. He holds a postgraduate degree in Maritime Technology, Delft University, the Netherlands.



# Alistair Buckley

co-author of 'A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation'

## TALKS TO SETIS

©iStock/suriya9

### What are the main insights that we aim to achieve through the development of energy systems models?

In the past, the main use of academic and policy-led energy models was to understand the flows of traditional energy resources in the contexts of value for money and security of supply. More recently, the emphasis of academic modelling has been to understand low-carbon energy transitions and, in doing this, the models need to look much further into the future and try and predict how the system will evolve and what consequences such an evolution will have. However I think that the real challenge when we develop models is to understand who the intended audience is and whether that audience is listening. From an academic point of view, the end goal is typically to get your model used in a policy context. However, policy-makers often typically have already invested in their own models and, as

we found as a spillover from our research, in terms of getting used, the language, culture and added value of a model is as important as the technical accuracy or scope.

### How do these models help to balance uncertainty in the energy system?

We reviewed a range of academic and policy models of energy systems but, in terms of balancing uncertainty in the energy system, a key interaction is the use of a range of different models by system operators. Short term energy security needs to be negotiated alongside the transition to a more sustainable energy system, so highly accurate and numerical operational models need to be in conversation with future scenario-based models. In the UK, the National Grid "Gone Green" scenario model is a good example of how this is done

in practice. “Gone Green” sits at the interface between the system operator National Grid and their day-to-day operational modelling, with policy-led transitional models held by the UK government energy department (now as part of the department for Business, Energy and Industrial Strategy) and academic energy models. It is cited formally and informally across these stakeholders and has a big role in discussions around transitions in the UK energy system.

**You recently conducted a review of energy system models in the UK. What were the main findings from this review?**

We found that the majority of publications of modelling results came from only a very few different models and that the policy documents cite the same models as the academic literature. This is a good thing, as it means that the academic and policy communities are joined up. From our research I think it’s fair to say that there isn’t the same international travelling of energy systems modelling as in other science and technology fields. The models that we found cited in the UK science and policy literature were mainly home-grown. It would be interesting to do a comprehensive study to see where models have travelled internationally and how this has impacted on energy policy in those countries.

**What are some of the limitations of existing energy system modelling tools?**

I think one of the major challenges is the integration of qualitative research from the social sciences around scenarios and policy changes. It’s all very well having highly accurate and granular energy flow models for different future generation mix scenarios but if the transition to these scenarios is entirely dependent on political factors at both the EU, national and local level then the model is kind of irrelevant. I think investment in new approaches to the democratisation of modelling with participation from key stakeholders would be very interesting. We have attempted this in a UK-based research project and found computational energy models to be impenetrable by most of these stakeholders.



©iStock/Madedee

**Based on your review, do you have any recommendations regarding the optimisation of modelling capacity?**

I think that opening up all energy based data across the academic, policy and system operator communities would result in a step change in integration of the different modellers. Access to data is a key constraint in modelling and open data sources would allow validation of different models across different scenarios. This, in turn, would result in a wider variety of stakeholders to use a wider variety of models. I think this would be highly beneficial.



**Alistair Buckley**

Alastair Buckley is a senior lecturer in the department of physics at the University of Sheffield. His research investigates the integration of solar PV into future energy systems from technological and socio-technical viewpoints. His Sheffield-based research team has developed real-time PV power monitoring for the UK transmission network.



# Energy system modelling in the industry: the EDF R&D perspective

©iStock/FooToo

Energy system modelling is a key tool for [EDF R&D](#). It is used to evaluate the impact of energy policies (renewable deployment, EU ETS), to recommend business strategies and analyse business opportunities based on evolutions in the energy/power systems and to contribute to the public debate.

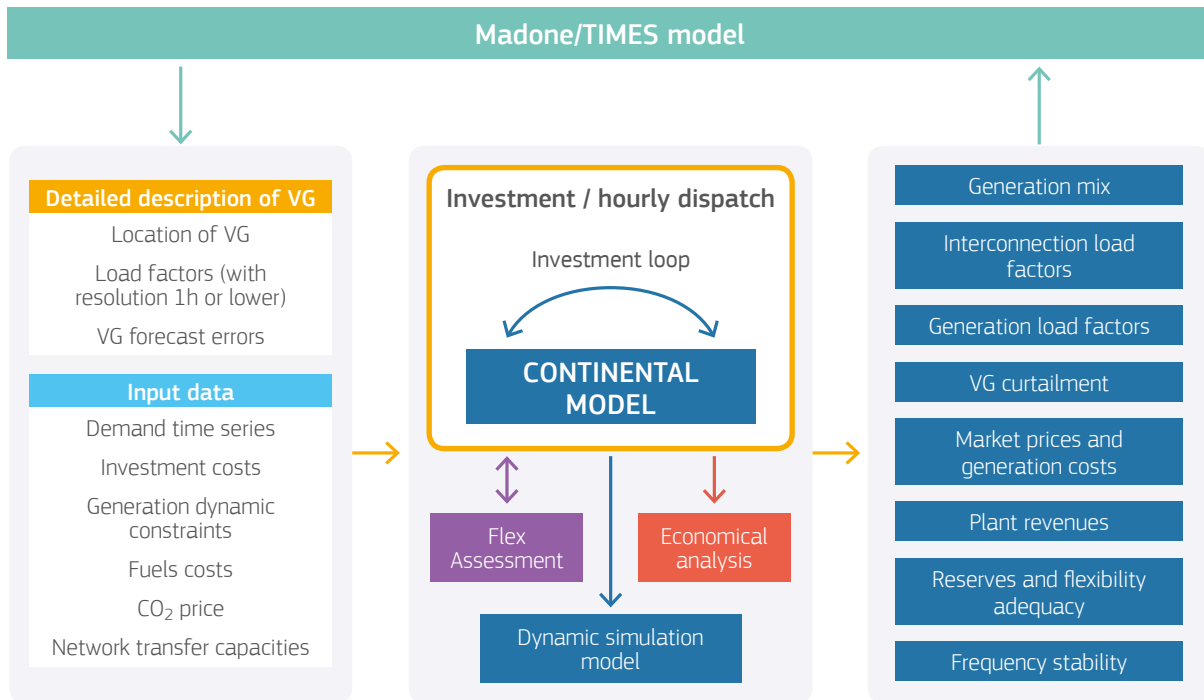
Multi-energy analysis is gaining increased attention, as more interactions between electricity, heat and cold, and gas systems create promising opportunities for decarbonisation (for instance, by developing more efficient usages or sharing flexibilities for a better integration of variable renewables). Some major challenges need to be addressed: modelling these interactions is complex, and can

lead to overly complex models or, on the contrary, to the use of significant simplifications. These simplifications must be made carefully, especially when modelling power systems, as they can easily distort the results and lead to a partial understanding of the system's complexity.

More specifically, energy system modelling is often linked to one type of modelling, namely models based on TIMES, representing the interactions between several energy vectors. These models make it possible to simulate and optimise decarbonisation scenarios over several decades, which makes them highly interesting. However, most TIMES models do not currently allow for a detailed enough



Figure 4: EDF chain of models



© Burtin and Silva

representation of the electricity mix. In particular, they generally cannot give specific insights on the needs for flexibility related to the growing penetration of wind and solar sources (for example, as these models do not use hourly steps or multi-scenario approaches, rules of thumb are needed to decide on the required peaking capacity - an approach that has obvious limitations).

EDF R&D has led a major effort in recent years to study the implications of various energy scenarios on the electric power system. Various approaches were tested and developed in-house. One of these, used in ["Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES"](#),<sup>4</sup> consists of using a "chain of models" (instead of a single model), with each model in the chain making it possible to study and grasp various key impacts of wind and solar integration in power systems.

The CONTINENTAL model (see Langrené et al)<sup>5</sup> is the main step in the modelling chain described below. The input data and hypotheses (such as the CO<sub>2</sub> price, demand level, etc.) come from energy

scenarios, which are sometimes established using large energy systems models (such as the EDF R&D Madone/TIMES model, or the JRC model (see Simoes et al)),<sup>6</sup> which then constitute the first step of the modelling chain. The CONTINENTAL model's<sup>5</sup> outputs can also be fed into other modules/models, constituting the last steps in the chain, as described below. The following paragraphs describe in more depth the core model and the sub-modules developed.

In order to study the impact of wind and solar, the core power system model (CONTINENTAL) needs to feature some minimum characteristics to provide credible insights. These "minimal/recommended requirements" have been well discussed in the research community in recent years, and the most often cited are:

- **Hourly base and multi scenarios** of demand and variable generation: assessing the need for back up generation implies being able to take into account extreme events that can happen over a few hours, in certain years. The use of average profiles (for instance, only peak and off-peak steps, on one average day per month) cannot capture such events.

<sup>4</sup> Alain Burtin, Vera Silva, "Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES", EDF R&D, June 2015.

<sup>5</sup> Nicolas Langrené, Wim van Ackooij, and Frédéric Bréant, "Dynamic Constraints for Aggregated Units: Formulation and Application", IEEE transactions on Power Systems, Vol 26, no. 3, August 2011.

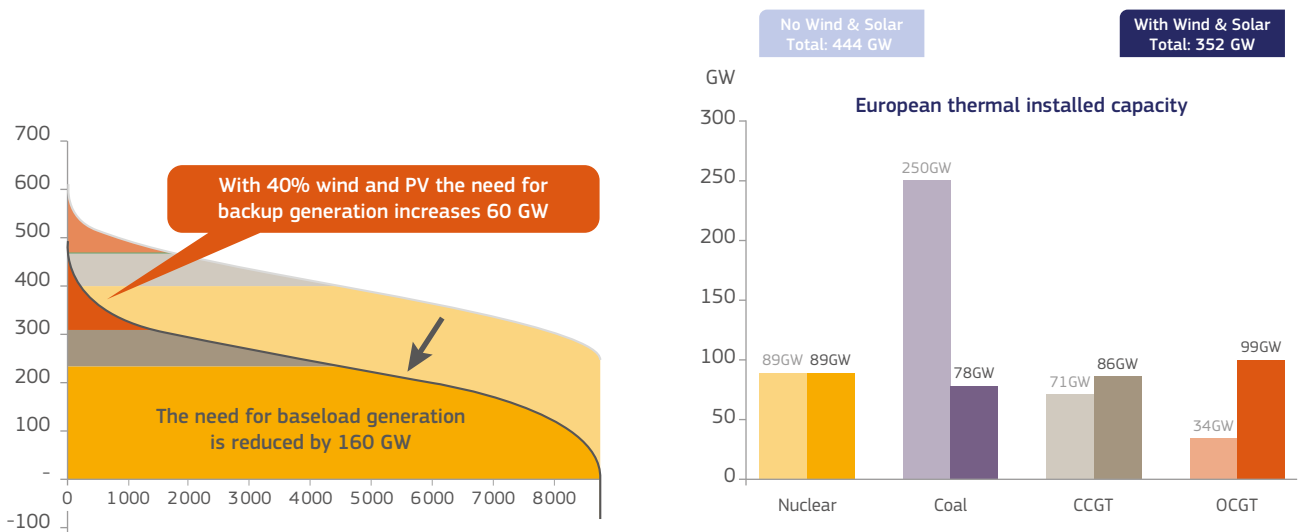
<sup>6</sup> Sofia Simoes, Wouter Nijs, Pablo Ruiz, Alessandra Sgobbi, Daniela Radu, Pelin Bolat, Christian Thiel, Stathis Peteves, "The JRC-EU-TIMES model, Assessing the long-term role of the SET-Plan Energy technologies", JRC Scientific and Policy Report, 2013.

- **Multi-zone modelling** (i.e. modelling exchanges between countries in the European system): national studies often use a “single zone” model, using rough approximations for the level and prices of imports and export. As the European grid gets more integrated and interconnected, the impact of these simplifications should be re-assessed regularly. The CONTINENTAL model makes it possible to feature a European multi-zone market.
- **Water reservoirs and pump storage management:** Hydro resources and existing pump storage are key providers of flexibility – most models rely on simplified rules of thumb and a deterministic vision to dispatch these energy-constrained resources.

Such simplifications might under- or overestimate the role of these resources, while a stochastic modelling of hydro (such as the one used in CONTINENTAL) gives a more realistic view.

- **Detailed modelling of thermal unit constraints:** dynamic constraints such as minimum on/off time, start-up costs, minimum stable generation, etc. are important when estimating the system flexibility – modelling these constraints generally implies very strong increases in problem complexity and computing time. It might therefore not be possible to always model them, but sensitivities to these parameters should be considered.

Figure 5: European load duration curve of demand and net demand with 60% RES (left) and structure of the generation mix with and without wind and PV generation (right)

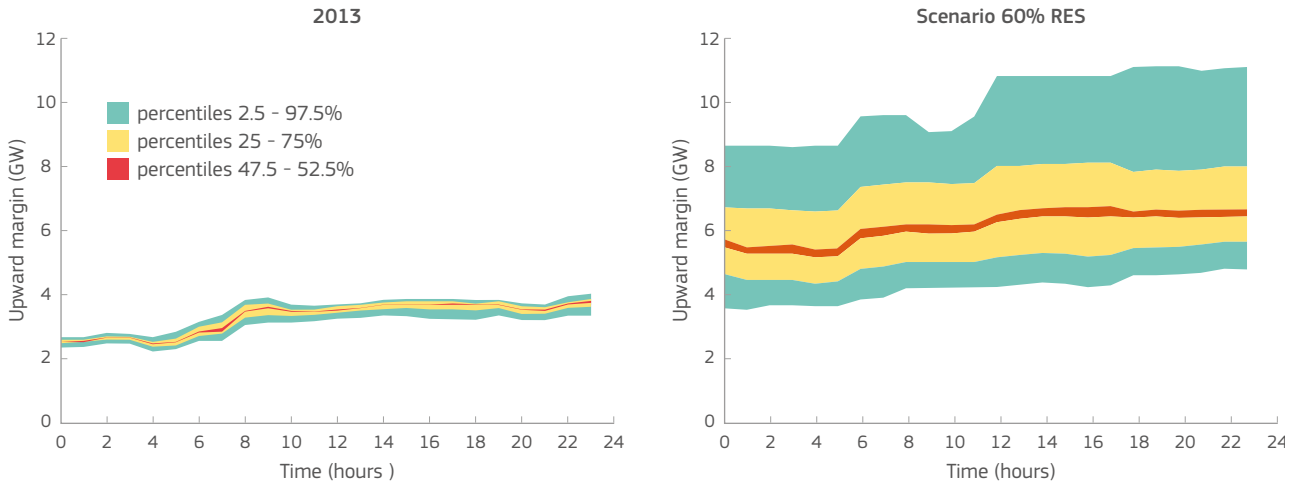


©Burtin and Silva

Additionally, such models should make it possible to analyse the need for different types of back-up fossil generation (e.g. the share of combined cycle versus open cycle gas turbines) – in the EDF modelling chain. The so called “investment loop” makes it possible to establish a least cost back-up generation fleet, respecting a pre-defined adequacy criteria (a 3/y hours Loss of Load Expectation). Figure 5 gives an example of how thermal generation would evolve from a European system with 0% wind and solar to one with 40%.

However, as already mentioned, adding too many features at once in one single power dispatch model might not always be a good option: the computing time is likely to increase sharply, but also (and perhaps more importantly) it might limit the possibility to understand all the phenomena at play in a high RES system (when models become overly complex, there is a risk that they become for most people a mysterious black box, instead of a tool that allows a better understanding by engineers and economists).

**Figure 6: Day-ahead operating in 2013 and the simulated operating margin for the scenario “60% RES” for France during summer**



© Burtin and Silva

Therefore, for its 2015 study<sup>4</sup>, EDF R&D developed additional sub-modules using output data from the power system model to analyse specific power system issues, such as the need for operational margins compared to the available flexibility (“FlexAssessment” – see Figure 6), or the behaviour of frequency (“Dynamic stability module”), without modifying (and making more complex) the core power system model itself.

The CONTINENTAL model and the various sub-modules make it possible to simulate one year periods. So, it is not possible directly to propose evolution scenarios, for which TIMES models are better suited. It would, however, be possible to extend the “chain of models” and to back-feed information into the TIMES model (such as, for example, a better vision of the required thermal back-up generation). Interaction between models in this way can be a great tool to build decarbonisation scenarios that take into account both multi-energy interactions and the strong specificities of electrical power systems.

The “chain of modelling” discussed here is one example where modelling has provided significant insights into the implications and challenges of a high RES European scenario for the electricity system.<sup>4</sup> EDF R&D, already with a long history of energy modelling, is continuing to work on energy system modelling, in an effort to keep increasing our understanding of the current and future challenges of the electricity and energy systems.



©iStock/goce



## Timothée Hinchliffe

Timothée Hinchliffe is project manager on energy storage economics at EDF R&D. His main focus over the past five years has been the assessment of energy storage needs through the use of modelling, and considering the competition with other flexibility levers such as interconnections or demand response. Timothée holds a Master's in Electrical engineering from Supelec.



## Miguel Lopez-Botet

Miguel Lopez-Botet is the manager and technical leader of a project team responsible for "Analysis of future energy mixes" within EDF R&D. His main research topics are generation expansion planning and operation, the integration of wind and solar PV generation and the value of flexibility and ancillary services.



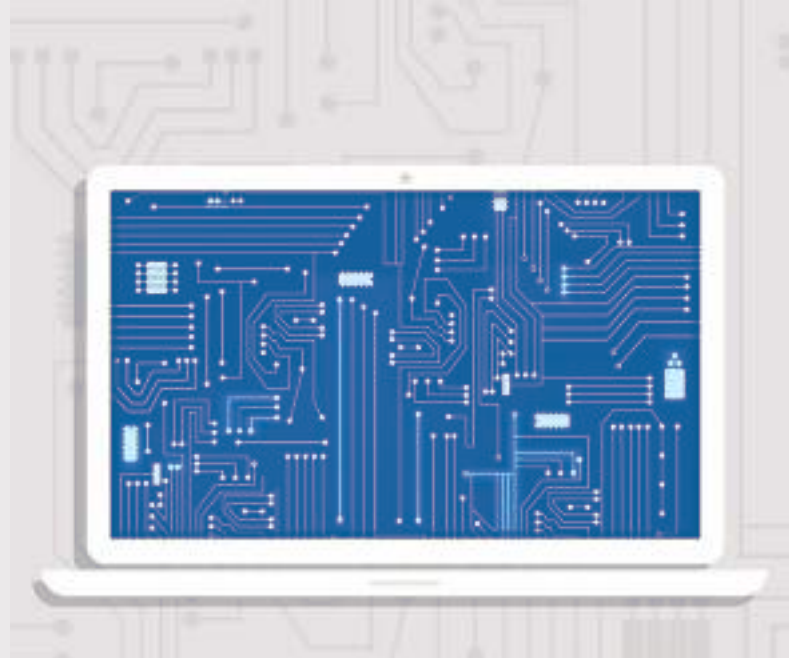
## Paul Fourment

Paul Fourment graduated in energy engineering from the Ecole Polytechnique (Paris). He has worked for three years at EDF R&D as a research scientist on renewable integration in the European Power System. His work deals in particular with the power system's flexibility needs, the articulation between nuclear and renewable technologies, and the cohabitation between global and local systems.



## Dr. Vera Silva

Dr. Vera Silva is the director of the EDF R&D research program on "Energy systems and markets" and a senior researcher at EDF R&D in the field of "operation of electricity systems and markets". She has 18 years' experience in the power systems industry and before joining EDF in 2009 she worked as a research assistant at the Control & Power research group of Imperial College London and at the University of Manchester.



# METIS: the new short-term energy system model explored by the Directorate-General for Energy

©iStock/drical

METIS is a [research project](#) of the European Commission's Directorate-General for Energy (DG ENER) for the development of energy simulator software with the aim to further support ENER's evidence-based policy-making. It is developed by a consortium (Artelys, IAEW, ConGas and Frontier Economics) as part of Horizon 2020 and is closely followed by DG ENER.

## Software description

Unlike other simulators, *METIS will be owned and operated by DG ENER*, with the support of the Commission's in-house science and knowledge service, the Joint Research Centre. The intention is to have an in-house tool that can quickly provide insights and robust answers to complex economic and energy related questions, focusing more on the short-term operation of the energy system and markets. METIS was used, along with PRIMES, in the impact assessment of the Market Design Initiative.

METIS is an energy model that covers, with high granularity (geographical, time etc.), the whole European energy system for electricity, gas and heat. In its final version it should be able to simulate both system and market operation for these energy carriers, on an hourly level for a whole year and under uncertainty (capturing weather variations and other stochastic events). METIS works *complementary* to long-term energy system models (like PRIMES and POTEnCIA) as it focuses on simulating a specific year in greater detail.

METIS has a modular structure that makes it easy to extend the software through the addition of new modules or the adjustment of existing ones. The model runs are performed by software dedicated to large energy system optimisation<sup>7</sup>. All components and modules are managed by a platform<sup>8</sup> providing a common framework and set of interoperable libraries.

Although intended to be a detailed output-tool, significant emphasis is also placed on its user-friendliness and fast operability. The end goal of METIS is that it can be used not only by expert modellers, but also (trained) policy-makers and analysts.

With the first version of METIS having been delivered in January 2015, new versions are expected to be delivered gradually over the next two years, including additional modelling capabilities related to electricity and gas markets, heat and demand side modelling.

## METIS Studies

Parallel to the software development, the consortium will be producing studies using METIS. These are intended to be technical studies of around 50 pages in length, fully exploiting the available capabilities of the METIS software. The scope of the studies is threefold:

- (a) Investigate topics that are deemed important for DG ENER,

<sup>7</sup> *Crystal Optimization Engine*, property of Artelys.  
<sup>8</sup> *Artelys Crystal Platform*, property of Artelys.

providing quantitative results associated with the impact of the examined policies or aspects of the energy system;

- (b) Present the capability and appropriateness of the software to address policy questions of interest to DG ENER;
- (c) Provide ready templates for DG ENER in order to perform similar studies in the future.

### Which policy questions can METIS answer and which ones can't it?

Upon final delivery, METIS will be able to answer a large number of questions and perform highly detailed analyses of the electricity, gas and heat sectors. It will be possible to tackle a number of topics with METIS for the whole EU and/or for specific regions/Member States (the list below is indicative):

- The impacts of mass Renewable Energy Source integration on the energy system operation and markets functioning (for one or all sectors);
- Modelling of electricity and gas markets under different market designs;
- Modelling of electricity and gas flows between zones;
- Cost-benefit analysis of infrastructure projects, as well as impacts on security of supply;
- Generation adequacy analysis;
- Studying the potential synergies between the various energy carriers (electricity, gas, heat);
- What is the cost/saving of a specific measure for a given year?
- Impact of new energy usages (e.g. electrical vehicles, demand response) on the network reinforcement and generation costs.

Figure 7: Gas model



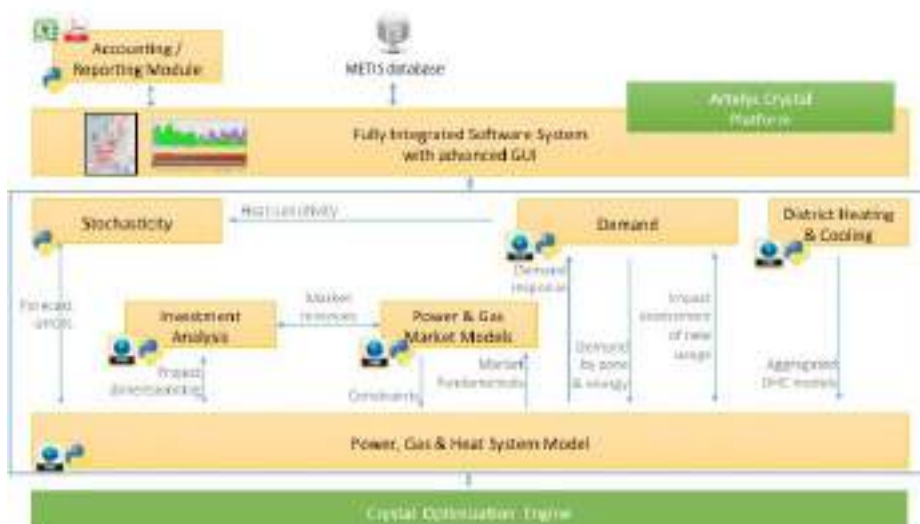
Source: METIS

Figure 8: Power model



Source: METIS

Figure 9: METIS module architecture



Source: METIS

On the other hand METIS is not designed to answer (at least in the initial stage) the following questions (again, the list is indicative):

- Any type of projection for the whole energy system;
- Optimal investment planning (capacity expansion) for the EU generation or transmission infrastructure<sup>9</sup>;
- Impacts of measures on network tariffs and retail markets;
- Short-term system security problems for the electricity and gas system (requiring a precise estimation of the state of the network and potential stability issues);
- Flow-based market coupling and measures on the redesign of bidding areas.

<sup>9</sup> The planned version of METIS will include some capacity expansion capability, able to optimise the capacity of certain transmission and generation assets. Future versions of METIS may have additional capabilities.

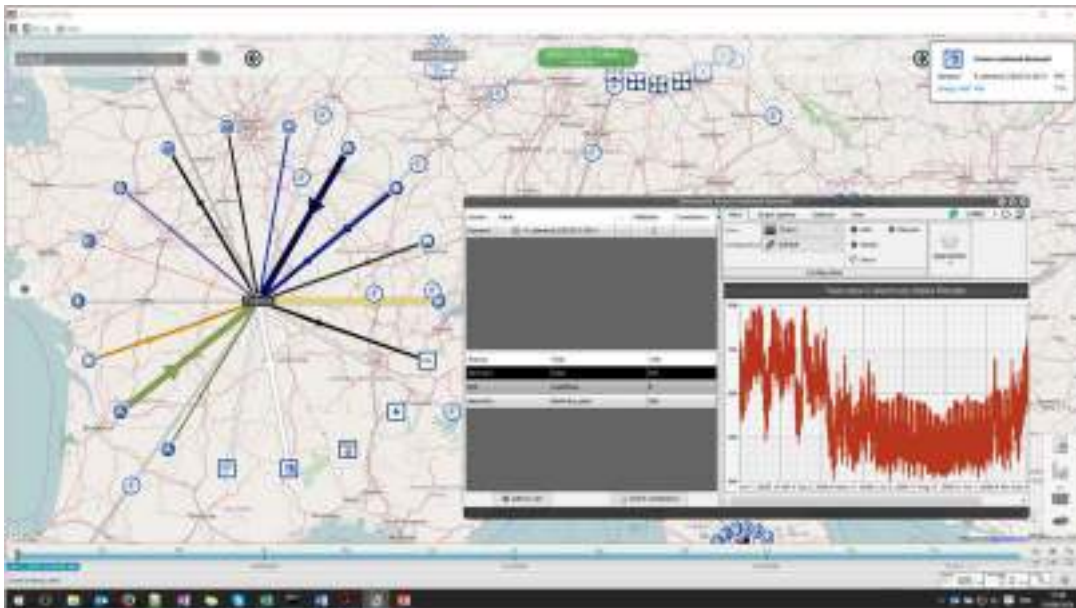
## Transparency

METIS will be fully transparent concerning the modelling techniques applied, with the final goal of being able to offer the relevant source code and non-commercial data inputs. Furthermore, all technical documentation and studies produced will be made available.

For transparency reasons, all deliverables related to METIS, including all technical specifications documents and studies, are intended to be published on the website of DG ENER<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Once operational, the envisaged link is expected to be the following: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling/metis>

Figure 10: Performing studies with METIS – screenshot from user interface



Source: METIS



## Kostis Sakellaris

Kostis Sakellaris joined the Economic Analysis Unit of the European Commission's Directorate-General for Energy in 2012. He has been working in the modelling team since then, heavily involved in a number of energy-related impact assessments and projects (METIS, Market Design, 2030 Energy and Climate Framework, Reference Scenario). Prior to that, he worked as an electricity market expert in the Markets and Competition Unit of the Greek Regulatory Authority for Energy. He graduated as a mathematician in Athens, Greece and holds an MSc in Mathematical Finance from the University of British Columbia, Canada.



# The importance of open data and software for energy research and policy advice

©iStock/John Foxx

Given the uncertainty and complexity of the energy system, quantitative models are vital tools to explore alternative scenarios and help guide public policy. Yet most models and data remain inscrutable “black boxes” – whether small econometric models or large linear optimisation models with hundreds of thousands of input variables. In contrast to closed models, “open” models imply that anyone can freely access, use, modify, and share both model code and data for any purpose (Open Knowledge Foundation, 2015).<sup>11</sup> In this article we argue why energy data and models urgently need to become open; discuss the key reasons why many are currently not; and propose some next steps for the energy research community.

## Why models and data should be open

Given the critical guidance that energy models and data provide to decision-makers, they should be made open and freely available to researchers as well as the general public, for four reasons:

1. **Improved quality of science.** Transparency, peer review, reproducibility and traceability lead to higher quality science. Yet these principles are almost impossible to implement without access to models and data (DeCarolis et al., 2012; Nature, 2014).<sup>12</sup> Human error is inevitable under pressure to deliver, and model mistakes can have profound implications. For example, the Reinhart-Rogoff<sup>13</sup>

<sup>11</sup> Open Knowledge Foundation, 2015. Open Definition 2.1 - Open Definition - Defining Open in Open Data, Open Content and Open Knowledge [WWW Document]. URL <http://opendefinition.org/od/2.1/en/> (accessed 3.15.16).

<sup>12</sup> DeCarolis, J.F., Hunter, K., Sreepathi, S., 2012. The case for repeatable analysis with energy economy optimization models. *Energy Economics* 34, 1845–1853. doi:10.1016/j.eneco.2012.07.004; Nature, 2014. Journals' unite for reproducibility. *Nature* 515, 7–7. doi:10.1038/515007a

<sup>13</sup> Hemdon, T., Ash, M., Pollin, R., 2014. Does high public debt consistently stifle economic growth? A critique of Reinhart and Rogoff. *Camb. J. Econ.* 38, 257–279. doi:10.1093/cje/bet075



spreadsheet error arguably skewed the international debate on austerity (Herndon et al., 2014)<sup>14</sup>. Such incidents serve as warnings against poor programming practices such as a lack of auditing, as well as closed models and data: it was only through sharing the spreadsheet that the errors were discovered.

2. **More effective collaboration across the science-policy boundary.** Better and more transparent science itself ought to enable better policy outcomes. Academic peer review routinely does not check model arithmetic and data validity, and so a separate process of quality assurance is required. While mostly absent from academic practice, this is often implemented as a formal procedure in government (e.g., DECC, 2015)<sup>15</sup>. Unlike academics, governments often model for numbers rather than insight. The specific numbers can be of great societal importance, such as the level at which to set subsidies or the cost of specific policies. Often, the most important aspect is the quality or transparency of input data, rather than the novelty of the modelling methodology. In large datasets used in government decision-making, traceability and referencing can become major problems, as civil servants developing models and data are often not trained scientists. Openly available, collaboratively developed datasets and reference models would allow the burden of this work to be shared more widely, and across both academia and government.
3. **Increased productivity through collaborative burden sharing.** Collecting data, formulating models and writing code are resource-intensive, while research funding and time are scarce resources. Society benefits if researchers avoid unnecessary duplication and learn from one another. Individual researchers gain more time to spend on pressing research questions rather than redundant work on model or dataset development. Furthermore, research only matters if it is seen and used, and open-access publishing has been shown to increase readership and citations (McCabe and Snyder, 2014)<sup>16</sup>. Since openly shared code or data is more likely to be known to others, it is more likely to be used and further improved. This benefits the original researcher through peer recognition and academic credit, and moves the research community as a whole forward.
4. **Profound relevance to societal debates.** Reengineering the energy landscape will affect everyone, producing winners and losers. A balanced societal and political debate requires transparent arguments based on scientific justifications, but

escalating concern about reproducibility in some fields is shaking public confidence in scientific research (Goodman et al., 2016)<sup>17</sup>. Finally, besides the practical considerations outlined above, there remains the ethical argument that research funded by public money should be available to the public in its entirety.

## Why they are (mostly) not open

Despite these arguments, we see four main reasons why closed models and data may remain attractive and rational in some cases:

1. There is a range of valid ethical and security concerns, particularly with data. Researchers may have access to data containing commercial sensitivities or personal information (particularly relevant when moving towards more decentralised smart grids with their focus on individual households).
2. Openly sharing details of models, analysis and data can create unwanted exposure. Flawed code or data can discredit research results and cause embarrassment to their authors, but only if they are visible. Some may also fear that inexperienced researchers will use an open model or open data to produce flawed analysis that reflects poorly on its original authors.
3. It is time-consuming to write legible and reusable code, track processing steps, write documentation and respond to feature requests. Because model and dataset development are large investments, it is often rational for researchers and institutions to maintain “trade secrets” to compete for third-party research funding: a classical collective action problem where individual actors are trapped in a suboptimal non-cooperative equilibrium.
4. Finally, there is simple institutional and personal inertia, often alongside complex and uncoordinated institutional setups.

While understandable from the perspective of individual actors, collectively these engender a sense of mistrust in complex, impenetrable models and enigmatic datasets. For example, the European Commission faced criticism for using the proprietary PRIMES model to deliver key results for its Energy Roadmap 2050 (Helm et al., 2011).<sup>18</sup> More significantly, the UK’s decarbonisation was arguably delayed for years by models that underestimated the scale of the challenge due to opaque and heroically optimistic cost assumptions for onshore wind (House of Lords, 2005).<sup>19</sup>

14 Herndon, T., Ash, M., Pollin, R., 2014. Does high public debt consistently stifle economic growth? A critique of Reinhart and Rogoff. *Camb. J. Econ.* 38, 257–279. doi:10.1093/cje/bet075

15 DECC, 2015. Quality Assurance tools and guidance in DECC [WWW Document]. URL <https://www.gov.uk/government/collections/quality-assurance-tools-and-guidance-in-decc> (accessed 6.2.16).

16 McCabe, M.J., Snyder, C.M., 2014. Identifying the Effect of Open Access on Citations Using a Panel of Science Journals. *Economic Inquiry* 52, 1284–1300. doi:10.1111/ecin.12064

17 Goodman, S.N., Fanelli, D., Ioannidis, J.P.A., 2016. What does research reproducibility mean? *Science Translational Medicine* 8, 341ps12–341ps12. doi:10.1126/scitranslmed.aaf5027

18 Helm, D., Mandil, C., Vasconcelos, J., MacKay, D., Birol, F., Mogren, A., Hauge, F., Bach, B., van der Linde, C., Toczyłowski, E., Pérez-Arriaga, I., Kröger, W., Luciani, G., Matthes, F., 2011. Final report of the Advisory Group on the Energy Roadmap 2050.

19 House of Lords, 2005. *The Economics of Climate Change*. Vol. II. 2005, HL 12-II of 2005-06, QQ 407-408.

## What needs to be done

Individual researchers and research groups must understand the practicalities of open code and data. These range from issues like considering the intended target audience and choices such as licensing and distribution channels. Pfenninger et al. (2016)<sup>20</sup> give guidance specifically for energy research. More importantly, the energy research community as a whole needs to move forward on several fronts:

1. **Work towards reducing parallel efforts and duplication of work.** There should be better coordination between different modelling efforts. This can include the development of common code bases, common datasets, community standards to ensure interoperability, and coordinated efforts to enable third-party verification of model-based results.
2. **Increase transparency and reproducibility.** Community efforts towards tested and documented code packages for specific tasks can serve an important purpose. But one-off analyses created for specific papers, or code that is written with the understanding that it will never be made public, may be poorly documented and structured, meaning its release would be of limited use.

### 3. Change incentives and bring aboard different stakeholders.

The energy research community and specifically the emerging open modelling and open data communities must engage with other stakeholders to ensure institutional and academic recognition for open energy models, and to start tackling the harder problems that follow. Open and transparent research is not currently incentivised: in fact, the opposite is often perceived as advantageous for scientific career advancement. Changing these incentives will require efforts not only from researchers themselves but also from their employers, from grant agencies, and other stakeholders like publishers (Nosek et al., 2015).<sup>21</sup>

Given the importance of rapid global coordinated action on climate mitigation and the clear benefits of shared research efforts and transparently reproducible policy analysis, the community still has much work ahead.



©iStock/maxkabakov

<sup>20</sup> Pfenninger, S., Schmid, E., Wiese, F., Hirth, L., Davis, C., DeCarolis, J.F., Fais, B., Krien, U., Matke, C., Mornber, I., Müller, B., Pleßmann, G., Quolin, S., Reeg, M., Richstein, J.C., Schlecht, I., Shivakumar, A., Staffell, I., Tröndle, T., Wingerbach, C., 2016. Benefits, challenges and solutions for open energy modelling. Open Energy Modelling Initiative Working Paper. URL <https://openmod-initiative.github.io/openmod-working-paper/> (accessed 1.7.16).

<sup>21</sup> Nosek, B.A., Alter, G., Banks, G.C., Borsboom, D., Bowman, S.D., Breckler, S.J., Buck, S., Chambers, C.D., Chin, G., Christensen, G., Contestabile, M., Dafoe, A., Eich, E., Freese, J., Glennerster, R., Goroff, D., Green, D.P., Hesse, B., Humphreys, M., Ishiyama, J., Karlan, D., Kraut, A., Lupia, A., Mabry, P., Madon, T., Malhotra, N., Mayo-Wilson, E., McNutt, M., Miguel, E., Paluck, E.L., Simonsohn, U., Soderberg, C., Spellman, B.A., Turitto, J., VandenBos, G., Vazire, S., Wagenmakers, E.J., Wilson, R., Yarkoni, T., 2015. Promoting an open research culture. *Science* 348, 1422–1425. doi:10.1126/science.aab2374



## Dr Lion Hirth

Dr Lion Hirth is a post-doctoral researcher at the think tank MCC, a fellow at the PIK research institute, and director of the consulting firm Neon. His research interest lies in the economics of wind and solar power. He has been concerned with open energy data in a number of projects and maintains the open-source power market model EMMA.



## Dr Stefan Pfenninger

Dr Stefan Pfenninger is a member of the Climate Policy Group at ETH Zurich, Switzerland. He holds degrees in environmental science, environmental policy, and environmental engineering. His research interests span the challenges and opportunities in the clean energy transition, particularly the modelling of futures with high shares of wind and solar energy.



## Joseph DeCarolis

Joseph DeCarolis is an Associate Professor in the Department of Civil, Construction, and Environmental Engineering at North Carolina State University. His research is focused on the interdisciplinary assessment of technologies and public policies that promote long-term energy sustainability. He is particularly interested in developing robust decision-making strategies for climate mitigation by conducting analysis with technology-rich energy system optimisation models.



## Sylvain Quoilin

Sylvain Quoilin obtained a European Doctorate in Mechanical/Energy Engineering in 2011 at the University of Liege (Belgium), where he then became lecturer. He is now a scientific officer at the Joint Research Centre of the European Commission, focusing on energy policy support and on the modelling of future European energy systems.



## Iain Staffell

Iain Staffell is a lecturer in Sustainable Energy at Imperial College London, holding degrees in Physics, Chemical Engineering and Economics. His research centres around decarbonising electricity, ranging from the economics of battery storage and nuclear power to modelling the integration of renewables into electricity systems.



# The Nordic Energy Technology Perspectives 2016

©iStock/moodboard

The [Nordic Energy Technology Perspectives](#) (NETP) series assesses how the Nordic region can achieve a carbon-neutral energy system by 2050. NETP 2016 marks the second edition in the series, the first having been published in 2013, and presents technology pathways towards a near-zero emission Nordic energy system in addition to in-depth scenarios tailored to inform policy-making in the region.

The analysis conducted in NETP 2016 is presented around the Nordic Carbon Neutral Scenario (CNS), which calls for an 85% reduction in emissions by 2050 (from 1990 levels).<sup>22</sup> To achieve this target, three macro-level strategic actions are elaborated. The first of these calls for the planning and incentivisation of a Nordic electricity system that is significantly more distributed, interconnected and flexible than at present. The second calls for the accelerated development of technology that will increase the decarbonisation of long-distance transport and the industrial sector. Finally, the third strategic action

<sup>22</sup> The Nordic 4°C (4DS) entails a 42% reduction and serves as the baseline.

aims to tap into the positive momentum of cities to strengthen national decarbonisation and energy efficiency efforts in transport and buildings.

## Achieving a carbon-neutral energy system

The Nordic countries have already decarbonised aspects of their energy systems, having decoupled CO<sub>2</sub> emissions from GDP growth over two decades ago. However this process will have to pick up in pace if the CNS is to be achieved. Policy and technology innovation will be crucial in this regard. The policies and technologies implemented to date have already captured the most cost-effective opportunities to weaken the link between economic growth and emissions, leaving greater challenges in sectors where progress has been more difficult.

The CNS requires a dramatic change in the composition of primary energy supply, coupled with aggressive energy efficiency policies that

substantially reduce demand. Under the scenario, bioenergy surpasses oil as the largest energy carrier, with total demand for biomass and waste increasing from almost 306 million MWh in 2013 to over 444 million MWh in 2050. However, the most dramatic transformation of the Nordic power and heating system will come from the combination of a decline in nuclear and a significant build-out of wind power, resulting in generation that far exceeds domestic demand, even when reduced nuclear generation is figured in.

With an increase from 7% of electricity generation in 2013 to 30% in 2050, wind will displace fossil and nuclear. While the transition of heating networks from fossil fuels to heat pumps and electric boilers will add flexibility to an integrated power and heat system, the increase in wind generation will put new demands on how the electricity market is organised. Hydropower will be increasingly valuable for regulating the market, but will not suffice on its own. The increase in variability will require balancing through a combination of flexible supply, demand response, storage and electricity trade. Increased trade will reduce system costs and enhance flexibility, but long lead times in setting up interconnectors and strengthening the grid may delay achieving full potential.

## Industrial sector decarbonisation the greatest challenge

The 60% reduction in the CO<sub>2</sub> intensity of industry called for in the CNS will require aggressive energy efficiency combined with other measures, such as switching fuel and feedstock to lower-carbon energy mixes, and the deployment of low-carbon innovative processes, including CCS. Increased international cooperation will also be required, for example through international carbon pricing or energy performance auditing mechanisms, as these will play a key role in mitigating the risks of the low-carbon investments needed to decarbonise industry, thereby reducing potential impacts on competitiveness.

Achieving the CNS will require a 10% increase in investments over that needed for the 4DS<sup>22</sup> target in the period from 2016 to 2050, representing an additional investment of about EUR 298 billion.<sup>23</sup> The greatest relative investment increases are required in buildings and industry, with an increase of 47% required in the five industrial sectors analysed, which together account for 80% of the total final energy use by industry in the Nordic region. This represents a cumulative investment of around EUR 27 billion, mainly associated with energy efficiency improvements and the deployment of low-carbon innovative processes. At EUR 179 billion, the largest share of additional cumulative investment is accounted for the by transport sector.

## Radical transformation of transport

Transport, which currently accounts for almost 40% of Nordic CO<sub>2</sub> emissions, delivers the greatest emission reduction in the CNS. Transport requires a dramatic emissions slash – from about 80 million tonnes of CO<sub>2</sub> in 2013 to just over 10 million tonnes in 2050. This target can be achieved through a three-pronged ‘avoid-shift-improve’ strategy of reducing transport activity (avoid), shifting to more efficient or less carbon-intensive transport modes (shift) and adoption of more efficient or less carbon-intensive transport technologies and fuels (improve). Improvements to technologies and fuels will play the largest role in the transformation of transport, largely because avoid and shift strategies have already been deployed.

In the face of steadily rising demand for transport services, the success of taxation and subsidy approaches in power and heat generation will provide a solid foundation for similarly assertive policies in transport. Consequently, transport’s overall energy use in the CNS will decrease by over 20% compared to 2000, despite a 70% increase in overall passenger and freight activity. Under the scenario, electricity accounts for 10% of final energy use in transport in 2020, but thanks to the high powertrain efficiency of electric motors, electricity’s share of transport activity is much higher: 64% of road and rail passenger kilometres and 42% of road and rail freight activity.

Furthermore, the CNS requires a tripling of the current rate of improvement in space heating energy intensity of Nordic buildings. This will be achieved primarily through the deep energy renovation of existing buildings, which will constitute 70% of the Nordic stock in 2050. Energy efficiency gains in buildings can unlock biomass and electricity for use in other sectors, avoiding infrastructure investments in power and heat and CO<sub>2</sub> emissions in transport and other sectors.

### Nordic Energy Research

Nordic Energy Research is an intergovernmental organisation supporting and coordinating sustainable energy research in the Nordic region. It is the platform for cooperative energy research and policy development under the auspices of the [Nordic Council of Ministers](#). Nordic Energy Research’s governance structure is closely connected to both the national political systems of the five Nordic countries as well as the intergovernmental Nordic system. This creates a constant interaction between research strategies, results and key issues on the political agenda. For more information, see Nordic Energy Research’s [strategy](#).

23 US\$ 333 billion.

## Recommendations

The NETP 2016 stipulates that governments will need, individually and in a coordinated manner, to play a lead role in stimulating actions to achieve the set targets. Specifically, actions in four key areas are identified. Governments will need to strengthen incentives for investment and innovation in technologies and services that increase the flexibility of the Nordic energy system. Furthermore, efforts will be required to boost Nordic and European cooperation on grid infrastructure and electricity markets.

It will also be necessary to ensure the long-term competitiveness of Nordic industry while reducing process-related emissions. For this,

governments will have to act to reduce the risk of investment in low-carbon industrial innovations and use public funding to unlock private finance in areas with significant emission reduction potential but a low likelihood of independent private sector investment.

Finally, governments in the region will have to act quickly to accelerate transport decarbonisation by using proven policy tools such as congestion charges, differentiated vehicle registration taxes, bonus-malus regimes and altered parking fees. At the same time they should step up investments in cycling, public transport and rail networks. Implementation of these short-term policy recommendations will create the framework conditions for the ambitious partway outlined by the CNS to be achieved.



©iStock/Wavebreakmedia Ltd



# OSeMOSYS: open source software for energy modelling

©iStock/mindscanner

OSeMOSYS is a free, open source and accessible energy systems model generator. It can generate small village energy models to global multi-resource integrated assessment tools. It can be used to assess energy supply security, investment outlooks, and GHG mitigation strategies.

In general terms, it calculates what investments to make, when, at what capacity and how to operate them to meet the said policy target(s) at the lowest cost.

It is therefore used to develop models to inform policy design and is part of the largest Horizon 2020 LCE21 energy modelling research effort REEEM.org. Furthermore, it is used to underpin selected outputs of the DG Energy InsightEnergy.org think tank, and is used by national governments in the EC and beyond for medium to long-term planning. Outside of Europe, it was used for the World Bank and the United Nations Economic Commission for Africa. Therein the development

(and trade between) the electricity sector of every African country was analysed. In the former, the focus was understanding the climate resilience of the system under different futures. In the latter, the scale of investment for the world's fastest growing continent was quantified. A similar effort for South America is being used to understand that continent's infrastructure development. Models generated have been broad and useful.

OSeMOSYS.org was launched at Oxford University in 2011 at a UK Energy Research Centre (UKERC) meeting and included co-authors from University College London (UCL), the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO), University of Cape Town (UCT), Stanford University, the Paul Scherrer Institute and others. It was in response to the observation that all countries need to assess the quantitative evolution of their energy sectors due to energy's highly strategic role in development. At the time there were no open source optimising energy system model generators available to do so. All

aspects of the tool are open, this includes the code, the mathematical programming language and the solvers used.

Currently administered by KTH (the Royal Institute of Technology, Sweden) its uptake in an academic setting is accelerating. Scores of universities, academic papers and a growing number of governments are taking the tool up to use in academic and real-world analysis. This bodes well, as the community contributing to its development both grows and adds critically academically reviewed advances. Importantly, it also ensures that there are a multitude of 'service providers' should commissioned studies need to be undertaken.

It also features as part of a broader initiative (called [Optimus Community](#)) led by the UN. Further starter data-sets and off the shelf models are being developed to help make open reviewed data available to be built on rapidly. Initial data sets being developed

include all EU, African and South American countries. The aim is to cover the globe with peer-reviewed open access data.

While there is a growing community of users and applications, a special focus is Europe. Focusing on the SET-Plan, at the heart of the REEEM.org project are integrated European energy system models. One of the tools being developed is an OSeMOSYS generated model. That model (together with a more detailed MARKAL-TIMES model developed by the University of Stuttgart) will determine the cost optimal technology pathway to match supply with demand in all EU countries in technological detail. It will provide the backbone to a tailored evaluation of the impact of SET-Plan technologies.

To do so, information from several other models is being integrated. The OSeMOSYS-generated model will focus on being an open-source engagement tool. It will replicate and highlight the key underlying dynamics of the integrated European energy system. (This will be complemented by e-learning tools to build capacities and share expertise based on the assessments performed in this project.) It will enable answers to questions like what research funding and increased investment cost would be required to meet SET-Plan objectives, in addition to setting out detailed sub-targets - and their implications.

The model generator can be downloaded from OSeMOSYS.org. Therein, resources, papers, data sets and code in the free mathematical programming language GNUMathProg can also be downloaded. Recently the code has been translated into more than one language (or 'technology') and is currently available in GAMS (a popular language amongst economists) and Python (a widely used open source language). You can sign up to the OSeMOSYS newsletter on the [website](#), where tools are also available to download. Furthermore, in the next few weeks a new interface is to be released, and a global summer school is to be launched.



©iStock/boygovideo



## Mark Howells

Mark Howells directs the division and holds the chair of Energy Systems Analysis (KTH-dESA) at the Royal Institute of Technology in Sweden. His group leads the development of some of the world's premier open source energy, resource and spatial electrification planning tools; he has published in Nature Journals; coordinates the European Commission's think tank for Energy; is regularly used by the United Nations as a science-policy expert; and is a key contributor to UNDESA's 'Modelling Tools for Sustainable Development Policies'.





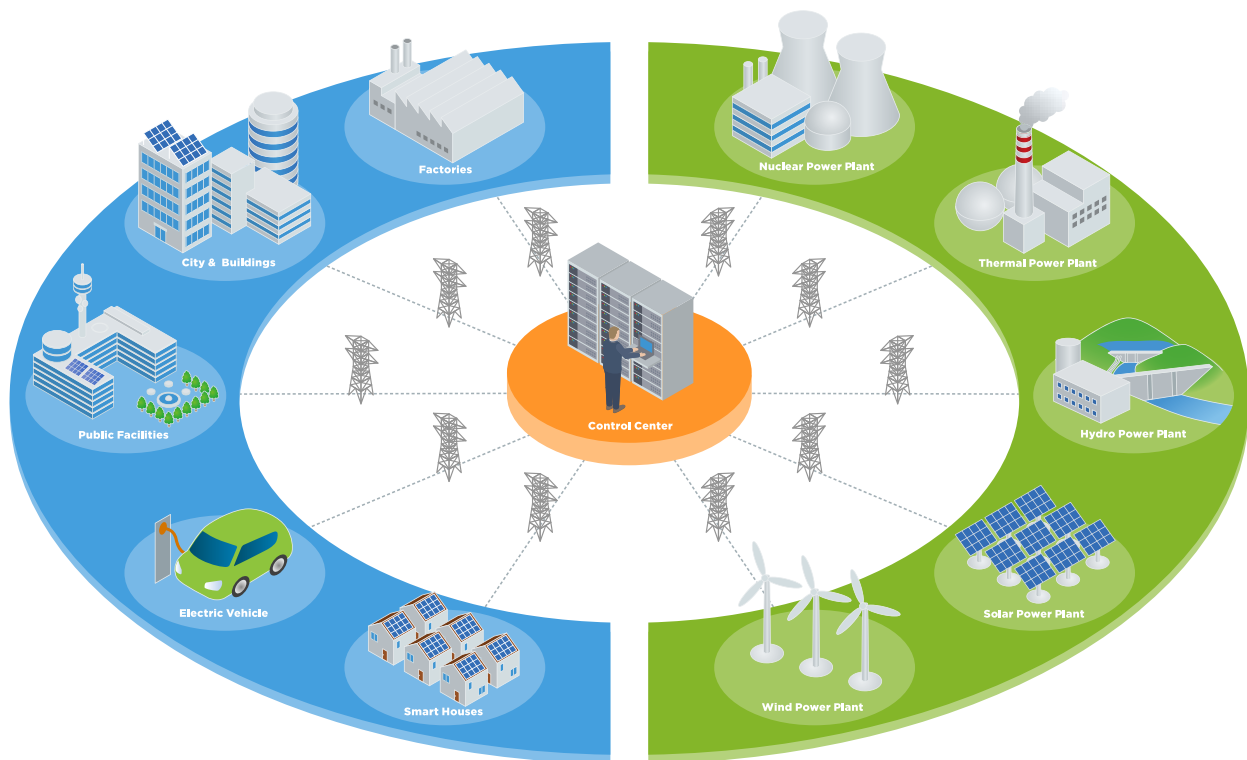
# Shared experiences in integrated energy systems modelling

©iStock/Varijanta

A key challenge in achieving a successful transition to a low-carbon Europe is implementing the correct suite of policy measures that are based on robust evidence. Today policy-makers across Europe draw on integrated energy system models to inform long range climate mitigation and energy policy choices. Established European models such as PRIMES, TIMES, MESSAGE, EnergyPLAN and newer models such as POTEnCIA and OSeMOSYS consider all modes of energy (electricity, heating and transport) across all sectors of the economy in an integrated fashion, rather than treating individual modes in isolation which can lead to poorly informed insights.

Our research in integrated modelling started with a specific focus on the wider energy system in Ireland. We use the TIMES integrated model,<sup>24</sup> which is a techno-economic optimisation framework developed over the past 40 years through the International Energy Agency's (IEA) [Energy Technology Systems Analysis Program \(ETSAP\)](#). The model allows users to generate future energy system pathways to meet energy needs at least cost, subject to user defined constraints. TIMES optimises for energy service demands (i.e. the utility we get from

<sup>24</sup> The TIMES Integrated Energy Model of Ireland was funded by the Environmental Protection Agency (EPA) and Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI).



©iStock/chombosan

energy use) such as lighting, heating, passenger kilometres, tonnes of steel and cement etc. This is significant because as a society we don't intentionally use energy, but rather have requirements for mobility, lighting, goods etc. In all, TIMES considers a wide range of over 1,300 technologies in the timeframe to 2050 from light bulbs, cars, fridges, heaters, boilers, power plants, bio refineries etc.

Early in our research we recognised a number of limitations to our modelling techniques and identified key areas that required improvement. One of these areas was how integrated models like TIMES dealt with variable renewable generation such as wind and solar power. Many integrated models have a simplified temporal and technical resolution of the power system in order to keep problems computationally manageable, however this comes with the trade-off of poor representation of variability within the models. To resolve this issue, we developed soft-linking techniques to link the energy system model to dedicated power system models. This allows us to leverage the strength of high-resolution technical and temporal power system models. In doing this we could account for greater temporal resolution (15 minute or hourly simulations) and also capture important technical characteristics of the power plants such as ramp rates, start costs etc. We recently expanded these techniques to include the full EU 28

power and gas systems with water as our next target for development. The geographical expansion of the research was partially driven by the need to model greater interconnected markets (both gas and electricity) within the EU and also to understand the distribution of effort for decarbonisation across all EU Member States. Soft-linking techniques has the advantage that it allows us to verify the technical robustness of simulations but comes with the challenge that an extra model must be maintained and it requires modeller judgement on feedback to the energy system model.

Another challenge was the integration of land-use and agriculture into our models. Ireland is unique in Europe as over 30% of GHG emissions come from agriculture. This research required us to work closely with agricultural scientists to develop a framework where we could account for these emissions and model the interactions, particularly for land use competition, between the energy sector and agricultural sector. Our current research on land use and agriculture has an important focus on the role of bioenergy and the implications of indirect land use change (ILUC) and recent amendments to the Renewable Energy Directive (so called 'ILUC directive'). While the science of ILUC is at an early stage our initial results point to increased costs for decarbonisation when ILUC is considered.

Like many research groups across Europe, we have seen our integrated models expand in size and complexity. Complexity is unavoidable in such large models due to the multi-dimensional and intricate nature of energy systems, but complexity has to be balanced with the inherent uncertainty in long range inputs such as fuel prices and macroeconomic estimations. The challenge of making models computationally manageable has often forced us to look at our simplifications and heuristics and ask the question, “are we making our models better or just getting the wrong answer quicker?” A recent focus of our research is trying to understand what level of complexity is appropriate in long term models given the uncertainty in inputs, and trying to understand how this value of complexity diminishes as we look into the future. We have found it beneficial to explore multiple pathways and seek out commonality between pathways rather than focus on deterministic solutions.

High-performance computing offers exciting possibilities for further development of integrated modelling, however many of the current architecture processes are challenging to parallelise. Projects like ‘BEAM-Me’ in Germany are investigating the potential for high-performance computing to enhance energy system models, and it will be interesting to see what developments occur.

Above all we have learned that modelling the future is a humble science and great care must be taken not to confuse model insights for predictions. Human behaviour, economic volatility and technology readiness are but a small section of elements that have big influence on resulting pathways from models. We must be aware that the boundaries of the energy system don’t stop at the end of the pipeline or cable; they extend in to our lives, communities, and



©iStock/SundayMorning014

wellbeing. Current modelling efforts primarily have a techno-economic focus, however the challenge of decarbonisation, and more recently the greater level of decarbonisation required by the Paris Agreement will require our modelling community to look outward to other disciplines to inform pathways that we as a society are willing to travel on together.



## Dr Paul Deane

Dr Paul Deane is a research fellow with the Energy Policy and Modelling Group in University College Cork in Ireland. He has been working in the energy industry for approximately 15 years in both commercial and academic research. His research activities include integrated energy systems modelling to assess holistic pathways to low carbon energy futures. Paul is also a member of the *Insight\_E* group which is a European, scientific and multidisciplinary think-tank.



# Mark O'Malley

Director of the International Institute for Energy Systems Integration

TALKS TO SETIS

©Thinkstock

## What does Energy System Integration involve and what value does it bring?

**Energy Systems Integration (ESI) is the process of coordinating the operation and planning of energy systems across multiple pathways and/or geographical scales to deliver reliable, cost-effective energy services with minimal impact on the environment.**

Energy systems have evolved from individual systems with little or no dependencies into a complex set of integrated systems at scales that include customers, cities, and regions. This evolution has been driven by political, economic, and environmental objectives. As we try to meet the globally recognised imperative to reduce carbon emissions through the deployment of large renewable energy capacities while also maintaining reliability and competitiveness, flexible energy systems are required. This flexibility can be attained

through integrating various systems: by physically linking energy vectors, namely electricity, thermal, and fuels; by coordinating these vectors across other infrastructures, namely water, data, and transport; by institutionally coordinating energy markets; and, spatially, by increasing market footprint with granularity all the way down to the customer level (Figure 11).

ESI is a multidisciplinary area ranging from science, engineering, and technology to policy, economics, regulation, and human behaviour. It is this focus simultaneously on breadth and depth that makes ESI such a challenging and exciting area.

ESI is one of several global social and engineering trends that will shape the solutions to the key challenges of the next decades: resource stress, climate change, megacities, urbanisation, cybersecurity, and infrastructure resilience. ESI is an umbrella concept that encompasses activities tackled in the context of smart grids (grid

modernisation) and smart cities. However, these two approaches are more limited, with one focused on a single energy vector (electricity) and the other limited in geographical scale to a city – so they may miss important opportunities that can arise by considering all energy vectors and all scales.

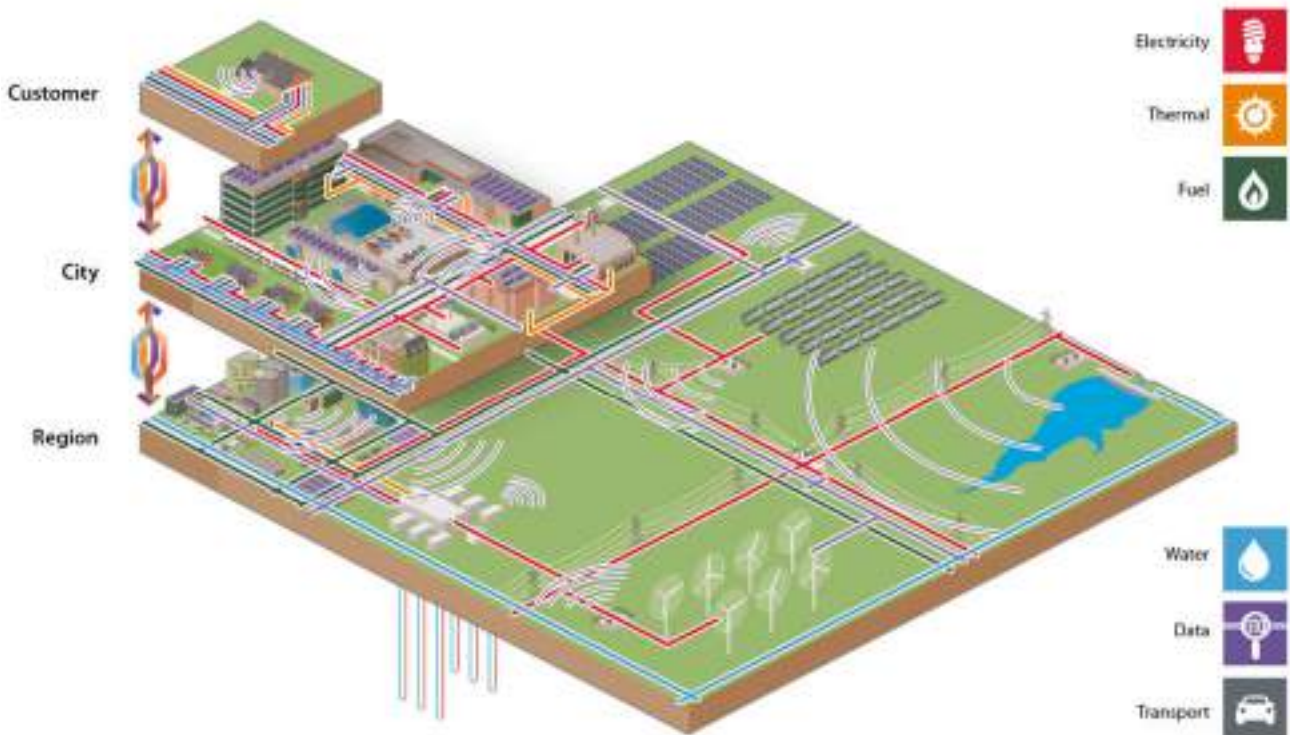
**The value of ESI is in coordinating how energy systems produce and deliver energy in all forms to reach reliable, economic, and or environmental goals at appropriate scales. Analysis and design of integrated energy systems can inform policymakers and industry on the best strategies to accomplish these goals.**

**What are the principal objectives of the European Energy Research Alliance, Joint Programme on Energy Systems Integration and the International Institute for Energy Systems Integration?**

The importance of ESI is being recognised globally. Most significantly, ESI is a central theme running through the European Commission’s Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) Integrated Roadmap. It is also a central theme of the Clean Energy Ministerial and a major research theme with the U.S. Department of Energy national laboratory complex.

In February 2014 the US Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory and Pacific Northwest National Laboratory co-hosted an invitation only workshop on ESI in Washington DC. There were 40 senior level attendees with 29 from the US, 10 from Europe and one from China. The workshop was designed to validate the importance of ESI as an emerging interdisciplinary scientific area and gauge the appetite for the establishment of an institute – the International Institute for Energy Systems Integration (iiESI). It was agreed by all participants that ESI is an important and emerging area and that forming an organisation such as iiESI was very positive and timely. The role and value of iiESI in fostering international collaboration, stimulating the sharing of knowledge and providing independent analysis was recognised by all. The independence of iiESI was seen as a fundamental characteristic, in particular with respect to valuing of particular technologies/solutions deployed in the energy system. iiESI as a formal organisation came into being in July 2016 as a global institute aimed at tackling the challenges of energy systems integration through global collaboration and education. **Formalising iiESI as a global, member-driven organisation of leading ESI scholars and practitioners provides a structure for leveraging each other’s experiences and expertise, coordinating research agendas, and sharing best practices from around the world.** The establishment of a formal institute will allow the group to expand and grow to meet the changing needs of the ESI community.

Figure 11: Energy Systems Integration



Source: iiESI

There is also a new European Energy Research Alliance (EERA) Joint Programme (JP) in ESI. An EERA JP is created by interested organisations that define a joint research agenda for a topic included in the SET-Plan. EERA JPs coordinate research based on the participating institutions own resources. In addition, the JP can obtain supplementary funding from national or EU sources. The aim is to gradually increase the amount of dedicated funding to the JPs. This will allow a JP to widen and deepen coordination. [EERA JP ESI seeks to bring together research strengths across Europe to optimise our energy system, in particular by benefiting from the synergies between heating, cooling, electricity, renewable energy and fuel pathways at all scales.](#) The energy elements of the water and transport system are also included, as is the enabling data and control network that enables the optimisation. The EERA JP ESI is designed to develop the technical and economic framework that government and industries will need to build the future efficient and sustainable European energy system.

### What are the main ESI research challenges and how can they be overcome?

In March 2015, Imperial College London hosted an iESI workshop, on [ESI Research Challenges](#). This was attended by 38 experts from Europe, USA, Africa, Asia, Russia and Australia. The disciplines represented ranged from Engineering, Economics, Social Sciences, Mathematics and Physics, and industry was also represented. Not surprisingly one of the main outcomes of the workshop was the “need to combine economic, social, and political perspectives with engineering knowledge”. The need for education and dissemination featured strongly. In trying to identify research challenges however, the need for clear definitions of ESI and of “optimality” in an integrated energy system was apparent. There was little or no consensus on the optimality issue despite some follow up teleconferences and email exchanges.

Each energy system will approach ESI from a different starting point (e.g., an urban area in the developed world will have a different approach compared to a rural area in the developing world). It is crucial to define the geographical scope as well as the components, the boundaries, and the influence of the surroundings. For example, renewable integration is the driving force of ESI in many regions, but not all. In some regions, the main drivers are increased combined heat and power (CHP), increased efficiency, a shift from coal generation to natural gas, or simply electrification. Different incentives, decision-making processes, and access to capital due to location or scale will result in very different energy systems and approaches to ESI (e.g., a government can invest in high-voltage transmission, while individuals will not). As each energy system develops, it will be necessary to constantly re-evaluate the system in order to assess how it is best coordinated.

Developing coordinated systems through ESI analysis requires a proper understanding of the different actors involved, along with their motivations, their incentives, and the information they have access to. From a whole-system perspective, the actors in each energy domain tend to act on the information they have in ways that maximise benefits for their domain, but not for the entire energy system. For example, each user consumes based on their own requirements, each market values certain financial outcomes, and each government serves its own social or political motivations – but there may be no coordination across these domains to determine the best option for all actors involved. Poor outcomes can potentially arise from this lack of information and/or coordination, and may not be monetary in nature; a poorly executed energy transition could result in energy systems that lack technical integrity, social equity, and/or political acceptability.

The considerations that govern ESI are numerous and complex, and the outcomes and their value can be difficult to define. One of the first steps to determine this value is to define a set of robust metrics spanning the engineering and social sciences (e.g., financial impacts, emissions costs, resiliency, public health considerations, social utility, etc.) to measure and highlight the various benefits. Any set of definitions or metrics will have to be flexible enough to accommodate a wide range of circumstances. Metrics also need to be simple enough to allow for an overall holistic understanding of how the different aspects interact.

**The main outcome of the London Workshop is the need for the global research community to adopt a common and clearly understood common language and consensus on the scope of the ESI. This is needed before a detailed interdisciplinary research roadmap for ESI can be articulated with confidence.**

Because ESI is a broad topic that includes all types of energy sources and end-use applications, it is helpful to categorise examples of ESI into a few areas. Here we provide several examples of ESI that have been organised into three “opportunity areas”: streamline, synergise, and empower.

**Streamline** refers to improvements made within the existing energy system by restructuring, reorganising, and modernising current energy systems through institutional levers (i.e., policies, regulations, and markets) or investment in infrastructure. Increasing the flexibility of energy end use has potential system-wide benefits and could create new markets for products and services. However, capturing these benefits will require proper regulatory and market structures, new operational and planning paradigms, physical energy network characteristics, an integrated communications system, and suitably flexible end-use products. Many of these are currently lacking in the



©iStock/taka4332

existing energy system and require a system-wide understanding to deliver pragmatic and sustainable solutions. Developing more integrated energy system-wide policies will enable better management of uncertainties.

More integrated energy networks and proper functioning real-time locational markets will reward capacity and flexibility. In addition, the removal of institutional barriers between distribution and transmission systems will allow better integration of distributed resources and facilitate regional integration. By providing standardised requirements, updated interconnection and interoperability standards and grid codes will streamline the energy sector.

Investment in the appropriate infrastructure within the integrated energy system will improve flexibility. Expansion of the electrical transmission grid will enable flexibility by aggregation across scales. Pipeline infrastructure is required to increase the penetration of bio and/or synthetic fuels. Investment in data infrastructure will enable consumers to more fully participate in the energy system and will improve energy network operations through forecasting and analytics.

**Synergise** describes ESI solutions that connect energy systems between energy domains and across spatial scales to take advantage of benefits in efficiency and performance. To date, the coupling of heat and electricity sectors has focused on the supply side (e.g., CHP) for fuel-saving purposes. However, at the system level, its inherent inflexibility can lead to sub-optimal overall system performance. A good example of this is wind curtailment in China, which is in part due to the inability of physically inflexible CHP plants to reduce electricity

production while providing heat. ESI solutions that integrate heat storage into the CHP plant are being developed and indicate a shift from the supply side to the demand side (e.g., electrical heating of water, thermal storage in buffers and heat pumps). It is possible to capitalise on “virtual storage” where the flexibility in one part of the system (e.g., heat, transport, water, etc.) can be integrated with, for example, the electricity system, and used in a similar manner to electricity storage. This virtual storage can be significantly cheaper than dedicated storage, as it does not require large capital investment – but it does require a more integrated energy system. Demand management (e.g., controlling heating and cooling loads) technologies currently being deployed and developed are in part leveraging this virtual storage. However, ESI proposes that it is at a grand scale where fuel, thermal, water, and transport systems will be systematically planned, designed, and operated as flexible “virtual storage” resources for the electricity grid (and vice versa). There is also the potential to use the natural gas fuel grid to create energy storage through the “power-to-gas” concept.

**Empower** refers to ESI actions that include the consumer, whether through their investment decisions, their active participation, or their decisions to shift energy modes. Investments in energy efficiency are increasingly recognised as a cost-effective way to reduce energy demand and can lead to system-wide benefits that include upstream capital and operational savings. From an overall energy system point of view, energy efficiency at the level of an individual building may be in conflict with the flexibility that the demand side can provide to the grid. Energy efficiency improvements or targets also contribute to broader social and policy goals, notably macro-economic efficiency,

industrial productivity, public budget balance, security of supply, and health benefits. This building-level investment needs to be made by the consumer. The formerly totally separated sectors of transport and electricity may become more integrated through plug-in electric (hybrid) vehicles and car batteries, but the consumer needs to accept this mode of transport. The potential in some regions for thermal grids has been raised, but questions remain as to how large they should be, how best to integrate them into the electricity grid, and, importantly, how consumer requirements will be ensured and whether consumers will accept them.

### What is the role and main requirements of modelling in ESI?

Modelling plays a critical role in ESI research. Modelling is a means, not a goal in itself.

ESI is most valuable at the physical, institutional, and spatial interfaces, where there are interactions and new challenges and opportunities for research, demonstration, and deployment to reap its commercial and societal benefits. Therefore these interactions must be understood, quantified, analysed and then solutions designed and deployed. As the systems are complex, typically distributed with physical, economic and regulatory aspects, it is only possible to investigate them effectively and at reasonable cost by using good models. These models need to focus on the interfaces and will need to represent all major energy producing and consuming sectors with sufficient temporal and geographical granularity to be able to truly represent the ESI challenges and opportunities. Of particular importance is uncertainty in operations and in investment time scale, which needs to be captured. The need for high quality data cannot be over emphasised. Models are only as good as the data that is used to tune model parameters, validate models, develop scenarios and input data sets etc.

These models allow us to address unanticipated feedbacks in the system, identify efficient strategies, evaluate possible market design and policies, etc. Modelling is needed to understand how to achieve cost effective integration of energy sectors, what are the most promising new pathways and technologies and how the system performance may change under different scenarios and policies. Modelling therefore needs to simulate the physical system as well as the energy market, regulatory framework, underlying uncertainty in weather and longer-term resources and all the way to consumer behaviour, and how the actors' decisions (operational and investment decisions) affect the performance of the physical system, and how regulation affects the actors' decisions.

An extremely wide set of diverse models do exist. However, focus typically is on sectors and energy carriers, individually. Overall energy sector (or economy wide) models exist, but often lack technical detail, crucial to account for the variability of renewable energy sources such as wind and solar photovoltaic. The scope of ESI models needs to be larger than that of traditional models. The ideal model would include all the above-mentioned dimensions, the physics as well as the market, but this is neither feasible nor practical. **As a result, the challenge is to develop a suite of models that can be used together. Preferably this should be made in a way that enables much better co-operation between model developers and users across the globe. Well-defined interfaces between models, open source code and high quality open source data would help to avoid duplicate effort.** Different types of models are needed for different questions: simulation and optimisation, short term and long term, physical and market models.



## Mark O'Malley

Mark J. O'Malley received B.E. and Ph.D. degrees from University College Dublin, Ireland, in 1983 and 1987, respectively. He is the Full Professor of Electrical Engineering at University College Dublin, is the Director of the University College Dublin Energy Institute and Electricity Research Centre and is a member of the Royal Irish Academy. He is also the Director of the International Institute of Energy Systems Integration and the coordinator of the European Energy Research Alliance Joint Programme in Energy System Integration. His research area is energy systems integration in particular grid integration of renewables.







**SETIS**  
Information For Decision-making

<http://setis.ec.europa.eu>



Publications Office

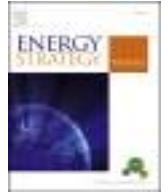
SETIS

**3.10. ENERGY SECURITY ASSESSMENT METHODS –  
QUANTIFYING THE SECURITY CO-BENEFITS  
OF DECARBONISING THE IRISH ENERGY SYSTEM**



Contents lists available at ScienceDirect

## Energy Strategy Reviews

journal homepage: [www.ees.elsevier.com/esr](http://www.ees.elsevier.com/esr)

# Energy security assessment methods: Quantifying the security co-benefits of decarbonising the Irish Energy System

James Glynn <sup>a, b, \*</sup>, Alessandro Chiodi <sup>a, b, c</sup>, Brian Ó Gallachóir <sup>a, b</sup>

<sup>a</sup> MaREI, Environmental Research Institute, University College Cork, Ireland

<sup>b</sup> Energy Engineering, University College Cork, Ireland

<sup>c</sup> E4SMA S.r.l., Via Livorno, 60, 10144 Turin, Italy

## ARTICLE INFO

## Article history:

Received 18 January 2016

Received in revised form

22 November 2016

Accepted 30 November 2016

Available online xxx

## Keywords:

Energy security index

Supply/demand index

Hybrid energy systems

Techno-economic models

TIMES

## ABSTRACT

Energy security is an interdisciplinary concept. Its definitions leaves it vulnerable to exploitation as a justification for energy policy instruments. The extensive literature has yet to converge to formulate a unified definition of energy security and many outline a multitude of methods of measurement, such as the Supply/Demand index applied here in modified form, but also the Hirshman–Herfindahl Index, the Shannon Index for fuel diversity, and others. However, many of these index methods do not explicitly take into account the techno-economic interdependencies which influence energy security within the energy system.

This paper reviews the literature to establish an energy security assessment method considering perspectives from sovereignty, infrastructural robustness, and market resilience. The aim of the paper is to provide a transparent data rich method and assessment of energy security by means of an application of a systemic energy security index to historical data and potential projected techno-economic energy system scenario analysis for a decarbonising Irish Energy System.

© 2016 Published by Elsevier Ltd.

## 1. Introduction

Energy security is an interdisciplinary concept [6]. Its definitions leaves it vulnerable to exploitation as a justification for energy policy instruments [35,39]. Energy security is growing in prominence in government policy lexicon [8,40], however, it remains poorly defined [35,56]. The concepts of security of supply (SOS), continuity of supply, diversity of supply, supply/demand balances, reserve/production ratios, and fuel diversity, all focus on physical availability of energy resource supply under the understanding that an uninterrupted energy supply is critical for a functioning modern economy. Frameworks conceptualising energy security in terms of *availability, accessibility, affordability, and acceptability* remain general in nature, without quantifiable objective energy policy goals for each concept, each receiving differing degrees of attention ([5]; p. 4).

The literature on energy security quantitative metrics have put forward multiple definitions with differing conceptual frameworks

[5,8,52–54,56]. The extensive literature has yet to converge to formulate a unified definition of energy security. At the institutional level, the International Energy Agency (IEA) define energy security as the availability of a regular supply of energy at an affordable price [32]. Bohi and Toman [2] focusing on market failure and externalities, define energy insecurity as the loss of welfare that may occur as a result of a change in the price or availability of energy [2]. While more recently from a perspective of quantitative assessment of sovereignty, resilience and robustness, energy security is defined as low vulnerability and resilience of vital energy systems [6]. It may be the case that energy security is too broad and complex a term to expect an agreed definition [22]. Typically an energy security framework produces a singular metric devised to indicate a trend of positive or negative energy security within a given specific economy's energy system, a subsector of the energy system, or for a specific fuel or energy carrier of the energy system [29,36,38,48,49]. Other frameworks such as the IEA model of short term energy security (MOSES) aim to provide key insight into energy security risk by providing a suite of metrics which are combined into groups of 3–5 risk country categories from low to high risk profiles [32]. In this paper we aim to provide insight into energy security risks in Ireland by providing the quantitative and

\* Corresponding author. Environmental Research Institute, University College Cork, Ireland.

E-mail address: [james.glynn@ucc.ie](mailto:james.glynn@ucc.ie) (J. Glynn).

qualitative metrics which combined make the Supply/Demand Index. The Supply/Demand index method is chosen as it a broad systematic approach, covering detailed perspectives from sovereignty, robustness and resilience, while also being transparent being based on data that is historically available and projected by bottom-up techno-economic energy systems models.

Energy security varies over time scales from milliseconds, seconds, hours, days, years, election cycles, decades, and geological timescales given a specific area of interest [33,47,50]; from electricity grid stability and inertia constraints, to primary energy supply and storage, to geopolitics and resource depletion [13]. The chosen temporal, technical, political and economic boundaries of the conceptualisation of an energy security measurement, often represented as an index [3], and its weighting method inherently bias its assessment of energy security [4,14,55].

It may be politically desirable to have a single metric derived from a transparent method to represent a nation's Energy security. However, in aggregating energy security indicators into an index the risks in complex interdependency in the energy system supply chain can be overly simplified [6,27,46]. The indicator components of such indices provide critical insight to where energy security vulnerabilities lie, an understanding of the subcomponent elements of the index is as important as understanding the overall trends of energy security to identify critical vulnerabilities in the energy system.

Areas of vulnerability are sometimes clouded as a result of apparent risk mitigation across dimensions of security, that in reality do not supply substitutable energy services [40]. Previous studies have used expert surveys to minimise this bias and appropriately weight the relative importance of each variable for an energy security index [4,15,49]. It still remains that this approach lacks a fundamental underpinning to bridge the interdisciplinary nature of the problem.

To date, a multitude of energy security indices have provided concept specific metrics, to start to narrow the definition of energy security and begin to enable policy makers with a quantitative picture of energy security [1,13,29,33,38,39,45,49].

The most recent insights from the energy security literature, and which move beyond much of the criticism of single metric assessment to applications of energy security assessment in integrated energy systems models, are found the work of Cherp, Jewell, and Guivarch where they assess suites of energy security indicators in integrated energy systems models under uncertain future scenarios from an integrated transdisciplinary perspective [7,28,34].

### 1.1. Paper outline

The aim of the paper is to provide a transparent data rich method and assessment of energy security by means of an application of a systemic energy security index to historical data and potential projected techno-economic energy system scenario analysis for a decarbonising Irish Energy System.

This paper focuses on applications of an energy security index method, updating the energy security assessment for Ireland using the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) supply/demand index for consistent comparison to previous international studies [49]. The results look both into the past, and forward, using historical data and future scenario techno-economic least cost optimised energy systems for differing decarbonisation and carbon tax scenarios from the Irish-TIMES energy system model [44]. Previous energy security analysis in Ireland has applied energy security criteria to the same national integrated energy system model to explore differing systemic interdependences of resource constraints also upon the Irish energy system security [26]. The ECN Supply/Demand index maintains a balance between supply and

demand side risk as well as balance between comprehensiveness and transparency. As indicated from the above review; there is no perfect measure of energy security, and this is one of the more comprehensive approaches for the medium term time frame. The change in perceived security is assessed here with methodological updates by editing the Supply/Demand index to account for origins of primary energy supplies rather than the current risk associated with the import partners. The positive weighting of EU re-sellers as opposed to non-EU producers of primary energy commodities and resultant bias is outlined in the discussion.

The rationale being that primary energy suppliers to Ireland, both directly and indirectly via the UK, are changing from historical market trends. The shift in energy supply origins is driven primarily by the decline of oil and gas production in the North Sea, and the surge in unconventional oil and gas production in North America [42,51]. The new balance of trading partners can create new perceptions of risk to security of supply.

## 2. Methods applied

The Supply/Demand index (S/D) is a measurement of medium to long term energy security of the whole energy system. The Supply/Demand index was developed as an energy security indicator by the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) and Clingendael International Energy Programme (CIEP) and proposed as a European standard for energy security assessment [15,49]. Multiple other energy security metrics are suitable for sector specific analysis at higher temporal resolution assessing sectoral vulnerability to specific risk factors [1,37]. For example, the power transmission system operator publishes an annual generation adequacy report where they compute the hours of loss of load expectation of the power system. The gas system operator similarly computes the gas capacity adequacy statement planning for a 1:50 peak demand event, akin to the winter of 2010. Adequacy is generally defined when there is sufficient capacity to meet projected demand. The S/D Index on the other hand takes a systematic view, including both supply and demand side elements, covering final energy demand, energy conversion and transmission (C&T), and primary energy supply (PES). The energy system is represented below for 2014 in the sankey diagram Fig. 1. Energy flows from the country of origin of primary energy supply on the left, through conversion and transmission stages, to sectoral demand for final energy consumption on the right. The magnitude of those energy flows are represented by the thickness of the connecting paths coloured by energy type, visualising import dependency, primary energy shares, supplier diversity, fuel diversity, electricity fuel mix, efficiency, and total final consumption shares per sector.

Ireland has an 86% import dependence in 2014, with a 90.4% fossil fuel dependency where oil accounts for 47.1% total primary energy requirement (TPER), Natural gas accounts for 28% TPER, Coal and Peat for 15.3% and renewables accounts for 7.7% of total primary energy requirement. Transport accounts for 34.5% of TPER which is 97% oil based, the residential sector accounts for 24.9% of TPER, Industry 24.2%, services 14.2%, and Agri-Fisheries 2.1% of TPER. There has been recent growth in renewable energy for the electricity sector amounting to 4.9% of final energy consumption largely coming from growth in onshore wind energy, with the remainder of renewable electricity from legacy hydro power and biomass. The carbon intensity of electricity is declining and was 456.6gCO<sub>2</sub>/kWh. Natural gas remains the dominant input into electricity generation at 45% TPER.

The approach in this paper expands the index into a time series within the constraints of historical data availability, updating the index to 2014, and further aims to account for the changing nature of the UK primary energy supply as indicated as important in

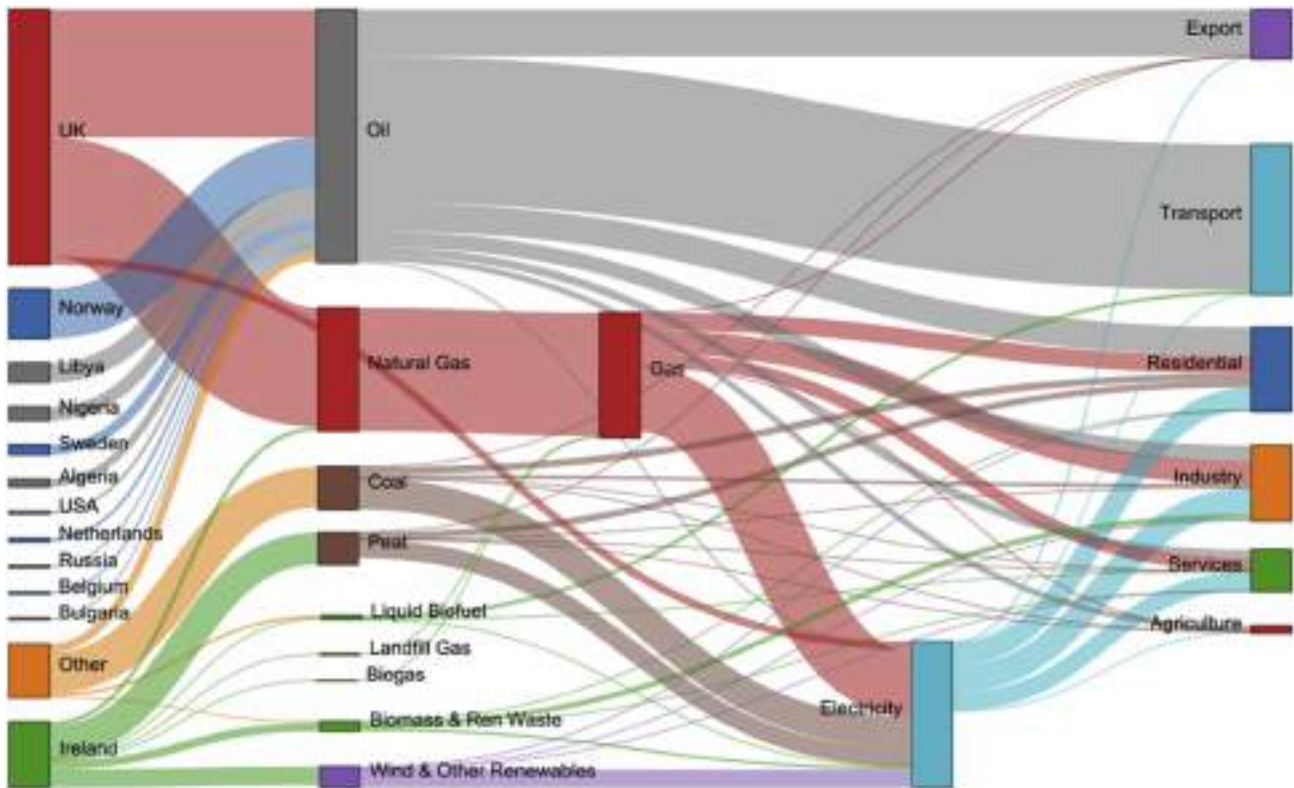


Fig. 1. Ireland energy system sankey diagram – 2014 (data: IEA/SEAI).

previous energy security in Ireland assessments [18,45]. The EU-27 S/D score in 2005 was 65%, and projected to be 62% in 2020 [49]. The summary scores are outlined in Table 1. The first row outlines the S/D index score for the case where Irish imports of refined petroleum products and natural gas imports via the UK are weighted to take account the percentage of UK Oil and Gas imports that originate outside the EU or Norway. The second row, shows the S/D score without this adjustment for UK primary energy supply.

### 2.1. Description of the supply/demand index method

The S/D index compiles quantitative and qualitative data in assessing the energy system security. Quantitative data is used in weighting the sectoral demands proportionately to sectoral final energy consumption, as is primary energy supply weighted by the commodity shares of total primary energy requirement. Each element in the structure of the index shown below in Fig. 2 is comprised of a weight and a score. Scores are calculated by quantitative data measuring relevant technical characteristics of the energy system, scored within a normalised range of 0–100 and weighted according to the relative importance to overall energy security of the system. The qualitative weights of each element, which reflect the perceived vulnerabilities of each element of the index, were decided upon by expert survey and review in the

Table 1

Energy security supply/demand index scores. Scores with and without accounting for the increasing import of Non-EU Oil and Gas into the UK Primary Energy Supply (Score from a total of 100).

S/D Index Score	2000	'05	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14
UK Adjusted	68	66	62	59	57	57	53	59	57
UK Not Adjusted	77	77	75	78	77	78	68	75	72

original construction of the index, and as such are somewhat subjective and open to scrutiny [49]. The sum of the product of the weight and score of each element of the index structure gives an overall energy security score out of 100. The scoring rules, qualitative weights, and demand benchmarks largely remain the same as in previous versions to allow international comparison [18,45,49]. However, updated datasets are used and give rise to some changes in the S/D score for previous assessments. As already mentioned there is one significant change to the quantification and scoring of imported Oil and Gas via the UK. Irish imports of Oil and Gas from the UK are weighted as from EU + Norway (NO) or Non-EU in proportion to the percentage of UK imports originating from outside the EU. This is implemented in an effort to account for the chain of supply of UK primary energy imports, given the heavy dependence Ireland has on the UK for primary energy supply of both refined petroleum products and natural gas. This has a strong influence on the overall index score given the dominant weighting primary energy supply receives, and the dominant scores oil and gas receive as a result of their proportions of primary energy requirement. The data input, structure, and results of the S/D index are detailed in the following sections.

The metrics used in the supply/demand index are mapped to Cherp's three perspectives on energy security below in Table 2 [6]. The assessment of primary energy supply, measured by import dependency by fuel type, the origin of imports, the level of imports covered by long term contracts, and the share of total primary energy requirement by fuel maps to the sovereignty perspective. The engineering assessment of the conversion and transport/transmission system, measured by conversion efficiency, capacity adequacy, system reliability, transport/transmission reliability, transport/transmission congestion, capacity, and oil refining efficiency, capacity and reliability map the robustness perspective. Lastly the demand element of the supply demand index maps to

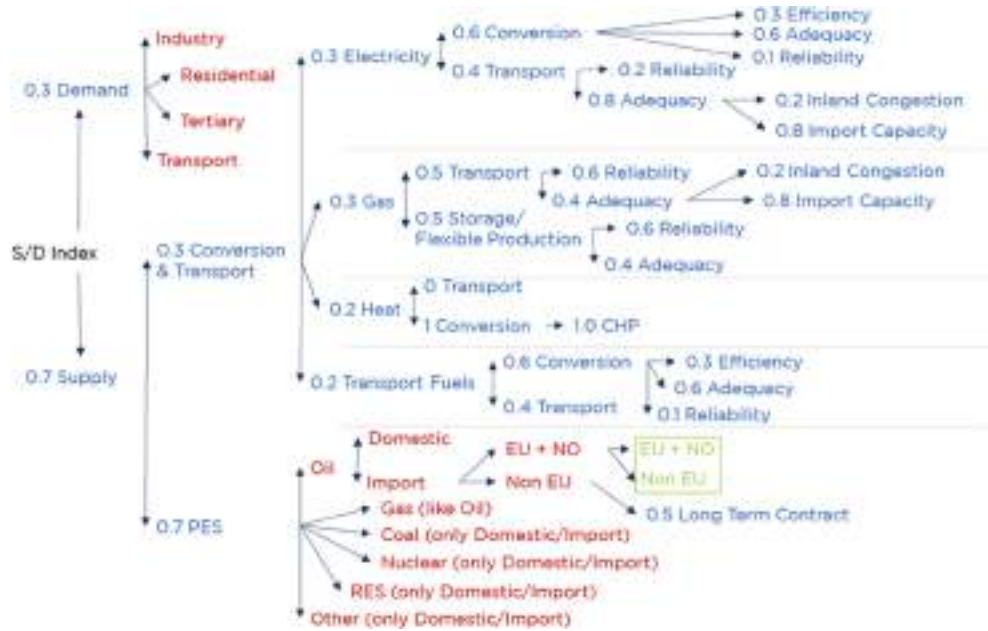


Fig. 2. Supply/Demand index weighting and scoring structure (Adapted from Ref. [49]).

**Table 2**  
Mapping the Supply Demand Index elements to the Three Perspectives on energy security.

Sovereignty	Robustness	Resilience
<b>Primary Energy Supply (PES)</b>	<b>Conversion &amp; Transport</b>	<b>Demand Intensity</b>
<b>PES-Oil</b>	<b>Electricity</b>	<b>Industry</b>
Import Share	Conversion	Energy Intensity Per Value Added
EU Share	Efficiency	Industry Share of Total Final Energy Consumption (TFC)
Non EU Long Term Contracts	Capacity Adequacy	<b>Residential</b>
<b>PES-Gas</b>	Reliability	Energy Intensity per capita
Import Share	Transport	Residential Share of TFC
EU Share	Reliability	<b>Transport</b>
Non EU Long Term Contracts	Adequacy	Passenger Energy Intensity Per Million Passenger Kilometres
<b>PES-Coal</b>	Congestion	Freight Energy Intensity per Million Tonne Kilometres
Import Share	Import Capacity	Transport Share of TFC
<b>PES-Nuclear</b>	<b>Gas</b>	<b>Tertiary Sector</b>
Import Share	Transport	Services and Tertiary Sectors Energy Intensity Per Value Added
<b>PES-RES</b>	Reliability	Tertiary Share of TFC
Import Share	Adequacy	
<b>Share of TPER</b>	Congestion	
Oil	Import Capacity	
Gas	Storage/Flexible Production	
Coal	Reliability	
Nuclear	Adequacy	
RES	<b>Heat</b>	
	Transport	
	Conversion	
	CHP	
	<b>Transport Fuels</b>	
	Conversion	
	Efficiency	
	Adequacy	
	Reliability	
	Transport	

the resilience perspective, measuring elements such as Industry demand intensity in energy per value added, residential demand intensity in energy per capita, passenger transport demand intensity in energy per passenger-kilometre, freight transport demand intensity in energy per tonne-kilometre and tertiary demand intensity in energy per value added, and the share of total final energy consumption per sector (see Table 3).

2.2. Data sources

This section outlines the primary data inputs, trends and the data sources.

2.2.1. Demand

Energy demand intensity is benchmarked against the average of

**Table 3**  
S/D index summary results.

	2008			2010			2012			2014		
	Weight	Score	Result	Weight	Score	Result	Weight	Score	Result	Weight	Score	Result
<b>S/D Index</b>			<b>62</b>			<b>57</b>			<b>53</b>			<b>57</b>
<b>S/D Index - No UK Adjustment</b>			<b>75</b>			<b>77</b>			<b>68</b>			<b>72</b>
Demand Intensity	<b>0.3</b>	<b>67.2</b>	<b>20</b>	<b>0.3</b>	<b>67.3</b>	<b>20</b>	<b>0.3</b>	<b>70.0</b>	<b>21</b>	<b>0.3</b>	<b>70.8</b>	<b>21</b>
Industry	0.19	100	5.7	0.19	100	5.7	0.21	100	6.2	0.21	100	6.3
Residential	0.24	50	3.6	0.27	49	4.0	0.25	59	4.4	0.23	63	4.5
Tertiary	0.16	95	4.5	0.15	100	4.5	0.15	100	4.4	0.14	100	4.1
Transport	0.41	51	6.4	0.39	52	6.0	0.40	50	5.9	0.42	50	6.3
Supply	<b>0.7</b>	<b>60</b>	<b>41.8</b>	<b>0.7</b>	<b>53</b>	<b>36.9</b>	<b>0.7</b>	<b>46</b>	<b>32.3</b>	<b>0.7</b>	<b>52</b>	<b>36.1</b>
Conversion & Transmission	<b>0.3</b>	<b>59.7</b>	<b>12.5</b>	<b>0.3</b>	<b>66.9</b>	<b>14.0</b>	<b>0.3</b>	<b>67.1</b>	<b>14.1</b>	<b>0.3</b>	<b>73.4</b>	<b>15.4</b>
Electricity	0.30	94	5.9	0.30	92	5.8	0.30	96	6.0	0.30	97	6.1
Gas	0.30	67	4.2	0.30	64	4.0	0.30	66	4.1	0.30	65	4.1
Heat	0.20	28	1.2	0.20	31	1.3	0.20	35	1.5	0.20	34	1.4
Oil	0.20	30	1.3	0.20	69	2.9	0.20	58	2.5	0.20	90	3.8
Primary Energy Supply	<b>0.7</b>	<b>60</b>	<b>29.3</b>	<b>0.7</b>	<b>47</b>	<b>22.8</b>	<b>0.7</b>	<b>37</b>	<b>18.2</b>	<b>0.7</b>	<b>42</b>	<b>20.6</b>
Oil	0.55	35	9.3	0.50	37	8.9	0.45	6	1.4	0.47	16	3.6
Gas	0.27	95	12.8	0.32	38	5.9	0.30	47	7.1	0.28	47	6.4
Coal	0.14	79	5.4	0.14	85	5.7	0.17	76	6.4	0.15	84	6.3
Nuclear	0.00	100	0.0	0.00	100	0.0	0.00	100	0.0	0.00	100	0.0
Renewables	0.04	98	1.7	0.05	96	2.2	0.06	97	3.0	0.08	96	3.6
Other	0.00	70	0.1	0.00	75	0.1	0.01	87	0.3	0.02	78	0.7

Bold Italics are the Subtotals of different elements of the Supply Demand Index.

top 5 EU member country scores to give a relative score for demand security for each sector. The average of the best demand intensities of the top 5 EU-15 countries is used to create the benchmark for all sectors other than the residential sector, where the average of the top 5 EU-25 member states creates the benchmark score for residential energy demand intensity. The same EU benchmarks which are based on 2003 data are used for consistency. The sectoral charts in Fig. 3 show Irish energy demand intensities relative to a time series of EU benchmarks for each year. The use of the best 5 scores from EU countries, which vary between each benchmark assessment, is justified as an achievable target of best practice for the countries assessed to be below this benchmark (see Figs. 4 and 5).

Irish Industry in 2014 has a low energy intensity per value added of 72.3 toe/M€<sub>2005</sub>GVA, and is lower than the EU benchmark therefore receiving a high score of 100%, highlighting energy efficiency and the high value added nature of Irish Industry. The tertiary sector is in transition from higher energy intensity before the great recession, to below the EU benchmark more recently. The tertiary sector energy intensity in 2014 is 14.4 toe/M€<sub>2005</sub>GVA and is now below the benchmark, and so it receives a 100% score in 2014. All other sectors exhibit higher energy demand intensities relative to the EU benchmarks and are scored accordingly. The residential sector is reducing its energy intensity on a per capita basis, most notably post 2008. A decomposition analysis is required to parse out what is the effects of economic recession, energy poverty and housing energy efficiency. In 2014 the residential energy demand intensity had dropped to 0.55 toe/capita, still above the EU benchmark of 0.29 toe/capita. Passenger transport has approximately double the demand intensity of the EU benchmark on energy per passenger kilometre basis, at 65 toe/Mpkm and 31.6 toe/Mpkm respectively. Post 2008, freight transport demand intensity rose slightly to 63.5 toe/Mtkm compared to the EU benchmark of 35.7 toe/Mtkm in 2014.

Each of the sectoral demand intensities are weighted by their proportion of total final energy consumption (TFC) in any given year. Transport dominates the assessment to demand security given is growth from 38% TFC in 2000, to 43% TFC in 2007, to 42% in 2014.

### 2.2.2. Supply - conversion and transmission

The conversion and transmission (C&T) element of supply gives dominant weighting to electricity and gas. These sectors and their input data is outlined below. The remaining sections of the conversion and transmission branch of the S/D index is made up of Heat and Transport fuels.

Given the lack of heat conversion and transmission in Ireland, heat security is simply scored as the level of electricity generated from combined heat and power (CHP) plants as a percentage of all electricity generation available for final consumption. In 2014 CHP generated electricity made up 8.3% of electricity available for final consumption. This metric is implemented in the S/D index where there is no domestic heat market. In countries where there is significant domestic heat market, conversion and transmission of heat is assessed similarly to the conversion and transmission of electricity.

Transport fuel security is based on the efficiency and reserve of refining capacity in any given year. Whitegate refinery is the only oil refinery in Ireland, and their production slate is dependent on many variables but largely profitability is dictated by the volatility at the margin of crude oil prices. Strategically Whitegate refinery provides security in maintaining up to a 20% reserve capacity for domestic production of transport fuels. Transport fuel security is scored accordingly as a function of the ratio of the refinery annual output and maximum capacity in the range of 80%–95% maintaining a reserve margin for strategic security.

**2.2.2.1. Electricity.** The security of the electricity branch of conversion and transmission is scored with multiple data inputs quantifying efficiency, adequacy and reliability. The generation efficiency of thermal plant excluding non-dispatchable renewables is has stabilised at 47.2% in 2014. This excludes the effects of supply efficiency from own uses, transmissions losses, imports, exports or the input from wind energy. Import capacity factor is calculated as the ratio of import capacity to installed dispatchable capacity. Given the outages in the Moyle interconnector to Scotland and the newly commissioned east west interconnector (EWIC) to the UK, the import capacity factor has risen accordingly to over 10%



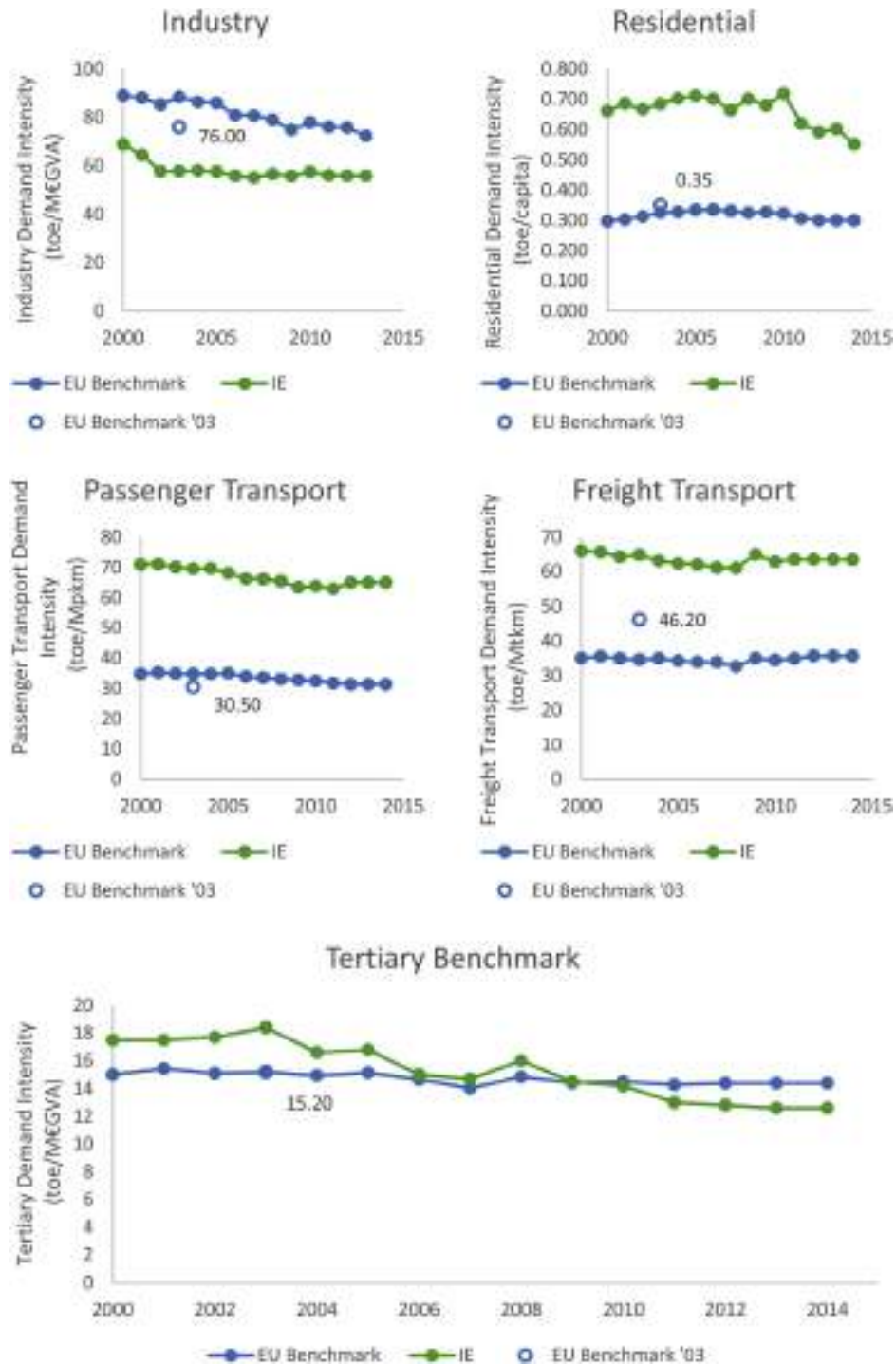


Fig. 3. Energy demand intensity and European benchmark for each sector of the Index (a) Industry, (b) Residential (c) Passenger transport, (d) Freight transport, (e) Tertiary (Data: ODYSEE/SEAI – preliminary 2014 data).

recently, but has dropped below 10% in 2014 due to new installed capacity, and reduced interconnection capacity due to interconnector line faults. Generation adequacy is scored relative to the generation reserve factor, which is the ratio of installed dispatchable capacity and peak demand in any given year. A score of 1.2 or above is assessed as sufficiently secure.

2.2.2.2. Gas. The gas conversion and transmission security score is dependent upon the network adequacy and reliability of

transmission, storage, and flexible production. The input data is presented in Fig. 6. These measures characterise annual and peak demand trends. The import reserve factor is the ratio of the import capacity of the Moffat interconnector less the reserved capacity for Northern Ireland to the annual gas imports of the Republic of Ireland. In 2014 there is over 50% reserve capacity on the gas import infrastructure on average over the year. The demand swing factor is the ratio of monthly peak demand versus the average monthly gas demand in any given year, to measure the volatility between

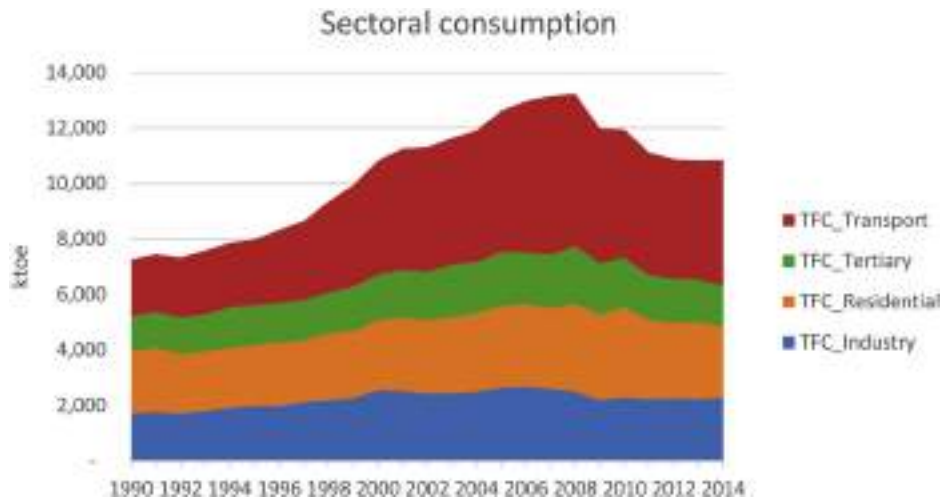


Fig. 4. Sectoral final energy consumption (Data: SEAI).

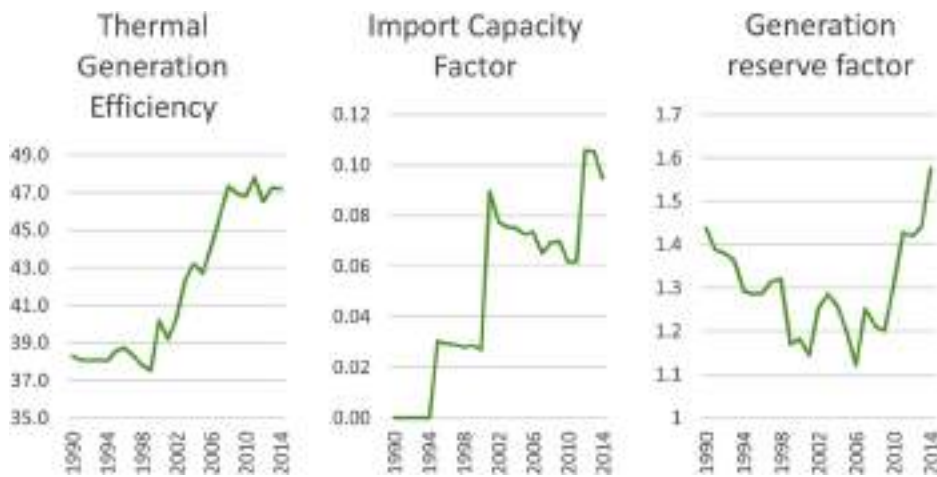


Fig. 5. Electricity conversion and transmission system security characteristics (Data: SEAI/EIRGRID/EUROSTAT).



Fig. 6. Gas conversion and transmission system security characteristics (Data: GNI/CER/EUROSTAT).

<sup>1</sup> MET Eireann Monthly Reports Archive - <http://www.met.ie/climate/monthly-weather-reports.asp>.

summer trough and winter peak demand. The unusually cold weather events that occurred in the winters of 2009/10 and 2010/11<sup>1</sup> both caused large demand swing in range of 30% between the

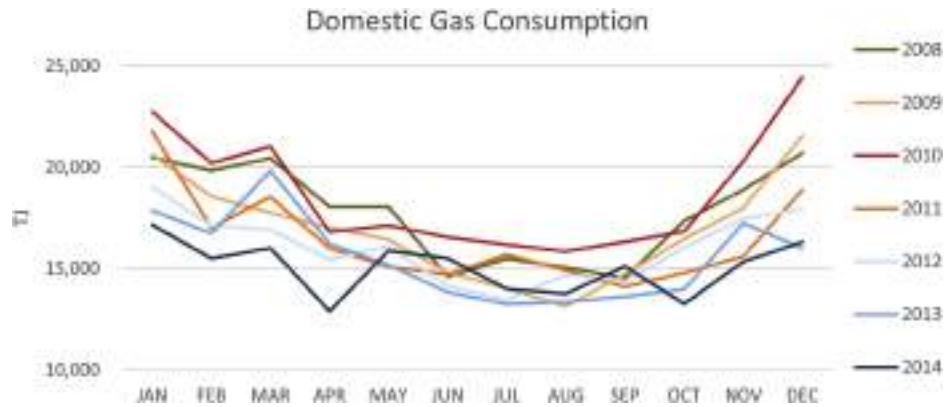


Fig. 7. Monthly domestic gas consumption (Data: EUROSTAT).

average and peak gas demands. This is shown more clearly in Fig. 7 showing monthly domestic gas demand for the years 2008–2014. Shorter term gas storage and flexible production is measured as the ratio of monthly peak gas production and peak (underground) gas storage output per month to peak monthly gas consumption in any given year. Domestic gas production from the Kinsale gas field is plotted in Fig. 8, and as is currently in decline, providing reduced seasonal storage services. Flexible production and or storage in the form of Corrib gas and or Shannon LNG will improve this metric.

### 2.2.3. Primary energy supply

Primary energy supply underpins the transmission, conversion and provision of energy service demand, and as such is heavily weighted in the S/D index. The weight of each fuel type in primary energy supply is calculated as the ratio of the fuel primary energy requirement to total primary energy requirement. In 2014 oil was 47% of primary energy requirement, gas was 28%, solid fuels in the form of coal and peat were 18%, renewable energy sources provided 8%, while other non-renewable wastes and electricity imports provided 2%. The dominance of imported oil and the long term trends in increased gas supply are seen in Fig. 9. 2014 saw the first appreciable rise in primary energy supply of oil up to 6249 ktoe, from the declining trend since the 2008 level of 8961 ktoe. Primary requirement for gas continues to decline in 2014 to 3721 ktoe from 4692 ktoe in 2008. Gas input into electricity generation continues to decline to 1973 ktoe in 2014 from 3025 ktoe in 2008, with reduced electricity demand and the continued rise of wind generation contribution to the electricity mix up to 422 ktoe in 2014 (see Figs. 10–12).

The ratio of imported primary energy requirement to total primary energy requirement gives the measure of import dependency. Irish import dependency declined marginally in 2014 to 86.3% from 89% the previous year. The EU has had a slowly upward long term trend in import dependency with a recent stabilisation. EU import dependency in 2013 was 53.2%. As illustrated in Fig. 1, Ireland imported 7688 ktoe of oil, gas and electricity from the UK in 2014. Ireland also exported 1406 ktoe of crude oil and refined products in 2014. The UK rate of increase of import dependency, coincident with the decline rates of production of North Sea oil and gas, is a considerable indication of Irish energy security. The UK became net energy importers in 2004, at an import dependency that year of 4.5% rapidly rising in 2014 to 46.2%. It is for this more recent energy importer status of the UK, that this update to the S/D index reweights Irish imports of oil and gas from the UK, by the proportion of imports into the UK from the EU and Norway, and Non-EU countries.

Total supply of oil to Ireland follows the decline from the peak of consumption of oil products in 2007, as well as more recent reductions in output from the Whitegate refinery to 2871 ktoe in 2014. As mentioned previously, 2014 has seen an uptick in primary energy requirement for oil, which is net of oil exports. From 2008 onwards, there has been a considerable increase in the supply of crude oil from non EU countries, and by proxy non-EU supply as a proportion of the import mix from the UK's own imports. 49% of UK oil imports originated outside the EU in 2014, while 51.4% of crude oil imports to Ireland originated outside the EU. Reweighting UK oil product imports to Ireland by their EU vs Non EU distribution of suppliers, as well as direct product imports from non-EU countries

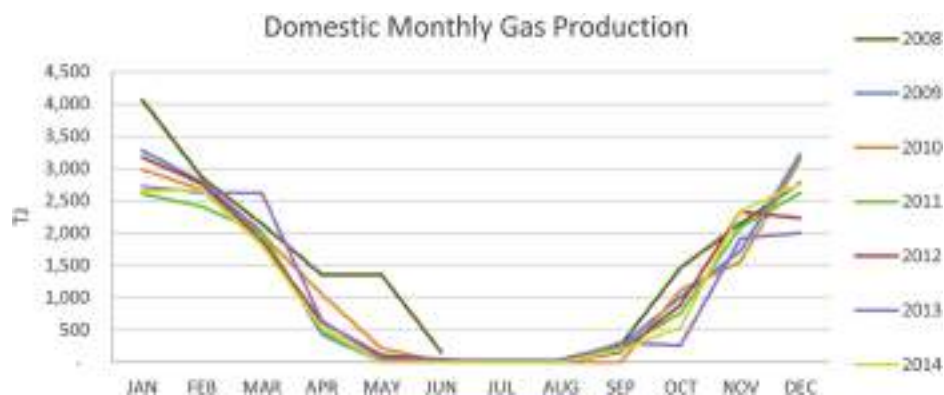


Fig. 8. Monthly domestic gas production. (Data: EUROSTAT).

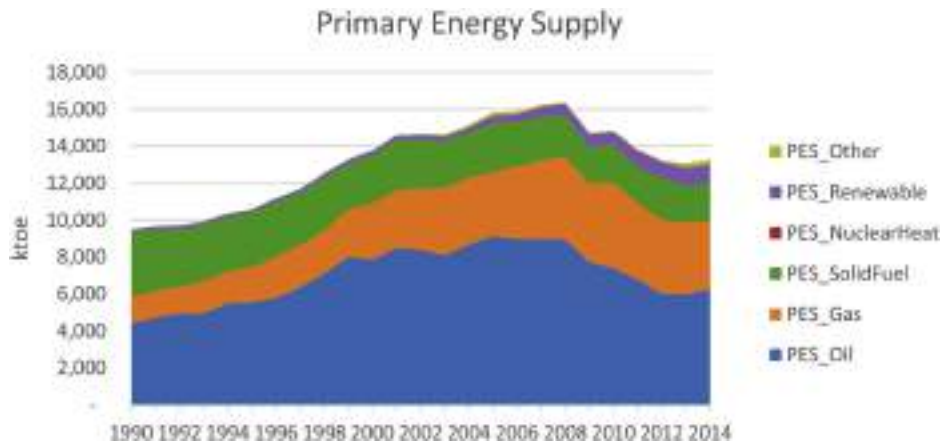


Fig. 9. Primary energy supply by fuel type (Data: SEAI).

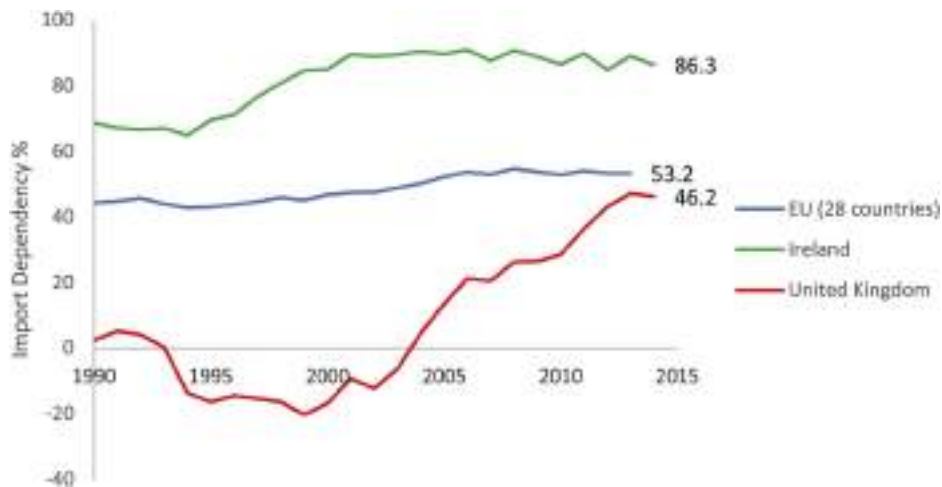


Fig. 10. Irish, EU-28 and UK import dependency (data: Eurostat).

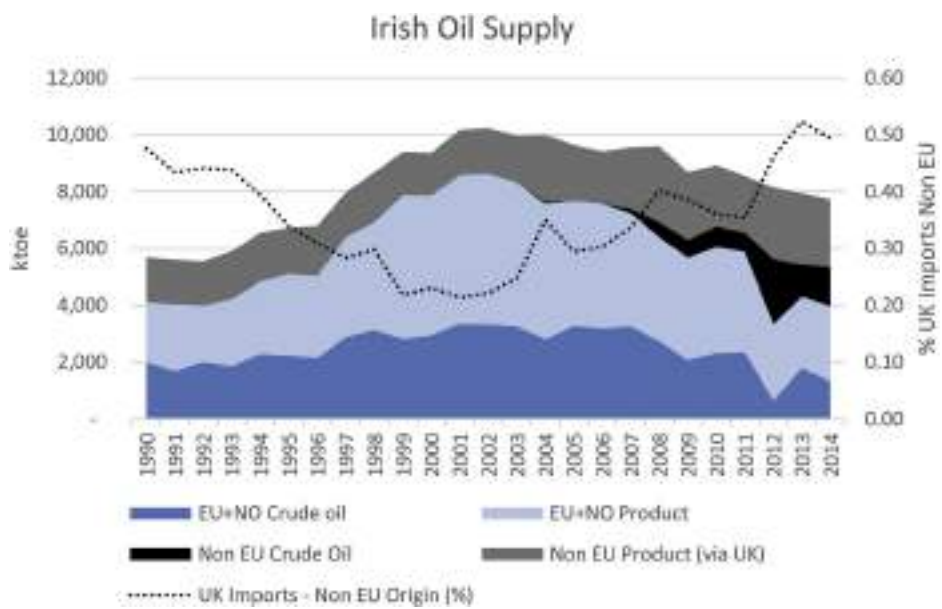


Fig. 11. Irish oil supply history by EU and Non-EU supply origin (Data: EUROSTAT).

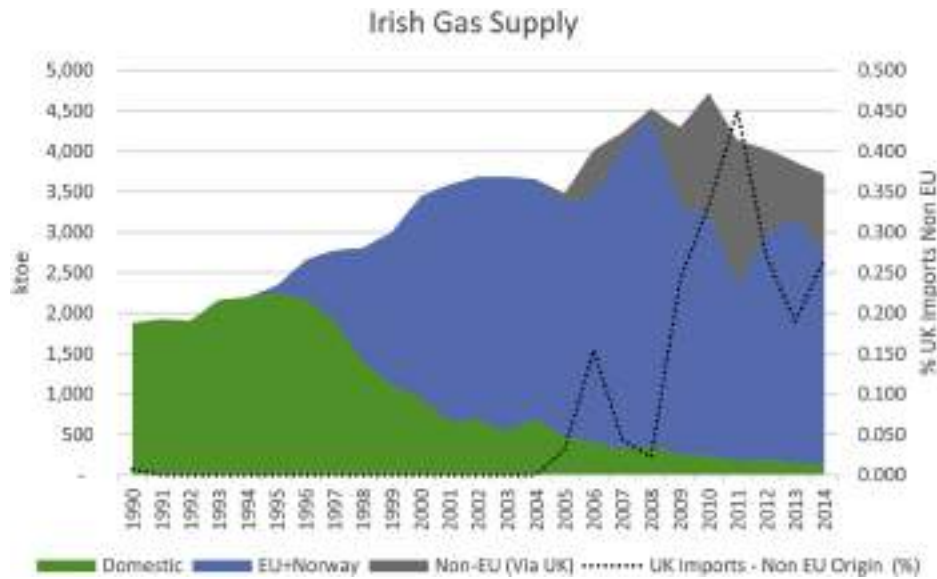


Fig. 12. Irish gas supply by EU and Non-EU supply origin (Data: EUROSTAT).

shows non-EU oil product imported to Ireland at 47.3%. Accounting for UK oil supplier diversity, overall Irish oil imports from the EU and Norway account for 51.3% of supply in 2014.

Indigenous gas production of 123 ktoe accounted for 3.3% of gas primary energy supply in 2014. The remainder is imported via interconnectors from Scotland and the UK gas transmission system. Gas imports from the UK are also reweighted to account for the proportion of UK supply to Ireland that originated outside the EU.

**2.2.3.1. UK primary energy supply balance.** The UK department of energy and climate change (DECC) digest of UK energy statistics (DUKES) chapter 3<sup>2</sup> points to declining UK crude oil production, declining UK refining capacity, declining UK petroleum product output, and a mismatch between the slate of products produced in the UK, and UK product demand. All these factors contribute to the increasing level of non-EU imports of both crude oil and petroleum products to balance UK oil demand. The UK has a legacy overcapacity of refineries, whose demand is not met by domestic oil production. While the UK continues to export large levels of refined oil products, the UK has been a net oil importer since 2004, requiring increased imports from the EU, and increasingly from further afield (See Fig. 13). In 2014 UK oil production was 39,698 ktoe, down from the 1999 peak of 137,421 ktoe, with consumption at 69,341 ktoe (see Fig. 14).

UK gas production peaked at 97,537 ktoe in 2000, there after gas production declined at 9.2% year on year over at a 10 year average from 2000 to 2010, while imports rose at 36.7% year on year. UK gas consumption was 87,647 ktoe in 2004 and has declined to 60,007 ktoe in 2014, -3.7% year on year over 10 years. In 2014 LNG imports from non EU countries made up 27% of UK gas imports, while the EU-28 as a whole imported 65.3% of gas in 2013.<sup>3</sup>

### 2.3. Scenario analysis approach using the Irish TIMES model

Moving on from historical analysis, the Irish TIMES model, used

<sup>2</sup> <https://www.gov.uk/government/statistics/petroleum-chapter-3-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>.

<sup>3</sup> EUROSTAT - <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc310>.

in the projected scenario analysis, is built with The Integrated Markal-Efom System (TIMES) framework, written in the General Algebraic Modelling Software (GAMS) and solved with CPLEX. The framework is developed within an implementing agreement of the International Energy Agency (IEA); the Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), is distributed freely, well documented, transparent, maintained, and upgraded on an ongoing collaborative basis.

TIMES is a techno-economic bottom-up (BU) model generator for local, national, or multi-regional energy systems, which provides a technology-rich basis for estimating energy dynamics over a long-term, multi-period time horizon. It is usually applied to the analysis of the entire energy system, but may also be applied to detailed studies of individual sectors (e.g. the electricity sector or transport sector). TIMES computes a time varying inter-temporal partial equilibrium on inter-regional energy markets. The objective function maximizes total surplus. This is equivalent to minimizing the discounted total energy system cost while respecting environmental, technical, and policy scenario constraints. The system cost includes investment costs, operation and maintenance costs, cost of imported fuels, less the income from exported fuels, the terminal values, and salvage value of technologies at the end of the horizon. The technical foundations of MARKAL models are outlined in Fishbone and Abilock [23] while the full updated technical documentation of TIMES is hosted online<sup>4</sup> with the ETSAP group [41].

### 2.4. Model sets and assumptions

The Irish TIMES technology database contains descriptive time dependant economic and technical data for approximately 1600 supply and demand side energy technologies. The model specification has 12 annual time slices; four seasons, day, night, and peak for a time horizon of 45 years from the base year of 2005–2050. The model is cyclically updated with physical energy service demand projections derived from exogenous macroeconomic drivers. The model version used in this analysis is based on macroeconomic forecasts from the Economic and Social Research Institute medium

<sup>4</sup> <http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>.

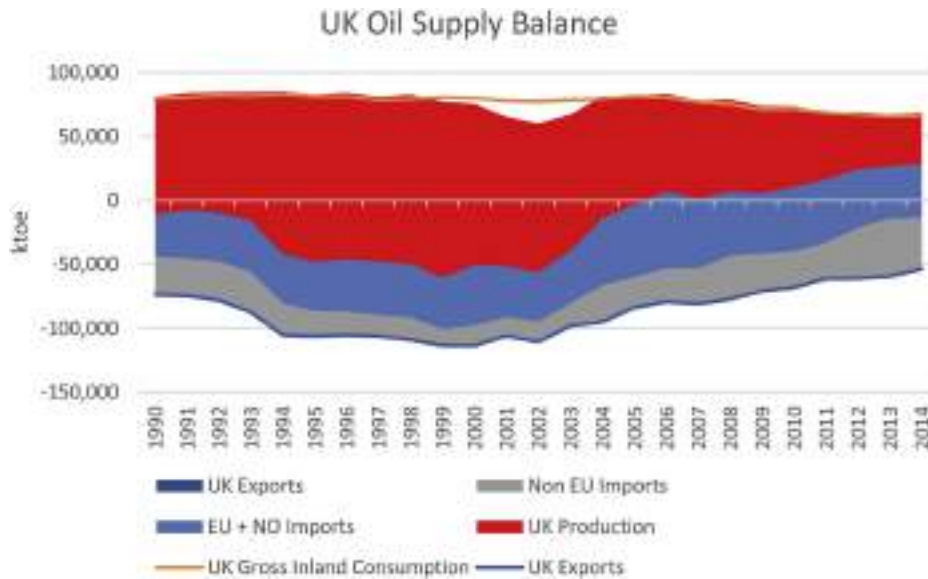


Fig. 13. UK oil supply balance (Data: EUROSTAT/DECC/BP).

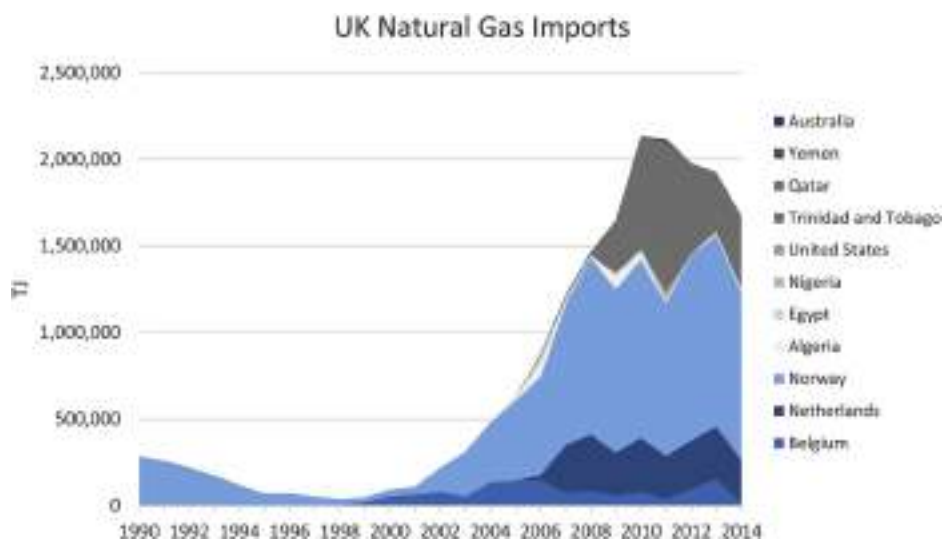


Fig. 14. UK gas imports by origin (Data: EUROSTAT/DECC).

term review in 2013 [24]. These demand driver projections utilise the ESRI's in house HERMES model in conjunction with the GEM-E3 model of industry Autonomous Energy Efficiency Improvement (AEEI, GEM-E3) [25,30]. Primary energy supply commodity prices are based on the 2012 IEA current policy scenario in the world energy outlook [31]. Domestic bioenergy potentials and costs are outlined in Ref. [9] taken from a range of most recent national studies where available. Non-dispatchable renewable electricity generation is limited at 70% per time slice and 50% on annual average based on technical limits [19,21]. Detailed model assumptions and inputs are available at <http://www.ucc.ie/en/energypolicy/irishtimes/>. This model version does not include non-energy related agricultural emissions, as such emissions reduction targets are adjusted exogenously assuming agricultural GHG emissions maintain the same growth rate as national projections to 2020 and onwards to 2050 [20]. Some Irish climate and energy policy has been informed by the Irish-TIMES energy systems model previously [17], investigating medium term mitigation

targets to 2020 [11], long term targets to 2050 [12], questions of bioenergy import dependency [9], technical realism of the electricity sector soft-linked to power systems model [16], energy security of supply [26], and agriculture sector feedback to energy system emissions targets [10].

### 3. Results - energy security in the past

The results of the S/D index based on the available datasets are presented in the following this section.

#### 3.1. Demand

The maximum score of the demand element of the S/D index in any given year is 30. In 2014 demand security scored 21.2 (70.8%). The long term demand intensity trend is stable with reductions in residential demand intensity more recently (See Fig. 15). The tertiary sector increases its demand security score when comparing

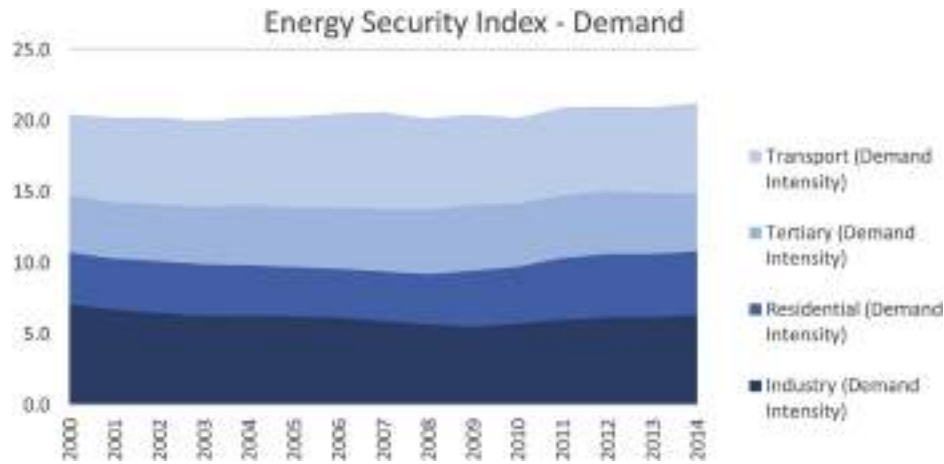


Fig. 15. Demand energy security scores.

these updated data sets to the previous 2008 S/D index update. Industry accounts for 21% of TFC in 2014, and with an energy demand intensity lower than the top 5 EU countries, receives a maximum score of 6.3 (100%). The residential sector accounts for 23% TFC, with a score of 4.5 (63.5%). The tertiary sector receives a maximum score of 4.1 (100%). Demand security in transport is increasing primarily as a result of lower energy demand intensity per passenger kilometre. Transport consumes 42% of TFC, and receives a score of 6.3 (50.5%).

## 3.2. Supply

### 3.2.1. Conversion and Transmission

The maximum score for the conversion and transmissions (C&T) branch of the S/D index is 21. Compared to previous updates for 2008, this dataset shows the electricity sector scoring higher than previous assessments while, the conversion of transport fuels is assessed to be slightly worse. Gas and heat assessments show largely similar results. Given increased interconnector capacity above the recommended EU threshold, increased thermal efficiency, and reserve capacity above peak demand, the electricity sector receives a near maximum score of 6.1 (96.5%). The assessment of gas conversion and transmissions security is reduced as a result of the low levels of flexible production or flexible storage. Gas C&T branch scores 4.1 (65.4%). Heat is a small proportion of the S/D index, governed by the proportion of CHP in the electricity generation mix. Heat C&T scores 1.4 (33.5%). Oil refining for transport fuels sees a growing security score as a result of spare refining capacity providing strategic reserve. Transport fuels in refining and distribution scores 3.8 (90.5%) in 2014, however historically there has been volatility in this score dependent upon the utilisation factor of refining capacity in the Whitegate refinery (see Figs. 16 and 17).

### 3.2.2. Primary energy supply

The maximum score the primary energy supply branch of the index is 49. As already outlined, given the change in method of weighting UK imports by their proportion of origins from within the EU and Norway, or from further afield, there are considerable

differences in the primary energy security score comparing to previous studies. Primary energy supply of crude oil and refined products have reduced most considerably to 3.6 (15.6%) in 2014. It is worth noting that short term oil security in Ireland as a result of increased strategic storage of oil products has improved greatly in recent years to 90 days strategic oil reserves.<sup>5</sup> However the S/D index aims to take medium to long term trends into consideration, prioritising the perceived risk of country of origin of PES. Primary supply of natural gas following the same reweighting method for UK imports from outside the EU shows a declining trend, scoring 6.4 (46.7%) in 2014. The security of coal supply is stable scoring 6.3 (83.9%) in 2014. Notably the increasing trend in renewable penetration of both wind and bioenergy are increasing the security of primary energy supply as a result of largely domestic production. Renewable primary energy supply scores 3.6 (96.1%).

### 3.3. System wide security comparison

The overall comparison and relative weighted scores of each branch of S/D index is plotted in Fig. 18. The case where no adjustment to the primary energy supply for the UK import mix is also presented for contrast, and comparison to previous S/D updates for Ireland. Overall the elements under domestic control on the demand side and the supply element of conversion and transmission are improving. The increasing penetration of domestic renewable energy sources is aiding in slowing the overall decline in security of primary energy supply. However, given the weighting for perceived risk that non-EU suppliers of oil and gas receive in this method, the security of Irish primary energy supply is the dominant factor in determining a declining overall security of supply. Energy security has declined in recent years with or without considering the proportion of UK imports that originate from outside the EU.

## 4. Results – future energy security in integrated energy systems scenario analysis

As seen in the historical analysis, Irelands energy security is in a stage of transition from generally low efficiency, low levels of redundancy and adequacy with reasonably secure primary energy supply, to the reverse. The current trend in Irish infrastructure in general is adequate, with some exceptions in the gas grid flexibility. There is increasing efficiencies in generation and transformation of energy supply and consumption in demand, however with decreasingly secure primary energy supply of Oil and Gas. These trends are borne out and parameterised in our analysis of past and

<sup>5</sup> National Oil Reserve Agency - <http://www.nora.ie/oil-stocks.138.html>. Emergency Response of IEA Countries - <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014.html>.

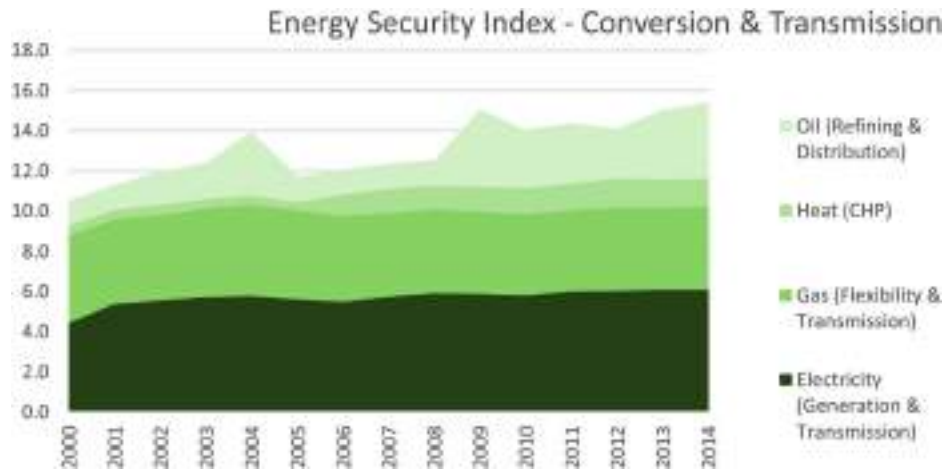


Fig. 16. Conversion and Transmission supply security.

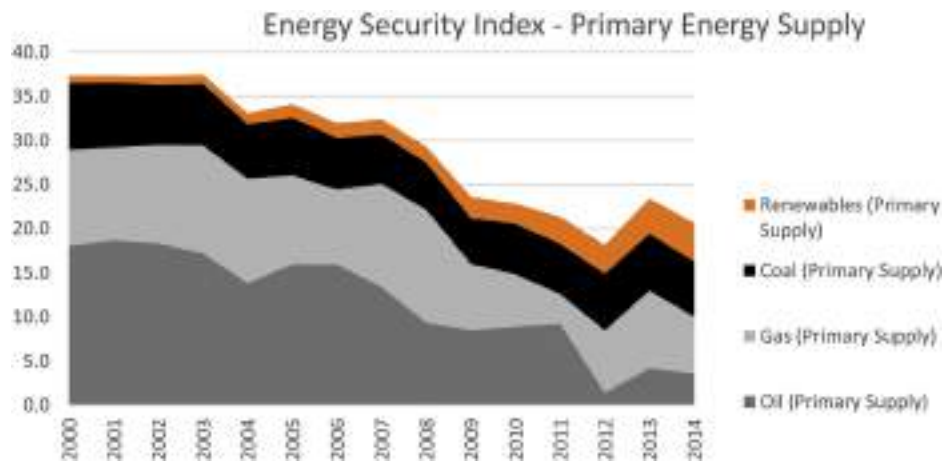


Fig. 17. Primary energy supply security scores.

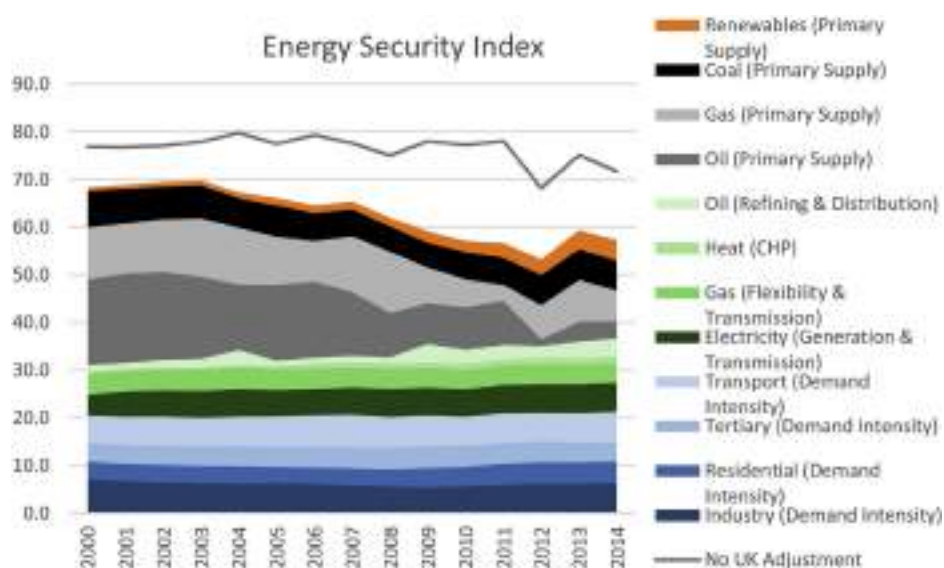


Fig. 18. Energy security supply/demand index.

future low carbon energy systems using the ECN supply demand index. Fig. 19 shows a Sankey diagram summarising the resultant

energy system when an 80% GHG reduction constraint is placed on the Irish TIMES energy system model by 2050.



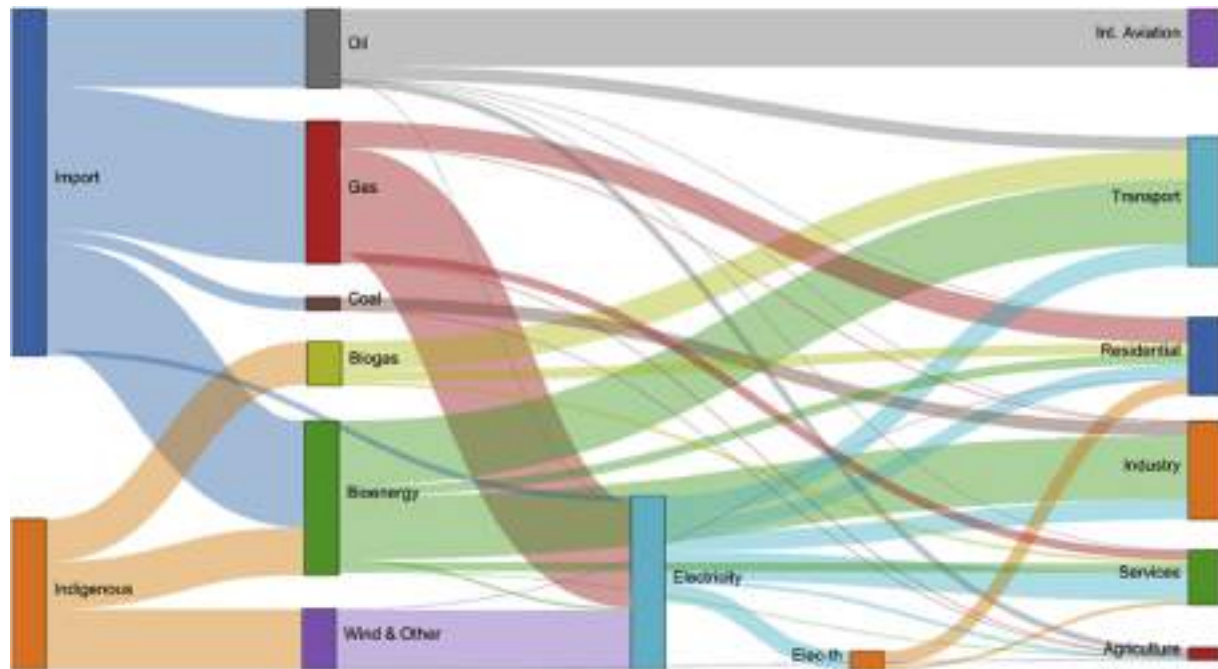


Fig. 19. Irish TIMES Energy System in 2050 for 80% reduction in CO2 emissions relative to 1990.

Fig. 20 below shows the summary results from a future scenario analysis of the Irish-TIMES energy system with a low ambition scenario of €40/tCO<sub>2</sub> carbon tax in 2030 [17,44]. Starting from the sectoral demand security, increasing security in industry is brought about by stable and low intensity energy consumption per unit of value added compared against EU benchmarks. The residential and tertiary services sectors have lower but reasonable scores with marginal increases in demand security brought about by increased technological efficiencies, lowering energy consumption per household and per value added in the services sector. There are considerable increases in energy security score in the transport demand sector, given expected demand intensity reductions brought by fuel switching in both private and freight transport with greater efficiency in energy consumption per passenger kilometre and per tonne kilometre of freight transported.

On the supply side, primary energy supply, transformation and transportation of energy commodities are considered. The supply of electricity is growing in security and adequacy given expected interconnector capacity, generation capacity expansion, increased generating efficiency, capacity reserve and redundancy above peak load, with minimal transmission congestion on the island of Ireland.

The Gas network security remains stable but low primarily as a result of import capacity constraints in relation to peak demand and a lack of short term storage flexibility to meet peak demand. This issue is currently ameliorated by Gas Network Ireland (GNI) line packing strategies. Strategic LNG import facility with flexible storage or a gas interconnector to a UK LNG facility could mitigate this issue. The twinning of the onshore pipeline from Moffatt provides increased redundancy and adequacy but does not overly affect the capacity flexibility issue.

Liquid fuels for transport are seen as secure long term, but not for intuitive reasons. The primary reasoning for transport fuels perceived as increasingly secure, is a result of increased efficiency and fuel switching away from conventional petroleum products, to electricity, biofuels and biogas resulting in reduced demand and significant spare refining capacity. This raises the long term

question of the profitability and need for Whitegate, and how best to transition an oil refinery to a bio-refinery, if the refinery is to have lower utilisation factors long term beyond 2016.

Lastly the primary energy supply assessment of Oil and Gas takes into account indigenous production as a proportion of final energy consumption, import dependency, trade relationships via long term contracts, and geopolitics outside of the EU. The depletion of the North Sea Oil and Gas has the largest effect of all elements of Irish energy security. Both primary energy supply of Oil and Gas receive decreasing scores in proportion to the depletion rates of the North Sea and the increasing requirements to meet crude oil, natural gas, and refined products from outside of OECD suppliers. Lastly renewables in the medium to long term bring about increases in energy security of primary energy supply as a result of decreasing import dependency, fuel diversification in final consumption, and supplier diversification.

The scenario analysis results in Fig. 21 enable comparison of the security benefits and weaknesses between low and higher decarbonisation ambition policy targets. The results show a rapid drop in energy security between 2010 and 2030 in the business as usual scenario (BAU), given fossil fuel primary energy supply trends away from stable trade partners, and the relatively less demand intensity reductions in the transport sector. This scenario could leave residential heating, freight, and private transport vulnerable to oil price volatility. The low ambition €40/tCO<sub>2</sub> scenario begins to reverse the trend in decreasing security via a combination of transport fuel efficiency, lower demand intensity, and increased renewable energy in the primary energy supply mix, while still retaining some legacy coal generation. The more ambitious 25% reduction in Non-ETS emissions (NETS-25%) further accelerates the increase in energy security by diversifying away from non-OECD fossil fuels towards indigenous renewable generation, reduced coal generation, with increasing transport efficiency, lower transport demand intensity with its ancillary economic benefits. Longer term to 2050 the higher ambition reduction of emissions has energy security co-benefits in counter acting the trends in decreasing security of primary energy supply, by increases in domestic renewables,

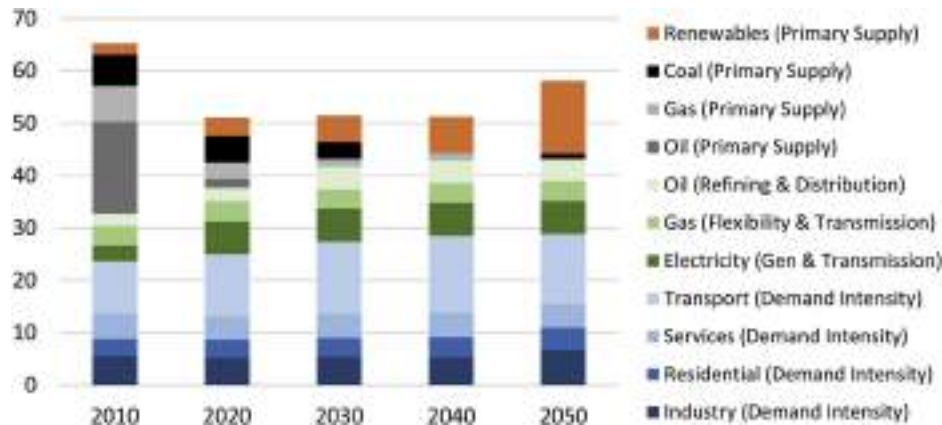


Fig. 20. Energy Security Index Score for a scenario of €40/t in 2030.

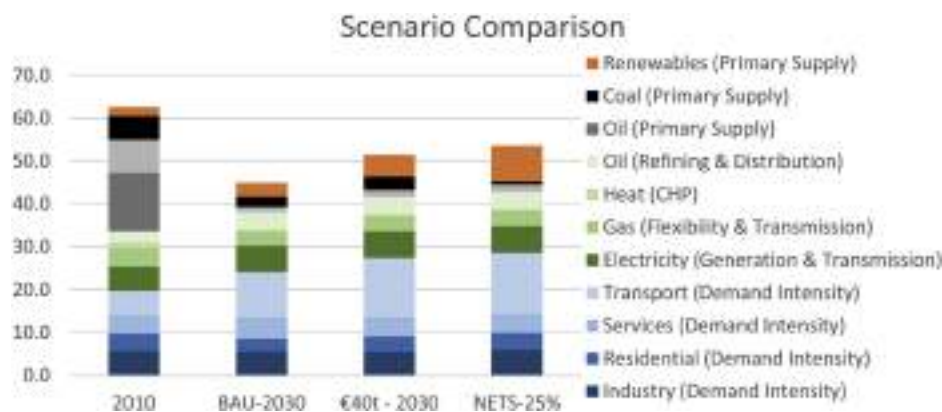


Fig. 21. Energy Security Scenario Results from the Irish-TIMES model in 2030.

efficiency in domestic infrastructure with lower sectoral energy intensity per value added, per household and per unit of freight transported.

## 5. Discussion

The recent energy security literature outlines a multitude of methods of measurement, such as the S/D index outlined here, but also the Hirshman-Herfindahl Index, the Shannon Index for fuel diversity, and many others [43]. However, many of these index methods do not explicitly take into account the techno-economic cross sectoral interdependencies of energy security, the systemic macroeconomic impacts; nor do they include disruptive technological innovation.

As already discussed, there are many differing rationales with regard to measuring energy security. Many focus on securing fossil fuel primary energy supply; herein lies a paradox. In the light of the ratification of the COP21 Paris agreement, with the ambition to keep anthropogenic climate change well below 2 °C warming, nationally determined contributions need to rapidly decrease the consumption of fossil fuels. This required structural change may be an inherent vulnerability induced in the global energy system, where policy requirements for fossil fuel demand destruction, may lead to a fossil fuel supply glut, which will reduce fossil fuel prices, reducing the effectiveness of low carbon technology policies, incentives, carbon taxes and make the transition to a low carbon economy more volatile.

This raises a pertinent research question for energy security;

how can one secure a self-destructive energy-economy system, to a new norm, away from the carbon intensive fossil fuel energy source that traditionally has enabled its security and function; i.e. the long term securing of fossil fuels will destabilise the energy-economy system via climate change.

The core among all definitions is the absence of, protection from, or adaptability to threats that are caused by or have impact on the energy supply chain. The reductionist indicator perspective does not enable the analysis of trade-offs and co-benefits within the energy system to provide resilience between energy system elements. Thus an integrated energy system assessment taking into account broad perspectives of sovereignty, infrastructural robustness, and market resilience [6] with the goal of measuring techno-economic impacts upon the energy system for energy security constraints and shocks is the recommended measurement approach [7,28,34]. This paper takes an interesting step in this methodological direction integrating historical energy security index assessment with projected scenario analysis with increasing rates of decarbonisation ambition. The analysis shows that there are energy security co-benefits in decarbonising the energy system.

## 6. Conclusions

The energy security index results show that there are energy security co-benefits in ambitious climate change mitigation policy. The relatively unambitious scenarios analysed showed increasing security as a result of fuel efficiency, fuel diversity, and increased domestic renewable energy production in comparison to a business

as usual scenario. The results further show that increased rates of decarbonisation ambition have increased co-benefits for energy security.

These results provide some key conclusions for policy makers and energy strategy.

Energy efficiency is a key policy focus for security policy to reduce energy demand intensity broadly across the economy, but specifically in transport and residential sectors in Ireland. Ireland has low population density and distributed rural “ribbon” housing development. Irish passenger transport has approximately double the demand intensity of the EU benchmark on energy per passenger kilometre basis, at 65 toe/Mpkm and 31.6 toe/Mpkm respectively. Post 2008, freight transport demand intensity rose slightly to 63.5 toe/Mtkm compared to the EU benchmark of 35.7 toe/Mtkm in 2014. Given the near total dependence the transport sector has, both freight and private, on an increasingly insecure supply of oil, the transport sector has large security benefits in efficiency, fuels switching and low carbon public transport.

The residential sector is reducing its energy intensity on a per capita basis, most notably post 2008. A decomposition analysis is required to parse out what is the effects of economic recession, energy poverty and increased housing energy efficiency.

The energy security vulnerabilities on the demand side in both transport and residential should renew policy focus and increase ambition on the EU renewable transport (RES-T) and renewable heat (Res-H) targets.

Considering domestic conversion and transmission infrastructure adequacy and reliability, energy security across the energy system is improving, accept one key area comes into focus. While there is adequate gas import capacity, there is limited flexibility within the Irish Gas system to respond to peak gas demands. This vulnerability has been ameliorated in the short term as a result of reduced gas demand since the economic crises in 2008. Domestic gas production from the Kinsale gas field is currently in decline, and providing reduced seasonal storage services. Increased short term flexible gas storage and flexible production, in the form of new Corrib gas field production and or potentially Shannon LNG import terminal, will reduce this vulnerability.

Lastly, when considering the future of Irish energy security, it is important to realise Irish energy security currently remains a function of UK energy security. The UK Department of Business, Energy and Industrial Strategy policy decisions could have as significant ramifications as domestic policy decisions as a result of the changing origin or supply of the UK fossil fuel primary energy mix and Ireland's dependence thereon. To reiterate, there are multiple environmental and energy security co-benefits to decarbonising the energy system.

## Acknowledgements

Supported by the Higher Education Authority of Ireland through the PRTL-5 Graduate Research Engineering Programme in Energy.

The author wishes to acknowledge Enerdata for access to the ODYSEE database of EU Energy indicators, co Funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union. Further the author wishes to acknowledge the ECN, CIEP, and the authors of the original Supply/Demand Index structure, Scheepers et al.

Supported by SEAI Energy Research, Development and Demonstration Programme 2015.

This material is based upon works supported by the Science Foundation Ireland under Grant No. 12/RC/2302.

## References

- [1] M. Bazillian, F. O'Leary, B. O'Gallachoir, M. Howley, *Security of Supply Metrics*

- First Report 2006, 2006. Sustainable Energy Authority of Ireland.
- [2] D.R. Bohi, M.A. Toman, Energy security: externalities and policies, *Energy Policy* 21 (1993) 1093–1109, [http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215\(93\)90260-M](http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(93)90260-M).
- [3] M.A. Brown, Y. Wang, B.K. Sovacool, A.L. D'Agostino, Forty years of energy security trends: a comparative assessment of 22 industrialized countries, *Energy Res. Soc. Sci.* 4 (2014) 64–77, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jerss.2014.08.008>.
- [4] A. Cherp, Defining energy security takes more than asking around, *Energy Policy* 48 (2012) 841–842, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.016>.
- [5] A. Cherp, J. Jewell, The concept of energy security: beyond the four As, *Energy Policy* 75 (2014) 415–421, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>.
- [6] A. Cherp, J. Jewell, The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration, *Curr. Opin. Environ. Sustain.* 3 (2011) 202–212, <http://dx.doi.org/10.1016/j.cosust.2011.07.001>.
- [7] A. Cherp, J. Jewell, V. Vinichenko, N. Bauer, E. De Cian, Global energy security under different climate policies, GDP growth rates and fossil resource availabilities, *Clim. Chang.* 136 (2016) 83–94, <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0950-x>.
- [8] L. Chester, Conceptualising energy security and making explicit its polysemic nature, *Energy Policy* 38 (2010) 887–895, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.039>.
- [9] A. Chiodi, P. Deane, M. Gargiulo, B.Ó. Gallachóir, The role of bioenergy in Ireland's low carbon future – is it sustainable? *J. Sustain. Dev. Energy, Water Environ. Syst.* 3 (2015a) 196–216, <http://dx.doi.org/10.13044/j.sdewes.2015.03.0016>.
- [10] A. Chiodi, T. Donnellan, J. Breen, P. Deane, K. Hanrahan, M. Gargiulo, B.Ó. Gallachóir, Integrating agriculture and energy to assess GHG emissions reduction: a methodological approach, *Clim. Policy* 0 (2015b) 1–22, <http://dx.doi.org/10.1080/14693062.2014.993579>.
- [11] A. Chiodi, M. Gargiulo, J.P. Deane, D. Lavigne, U.K. Rout, B.P.Ó. Gallachóir, Modelling the impacts of challenging 2020 non-ETS GHG emissions reduction targets on Ireland's energy system, *Energy Policy* 62 (2013a) 1438–1452, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.129>.
- [12] A. Chiodi, M. Gargiulo, F. Rogan, J.P. Deane, D. Lavigne, U.K. Rout, B.P.Ó. Gallachóir, Modelling the impacts of challenging 2050 European climate mitigation targets on Ireland's energy system, *Energy Policy* 53 (2013b) 169–189, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.045>.
- [13] G. Cohen, F. Joutz, P. Loungani, Measuring energy security: trends in the diversification of oil and natural gas supplies, *Energy Policy* 39 (2011) 4860–4869, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.034>.
- [14] V. Costantini, F. Gracceva, A. Markandya, G. Vicini, Security of energy supply: comparing scenarios from a European perspective, *Energy Policy* 35 (2007) 210–226, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.002>.
- [15] J. de Jong, H. Maters, M. Scheepers, A. Seebregts, *EU Standards for Energy Security of Supply* (No. ECN-C-06-039/CIEP), ECN/Clingendael International Energy Programme, Netherlands, 2006.
- [16] J.P. Deane, A. Chiodi, M. Gargiulo, B.P.Ó. Gallachóir, Soft-linking of a power systems model to an energy systems model, *Energy* 42 (2012) 303–312, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.052>.
- [17] P. Deane, J. Curtis, A. Chiodi, M. Gargiulo, F. Rogan, D. Dineen, J. Glynn, J. FitzGerald, B.Ó. Gallachóir, Technical Support on Developing Low Carbon Sector Roadmaps for Ireland, 2013.
- [18] E. Dennehy, M. Howley, B. O'Gallachoir, A. Seebregts, A. Van Der Welle, F. Cahill, R. O'Rourke, A. Kelly, P. Clinch, *Energy Security in Ireland: a Statistical Overview*, Energy Security in Ireland, Sustainable Energy Authority of Ireland, Cork, Ireland, 2011.
- [19] Eirgrid, SONI, All Island TSO Facilitation of Renewables Studies, EIRGRID, Ireland, 2010.
- [20] EPA, Ireland's Greenhouse Gas Emissions Projections, 2012–2030, Environmental Projection Agency, Dublin, 2013.
- [21] ESB International, All Island Grid Study (No. P4P601A-R003), Ireland, Dublin, 2008.
- [22] H. Faas, F. Gracceva, G. Fulli, M. Masera, European security – a European perspective, in: A. Gheorghe, L. Muresan (Eds.), *Energy Security, NATO Science for Peace and Security Series C: Environmental Security*, Springer Netherlands, 2011, pp. 9–21.
- [23] L.G. Fishbone, H. Abilock, MARKAL, a linear-programming model for energy systems analysis: technical description of the bnl version, *Int. J. Energy Res.* 5 (1981) 353–375, <http://dx.doi.org/10.1002/er.4440050406>.
- [24] J. FitzGerald, I. Kearney, A. Bergin, T. Conefery, D. Duffy, K. Tomoney, N. Znuderl, *Medium-term Review: 2013–2020*, ESRI Forecasting Series 12, ESRI, Dublin, 2013.
- [25] J. FitzGerald, I.M. Kearney, *A Model for Forecasting Energy Demand and Greenhouse Gas Emissions in Ireland* (No. WP146), Economic and Social Research Institute, Dublin, Ireland, 2002.
- [26] J. Glynn, A. Chiodi, M. Gargiulo, J.P. Deane, M. Bazilian, B.Ó. Gallachóir, Energy Security Analysis: the case of constrained oil supply for Ireland, *Energy Policy* 66 (2014) 312–325, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.043>.
- [27] F. Gracceva, P. Zeniewski, A systemic approach to assessing energy security in a low-carbon EU energy system, *Appl. Energy* (2014), <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.018>.
- [28] C. Guivarch, S. Monjon, Identifying the main uncertainty drivers of energy security in a low-carbon world: the case of Europe, *Energy Econ.* (2016),

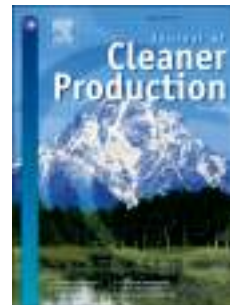
- <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2016.04.007>.
- [29] E. Gupta, Oil vulnerability index of oil-importing countries, *Energy Policy* 36 (2008) 1195–1211, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.011>.
- [30] H. Hennessy, J. FitzGerald, The HERMES Model of the Irish Energy Sector, Economic and Social Research Institute (ESRI), 2011.
- [31] IEA, *World Energy Outlook 2012*, OECD, Paris, France, 2012.
- [32] International Energy Agency, J. Jewell, The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES), International Energy Agency, Paris, France, 2011.
- [33] J.C. Jansen, A.J. Seebregts, Long-term energy services security: what is it and how can it be measured and valued? *Energy Policy* 38 (2010) 1654–1664, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.047>.
- [34] J. Jewell, A. Cherp, K. Riahi, Energy security under de-carbonization scenarios: an assessment framework and evaluation under different technology and policy choices, *Energy Policy* 65 (2014) 743–760, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.051>.
- [35] B. Kruyt, D.P. van Vuuren, H.J.M. de Vries, H. Groenenberg, Indicators for energy security, *Energy Policy* 37 (2009) 2166–2181 doi: 16/j.enpol.2009.02.006.
- [36] C. Le Coq, E. Paltseva, Measuring the security of external energy supply in the European Union, *Energy Policy* 37 (2009) 4474–4481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.069>.
- [37] E. Leahy, R.S.J. Tol, An estimate of the value of lost load for Ireland, *Energy Policy* 39 (2011) 1514–1520 doi: 16/j.enpol.2010.12.025.
- [38] N. Lefèvre, Measuring the energy security implications of fossil fuel resource concentration, *Energy Policy* 38 (2010) 1635–1644, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.003>.
- [39] A. Löschel, U. Moslener, D.T.G. Rübhelke, Indicators of energy security in industrialised countries, *Energy Policy* 38 (2010a) 1665–1671, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.061>.
- [40] A. Löschel, U. Moslener, D.T.G. Rübhelke, Energy security—concepts and indicators, *Energy Policy* 38 (2010b) 1607–1608, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.019>.
- [41] R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, G. Goldstein, *Documentation for the TIMES Model*, 2005.
- [42] R.G. Miller, Future oil supply: the changing stance of the International Energy Agency, *Energy Policy* 39 (2011) 1569–1574, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.032>.
- [43] K. Narula, B.S. Reddy, Three blind men and an elephant: the case of energy indices to measure energy security and energy sustainability, *Energy* 80 (2015) 148–158, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.055>.
- [44] B.Ó. Gallachóir, P. Deane, A. Chiodi, J. Glynn, F. Rogan, *Energy Modelling to Inform the White Paper*. Department of Communications, Energy and Natural Resources, Government of Ireland, Dublin, Ireland, 2015.
- [45] F. O'Leary, M. Bazillian, M. Howley, B. O'Gallachoir, W. Blyth, M. Scheepers, A. Seebregts, R. Tol, *Security of Supply in Ireland*, Sustainable Energy Authority of Ireland, Dublin, Ireland, 2007.
- [46] S. Pachauri, A. Cherp, Energy security and energy access: distinct and interconnected challenges, *Curr. Opin. Environ. Sustain.* 3 (2011) 199–201, <http://dx.doi.org/10.1016/j.cosust.2011.07.006>.
- [47] T. Pregger, E. Lavagno, M. Labriet, P. Seljom, M. Biberacher, M. Blesl, F. Trieb, M. O'Sullivan, R. Gerboni, L. Schranz, H. Cabal, Y. Lechón, D. Zocher, Resources, capacities and corridors for energy imports to Europe, *Int. J. Energy Sect. Manag.* 5 (2011) 125–156, <http://dx.doi.org/10.1108/17506221111120938>.
- [48] C.V. Roupas, A. Flamos, J. Psarras, Measurement of EU27 oil vulnerability, *Int. J. Energy Sect. Manag.* 3 (2009) 203–218, <http://dx.doi.org/10.1108/17506220910970597>.
- [49] M. Scheepers, A. Seebregts, J. de Long, H. Maters, *EU Standards for Energy Security of Supply; Updates on the Crisis Capability Index and the Supply/Demand Index Quantification for EU-27* (No. ECN-E-07–004/CIEP), ECN/Clingendael International Energy Programme, Petten, The Netherlands, 2007.
- [50] P. Seljom, E. Rosenberg, A study of oil and natural gas resources and production, *Int. J. Energy Sect. Manag.* 5 (2011) 101–124, <http://dx.doi.org/10.1108/17506221111120929>.
- [51] S. Sorrell, J. Speirs, R. Bentley, A. Brandt, R. Miller, Global oil depletion: a review of the evidence, *Energy Policy* 38 (2010) 5290–5295, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.046>.
- [52] B.K. Sovacool, An international assessment of energy security performance, *Ecol. Econ.* 88 (2013) 148–158, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.01.019>.
- [53] B.K. Sovacool, I. Mukherjee, Conceptualizing and measuring energy security: a synthesized approach, *Energy* 36 (2011) 5343–5355, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.043>.
- [54] V. Vivoda, Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: a novel methodological approach, *Energy Policy* 38 (2010) 5258–5263, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.028>.
- [55] D. von Hippel, T. Suzuki, J.H. Williams, T. Savage, P. Hayes, Energy security and sustainability in Northeast Asia, *Energy Policy* 39 (2011) 6719–6730, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.001>.
- [56] C. Winzer, Conceptualizing energy security, *Energy Policy* 46 (2012) 36–48, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.067>.

### **3.11. DECARBONIZATION UNDER GREEN GROWTH STRATEGIES – THE CASE OF SOUTH KOREA**

# Accepted Manuscript

Decarbonization under Green Growth Strategies? The case of South Korea

Jonas Sonnenschein, Luis Mundaca



PII: S0959-6526(15)01151-8

DOI: [10.1016/j.jclepro.2015.08.060](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.08.060)

Reference: JCLP 6028

To appear in: *Journal of Cleaner Production*

Received Date: 20 February 2015

Revised Date: 29 June 2015

Accepted Date: 13 August 2015

Please cite this article as: Sonnenschein J, Mundaca L, Decarbonization under Green Growth Strategies? The case of South Korea, *Journal of Cleaner Production* (2015), doi: 10.1016/j.jclepro.2015.08.060.

This is a PDF file of an unedited manuscript that has been accepted for publication. As a service to our customers we are providing this early version of the manuscript. The manuscript will undergo copyediting, typesetting, and review of the resulting proof before it is published in its final form. Please note that during the production process errors may be discovered which could affect the content, and all legal disclaimers that apply to the journal pertain.

# Decarbonization under Green Growth Strategies? The case of South Korea

*Jonas Sonnenschein<sup>1a</sup>, Luis Mundaca<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> International Institute for Industrial Environmental Economics, Lund University, P.O. Box 196, 22100 Lund, Sweden;

<sup>a</sup> Corresponding author: [jonas.sonnenschein@iiee.lu.se](mailto:jonas.sonnenschein@iiee.lu.se). Phone: +46 46 222 0215. .

## **Abstract**

The win-win opportunities connected to green growth are appealing to academics and policy makers alike, but empirical evaluations about the effectiveness of green growth policies are still scattered. Taking South Korea as case study, which set up a highly ambitious green growth program in 2009, our research casts light on the extent to which the Korean Green Growth Strategy has been effective in decarbonizing the economy. Our methodology combines decomposition analysis and econometrics with a review of energy and climate policies, including related structural changes. On the short term (2008-2012), most of the drivers displayed an enhancing effect on CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion, with GDP per capita being the strongest driver. From a historical perspective (1971-2012), findings reveal that important drivers, such as energy and CO<sub>2</sub> intensity even worsened their effects during the first years under the Green Growth Strategy. Regression statistics revealed that GDP per capita was in fact the driver with the most explanatory power for CO<sub>2</sub> emissions, followed by energy intensity. The Korean policy mix of modest government support to low-carbon energy technologies and a lack of complementary pricing policies did not deliver the targeted emissions reduction, at least in the short-term. Despite recent policy developments, i.e. the introduction of a renewable portfolio standard in 2012 and an emissions trading system in 2015, several key policy challenges for decarbonization remain.

*Keywords: climate change, decomposition analysis, energy, green growth, policy evaluation, South Korea*

*8.900 words*

## 1. Introduction

The 2008 - 2009 global financial crisis triggered fiscal stimulus packages around the world. While the main purpose of the stimulus was to get economies back on the economic growth path, several environmental organizations, environmental economists, and policy makers saw this crisis as an opportunity to achieve economic recovery with low environmental impact. UNEP pointed out the “unique opportunity presented by the multiple crises and the ensuing global recession” (UNEP, 2009, p. 4). Moreover, it was argued that “a Global Green New Deal, if implemented effectively and swiftly, has the potential to revive the world economy and reduce its vulnerability to repeated fuel and food crises as well as climate-induced risks.” (Barbier, 2010, p. 20). Within this framework, economic stimulus packages were portrayed as a golden opportunity and entry point into a new green economy, with the low-carbon energy technology sector playing a critical role (IEA, 2009). In many countries (e.g. USA, China, South Korea) clean energy was heavily targeted (UNEP & GEI, 2009). While the opportunities connected to green growth strategies are appealing, there are few studies about their actual success in delivering the aspired win-win outcome. The literature regarding the effectiveness of green growth strategies and supportive policies is scattered. This case study of decarbonization in South Korea in a Green Economy context finds that, mainly due to a lack of ambitious supplementary reforms, public spending under a green growth strategy seems insufficient to offset economic growth effects on CO<sub>2</sub> emissions.

The case of South Korea (hereafter Korea) is sticking out in the green growth debate as, together with China, it became the world leader in green growth spending. With 80% the share of green investments in Korea’s 2009 economic recovery package of USD 45 billion<sup>1</sup> (representing 3% of GDP) was the largest worldwide (UNEP, 2010). The green stimulus package was already under the impression of President Lee Myung-bak’s 2008 announcement of “Low carbon, green growth” as the new development vision for the country. This vision inspired the “National Green Growth Strategy”, which was published in 2009. The strategy had “Mitigation of climate change & energy independence” as the first of three objectives. The other two objectives were “Securing new growth engines” and “Improving living standards and enhancing national status”, which included only the improvement of water and flood management and the construction of railways as further actions with direct relation to environmental goals (Presidential Commission on Green Growth, 2009). The Green Growth Strategy and its primary focus on climate change mitigation are reflected in several policies, above all the Five Year Plan for Green Growth (2009-2013), which emerged from and overlapped with above mentioned stimulus package, and had a total volume of USD 98.8 billion (OECD, 2012).

There were several reasons for Korea to give a strong push towards the decarbonization of its energy economy. First, Korea is 97% dependent on imports for its primary energy supply (U.S. Energy Information Administration, 2014), which means that energy security and reduced import costs are important co-benefits of climate change mitigation. Second, Korea is an OECD country with consistent and rapid economic growth over several decades (OECD, 2012), but it is one of only three OECD countries that do not have any emissions reduction obligations under the Kyoto Protocol. Third, Korea is a heavily industrialized country with a high share of energy intensive industry, in which a significant part of Korea’s economic capacity and welfare is rooted (Jeong & Kim, 2013). Fourth, renewable energy has only a marginal share in both primary energy supply and power generation, which also means that there

---

<sup>1</sup> When we refer to GDP in the text, we assume an exchange rate of 1,100 KRW per USD, which reflects the rate at the time of writing (January 2015) and is close to the average exchange rate over the last five years.



is no strong domestic market for renewable energy technology, yet (N.-B. Park, Yun, & Jeon, 2013). Finally, and most importantly, Korea's CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion increased by 125% from 229Mt in 1990 to 516Mt in 2009 (IEA, 2014b).

The Korean commitment towards decarbonization has not only been expressed in the National Green Growth Strategy but also in quantitative targets: Korea committed itself to reducing GHG emissions by 30% till 2020 as compared to a business as usual (BAU) scenario, representing a decrease of 4% compared to 2005 levels. This is the most demanding pledge of any non-Annex I country under the Kyoto Protocol. Furthermore, the First Energy Basic Plan contained targets for the energy intensity of the economy (46% reduction by 2030 as compared to 2006) and renewable energy (increase from 2.4% of total primary energy supply in 2006 to 11% in 2030) (W. J. Chung, 2014).

Despite all these relevant drivers and policy commitments, there is a lack of assessment regarding the actual performance of Korea's Green Growth Strategy, in particular from the empirical point of view. Earlier quantitative studies in the context of decarbonizing the Korean energy system have researched: the drivers of CO<sub>2</sub> emission from industry between 1990 and 2009 (Jeong & Kim, 2013), the energy and GHG emissions intensity of 96 economic sectors between 1990 and 2004 (W.-S. Chung, Tohno, & Shim, 2009), the role of eco-industrial parks in reducing CO<sub>2</sub> emissions in Korea (Jung, An, Dodbiba, & Fujita, 2012), the sector-specific drivers of CO<sub>2</sub> emissions in Korea between 1990 and 2005 (Oh, Wehrmeyer, & Mulugetta, 2010), and the drivers of power sector CO<sub>2</sub> emissions in a scenario analysis for the period 2008-2050 (N.-B. Park et al., 2013). While these analyses provide valuable quantitative insights about some drivers of energy-related CO<sub>2</sub> emissions, they do not relate their findings to green growth policy programs. On the other hand, recent research on Korean climate and energy policy is scattered. Duffield (2014) provides a qualitative analysis of Korea's first National Energy Plan without putting much stress on its environmental effectiveness. The only explicit attempt we found in the literature is the report "Korea's Green Growth based on OECD Green Growth Indicators" by Statistics Korea. The report provides an interesting summary of several green growth statistics, but neither analyzes these statistics nor assesses the impact of green growth policy on the included indicators (Statistics Korea, 2012). The lack of evaluations of green growth policy programs is likely to explain why there is a discrepancy between the political optimism about the win-win potential of green growth policies on one side, and academic skepticism about the environmental effectiveness of green growth policies on the other side (cf. Antal & Van Den Bergh, 2014; Brahmabhatt, 2014).

Given the lack of knowledge, our research aims to cast light on the extent to which the Korean Green Growth Strategy has been a suitable policy tool for short to mid-term decarbonization of the economy. Our analysis quantitatively unravels key drivers and identifies the extent to which policy efforts have, or not, facilitated decarbonization. The paper combines decomposition analysis and econometrics with a review of energy and climate change mitigation policies; including related structural changes.

The analysis is undertaken in two steps. We first take the Korean National Green Growth Strategy (2009-2013) as a point of departure to analyze recent (2008 onwards) policy efforts to reduce CO<sub>2</sub> emissions. We do this by carrying out an additive decomposition analysis that attributes CO<sub>2</sub> emissions to various drivers, since the indicator CO<sub>2</sub> emissions alone does not have enough resolution to unveil the dynamics that were potentially triggered by policy intervention (methodological details in the next section). Second, and building upon the decomposition approach, we take a longer-term perspective by analyzing Korea's CO<sub>2</sub> emissions using an econometric model with time series data from 1971 to 2012. Questions

that guided our analysis included: What have been the most significant drivers of CO<sub>2</sub> emission levels in the short and long term? Which policies (if any) have facilitated the decarbonization of the economy? What can be said about the environmental effectiveness of Korea's Green Growth Strategy? Is Korea on track to reach its 2020 emissions reduction target? And finally, are economic growth and decarbonization compatible? As a whole, our research aims to learn from Korea's experience with using green growth policies to encourage a low-carbon energy system.

The paper is structured as follows. Section 2 outlines the methodology of this study. The results from the short-term decomposition analysis are presented and analyzed in section 3.1. These findings are put into the context of the long-term development of CO<sub>2</sub> emissions drivers, which were analyzed with econometric tools (section 3.2). The findings from both parts of the analysis are discussed in the context of structural changes of the Korean economy and its energy system in section 3.3. Key policy aspects are further analyzed in section 3.4. Section 4 summarizes implications of our analysis for short to mid-term decarbonization policies. Conclusions are drawn in section 5.

## 2. Methodology

The methodology is based on a top-down empirical approach. Building upon the Kaya Identity (Kaya, 1990), our research deploys two complementary analytical tools, namely additive decomposition analysis and an econometric assessment. This study gives emphasis on *environmental effectiveness*, which is primarily assessed by analyzing CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion.

### 2.1. Decomposition analysis

Decomposition analysis is a useful tool to further the understanding of interactions between CO<sub>2</sub> emissions and socio-economic activities. This understanding can be used as the basis for policies that address the most relevant drivers of CO<sub>2</sub> emissions (IEA, 2014a). The Kaya Identity is a macroeconomic decomposition equation for energy-economy-environment indicators that quantitatively estimate CO<sub>2</sub> emission levels (Kaya, 1990). The equation typically reads as follows:

$$C = Pop * GDPpc * E\_int * C\_int \quad (1)$$

where  $C$  represents the level of CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion and industrial processes.  $C$  is the product of four driving factors:  $Pop$  is population,  $GDPpc$  is the per-capita GDP,  $E\_int$  is the energy supply intensity of GDP, and  $C\_int$  is the CO<sub>2</sub> intensity of total primary energy supply ( $TPES$ ) (see Table 1 for definitions of indicators and data sources).

Taking the Kaya Identity as point of departure, we decompose CO<sub>2</sub> emissions based on the Logarithmic Mean Divisia Index (LMDI). The advantages of the LMDI method are the ease of using it, the achievement of complete decomposition without residual, the option to carry out both additive and multiplicative decomposition, and the applicability for short time series (Su & Ang, 2012). The LMDI additive decomposition starts off from the basic Kaya Identity:

$$\Delta C = C^T - C^0 = \Delta C_{Pop} + \Delta C_{GDPpc} + \Delta C_{E\_int} + \Delta C_{C\_int} \quad (2)$$

where  $C^0$  are CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion in the base year and  $C^T$  are CO<sub>2</sub> emissions  $T$  years later. The change in CO<sub>2</sub> emissions ( $\Delta C$ ) is split into the respective effects of changes in population ( $\Delta C_{Pop}$ ), economic activity ( $\Delta C_{GDPpc}$ ), energy intensity ( $\Delta C_{E\_int}$ ) and carbon intensity of energy ( $\Delta C_{C\_int}$ ).

Table 1: Parameters and data sources for both decomposition and econometric analysis (full data in Table 6)

Parameter	Definition	Data source
<b>C</b>	Emissions from fuel combustion (in MtCO <sub>2</sub> ), excluding emissions from marine and aviation bunkers, following the IPCC Sectoral Approach	(IEA, 2014)
<b>TPES</b>	Total primary energy supply = production + imports – exports – international marine bunkers – international aviation bunkers ± stock changes (in Mtoe)	(IEA, 2014)
<b>TFC</b>	Total final consumption of energy = sum of consumption by the different end-use sectors, excluding international marine and aviation bunkers (in Mtoe)	(IEA, 2014)
<b>GDP</b>	Total annual output adjusted by purchasing power parities (ppp) (valued in billion 2005 US\$)	(OECD, 2014b)
<b>Pop</b>	All residents regardless of legal status or citizenship, midyear (in millions)	(Statistics Korea, 2014)

Equation (2) is further disaggregated into equation (3) by separating the transformation effect from the energy intensity effect and by separating the energy mix effect from the carbon intensity of energy effect. This results in:

$$\Delta C = C^T - C^0 = \Delta C_{Pop} + \Delta C_{GDPpc} + \Delta C_{E\_int\_fc} + \Delta C_{E\_transf} + \Delta C_{E\_mix} + \Delta C_{C\_factor} \quad (3)$$

where  $\Delta C_{E\_transf}$  is the change in CO<sub>2</sub> emissions that can be attributed the energy transformation effect<sup>2</sup>, which is driven by changes in the ratio of TPES and TFC. Accordingly,  $\Delta C_{E\_int\_fc}$  is now based on the TFC of energy.  $\Delta C_{E\_mix}$  refers to the changes in CO<sub>2</sub> emissions driven by the composition of the energy mix, and  $\Delta C_{C\_factor}$  reflects changes in the respective implied emission factors of oil, coal and natural gas. These changes occur as for this analysis *implied* emission factors are used which are not based on the specific carbon content of a fuel. They reflect the ratio between total CO<sub>2</sub> emissions from combustion and the TPES of that fuel. The LMDI formulae for the individual drivers in the additive decomposition equations (2) and (3) are presented in Table 2. The index *i* stands for the different fuel types, such as oil, coal, natural gas and non-carbon energy.

Table 2: LMDI formulae for various decomposition parameters

Parameter	LMDI formulae	
<b>Pop</b>	$\Delta C_{Pop} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{P^T}{P^0} \right)$	$P = Pop$
<b>GDPpc</b>	$\Delta C_{GDPpc} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{G^T}{G^0} \right)$	$G = \frac{GDP}{Pop}$
<b>E_int</b>	$\Delta C_{E\_int} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{I^T}{I^0} \right)$	$I = \frac{TPES}{GDP}$
<b>E_int_fc</b>	$\Delta C_{E\_int\_fc} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{U^T}{U^0} \right)$	$U = \frac{TFC}{GDP}$

<sup>2</sup> The name “energy transformation effect” is slightly misleading as it merely reflects the ratio between two different metrics of capturing the economy-wide energy, namely TPES and TFC. Between supply and final consumption some transformation takes place (e.g. in power generation), while for other energy products like transportation fuels no transformation happens.

<b><i>E_transf</i></b>	$\Delta C_{E\_transf} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{T^T}{T^0} \right)$	$T = \frac{TPES}{TFC}$
<b><i>C_int</i></b>	$\Delta C_{C\_int} = \frac{C^T - C^0}{\ln C^T - \ln C^0} \ln \left( \frac{F^T}{F^0} \right)$	$F = \frac{CO2}{TPES}$
<b><i>C_factor</i></b>	$\Delta C_{C\_factor} = \sum_i \frac{C_i^T - C_i^0}{\ln C_i^T - \ln C_i^0} \ln \left( \frac{F_i^T}{F_i^0} \right)$	$F = \frac{CO2}{TPES}$
<b><i>E_mtx</i></b>	$\Delta C_{E\_mtx} = \sum_i \frac{C_i^T - C_i^0}{\ln C_i^T - \ln C_i^0} \ln \left( \frac{M_i^T}{M_i^0} \right)$	$M = \frac{TPES_i}{TPES}$

## 2.2. Econometric assessment

Building upon the Kaya Identity represented by eq. (1) we defined an econometric model in order to analyze the statistical relationship between key aggregate Green Energy Economy (GEE) determinants for Korea.

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \mu_t \quad (4)$$

where  $Y_t$  = CO<sub>2</sub> emissions (in million tonnes) from fuel combustion (dependent variable),  $t = 1 \dots T$  years (=42);  $\beta_0$  is a constant intercept;  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ ,  $\beta_3$  and  $\beta_4$  are the regression coefficients to be estimated for  $X_1$  (*Pop*),  $X_2$  (*GDPpc*),  $X_3$  (*E\_int*) and  $X_4$  (*C\_int*) respectively; and  $\mu_t$  is an unobserved error in the model.

Various correlation tests and regression statistics were used for assessing the relationships and contribution of independent variables to historical CO<sub>2</sub> emissions in Korea. First, bivariate correlation tests evaluated the relative degree of ‘closeness’ (or association) between each pair of variables.

Secondly, partial correlations were calculated to measure the correlation between CO<sub>2</sub> emissions and each independent variable while controlling for the effect of the remaining variables. This step was necessary as more than one variable could convey the same information (i.e. problem of multicollinearity) leading to unreliable estimates and high standard errors. A more important problem is that multicollinearity can make it difficult to draw any inferences about the relative contribution of a particular driver.

Thirdly, using the multiple regression model defined in (2) a stepwise regression analysis quantified the specific contribution of the various drivers of CO<sub>2</sub> emissions. The analysis sequentially assessed the unique impact of each independent variable on CO<sub>2</sub> emissions. If a variable partially explained the behavior of  $Y$  (CO<sub>2</sub>) it was retained, while all other variables were re-tested to identify whether they were still significant contributors. When a variable no longer contributed significantly to the model, it was removed. This iterative process ran in parallel with multicollinearity tests. The aim was to identify the regression model that explained the greatest part of the variance of CO<sub>2</sub> emissions (i.e. highest adjusted  $R^2$ ), with p-values below 0.10 (for independent variables), lowest variation coefficients, and no indication of multicollinearity. A variation coefficient  $Coef Var_j = (Std\ error\ estimate)_j / (Mean\ value\ CO_2)_j$  of the estimated regression model  $j$  was calculated in order to evaluate the variability of the dataset and thus the predictive capability (CO<sub>2</sub> variability). A 10% maximum threshold was set (i.e.  $Coef Var_j < 10\%$ ). To investigate multicollinearity, Variance Inflation Factors (VIF) were computed to quantify how much the variance of an estimated regression coefficient was increased because of collinearity. A VIF greater than five (i.e., tolerance level below 0.20) was defined a maximum threshold value. That is, any VIF value above five was taken as a strong indication of multicollinearity.

The initial hypothesis was that GDP per capita ( $g$ ) was most closely correlated with  $CO_2$  emissions, and thus it is an important determinant for explaining the behavior of such emission levels in the country. Unless otherwise stated, all tests and parameters were estimated using a 90% confidence level (i.e.  $\alpha=0.10$ ).

### 3. Results and discussion

After the 2008/09 financial crisis, the development of  $CO_2$  emissions in Korea was consistent with the  $CO_2$  rebound effect that was estimated globally. The lowering impact of the crisis on emission levels was "short-lived owing to strong emissions growth in emerging economies, a return to emissions growth in developed economies, and an increase in the fossil-fuel intensity of the world economy." (Peters et al., 2012). Korea is no exception to this and after modest growth – not even reductions – of  $CO_2$  emissions by 11Mt (2.3%) in 2008 and 14Mt (2.8%) in 2009, emissions soared up by a staggering 49Mt (9.5%) in 2010.

While the strong carbon-rebound and the continued growth of  $CO_2$  emissions until 2012 are a first indication for the lack of effectiveness of the Korean green stimulus, further analysis is needed to understand the dynamics of various drivers of  $CO_2$  emissions and whether they have been affected by policies under the Korean Green Growth Strategy. The decomposition of  $CO_2$  emissions from energy between 2008 and 2012 is a first step to understand which factors drove the increase of emissions or mitigated an even further increase.

#### 3.1. Disentangling key drivers for the period 2008-2012

The additive decomposition of  $CO_2$  emissions from energy revealed that between 2008 and 2012 a large share of additional annual emissions was caused by increased *economic activity* (measured in  $GDP_{pc}$ ), which had an emission-enhancing effect of 56Mt (see Figure 1). Both the financial crisis and the recovery are covered by the 2008 to 2012 period, in order to avoid distortions of the results by the rebound of GDP and emissions after the crisis.

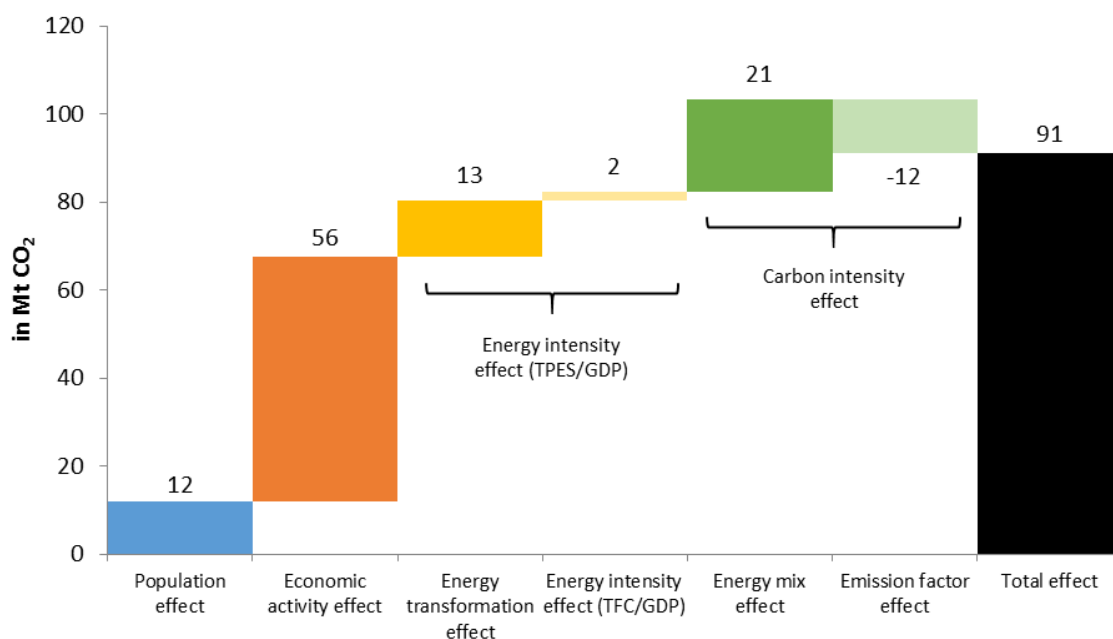


Figure 1: Results of additive LMDI decomposition of  $CO_2$  emissions from fuel combustion in Korea for the period 2008-2012

The rise in emissions caused by the strong economic activity effect was not mitigated by other drivers. On the contrary, changes in the energy intensity and in the energy mix caused a significant *increase* in annual CO<sub>2</sub> emissions, of 15Mt and 21Mt respectively.<sup>3</sup> If the energy intensity is based on TFC of energy instead of TPES, the energy intensity effect almost completely disappears. Instead the *energy transformation effect*, which is based on changes in the ratio between TFC and TPES, drives up annual emissions by 13Mt. This indicates that additional emissions have been triggered by increased losses on the way from energy supply to final consumption, which is due to a higher combined share of coal and natural gas – fuels that are mainly used for power generation, where significant losses occur.

The only mitigating effect of 12Mt CO<sub>2</sub> occurred because of lowering implied *emission factors* of carbon fuels. This effect can be entirely explained by the decrease in the implied emission factor of oil<sup>4</sup>, i.e. in 2012 less CO<sub>2</sub> was emitted per ton of TPES of oil than in 2008.

The short-term analysis of CO<sub>2</sub> emission drivers does not indicate a win-win outcome of the Korean Green Growth Strategy. Increased economic activity had the expected emission-enhancing effect, but it was not even partly offset by improvements in energy intensity or the decarbonization of its energy mix. The following section further investigates what historically were the main drivers of CO<sub>2</sub> emissions, and whether current developments have been the continuation of (i.e. path dependency) or departure from a long-term trend.

### 3.2. Unravelling CO<sub>2</sub> emission drivers for the period 1971-2012

The development of historic CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion in Korea from 1971 to 2012 can be best explained by GDP per capita and the energy intensity of the economy. This is the main finding from econometric tests and stepwise regression (details in Appendix B), which resulted in a model where only GDP per capita and energy intensity are left as drivers (see Figure 2). This model explains 99.6% of the variability of CO<sub>2</sub> emissions.

The findings from stepwise regression analysis are consistent with the results from additive decomposition for the same time period (see Figure 3), where the effect from economic activity (*GDPpc*) on CO<sub>2</sub> emission is clearly dominating. It contributed to increased annual emissions with more than 500Mt from 1971 to 2012. The energy intensity effect (*E\_int\_fc*) has mitigated additional CO<sub>2</sub> emissions since the late 90s, whereas the energy transformation effect (*E\_transf*) and the energy mix (*E\_mix*) effect increased emissions over the same time period. The second mitigating effect besides energy intensity improvements can be attributed to changing implied emission factors (*C\_factor*).

<sup>3</sup> Note that the population effect is not further discussed in this paper, as Korean population growth is slowing down and the peak of ca. 52 million is forecasted to be reached in 2030, which is only about 4% more than the current 50 million (Statistics Korea, 2014).

<sup>4</sup> The emission factor effect of oil was -12.4Mt, of coal 0.9Mt, of natural gas 0.4Mt and of other fuels -0.9Mt. A detailed explanation of the implied emission factor effect of oil follows under the heading “Storing carbon in oil products” in section 3.3.

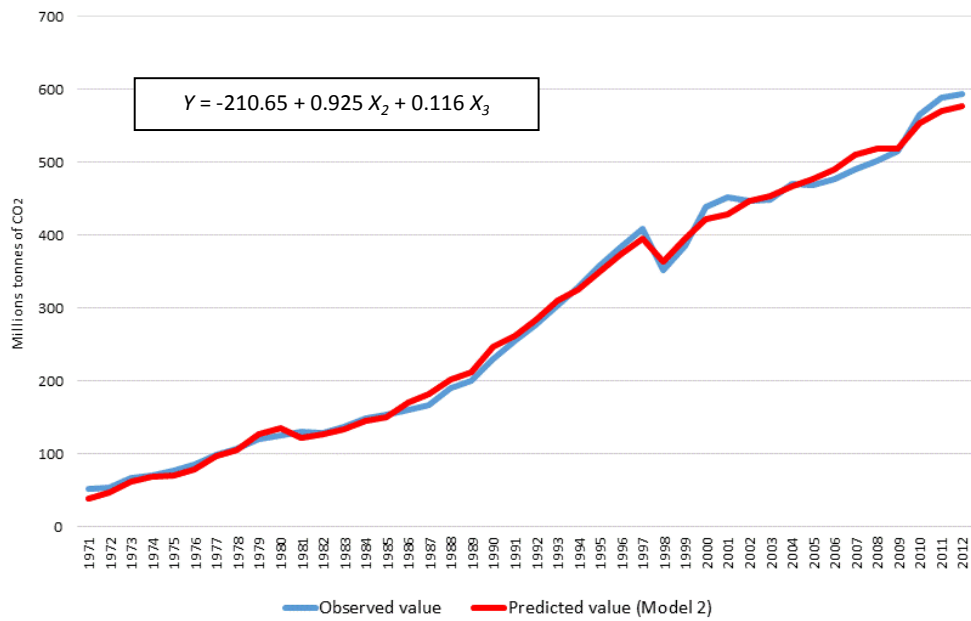


Figure 2: Observed and predicted CO<sub>2</sub> emissions values from fuel combustion for South Korea (1971-2012)

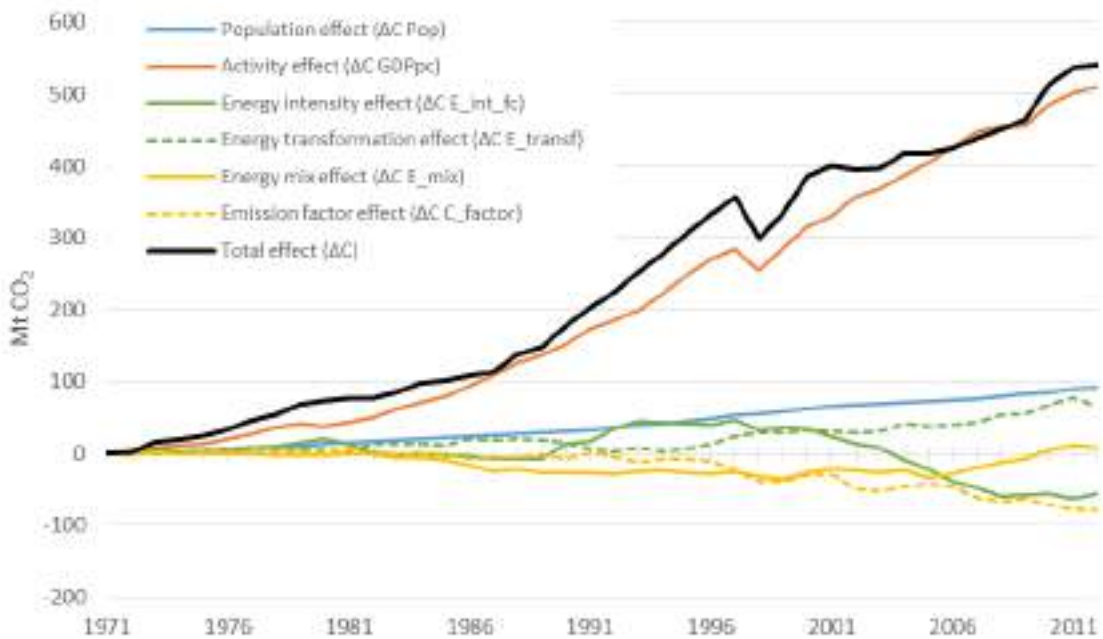


Figure 3: Results of additive LMDI decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions (1971-2012)

### 3.3. Key structural developments

In the following sections, the results from additive decomposition and econometric analysis are put into the context of large structural developments that had an impact on the empirical results for the Korean energy-economy system.

#### The 'Miracle on the Han River'

Both in the 2008-2012 and the 1971-2012 time period GDP growth has been the main driver of CO<sub>2</sub> from energy. Per capita GDP consistently grew over the last four decades from USD 2,700 in 1971 to USD 8,800 in 1990 and USD 21,600 in 2012. The 'Miracle on the Han River', a term often used for the economic boom in Korea from the 60s to late 90s, is well reflected in the CO<sub>2</sub> emissions that can be attributed to increased economic activity (as shown in Figure 3).

The historic development of per capita GDP can be best explained by the rapid industrialization of Korea, which was driven by an active industrial policy and export promotion (J. Lee, Clacher, & Keasey, 2012), by a high educational standard (E. K. Lee, 2012), extensive innovation activity (S. Chung, 2011), and stable institutions and sound macroeconomic policies (D. Cho, 2009).

The increasing importance of international markets for Korean economic developments is reflected in the share of value added by exports in GDP, which went up from 53% in 2008 to 57% in 2012, well above the OECD average. At the same time the import-share decreased and Korea developed a large trade surplus (OECD, 2014c).

The two interruptions of economic growth, first during the Asian Crisis in 1998 and then during the Global Financial Crisis in 2008/09, are well-captured by both Model 2 of the econometric analysis and the activity effect in the additive decomposition analysis. The estimated economic rebound, and hence the rebound of the activity effect on CO<sub>2</sub> emissions, was much quicker in the case of the 2008/09 crisis, which had its reason in stable domestic demand, a flexible monetary policy and sound economic institutions (cf. D. Cho, 2009; Obstfeld, Cho, & Mason, 2012).

#### Industrialization, tertiarization and industrial restructuring

The structural change of the Korean economy between 1971 and 2012 had a large impact on energy intensity, and hence CO<sub>2</sub> emissions from energy. It is comprised of three major trends. First, industrialization in the 70s and 80s (continued from the 60s) increased the energy intensity of the economy and therewith CO<sub>2</sub> emissions (see Figure 4). Second, tertiarization, i.e. the growth of the service sector from 50% value added in GDP in 1980 to more than 60% in the mid-2000s, had a lowering impact on emissions. Tertiarization was mainly driven by growth in producer services, including communication, finance, insurance, real estate, renting of machinery and equipment, advertising and broadcasting (H.-J. Kim, 2006). Third, the structural change within industry towards less carbon intensive industries, which mitigated additional annual CO<sub>2</sub> emissions of 50Mt in 2009 as compared to 1999 (Jeong & Kim, 2013).

It is noteworthy that tertiarization has not continued until today. The value added in the services sector as share of GDP reached its all-time high of 61.2% in 2008. After the economic crisis the share of the services sector dropped to 59.4% in 2012, while in the same period the share of industry increased from 36.3% to 38.1% (The World Bank, 2014). This development helps to explain the increase in energy intensity from 238toe per million USD in 2008 to 244toe in 2012, which was a significant driver of CO<sub>2</sub> emissions.



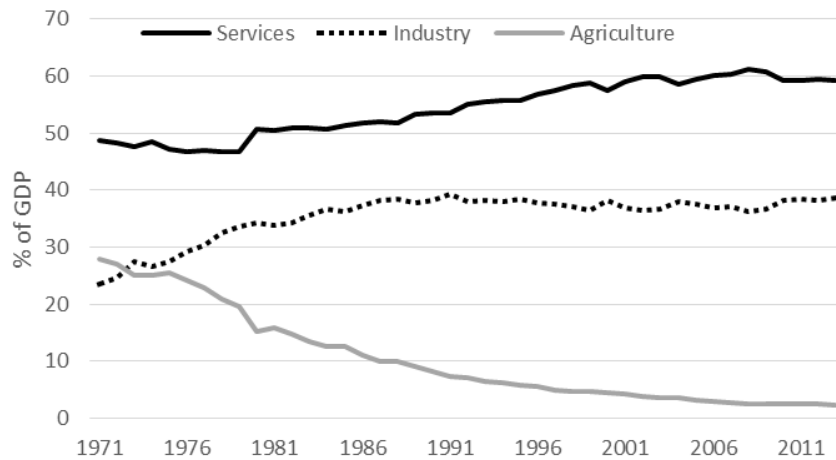


Figure 4: Value added by sector (The World Bank, 2014)

The second factor that influenced the energy intensity effect on CO<sub>2</sub> emissions is the efficiency in the energy system. While not at the core of this study, there are various indications for improved energy efficiency in Korea:

- the efficiency of power generation increased from 33% in 1990 to more than 40% in 2011 (Hussy, Klaasen, Koorneef, & Wigand, 2014);
- efficiency improvements in industry mitigated annual CO<sub>2</sub> emissions of about 50Mt through the 2000s (Jeong & Kim, 2013);
- average CO<sub>2</sub> emissions of cars have decreased from 182 g/km in 2005 to 141 g/km in 2011 (Ko, Myung, Park, & Kwon, 2014);
- and the TFC of energy in the building sector remained stable between 1990 and 2010 (IEA, 2012), while the number of households, in particular single-occupancy households, rose (OECD, 2014a), and the “total number of house appliances used” went up significantly for most surveyed product categories, e.g. from 1.7 million ACs in 1996 to 13.4 million in 2013 (Statistics Korea, 2014)

However, energy efficiency improvements between 2008 and 2012 were not sufficient to make up for the increase in energy intensity that resulted from the shift towards more energy-intensive economic activity. Hence, the energy intensity effect on annual CO<sub>2</sub> emissions did not display any mitigation in this time period (as shown in Figure 1).

From oil to nuclear, to natural gas, to coal and to renewables?

Historically, changes in the energy mix had varying impacts on CO<sub>2</sub> emissions in Korea. Up until the early 80s, the Korean TPES was dominated by oil for power generation and coal for heating, which had relatively stable shares (see Figure 5). In the 80s the first nuclear reactors went online and nuclear power reached its all-time highest share in electricity generation of about 50% in 1987 (S. Choi et al., 2009). This development had a mitigating effect on annual CO<sub>2</sub> emissions.

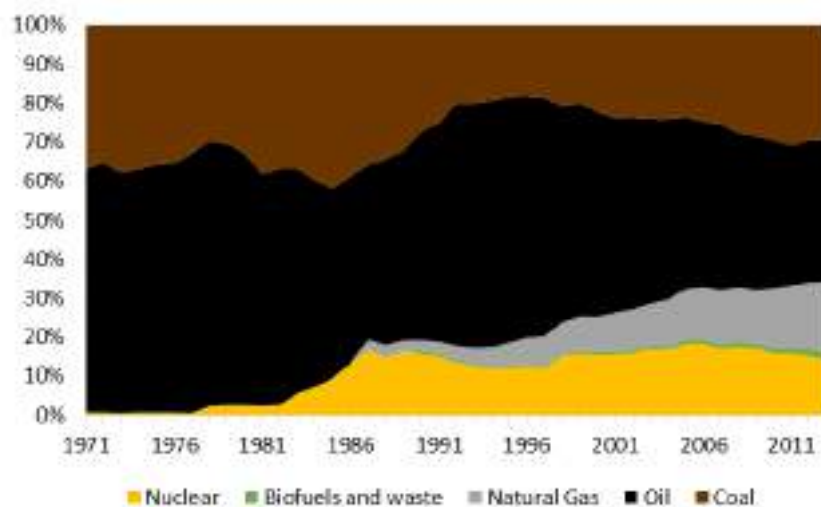


Figure 5: TPES by fuel 1971-2013

Throughout the 90s and the early 2000s several changes of the energy mix took place, but their respective impacts on CO<sub>2</sub> emissions largely evened out each other: the share of nuclear in TPES remained stable while natural gas was introduced into the mix and first took shares of coal and later of oil. It is important to consider that implied emission factors of different fuels also changed over time (see section below) so that for instance changes in the share of oil had a different impact on the CO<sub>2</sub> intensity of the energy mix in the early 80s than they would have today.

Starting around the turn of the millennium, the share of coal in TPES, by far the fuel with the highest implied emission factor, rose from about 20% to 30% in 2013. Moreover, no new nuclear reactors were added between 2005 and 2011 (World Nuclear Association, 2015), and existing nuclear power plants generated less electricity, since they underwent additional security checks in the aftermaths of the Fukushima Daiichi accident; including various incidents at domestic nuclear power plants that raised questions about their security (Duffield, 2014).

These trends were not counterbalanced by the modest increase of the share of renewable energy in TPES from 0.5% in TPES in 2005 to 1% in 2013. It is important to note that this modest increase of the *share* of renewables translates into an increase of total renewable energy by 150%, since the TPES increased by 25% over the same time period. Despite these positive dynamics, the scale of renewable energy in Korea was too small to affect the CO<sub>2</sub> intensity of the energy mix.

#### Storing carbon in oil products

Besides changes in the energy mix, carbon intensity of energy was strongly affected by changes of the implied emission factors of different fuels. In particular the per-unit CO<sub>2</sub> emissions from the TPES of oil, which decreased from about 3 tCO<sub>2</sub>/toe in the early 80s to less than 2 tCO<sub>2</sub>/toe in 2012, influenced the carbon intensity of energy. This development does not reflect changes in the carbon content of oil, but can be explained by the increasing share of the so called “non-energy use” of oil, which is treated as

carbon storage<sup>5</sup>. Non-energy use as share of TPES of oil went up consistently from around 10% in the 70s to 38% in 2008 and 44% in 2012.

The improvement in the implied emission factor of oil largely offset the effect from a dirtier energy mix, so that the overall carbon intensity of energy remained stable between 2008 and 2012 at around 2.25 tCO<sub>2</sub>/toe.

### 3.4. The impact of climate and energy policy

The following sections give an overview of the impacts of key Korean climate and energy policies on the development of CO<sub>2</sub> emissions and their drivers.

#### The green stimulus and Five Year Plan for Green Growth

Two aspects of the 2009-2012 green stimulus, which was later partly merged into the 2009-2013 Five Year Plan for Green Growth, are relevant for explaining the drivers of CO<sub>2</sub> emissions: the extent to which additional government spending triggered economic growth, and the extent to which this spending had the potential to lower CO<sub>2</sub> emissions.

Korea's share of general government expenditure in GDP is among the lowest of the OECD countries. It slightly grew from 26.6% in 2005 to 30.2% in 2011 and was particularly high in 2009 (33.1%), the year when the Korean fiscal stimulus started (OECD, 2014c). While it is impossible to determine exactly how much of the government spending on green growth programs was *additional* government expenditure that would not have occurred otherwise<sup>6</sup>, it certainly increased spending to some extent. Furthermore, public expenditure triggered growth in the private sector that is not captured by these figures (K. Hong, 2010). Hence, government expenditure in the context of the Green Growth Strategy caused additional growth of the economic activity effect on CO<sub>2</sub> emissions, even though this effect of additional public spending cannot be quantified.

The envisioned outcome of avoiding additional CO<sub>2</sub> emissions from economic growth by investing in green areas depended heavily on the specific programs that were financed under the Green Growth Strategy. Due to the lack of evaluation of both the stimulus package and the Five Year Plan, it is impossible to determine how much of the spending was directly related to CO<sub>2</sub> emissions. One ex-ante evaluation of the 2009-2012 economic stimulus plan identified 23% of the green spending of USD 38 billion being targeted at the extension of the railway network, 20% at energy efficiency in buildings, 6% at low carbon vehicles, and 6% at low carbon power (Robins, Clover, & Singh, 2009; UNEP & GEI, 2009). These figures are similar to the breakdown that the Korean Government provided in its first progress

<sup>5</sup> It is important to treat this effect as a partly statistical phenomenon, as the category "non-energy use" in the IEA datasets does not necessarily mean that none of this fuel is combusted. If actually less and less of the oil entering the economy is combusted, there would be a clear mitigation effect. If on the other hand, more non-energy use only means, that actual CO<sub>2</sub> emissions vanish from the statistics, the CO<sub>2</sub> statistics show a too positive trend. The IEA lists the non-energy use of fuels as a source of error in their calculation of CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion: "the IEA assumes that 100% of kerosene, white spirit and petroleum coke that is reported as non-energy use in the energy balance is also stored. Country experts calculating the inventories may have more detailed information." (IEA, 2014b)

<sup>6</sup> Furthermore, it is not all clear from the available literature how large the overlaps between the stimulus package and the Five Year Plan were. Some large projects as high-speed rail and restoration of the four major rivers appeared in both plans, which suggests a large overlap (OECD, 2012; Presidential Commission on Green Growth, 2010; Robins, Clover, & Singh, 2009).

report under the Green Growth Strategy, the only major exception being that the combined share of “green car & clean energy” is reduced from 12% to 5% (Presidential Commission on Green Growth, 2010). It is important to note that just some of the relevant spending – assuming that it was carried out as planned – had the potential for short-term emissions reduction. This includes for example energy efficiency in buildings. On the other hand, investments into rail infrastructure take longer until a potential impact becomes visible. Another example is off-shore wind turbines, which take many years from start of construction until grid connection.

Within the Five Year Plan’s overall budget of USD 98.8 billion, which included at least parts of the stimulus spending, the shares with relevance for CO<sub>2</sub> from energy were smaller (see Table 3).

*Table 3: Spending items of the Five Year Plan for Green Growth 2009-2013 with potential relevance for CO<sub>2</sub> emissions from energy (OECD, 2012)*

Spending item under the Five Year Plan	in USD bn	share of total
<i>Total</i>	<i>98.8</i>	<i>100.0%</i>
Construction of railways	11.7	11.9%
Other spending on climate change mitigation and energy independence	7.8	7.9%
Promoting renewable energy	3.4	3.4%
Nuclear energy development	1.6	1.7%
Developing green villages	0.9	0.9%
Mitigating vehicle emissions	0.5	0.5%
<b>All potential low-carbon energy spending</b>	<b>25.9</b>	<b>26.3%</b>

Despite uncertainties about the overlap between stimulus and Five Year Plan and the actual implementation of investment plans, a couple of observations can be made. First, the share of public spending with relevance for short-term CO<sub>2</sub> emissions reduction was comparatively small. Second, large infrastructure projects, as the construction of high-speed railways or the Four Major Rivers Restoration Project, made up larger shares of the total spending but lacked the potential for short-term emissions reductions. On the contrary, due to increased demand for resources such as concrete and expanded construction activity, they potentially increased CO<sub>2</sub> emissions. Hence, it is possible that the economic stimulus and the Five Year Plan were short-term drivers of the increase in CO<sub>2</sub> emissions, rather than instruments to mitigate emissions. This is well-reflected in our quantitative analysis, which found that both the energy mix and the energy intensity of the economy worsened their effect on CO<sub>2</sub> emissions between 2008 and 2012. The long-term effects of infrastructure spending under the Five Year Plan are difficult to anticipate in quantitative terms. Since the changes made to the Korean energy system were only marginal, it cannot be expected that the Five Year Plan will trigger large emission reductions in the future.

Moreover, Korea’s current Three Year Plan for Economic Innovation (2014-2017) departs from the green growth agenda and puts still more emphasis on economic development. This is reflected in the headline targets of 70% employment, return to annual GDP growth of 4% and more, and increasing GDP per capita into USD 40,000. (Ministry of Strategy and Finance, 2014)

### Support to renewables

The core support program for distributed renewable energy has been the One Million Green Homes Scheme, which provides since 2009 financial support for solar PV and solar thermal panels, as well as geothermal energy and small wind power. Furthermore, support at a larger scale was provided to offshore wind projects, tidal energy and wood or pellet fired boilers. (IEA, 2012)

Supplementary to these investment subsidies, a government funded feed-in tariff scheme ran between 2002 and 2011. In 2012 this scheme was replaced by a Renewable Portfolio Standard (RPS) under which the largest power generators have to produce or purchase a fixed share of their electricity from renewables, which started at 2% in 2012 and is going to rise to 10% in 2022. (Duffield, 2014)

The public support to renewable energy was the essential factor for the dynamic growth of renewable energy. It has, however, not been sufficient to help renewable energy gain a significant share in TPES and improve the carbon intensity of the overall energy mix, yet. Furthermore, several policies such as the RPS and subsidies to offshore wind and tidal energy take time to become effective.

### Expanding nuclear power

Nuclear power generation appeared in our analysis as one of the few factors improving the carbon intensity of the power mix. The Korean nuclear power program started in the late 50s and built on cooperation with the US. Today Korea has the 6<sup>th</sup> largest nuclear power capacity in the world and plans further extension (S. Choi et al., 2009). However, it could not keep up with the growth of power demand so that the share of nuclear power generation decreased throughout the 90s and 2000s (as indicated by Figure 5).

Irrespective, whether nuclear power is regarded a safe and sustainable option, it is clear that short to mid-term decarbonization depends partly on the use of existing nuclear energy capacity. Several scenario analyses for deep decarbonization in Korea go much further and heavily build on nuclear power in the electricity mix (S. Hong, Bradshaw, & Brook, 2014; SDSN & IDDRI, 2014). However, the steep increase of nuclear capacity as foreseen in these scenarios, and to a lesser extent in government plans<sup>7</sup>, is severely challenged by questions surrounding proliferation, safety, costs and, most importantly, the unsolved problem of storing spent nuclear fuels (Duffield, 2014).

### Taxing road transport

Fuels for transportation are the energy products that are taxed highest in Korea, at a tax level close to the OECD average (OECD, 2013). While the level of transportation fuel taxes is high compared to other countries, the trend between 2008 and 2012 does not reflect progressive decarbonization policy. The excise duties remained roughly the same, while some fuel prices (before tax) increased. Thus, the share of excise tax in the fuel price decreased in the case of petrol and remained the same in the case of diesel and LPG (see Table 4).

---

<sup>7</sup> While the First Energy Basic Plan from 2008 envisioned a nuclear share of 41% in the 2030 electricity mix, the more recent Energy Master Plan (2014) decreased this share to 29% in 2035. Interestingly, in both plans the targeted share represents an installed capacity of 43GW, as the updated Energy Plan assumes a much higher future demand for electricity (Ministry of Trade, Industry and Energy, 2014). In order to realize 43GW nuclear capacity, the current capacity of 20.7GW has to be more than doubled. This becomes even more challenging as a couple of the operating power plants will retire in the period until 2035 (World Nuclear Association, 2015).

Table 4: Share of excise taxes in transportation fuel prices between 2008 and 2012 (IEA, 2014c) and change in CO<sub>2</sub> emissions from oil products in road transport

Tax share in fuel prices (before VAT)	2008	2012
Diesel	32,7%	32,2%
Petrol (95)	48,1%	38,5%
Petrol (92)	51,8%	41,3%
LPG	22,7%	22,1%
CO <sub>2</sub> emissions from oil products in road transport	77.1Mt	80.4Mt

While the 2020 targets for the transportation sector, i.e. GHG emissions reduction by 34% and a fuel efficiency representing 97g CO<sub>2</sub>/km (Duffield, 2014), are ambitious, strong policy instruments are yet to be introduced. The approach of merely setting the regulatory limit of CO<sub>2</sub> emissions to 97 g/km by 2020 is “likely to fall short” to reach a continuous decrease of absolute emissions from passenger vehicles. For that a further reduction of the regulated limit and incentive schemes would be necessary (Ko et al., 2014). In 2009 a motor vehicle tax system that incentivizes the purchase of fuel efficient vehicles was announced for 2015, but later in 2014 it was postponed at least until 2020 (Yonhap News Agency, 2014b).

Considering the increasing CO<sub>2</sub> emissions from road transport, the lack of progressive fuel taxes and CO<sub>2</sub> based motor vehicle taxation illustrate well that green growth programs need supplementary pricing policies and regulation to be effective both on the short and long term.

#### Market prices for electricity

One of the main policy challenges in improving the energy intensity of the economy was artificially low electricity tariffs. State-owned KEPCO (Korea Electric Power Corporation), which controls more than 90% of power generation operated with annual losses from 2007 until 2012 due to an electricity tariff structure that did not cover costs. In 2013 two electricity tariff hikes were implemented which, in combination with stable fuel costs and a strong Korean currency, resulted in a profit for KEPCO again (K. Cho & Kim, 2014). Still tariffs were low in comparison to other OECD countries which led to a situation in which the power sector was responsible for a large share of the increase in TPES (Duffield, 2014). Once again, this suggests that a pricing reform to support the green growth spending was lacking, which helps to explain the short-term development of emission drivers that we observed.

#### Pricing carbon

As long as CO<sub>2</sub> emissions are free or even indirectly subsidized the energy mix cannot be decarbonized. Despite its Green Growth Strategy, Korea heavily subsidized fossil fuel exploration and production. Fossil fuel subsidies based on government tax expenditure totaled USD 4.3 billion in 2011 (Y.-G. Kim, 2013). Ironically, even the Five Year Plan for Green Growth included USD 4.6 billion for the development of foreign oil fields (OECD, 2012).

Moreover, there were no or only marginal explicit or implicit taxes on carbon in Korea between 2008 and 2012 other than the transportation taxes mentioned above (IEA, 2014c). A nation-wide carbon tax was debated for many years but was never introduced. In the context of the Green Growth Strategy, a target management scheme for CO<sub>2</sub> emissions was implemented – also to establish a basis in monitoring,

reporting and verification of emissions and prepare for the later introduction of an emissions trading scheme (ETS). Under the target management scheme and starting in 2012, facilities with emissions higher than 25kt CO<sub>2</sub> had to agree with the government on CO<sub>2</sub> emission targets and energy conservation targets. From 2014 on also facilities with annual emissions higher than 15kt were included (GIR, 2014). The impact of the target management scheme on emissions has not been evaluated, yet.

#### 4. Key policy challenges in short and mid-term decarbonization

From an historical perspective, our findings show that the long-term drivers of the steep increase in CO<sub>2</sub> emissions were not halted or even reversed under the Korean Green Growth Strategy (as summarized in Table 5). This is due to the numerous structural and political factors that have kept Korea on an emission growth trajectory: rapid economic growth, the sustained high share of energy intensive industries, the increasing dependence on coal in the power sector, the marginal share of renewable energy, the disputable safety of nuclear power and the challenge of storing spent nuclear fuel, the low retail price of electricity, as well as environmentally harmful subsidies to fossil fuel exploration, production and infrastructure.

Table 5: Overview of factors impacting energy CO<sub>2</sub> emissions and related policy factors 2009-2013

Drivers	Impact on CO <sub>2</sub> emissions*		Driver-related policy challenges
	1971-2012	2008-2012	
Economic activity (GDPpc)	↗	↗	Orienting policies towards improvements in well-being rather than GDP growth <sup>8</sup>
Energy transformation (TPES/TFC)	↗	↗	Introduce carbon pricing to improve the efficiency of power generation (e.g. substitution of coal by natural gas)
Energy intensity (TFC/GDP)	↘	→	Carbon pricing and market pricing of electricity to improve energy efficiency Incentives for energy efficiency in transportation and the residential sector Tax shift from labor to energy in order to incentivize the tertiarization of the economy
Emission factors (CO <sub>2</sub> /TPES of various fuels)	↘	↘	
Energy mix (shares of various fuels in TPES)	→	↗	Effective support to renewable energies Clarification of the role of nuclear power Carbon pricing

\* The arrows stand for the respective factor's impact on CO<sub>2</sub> emissions (→ = stable; ↗ = enhancing; ↘ = mitigating).

In order to identify which policies are necessary to effectively drive a low-carbon economy in Korea, it is useful to have a look at the development of various drivers in two different target-fulfillment scenarios (see Figure 6). In 'Scenario A' we make the conservative assumptions that TPES will grow 2.1% per year, that GDP (PPP constant USD) will grow 2.6% per year, and that the share of CO<sub>2</sub> emissions from fuel

<sup>8</sup> This distinction between the improvement of well-being and GDP growth is informed by relevant literature from ecological economics (cf. Daly, Cobb, & Cobb, 1994; Jackson, 2011), the clear distinction between income and happiness (Easterlin, 1995), and the comprehensive criticism of GDP as the key metrics for economic development (Stiglitz, Sen, & Fitoussi, 2009).

combustion in total GHG emissions will remain constant.<sup>9</sup> ‘Scenario B’ is a more stringent sustainability scenario, where annual GDP growth amounts to 1% and TPES remains stable. The assumptions about GDP and TPES in Scenario A are optimistic but within the range of government projections, while Scenario B goes far beyond projected developments.

In order to reach the 2020 CO<sub>2</sub> emissions target of 30% reduction against BAU the carbon intensity effect has to mitigate 179Mt CO<sub>2</sub> by 2020 in Scenario A and 101Mt in Scenario B. The energy intensity effect has to contribute with another 36Mt (Scenario A) and 46Mt (Scenario B) respectively.

This brief comparison illustrates that even under the extreme assumptions of 1% annual GDP growth and no increase in TPES, a quick and radical decarbonization of the energy mix is needed to meet the self-imposed climate target. Such a rapid change is unprecedented since 1971 – our initial year of historical analysis. Furthermore, the comparison between the two scenarios illustrates that significantly less decarbonization of the energy mix is needed, if the economy is growing at a lower rate and energy intensity is improving more rapidly.

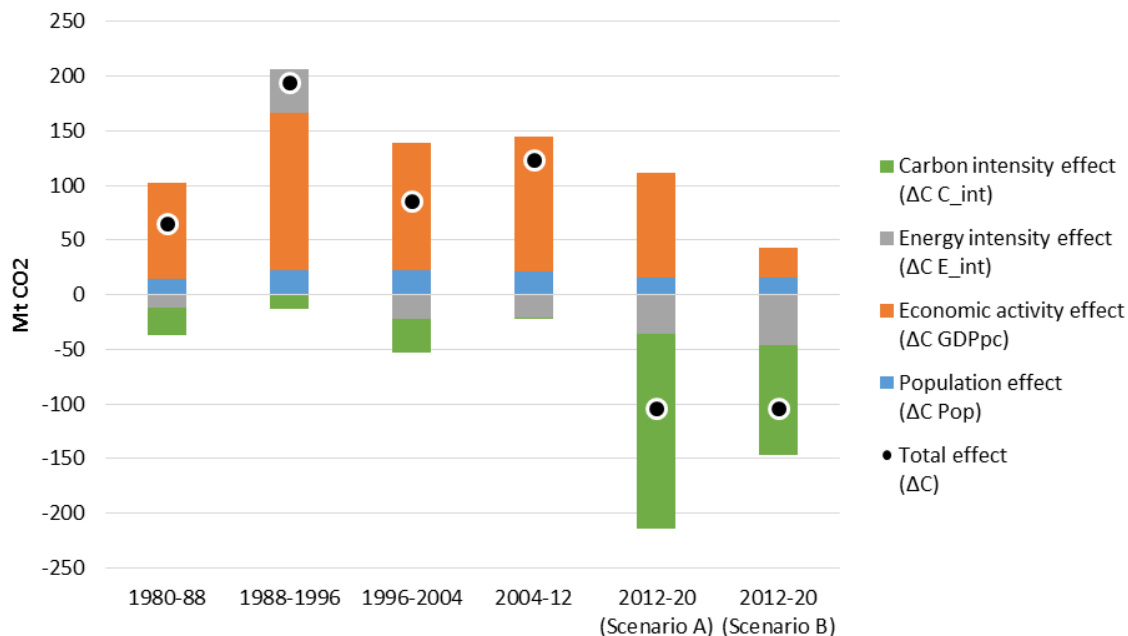


Figure 6: Additive LMDI decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions until 2020 based on emissions reduction target and energy intensity target

Despite the start of the ETS in 2015 and the modestly ambitious RPS, full implementation of current policies would only result in emissions reduction to between 630Mt and 670Mt CO<sub>2</sub> in 2020 (see range shown in Figure 7) – falling about 100Mt CO<sub>2</sub> short of the Korean pledge of 569Mt (Roelfsema et al., 2014). From a target fulfillment perspective, one example for insufficient policies is the newly introduced ETS<sup>10</sup>. In order to reach the emissions reduction target, the cap will have to decrease to 360Mt CO<sub>2</sub> by

<sup>9</sup> The Korea Energy Demand Outlook from 2014 calculates in its low-growth scenario with an average annual increase of GDP by 2.6% and of TPES by 2.1% between 2013 and 2018 (KEEI, 2014).

<sup>10</sup> The ETS started only in 2015. Its first trading period (2015-2017) is a testing phase, in which all allowances are allocated for free (grandfathering). Several last minute changes were made to the ETS, to relax its impact on



2020 (Bloomberg NEF & Ernst & Young, 2013). A steep reduction like this is virtually impossible, since for the period 2015-2017 allowances representing 1,687Mt CO<sub>2</sub> are allocated, on average 562Mt per year (M. Cho, 2014), which is still largely above of what is needed by 2020.

In the context of the ETS the RPS can be seen as an instrument to lower the abatement costs for the power sector. It does not affect the cap of the ETS, but compliance for the power sector becomes cheaper. The RPS's 2020 target of 11% renewable electricity is demanding and it will help to drive up the share of renewables on the long run if fully and effectively implemented. Still it will not be sufficient to achieve the decarbonization of the energy mix that is required to reach the emission reduction target of 30% against BAU.

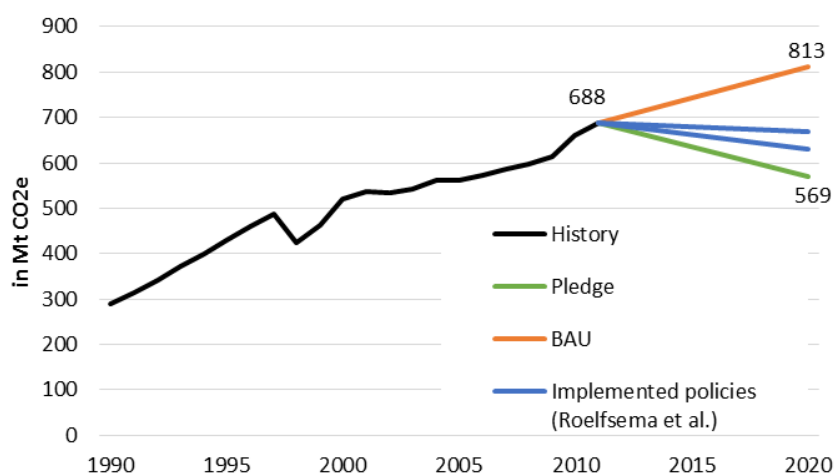


Figure 7: Different scenarios for the development of GHG emission in South Korea 2011-2020 (adapted from Roelfsema et al., 2014)

The key policy challenges that can be derived from the ex-post analysis of emission drivers and the ex-ante analysis of two target-fulfillment scenarios are listed below (in brackets we indicate in italics which drivers are addressed):

- Evaluate the existing portfolio of policy instruments, verify results, withdraw inefficient and ineffective policies and make the necessary corrections so policies are capable of achieving the impacts and outcomes that justify their existence. (*all drivers*)
- Find ways to reorient economic policies from GDP growth to improvements of well-being, job creation, and a structural change of the economy. (*economic activity*)
- Enable growth in the service sector by lowering labor costs relative to energy costs, e.g. by shifting taxes from labor to energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions in a comprehensive ecological tax reform. (*energy intensity*)
- Ensure a significant and stable price on carbon to improve the efficiency and carbon intensity of power generation, e.g. by substituting coal with low carbon technologies). (*energy transformation, energy intensity and energy mix*)

industry. The cap was increased by about 3% still in September 2014 (M. Cho, 2014); and in December 2014 the Korean government decided to exempt emissions trading from taxation (Yonhap News Agency, 2014a).

- Speed up the transition towards a renewable energy system by ensuring a stable and reliable support scheme both for individuals and for large power generators. (*energy mix*)
- Address the challenges of nuclear safety, management of spent fuels and public acceptability and re-evaluate the role that nuclear power can play in the decarbonization of the economy. (*energy mix*)
- Increase electricity tariffs by introducing market pricing and taxes in order to manage demand and incentivize energy efficiency. (*energy intensity*)
- Reduce CO<sub>2</sub> emissions in road transport by giving incentives for the purchase of low-emission vehicles, e.g. by a revenue neutral feebate system that rewards the purchase of low-emission vehicles and progressively taxes vehicles with high CO<sub>2</sub> emissions. (*energy intensity*)

Successful decarbonization of the Korean economy needs to address various drivers and cannot rely on an expansion of low-carbon technology alone. The reasons for this are summarized well in the outlook that the International Energy Agency provides (IEA, 2012), stressing that the country is densely populated, heavily reliant on energy-intensive industries, and has not yet started to considerably utilize its renewable energy potential, in particular offshore wind and tidal energy (cf. G. Kim et al., 2012). Korea is therefore likely to rely on fossil fuels for a large part of its energy demand in the foreseeable future. As energy demand is likely to increase, a reduction in the share of coal and gas might in absolute terms still translate into a rise in consumption. In other words: without a rapid improvement of the energy intensity of the economy (including both energy efficiency and structural change of the economy) CO<sub>2</sub> emissions from energy are likely to rise for another decade and more. The prevailing concentration of large shares of GDP in few energy intensive industries does not only pose environmental risks (Duffield, 2014), but increases the vulnerability of the economy, which means that the strengthening of the service sector represents an opportunity to support a low-carbon economy (cf. W. Choi et al., 2013; D. Park & Shin, 2012).

## 5. Conclusions

Korea's green growth ambitions, and in particular its green stimulus spending, have been frequently referred to as good practice in the international policy arena. Our findings, however, do not fully support this reading of the impacts of the Korean Green Growth Strategy. One key macro-economic indicator of green growth, namely CO<sub>2</sub> emissions from energy, reveals a low performance, i.e. CO<sub>2</sub> emissions increased significantly. We neither observed a change in trends when decomposing CO<sub>2</sub> emissions into various drivers in the short-term (2008 – 2012), nor when comparing estimated short-term trends to the historical long-term drivers of CO<sub>2</sub> emissions. While it is impossible to attribute driver-specific changes in CO<sub>2</sub> emissions to general policy programs, it is clear that the National Green Growth Strategy of Korea between 2009 and 2013 has not yet been successful in reversing the long-term trend of increasing CO<sub>2</sub> emissions. The targeted peak of emission in 2014 has most likely not occurred, yet.

Some possible explanations for the estimated figures arise from the policy review. First, the specific allocated amount for low-carbon technologies was in fact very modest and measures devoted to short-term effects, such as energy efficiency in buildings and transportation, did not deliver as expected. Secondly, and due to the empirical nature of our study, findings are incapable to capture future long-term effects. In addition, some key policy instruments have been implemented recently: a renewable portfolio standard was introduced in 2012 and the emissions trading scheme was launched in January

2015. Thirdly, the stimulus package was not supported by complementary pricing reforms (transport and electricity) that are also needed to drive a green economy.

The results of our analysis reflect the most challenging aspect of any green or low-carbon growth policy: how to make economic growth truly compatible with low CO<sub>2</sub> emissions, i.e. how to make it coincide with radical improvements of the energy intensity of the economy or the carbon intensity of the energy system. A serious green growth policy program needs to phase out rather than include subsidies to fossil fuels; it further needs to attempt the greening of the existing economy by changing its structure and improving its efficiency instead of merely supporting additional 'green growth engines'. Above all, it has to go beyond public spending and include ambitious targets and supplementary policies, such as pricing reforms, carbon-energy taxes and stringent regulatory frameworks. Whether all of the above is still compatible with economic growth rates as high as Korea enjoyed them in previous decades is not self-evident. Whereas it is clear that without policies as they are outlined above high economic growth rates do not seem compatible with the decarbonization of the economy.

## Acknowledgements

The authors would like to acknowledge the financial support of the AES Research Programme of the Swedish Energy Agency, grant N<sup>o</sup> 33684-1. This work is part of the research project "Policy intervention for a competitive green energy economy", whose objective it is to evaluate the performance of energy policy instruments targeting clean energy technology change, taking a competitive green energy-based economy as the main framework for such policy assessment.

## References

- Antal, M., & Van Den Bergh, J. C. J. M. (2014). Green growth and climate change: conceptual and empirical considerations. *Climate Policy*, 0(0), 1–13.  
<http://doi.org/10.1080/14693062.2014.992003>
- Barbier, E. B. (2010). Global Governance: The G20 and a Global Green New Deal. *Economics: The Open-Access, Open-Assessment E-Journal*, 4(2010-2), 1. <http://doi.org/10.5018/economics-ejournal.ja.2010-2>
- Bloomberg NEF, & Ernst & Young. (2013). *South Korea's emissions trading scheme* (White Paper). Retrieved from <http://bnef.com/InsightDownload/7608/pdf/>
- Brahmbhatt, M. (2014). Criticizing green stimulus. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 5(1), 15–21. <http://doi.org/10.1002/wcc.257>
- Cho, D. (2009). *The Republic of Korea's economy in the swirl of global crisis* (No. 147). Tokyo: Asian Development Bank Institute. Retrieved from <http://www.adbi.org/working-paper/2009/08/19/3272.korea.recovery.gfc/>
- Choi, S., Jun, E., Hwang, I., Starz, A., Mazour, T., Chang, S., & Burkart, A. R. (2009). Fourteen lessons learned from the successful nuclear power program of the Republic of Korea. *Energy Policy*, 37(12), 5494–5508. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.025>
- Choi, W., Dobbs, R., Suh, D., Mischke, J., Chon, E., Cho, H., ... Kim, H. (2013). *Beyond Korean style: Shaping a new growth formula*. McKinsey & Company. Retrieved from [http://www.mckinsey.com/insights/asia-pacific/beyond\\_korean\\_style](http://www.mckinsey.com/insights/asia-pacific/beyond_korean_style)
- Cho, K., & Kim, K. (2014, May 14). Korea's Kepco Tariff Brake on Economy Spurs Jump in Bonds. *BusinessWeek*. Retrieved from <http://www.businessweek.com/news/2014-05-14/kepco-tariff-brake-on-economy-spurs-jump-in-bonds-korea-markets>

- Cho, M. (2014, September 11). S.Korea increases emissions cap in proposed carbon trading scheme. *Reuters*. SEOUL, Sept 11. Retrieved from <http://www.reuters.com/article/2014/09/11/carbon-southkorea-idUSL3N0RC2N720140911>
- Chung, S. (2011). Innovation, competitiveness, and growth: Korean experiences. In *Annual World Bank Conference on Development Economics 2010, Global: Lessons from East Asia and the Global Financial Crisis* (p. 333). World Bank Publications. Retrieved from [http://www.google.com/books?hl=en&lr=&id=\\_eRtXClqzw4C&oi=fnd&pg=PA333&dq=innovation+and+growth+south+korea+sungchul+chung&ots=dNeXbL5d33&sig=GMg-sCeozqYOduPdJlq77M6GzuQ](http://www.google.com/books?hl=en&lr=&id=_eRtXClqzw4C&oi=fnd&pg=PA333&dq=innovation+and+growth+south+korea+sungchul+chung&ots=dNeXbL5d33&sig=GMg-sCeozqYOduPdJlq77M6GzuQ)
- Chung, W. J. (2014). *Update on ROK Energy Sector and Energy Policies*. Nautilus Institute for Security and Sustainability. Retrieved from <http://nautilus.org/napsnet/napsnet-special-reports/update-on-rok-energy-sector-and-energy-policies/>
- Chung, W.-S., Tohno, S., & Shim, S. Y. (2009). An estimation of energy and GHG emission intensity caused by energy consumption in Korea: An energy IO approach. *Applied Energy*, 86(10), 1902–1914. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.001>
- Daly, H. E., Cobb, J. B., & Cobb, C. W. (1994). *For the common good : redirecting the economy toward community, the environment, and a sustainable future*. Boston : Beacon Press, 1994.
- Duffield, J. S. (2014). South Korea's National Energy Plan Six Years On. *Asian Politics & Policy*, 6(3), 433–454. <http://doi.org/10.1111/aspp.12118>
- Easterlin, R. A. (1995). Will raising the incomes of all increase the happiness of all? *Journal of Economic Behavior & Organization*, 27(1), 35–47. [http://doi.org/10.1016/0167-2681\(95\)00003-B](http://doi.org/10.1016/0167-2681(95)00003-B)
- GIR. (2014). Target Management Scheme. Retrieved January 17, 2015, from <http://www.gir.go.kr/eng/index.do?menuId=10>

- Hong, K. (2010). *Fiscal Policy Issues in Korea after the Current Crisis* (No. 225). Tokyo: Asian Development Bank Institute. Retrieved from <http://www.adbi.org/files/2010.07.02.wp225.fiscal.policy.issues.korea.crisis.pdf>
- Hong, S., Bradshaw, C. J. A., & Brook, B. W. (2014). South Korean energy scenarios show how nuclear power can reduce future energy and environmental costs. *Energy Policy*, 74, 569–578. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.054>
- Hussy, C., Klaasen, E., Koorneef, J., & Wigand, F. (2014). *International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity - Update 2014*. Utrecht: Ecofys. Retrieved from <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2014-international-comparison-fossil-power-efficiency.pdf>
- IEA. (2009). *Ensuring Green Growth in a Time of Economic Crisis*. International Energy Agency. Retrieved from <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ensuring-green-growth-in-a-time-of-economic-crisis.html>
- IEA. (2012). *Energy Policies of IEA Countries. The Republic of Korea 2012 Review*. Paris: International Energy Agency. Retrieved from [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Korea2012\\_free.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Korea2012_free.pdf)
- IEA. (2013). *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2013*. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development. Retrieved from [http://www.oecd-ilibrary.org/content/book/co2\\_fuel-2013-en](http://www.oecd-ilibrary.org/content/book/co2_fuel-2013-en)
- IEA. (2014a). *Capturing the multiple benefits of energy efficiency*. Retrieved from <http://alltitles.ebrary.com/Doc?id=10961846>
- IEA. (2014b). *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2014*. Paris: IEA; AIE.
- IEA. (2014c). *Energy Prices and Taxes* (No. 0256-2332). Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development. Retrieved from <http://www.oecd-ilibrary.org/content/serial/16096835>

- Jackson, T. (2011). *Prosperity without growth: Economics for a finite planet*. Routledge. Retrieved from [http://www.google.com/books?hl=en&lr=&id=8C2IIPr0tMYC&oi=fnd&pg=PP2&dq=prosperity+without+growth&ots=q8PsbN9XTL&sig=NxKdfqzd1zQH4yKxO0Rw09S\\_N10](http://www.google.com/books?hl=en&lr=&id=8C2IIPr0tMYC&oi=fnd&pg=PP2&dq=prosperity+without+growth&ots=q8PsbN9XTL&sig=NxKdfqzd1zQH4yKxO0Rw09S_N10)
- Jeong, K., & Kim, S. (2013). LMDI decomposition analysis of greenhouse gas emissions in the Korean manufacturing sector. *Energy Policy*, 62, 1245–1253. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.077>
- Jung, S., An, K.-J., Dodbiba, G., & Fujita, T. (2012). Regional energy-related carbon emission characteristics and potential mitigation in eco-industrial parks in South Korea: Logarithmic mean Divisia index analysis based on the Kaya identity. *Energy*, 46(1), 231–241. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.028>
- Kaya, Y. (1990). *Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios (mimeo)* (Paper presented to the IPCC Energy and Industry Subgroup). Paris: IPCC Energy and Industry Subgroup.
- KEEI. (2014). *Mid-Term Korea Energy Demand Outlook (2013-2018)*. Korea Energy Economics Institute. Retrieved from [www.keei.re.kr/keei/download/outlook/MOL14e.pdf](http://www.keei.re.kr/keei/download/outlook/MOL14e.pdf)
- Kim, G., Lee, M. E., Lee, K. S., Park, J.-S., Jeong, W. M., Kang, S. K., ... Kim, H. (2012). An overview of ocean renewable energy resources in Korea. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2278–2288. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.040>
- Kim, H.-J. (2006). *The Shift to the Service Economy: Causes and Effects*. Presented at the Korea and the World Economy, V, Seoul. Retrieved from [http://faculty.washington.edu/karyiu/confer/seoul06/papers/kim\\_hj.pdf](http://faculty.washington.edu/karyiu/confer/seoul06/papers/kim_hj.pdf)
- Kim, Y.-G. (2013). *A Study of Estimation of Social Cost and Rationalization of Price Structure in Use of Fossil Fuels (II) (in Korean)* (Project Report). Korea Environment Institute. Retrieved from [http://library.kei.re.kr/dmme/img/001/014/002/%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B3%B4%EA%B3%A0%EC%84%9C\\_2013-09-02\\_%EA%B9%80%EC%9A%A9%EA%B1%B4.pdf](http://library.kei.re.kr/dmme/img/001/014/002/%EC%82%AC%EC%97%85%EB%B3%B4%EA%B3%A0%EC%84%9C_2013-09-02_%EA%B9%80%EC%9A%A9%EA%B1%B4.pdf)

- Ko, A., Myung, C.-L., Park, S., & Kwon, S. (2014). Scenario-based CO2 emissions reduction potential and energy use in Republic of Korea's passenger vehicle fleet. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 59, 346–356. <http://doi.org/10.1016/j.tra.2013.12.005>
- Lee, E. K. (2012, September 19). *Higher education expansion and economic growth in Japan and South Korea* (Doctoral Dissertation). University of Pittsburgh. Retrieved from <http://d-scholarship.pitt.edu/13735/>
- Lee, J., Clacher, I., & Keasey, K. (2012). Industrial policy as an engine of economic growth: A framework of analysis and evidence from South Korea (1960–96). *Business History*, 54(5), 713–740. <http://doi.org/10.1080/00076791.2012.683420>
- Ministry of Strategy and Finance. (2014). 3-YEAR PLAN FOR ECONOMIC INNOVATION. Retrieved February 13, 2015, from [http://english.mosf.go.kr/popup/14\\_PolicyFocusBanner\\_20140401/popup.html](http://english.mosf.go.kr/popup/14_PolicyFocusBanner_20140401/popup.html)
- Ministry of Trade, Industry and Energy. (2014). *Korea Energy Master Plan. Outlook and policies to 2035*. Retrieved from [http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs\\_cd\\_n=72&bbs\\_seq\\_n=209286&file\\_seq\\_n=2](http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs_cd_n=72&bbs_seq_n=209286&file_seq_n=2)
- Obstfeld, M., Cho, D., & Mason, A. (Eds.). (2012). *Global economic crisis: impacts, transmission and recovery*. Cheltenham: Edward Elgar.
- OECD. (2012). Achieving the “low carbon, green growth” vision in Korea. In *OECD Economic Surveys: Korea* (Vol. 2012, pp. 87–110). Organisation for Economic Co-operation and Development. Retrieved from [http://www.oecd-ilibrary.org/content/chapter/eco\\_surveys-kor-2012-5-en](http://www.oecd-ilibrary.org/content/chapter/eco_surveys-kor-2012-5-en)
- OECD. (2013). *Taxing Energy Use*. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development. Retrieved from <http://www.oecd-ilibrary.org/content/book/9789264183933-en>



- OECD. (2014a). *Compact City Policies: Korea*. OECD Publishing. Retrieved from [http://www.oecd-ilibrary.org/urban-rural-and-regional-development/compact-city-policies-korea\\_9789264225503-en](http://www.oecd-ilibrary.org/urban-rural-and-regional-development/compact-city-policies-korea_9789264225503-en)
- OECD. (2014b). *Gross domestic product (GDP)*. OECD Publishing. Retrieved from [http://www.oecd-ilibrary.org/economics/gross-domestic-product-gdp/indicator/english\\_dc2f7aec-en](http://www.oecd-ilibrary.org/economics/gross-domestic-product-gdp/indicator/english_dc2f7aec-en)
- OECD. (2014c). *OECD Factbook 2014*. OECD Publishing. Retrieved from [http://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-factbook-2014\\_factbook-2014-en](http://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-factbook-2014_factbook-2014-en)
- Oh, I., Wehrmeyer, W., & Mulugetta, Y. (2010). Decomposition analysis and mitigation strategies of CO<sub>2</sub> emissions from energy consumption in South Korea. *Energy Policy*, 38(1), 364–377.  
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.09.027>
- Park, D., & Shin, K. (2012). *Performance of the Services Sector in Korea: An Empirical Investigation* (Working Paper). Washington, D.C.: Peterson Institute for International Economics. Retrieved from <http://2005.www.iie.com/publications/wp/wp12-20.pdf>
- Park, N.-B., Yun, S.-J., & Jeon, E.-C. (2013). An analysis of long-term scenarios for the transition to renewable energy in the Korean electricity sector. *Energy Policy*, 52, 288–296.  
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.021>
- Peters, G. P., Marland, G., Le Quéré, C., Boden, T., Canadell, J. G., & Raupach, M. R. (2012). Rapid growth in CO<sub>2</sub> emissions after the 2008-2009 global financial crisis. *Nature Climate Change*, 2(1), 2–4.  
<http://doi.org/10.1038/nclimate1332>
- Presidential Commission on Green Growth. (2009). *Road to Our Future: Green Growth. National Strategy and the Five-Year Plan (2009~2013)*. Seoul. Retrieved from [http://www.greengrowthknowledge.org/sites/default/files/downloads/resource/Road\\_to\\_Our\\_Future\\_GG\\_Republic\\_of\\_Korea.pdf](http://www.greengrowthknowledge.org/sites/default/files/downloads/resource/Road_to_Our_Future_GG_Republic_of_Korea.pdf)

- Presidential Commission on Green Growth. (2010). *Progress Report 2008 & 2009*. Seoul. Retrieved from [http://www.greengrowth.go.kr/wp-content/themes/newspro2891/download.php?file=2011/12/Progress\\_Report\\_2008\\_2009.pdf](http://www.greengrowth.go.kr/wp-content/themes/newspro2891/download.php?file=2011/12/Progress_Report_2008_2009.pdf)
- Robins, N., Clover, R., & Singh, C. (2009). *A Climate for Recovery. The colour of stimulus goes green*. HSBC Global Research. Retrieved from [www.euractiv.de/files/docs/HSBC\\_Green\\_New\\_Deal.pdf](http://www.euractiv.de/files/docs/HSBC_Green_New_Deal.pdf)
- Roelfsema, M., Elzen, M. den, Höhne, N., Hof, A. F., Braun, N., Fekete, H., ... Larkin, J. (2014). Are major economies on track to achieve their pledges for 2020? An assessment of domestic climate and energy policies. *Energy Policy*, 67, 781–796. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.055>
- SDSN, & IDDRI. (2014). *Pathways to Deep Decarbonization. Interim 2014 Report*. Paris: Sustainable Development Solutions Network. Retrieved from <http://unsdsn.org/what-we-do/deep-decarbonization-pathways/>
- Statistics Korea. (2012). *Korea's Green Growth based on OECD Green Growth Indicators*. Daejeon. Retrieved from [http://www.oecd.org/greengrowth/Korea%27s GG report with OECD indicators.pdf](http://www.oecd.org/greengrowth/Korea%27s%20GG%20report%20with%20OECD%20indicators.pdf)
- Statistics Korea. (2014). KOREAN Statistical Information Service. Retrieved January 7, 2015, from <http://kosis.kr/eng/>
- Stiglitz, J. E., Sen, A., & Fitoussi, J.-P. (2009). *Report by the Commission on the Measurement of Economic Performance and Social Progress*. Retrieved from [http://www.stiglitz-sen-fitoussi.fr/documents/rapport\\_anglais.pdf](http://www.stiglitz-sen-fitoussi.fr/documents/rapport_anglais.pdf)
- Su, B., & Ang, B. W. (2012). Structural decomposition analysis applied to energy and emissions: Some methodological developments. *Energy Economics*, 34(1), 177–188. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.009>
- The World Bank. (2014). World Development Indicators. The World Bank DataBank. Retrieved December 8, 2014, from

<http://databank.worldbank.org/data/views/variableSelection/selectvariables.aspx?source=world-development-indicators>

UNEP. (2009). *Global Green New Deal. Policy Brief*. Retrieved from

[www.unep.org/pdf/A\\_Global\\_Green\\_New\\_Deal\\_Policy\\_Brief.pdf](http://www.unep.org/pdf/A_Global_Green_New_Deal_Policy_Brief.pdf)

UNEP. (2010). *Overview of the Republic of Korea's National Strategy for Green Growth*. United Nations Environment Programme. Retrieved from

[http://www.unep.org/PDF/PressReleases/201004\\_unep\\_national\\_strategy.pdf](http://www.unep.org/PDF/PressReleases/201004_unep_national_strategy.pdf)

UNEP, & GEI. (2009). *Global Green New Deal. An Update for the G20 Pittsburgh Summit*. United Nations Environment Programme. Retrieved from [http://www.unep.org/pdf/G20\\_policy\\_brief\\_Final.pdf](http://www.unep.org/pdf/G20_policy_brief_Final.pdf).

U.S. Energy Information Administration. (2014). *Korea, South - Analysis*. Retrieved November 25, 2014, from <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ks>

World Nuclear Association. (2015). *Nuclear Power in South Korea*. Retrieved February 15, 2015, from <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-O-S/South-Korea/>

Yonhap News Agency. (2014a). *Gov't to waive surtax on emission rights trading starting in Feb*. Retrieved January 18, 2015, from

<http://english.yonhapnews.co.kr/full/2014/12/30/38/1200000000AEN20141230002600320F.html>

Yonhap News Agency. (2014b). *S. Korea to delay low carbon car incentive scheme for 5 years*. Retrieved January 16, 2015, from

<http://english.yonhapnews.co.kr/national/2014/09/02/45/0302000000AEN20140902006500320F.html>

## Appendix

## A. Input data for LMDI decomposition analysis and econometric tests

Table 6: Input data for LMDI and econometric tests

	TPES (in Mtoe)						TFC	CO2 from fuel combustion (in Mt CO2)					Population (in million)	GDP (in bn 2005 USD)
	Oil	Coal	Natural Gas	Biofuels & waste	Non-carbon TPES	TOTAL	TOTAL	Oil	Coal	Natural gas	Other	TOTAL		
1971	11	6	0	0	0	17	14	31	21	0	0	52	33	88
1972	12	7	0	0	0	18	14	32	22	0	0	54	34	92
1973	13	8	0	0	0	22	17	40	27	0	0	67	34	103
1974	15	9	0	0	0	23	18	42	29	0	0	71	35	110
1975	16	9	0	0	0	24	19	46	31	0	0	77	35	116
1976	17	10	0	0	0	27	21	52	33	0	0	85	36	129
1977	21	10	0	0	0	32	25	62	36	0	0	98	36	142
1978	24	10	0	0	1	35	27	70	37	0	0	106	37	155
1979	27	12	0	0	1	40	30	78	42	0	0	120	38	165
1980	27	14	0	0	1	41	31	76	48	0	0	124	38	163
1981	24	15	0	0	1	40	31	75	54	0	0	129	39	173
1982	26	16	0	0	1	43	31	74	55	0	0	129	39	186
1983	27	17	0	0	3	47	33	77	60	0	0	137	40	205
1984	27	20	0	0	4	51	36	76	73	0	0	149	40	222
1985	26	22	0	0	5	54	38	73	80	0	0	153	41	237
1986	29	24	0	0	8	61	42	76	84	0	0	160	41	262
1987	29	24	2	0	11	66	45	78	84	4	0	166	42	292
1988	35	25	2	0	11	74	50	94	89	6	0	189	42	323
1989	38	25	2	0	13	79	54	109	85	6	0	200	42	344
1990	50	25	3	1	15	93	65	135	86	6	1	229	43	376
1991	56	25	3	1	15	100	72	158	87	7	2	254	43	411
1992	69	22	4	1	15	111	81	183	82	10	2	277	44	435
1993	78	25	5	1	16	124	89	199	91	12	2	304	44	462
1994	83	26	7	1	16	132	96	215	96	16	2	329	45	502
1995	91	27	8	1	18	145	105	234	102	19	4	359	45	547
1996	97	29	11	1	20	157	112	239	117	26	2	384	46	586
1997	105	32	13	1	20	171	119	248	126	31	2	408	46	613
1998	87	32	12	1	24	156	107	189	130	29	3	351	46	571
1999	95	34	15	1	27	173	118	210	136	36	3	385	47	625
2000	99	42	17	1	29	188	127	220	174	40	5	438	47	678
2001	96	45	19	1	30	191	130	217	186	44	5	452	47	705
2002	97	47	21	2	31	199	135	214	178	49	5	446	48	756
2003	96	49	22	2	34	203	138	212	181	51	6	449	48	777
2004	96	50	25	2	34	208	138	208	195	60	7	470	48	813
2005	92	50	27	2	39	210	140	204	195	64	6	469	48	845
2006	91	53	29	2	39	214	142	196	205	68	7	477	48	889
2007	94	56	31	3	38	222	147	198	211	73	8	490	49	934
2008	90	63	32	3	40	227	147	181	236	75	9	502	49	955
2009	91	65	32	3	39	229	148	182	253	72	9	516	49	959
2010	95	73	39	3	39	250	158	187	277	91	10	564	49	1019
2011	94	80	42	4	41	260	161	183	298	98	12	590	50	1057
2012	97	77	45	4	40	263	166	184	291	106	12	593	50	1078

## B. Detailed results of econometric analysis

First, all independent variables showed the potential to individually explain the behavior of Korea's CO<sub>2</sub> emissions (see **Error! Reference source not found.**). The variable that showed the highest correlation with CO<sub>2</sub> was *GDPpc* (99.4%). However, the fact that independent variables appeared highly correlated indicated early signs of multicollinearity for the regression analysis.

Table 7: Bivariate correlation test (n=42; all correlations significant at 0.01 level)

	CO <sub>2</sub>	Pop	GDPpc	E_int	C_int
CO <sub>2</sub>	1	0.964*	0.994*	0.660*	-0.912*
Pop		1	0.956*	0.731*	-0.946*
GDPpc			1	0.588*	-0.912*
E_int				1	-0.695*
C_int					1

Estimates from partial correlation tests started to confirm the initial hypothesis: *GDPpc* is the most significantly correlated variable (98.1%) with CO<sub>2</sub> emissions (see **Error! Reference source not found.**). The level of correlation dropped marginally (-1.3%) compared to bivariate correlation tests. This suggested that the relationship between CO<sub>2</sub> and *GDPpc* was slightly mediated by *P*, *E\_int* or *c\_int*. Partialling out *P*, *GDPpc*, and *C\_int* individually suggested that *E\_int* was the principal mediator (86.8%).<sup>11</sup>

Table 8: Partial correlations tests

Controlled variables: <i>GDPpc</i> , <i>E_int</i> , <i>C_int</i>		CO <sub>2</sub>
<i>Pop</i>	Correlation	-0.259
	p-value	0.111
Controlled variables: <i>E_int</i> , <i>C_int</i> , <i>Pop</i>		CO <sub>2</sub>
<i>GDPpc</i>	Correlation	0.981
	p-value	0.000
Controlled variables: <i>GDPpc</i> , <i>Pop</i> , <i>C_int</i>		CO <sub>2</sub>
<i>E_int</i>	Correlation	0.868
	p-value	0.000
Controlled variables: <i>GDPpc</i> , <i>Pop</i> , <i>C_int</i>		CO <sub>2</sub>
<i>C_int</i>	Correlation	0.888
	p-value	0.004

Results from the stepwise regression can be summarised as follows (see **Error! Reference source not found.**). First, all variables but *Pop* were introduced in our original model (in the following 'Model 1'), which was based on eq. (4). Model 1 was significant ( $F_{3, 38} = 4710.29$ ;  $p$ -value = 0.000) and explained 99.7% of the variability of CO<sub>2</sub> emissions ( $R^2 = 0.997$ ). The coefficient of variation for Model 1 ( $Coef\_Var_{Model-1} = \text{Std. error estimate } (+/-9.29) / \text{mean value of CO}_2 \text{ emissions } (285.74 \text{ MtCO}_2)$ ) yielded a value of 3.25%, which suggested that large fluctuations of CO<sub>2</sub> emissions could be explained by the estimated model. However, estimated VIF values for Model 1 revealed strong signs of multicollinearity,

<sup>11</sup> In addition, partial correlation results also revealed that the relationship between CO<sub>2</sub> and *E\_int* was significantly mediated by *Pop* and *C\_int* in particular (correlation increased from 66-6% to 86.8%). In fact, the relationship between CO<sub>2</sub> and *Pop* was no longer significant ( $p\text{-value}_{pop} = 0.111$ ).

with estimated indexes for  $GDP_{pc}$  and  $C_{int}$  in particular, much higher than the defined maximum threshold value.

Table 9: Summary output from stepwise regression analysis

REGRESSION SUMMARY		R	R <sup>2</sup>	Adjusted R <sup>2</sup>	Std. Error		
Model 1*		0.999	0.997	0.997	9.29		
Model 2**		0.998	0.996	0.996	11.08		
ANOVA			Sum of Squares	df	Mean Square	F	p-value
Model 1*	Regression		1220304.51	3	406768.17	4710.29	0.000
	Residual		3281.57	38	86.35		
Model 2**	Regression		1218797.91	2	609398.96	4963.60	0.000
	Residual		4788.16	39	122.77		
COEFFICIENTS			$\beta$ (Standardised)	Std. Error	t	p-value	VIF
Model 1*	$\beta_0$		-403.27	49.63	-8.12	0.000	-
	$\beta_2$ ( $GDP_{pc}$ )		1.000	0.00	48.35	0.000	6.05
	$\beta_3$ ( $E_{int}$ )		0.140	93.80	11.83	0.000	1.98
	$\beta_4$ ( $C_{int}$ )		0.097	11536.00	4.17	0.000	7.66
Model 2**	$\beta_0$		-210.65	21.88	-9.62	0.000	-
	$\beta_2$ ( $GDP_{pc}$ )		0.925	0.00	74.69	0.000	1.52
	$\beta_3$ ( $E_{int}$ )		0.116	98.27	9.39	0.000	1.52

\* Predictors: (Constant),  $GDP_{pc}$ ,  $E_{int}$ ,  $C_{int}$

\*\*Predictors: (Constant),  $GDP_{pc}$ ,  $E_{int}$ ,

As a consequence, a second simulation round took place. This resulted in 'Model 2' containing only  $GDP_{pc}$  and  $e_{int}$  as significant drivers for South Korea's CO<sub>2</sub> emissions. Model 2 was significant ( $F_{2,39} = 4963.6$ ;  $p$ -value = 0.000) and the estimated adjusted R<sup>2</sup> was still very high: 99.6% of the variability of CO<sub>2</sub> emissions is explained collectively by  $GDP_{pc}$  and  $E_{int}$ . This level of determination was only marginally reduced compared to Model 1 (see Table 6). Although the standard error was slightly higher (+/- 11.08 MtCO<sub>2</sub>) compared to Model 1, the estimated  $Coef\_Var_{Model-2}$  was equal to 3.87%, which suggested that Model 2 would also be useful in predicting CO<sub>2</sub> emission interval values (i.e. ratio is lower than 10% threshold). VIF measures revealed no signs of multicollinearity, with estimated values for the independent variables equal to 1.52, a value lower than the defined 5 maximum threshold value. Finally, estimated coefficients (standardised) confirmed that  $GDP_{pc}$  had the strongest impact on CO<sub>2</sub> emission levels.

### C. Further details of the LMDI decomposition analysis

The two figures presented below provide a closer look at the drivers energy intensity and carbon intensity of energy in the LMDI decomposition analysis. In most decomposition analyses energy intensity is based on TPES (cf. IEA, 2014b). Figure 8 shows that basing energy intensity on final consumption, and hence extracting the energy transformation effect, results in a more differentiated picture of the effect of energy intensity on CO<sub>2</sub> emissions. In this case energy intensity based on final consumption had a more consistent mitigation effect on CO<sub>2</sub> emissions since the late 90s than energy intensity based on TPES.

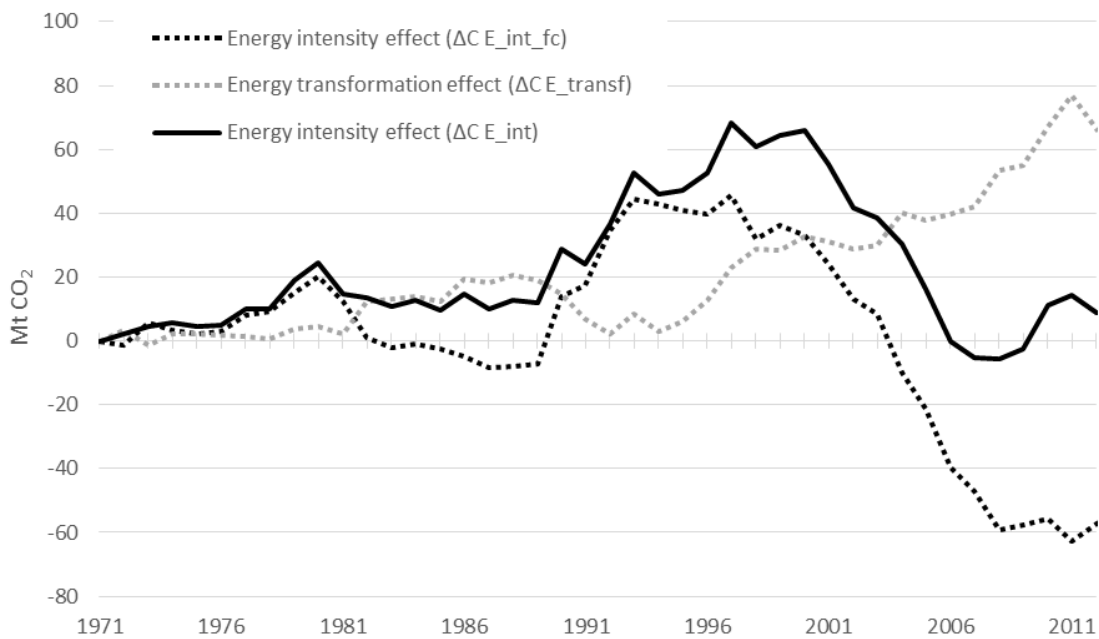


Figure 8: Results of additive LMDI decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions – energy intensity and energy transformation effect

Similarly, splitting the carbon intensity of energy effect into an energy mix and emission factor effect reveals new trends. Both the mitigating effect of lowering emission factors since the early 90s and the increase of emission due to changes in the energy mix after 2005 were “hidden” in the carbon intensity of energy effect.

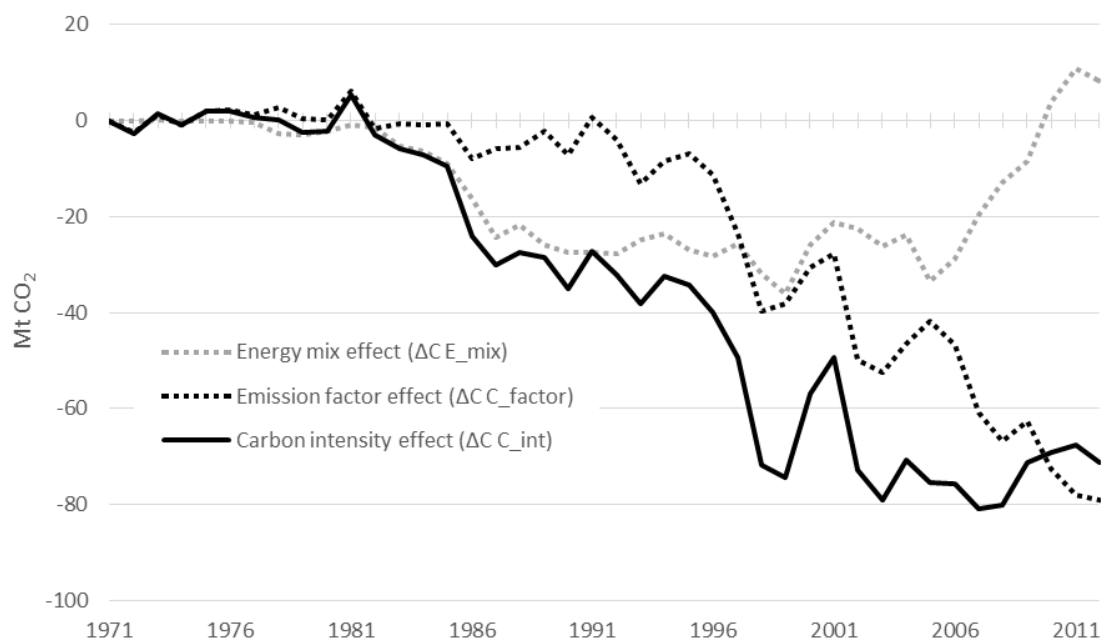


Figure 9: Results of additive LMDI decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions – carbon intensity, energy mix and emission factor effect



**3.12. A MULTI-MODEL ASSESSMENT OF THE CO-BENEFITS  
OF CLIMATE MITIGATION FOR GLOBAL AIR QUALITY**

## A multi-model assessment of the co-benefits of climate mitigation for global air quality

This content has been downloaded from IOPscience. Please scroll down to see the full text.

2016 Environ. Res. Lett. 11 124013

(<http://iopscience.iop.org/1748-9326/11/12/124013>)

View [the table of contents for this issue](#), or go to the [journal homepage](#) for more

Download details:

IP Address: 194.44.31.42

This content was downloaded on 05/01/2017 at 15:35

Please note that [terms and conditions apply](#).

You may also be interested in:

[To what extent can China's near-term air pollution control policy protect air quality and human health? A case study of the Pearl River Delta region](#)  
Xujia Jiang, Chaopeng Hong, Yixuan Zheng et al.

[The impact of European legislative and technology measures to reduce air pollutants on air quality, human health and climate](#)  
S T Turnock, E W Butt, T B Richardson et al.

[2 °C and SDGs: united they stand, divided they fall?](#)  
Christoph von Stechow, Jan C Minx, Keywan Riahi et al.

[The last decade of global anthropogenic sulfur dioxide: 2000–2011 emissions](#)  
Z Klimont, S J Smith and J Cofala

[Mitigation choices impact carbon budget size compatible with low temperature goals](#)  
Joeri Rogelj, Andy Reisinger, David L McCollum et al.

[Explosive growth in African combustion emissions from 2005 to 2030](#)  
C Liousse, E Assamoi, P Criqui et al.

[Air pollution co-benefits of low carbon policies in road transport: a sub-national assessment for India](#)  
Shivika Mittal, Tatsuya Hanaoka, Priyadarshi R Shukla et al.

[A comprehensive view on climate change: coupling of earth system and integrated assessment models](#)  
Detlef P van Vuuren, Laura Battle Bayer, Clifford Chuwah et al.

## Environmental Research Letters



## LETTER

## A multi-model assessment of the co-benefits of climate mitigation for global air quality

## OPEN ACCESS

## RECEIVED

11 March 2016

## REVISED

25 July 2016

## ACCEPTED FOR PUBLICATION

12 September 2016

## PUBLISHED

2 December 2016

Original content from this work may be used under the terms of the [Creative Commons Attribution 3.0 licence](#).

Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.



Shilpa Rao<sup>1,2,13</sup>, Zbigniew Klimont<sup>1</sup>, Joana Leitao<sup>3</sup>, Keywan Riahi<sup>1,4</sup>, Rita van Dingenen<sup>3</sup>, Lara Aleluia Reis<sup>5,6</sup>, Katherine Calvin<sup>7</sup>, Frank Dentener<sup>3</sup>, Laurent Drouet<sup>5,6</sup>, Shinichiro Fujimori<sup>1,8</sup>, Mathijs Harmsen<sup>9,10</sup>, Gunnar Luderer<sup>11</sup>, Chris Heyes<sup>1</sup>, Jessica Strefler<sup>11</sup>, Massimo Tavoni<sup>5,6,12</sup> and Detlef P van Vuuren<sup>9,10</sup>

<sup>1</sup> International Institute for Applied Systems Analysis, Schlossplatz-1, A-2361, Laxenburg, Austria

<sup>2</sup> Norwegian Institute of Public Health, PO Box 4404, Nydalen, Oslo, Norway

<sup>3</sup> European Commission, Joint Research Centre, Via Enrico Fermi 2749, I-21027 Ispra (VA), Italy

<sup>4</sup> Graz University of Technology, Inffeldgasse, A-8010 Graz, Austria

<sup>5</sup> Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), Corso Magenta 63, Milan, Italy

<sup>6</sup> Centro Euro-Mediterraneo per i Cambiamenti Climatici, Italy

<sup>7</sup> Joint Global Change Research Institute, Pacific Northwest National Laboratory, 5825 University Research Court, Suite 3500, College Park, MD 20740, USA

<sup>8</sup> National Institute for Environmental Studies, Center for Social & Environmental Systems research, 16-2 Onogawa, Tsukuba, Ibaraki, 305-8506, Japan

<sup>9</sup> PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Ant. van Leeuwenhoeklaan 9, 3721 MA, Bilthoven, The Netherlands

<sup>10</sup> Copernicus Institute for Sustainable Development, Utrecht University, Heidelberglaan 2, 3584 CS, Utrecht, The Netherlands

<sup>11</sup> Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), PO Box 60 12 03, D-14412 Potsdam, Germany

<sup>12</sup> Politecnico di Milano, Piazza Leonardo da Vinci, 32, I-20133 Milan, Italy

<sup>13</sup> Author to whom any correspondence should be addressed.

E-mail: [rao@iiasa.ac.at](mailto:rao@iiasa.ac.at)

**Keywords:** air pollution, co-benefits, scenarios

Supplementary material for this article is available [online](#)

**Abstract**

We present a model comparison study that combines multiple integrated assessment models with a reduced-form global air quality model to assess the potential co-benefits of global climate mitigation policies in relation to the World Health Organization (WHO) goals on air quality and health. We include in our assessment, a range of alternative assumptions on the implementation of current and planned pollution control policies. The resulting air pollution emission ranges significantly extend those in the Representative Concentration Pathways. Climate mitigation policies complement current efforts on air pollution control through technology and fuel transformations in the energy system. A combination of stringent policies on air pollution control and climate change mitigation results in 40% of the global population exposed to PM levels below the WHO air quality guideline; with the largest improvements estimated for India, China, and Middle East. Our results stress the importance of integrated multisector policy approaches to achieve the Sustainable Development Goals.

**Introduction**

The recent Sustainable Development Goals (SDGs) provide a possible policy platform for linking action on air pollution and climate change. Effective action on the SDGs will require that the connections between the goals and targets be better understood and the local vs global scale synergies and trade-offs evaluated [1]. Here, we present the first multi-model study on the co-benefits of climate policies for regional air quality.

Our goal is to provide critical information to the ongoing policy debate on aligning global and national actions to achieve key SDGs related to air pollution and climate change.

Integrated assessment models (IAMs) project economic growth, population, energy consumption, land-use and agriculture along with associated GHG and pollutant emissions. Scenarios developed using IAMs reflect plausible future pollutant emissions based on socioeconomic, environmental, and

technological trends. The Representative Concentration Pathways (RCPs) [2], were the first set of long-term global air pollution scenarios developed across multiple IAMs. These scenarios were primarily developed for use by climate modelers and are based on a set of long-term radiative forcing targets. They reflect assumptions on the successful implementation of emissions controls in the next few decades and as a result show significant declines in particulate matter (PM) and ozone precursor emissions over the 21st century [3, 4]. Recent studies have pointed to the importance of a systematic assessment of future air quality across a wide range of uncertainties related to the enforcement of pollution control and alternative policies and developments in the underlying energy systems [5, 6].

Standard model inter-comparison projects (MIPs) in which, IAMs implement a common study protocol, and highlight conclusions that are robust to different models' specifications, have been used to gain a better understanding of future structural transformations related to long-term climate change. Here, we use a set of global climate policy scenarios from a recently concluded MIP [7] to assess the co-benefits of climate policies across a set of IAMs for varying levels of implementation of air pollution control. We present results in terms of emissions of a number of air pollutants for key sectors across 10 global regions. We also calculate regional concentrations of fine particulate matter (PM<sub>2.5</sub>) using a reduced-form global air quality source-receptor model (AQ-SRM) and assess them in relation to the World Health Organization (WHO) air quality guidelines [8].

Through this effort, we respond to the need for comprehensive modeling that accounts for multiple uncertainties to increase the policy relevance of the co-benefits of climate policies [9] and extend a number of studies [10, 11] in this regard. The methods and insights developed here, are expected to inform scenario development processes in the Shared Socio Economic Pathways (SSPs), which are part of a new framework that the climate change research community has adopted to facilitate the integrated analysis of future climate impacts, vulnerabilities, adaptation, and mitigation [12].

## Data and methods

Six IAMs participated in this study. The models differ in their economic, technological and sectoral representation and in the way they are solved, with some models maximizing an intertemporal objective function (such as economic activity) and others simulating a set of equilibria. Moreover, the models differ in their representation of GHG emissions and their sources, energy demand and supply sectors, population and GDP baselines, and assumptions about techno-economic parameters.

All models implemented a common set of scenarios. These include:

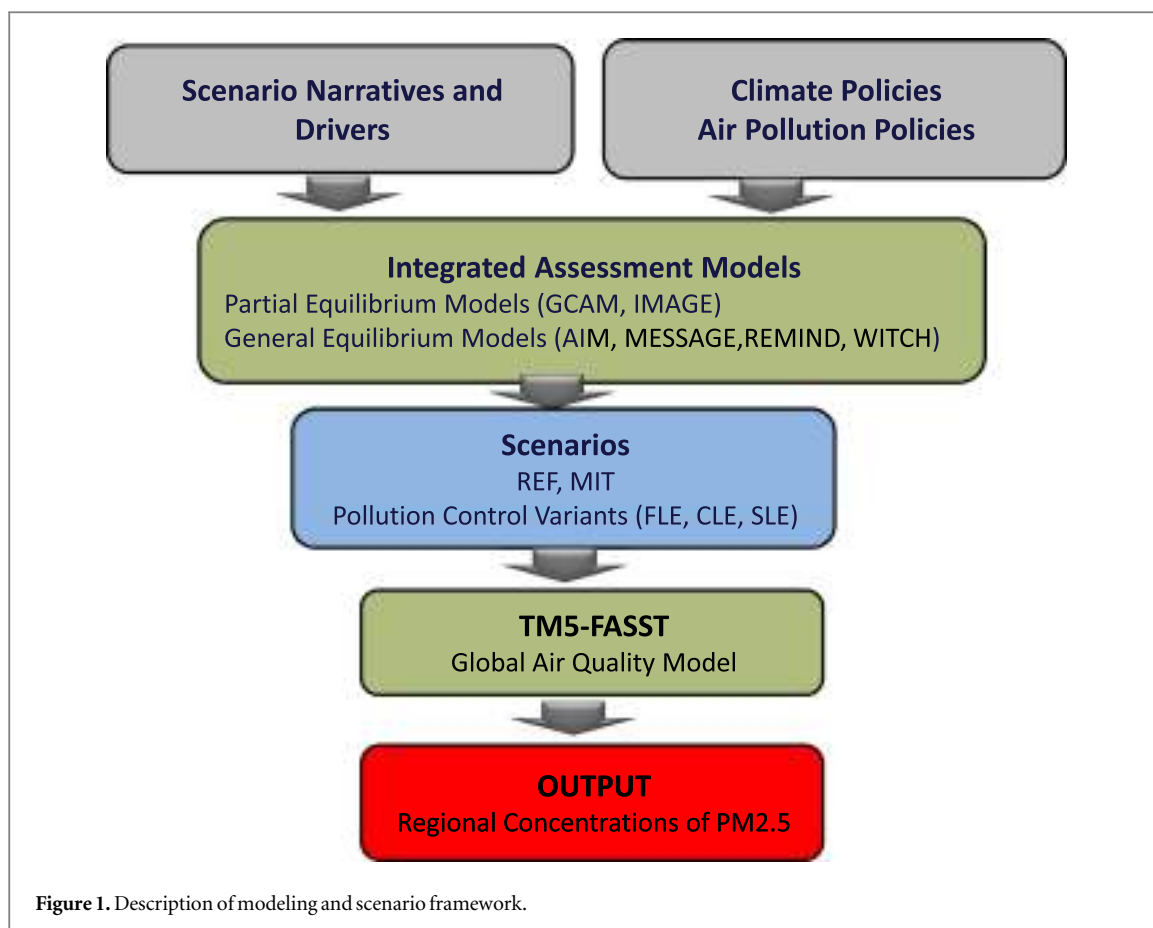
- *REF*: counterfactual baseline development without climate policy against which climate policy scenarios are evaluated. This includes assumptions on median GDP and population projections and does not explicitly include any climate policies.
- *MIT*: climate policy scenario that includes emissions reduction targets for the year 2020 as laid down in the Copenhagen pledges with inclusion of some plausibility considerations of the pledges; and a long-term 450 ppm carbon-di-oxide equivalent (CO<sub>2</sub>e) concentration target.

For this study, all models represented a number of air pollutants over the 2000–2100 period. Emissions for the base year (2000) were based on a common historical emissions inventory [13]. For the 2000–2030 period, we sourced data on pollution control across multiple regions and sources from the Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies (GAINS) model [14–16]. Pollution abatement as defined here specifically included end-of-pipe controls removing pollutants without affecting the emission-producing activity itself. We aggregated data by source from the GAINS model for all energy-related combustion (supply and demand), conversion, and transformation sectors, and applied them in the respective IAMs using emission factors (emissions per unit energy). This approach allows for a relatively simplistic method to represent quantitatively, concepts related to the speed and degree of implementation of pollution control [17].

In order to reflect uncertainty related to future pollution control, we developed three air pollution policy variants across the REF and MIT scenarios:

- *FLE*: 'fixed legislation'; no further emission controls beyond those in place in 2010.
- *CLE*: 'current legislation'; full and timely implementation of all existing and planned air pollution legislation until 2030; full implementation of the best available emission control technologies as exists today by 2100 (independent of their costs but considering economic lifetime of technologies and selected other constraints that could limit applicability of certain measures in specific regions).
- *SLE*: 'stringent legislation'; rapid pollution control with 75% full implementation of the best available emission control technologies by 2030 and full implementation by 2050.

The emission outcomes from all IAMs were further linked to the TM5-FASST model, a global AQ-SRM [18, 19]. The TM5-FASST model calculates 1° × 1° resolution grid maps of PM<sub>2.5</sub> surface



concentrations taking as input annual emission rates of pollutants for 56 regions. For population exposure calculations, the resulting PM<sub>2.5</sub> grid maps were interpolated to  $7.5' \times 7.5'$  to match high resolution population grid maps [20].

Figure 1 shows the systems and scenario framework for this study. Further information on model types, scenario descriptions, sector definitions, and air quality modeling is available in the supplementary information (SI).

## Results

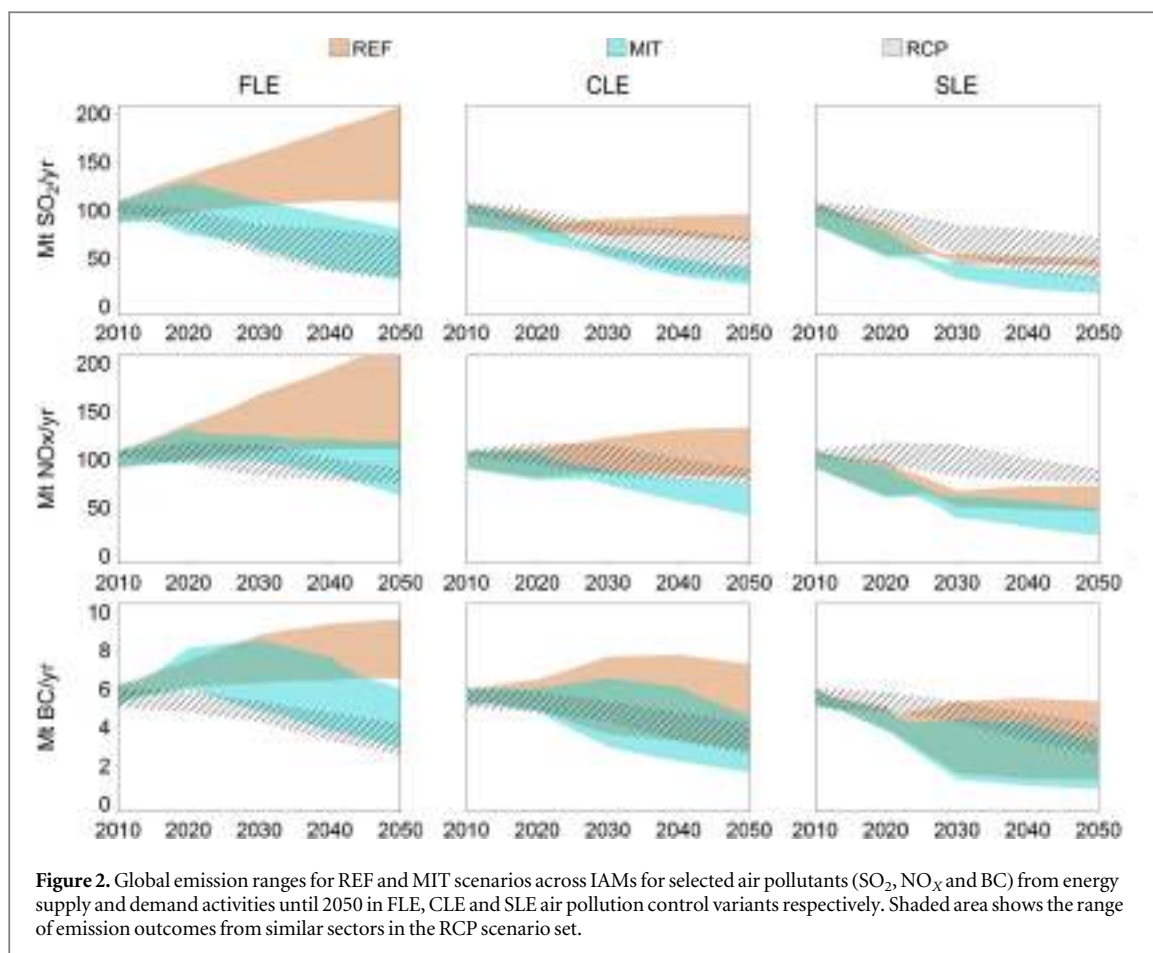
A complete description of the energy and GHG transitions underlying the scenarios used in this study are available in [7, 21]. Key results with regards to the achievement of stringent climate targets that have been highlighted include the importance of fossil fuel combustion for achieving stringent climate mitigation targets; and the need for the phase out of global greenhouse gas (GHG) emissions by 2100. SI figure 1 further summarizes the development of primary energy in the REF and MIT scenarios.

In figure 2, we now review emissions of sulfur dioxide (SO<sub>2</sub>), nitrogen oxide (NO<sub>x</sub>) and black carbon (BC) in the REF and MIT scenarios for the CLE, SLE and FLE pollution policy variants. We focus here on the implications of changes in energy supply and

demand sectors. See SI figure 7-2 for similar results on remaining pollutants.

The first important robust conclusion we make is regarding the comparison to the RCP scenarios in terms of air pollutant emission ranges. While the scenarios used in this study span a similar range of long-term radiative forcing as the RCP set, assumptions on alternate developments in the energy system and the enforcement of pollution control; result in a wider range of emission outcomes as compared to RCP. These results are important in qualifying the uncertainty related to future air pollution development, particularly in a long-term scenario context.

Climate policies lead to significant reductions in near-term emissions of air pollutants, while simultaneously resulting in large declines in GHG emissions (see SI figure 7-3 for a comparison of reductions in pollutants and GHG emissions in the MIT scenario). The technological transitions entailed by climate policies are effective in controlling for the increases in pollutant emissions in the REF scenario, even with full implementation of current and planned air pollution controls (CLE). With lax implementation of direct pollution control (FLE), climate policies are seen to lead to larger reductions in air pollutants while with more stringent implementation of direct controls (SLE), reductions are more limited. The largest reductions in air pollutant emissions in 2030 occur in the MIT SLE scenario. Thus, comprehensive policies that



**Figure 2.** Global emission ranges for REF and MIT scenarios across IAMs for selected air pollutants (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and BC) from energy supply and demand activities until 2050 in FLE, CLE and SLE air pollution control variants respectively. Shaded area shows the range of emission outcomes from similar sectors in the RCP scenario set.

include multiple approaches to air pollution control could be most effective in delivering maximum reductions in air pollution in the near-term.

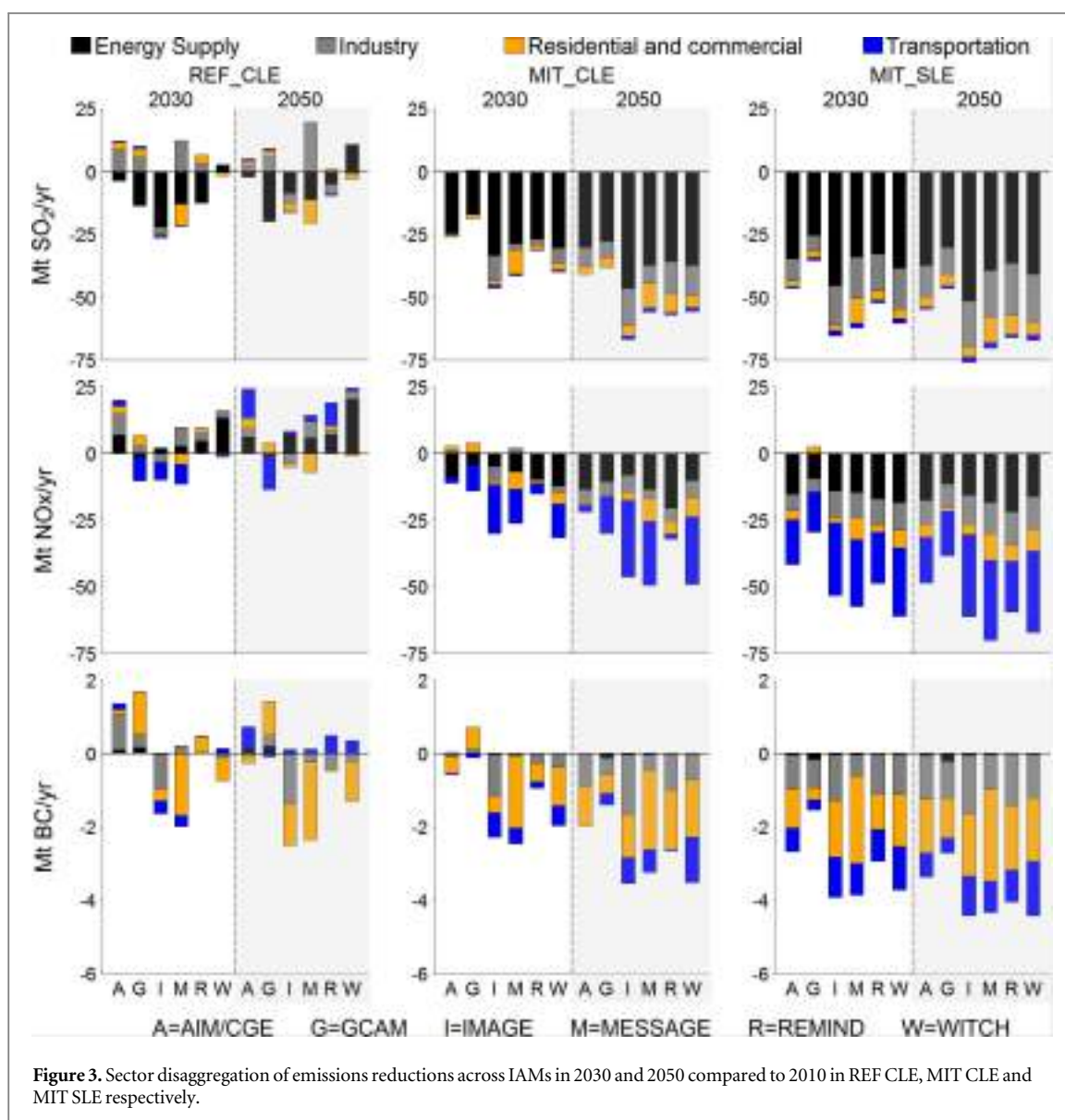
We note that assumptions on the technological limits of direct emission controls are an important factor in terms of the ability of climate policies to afford further reductions in air pollutants. Thus, we may possibly over-estimate co-benefits for the pathways and regions with high penetration of advanced pollution control technologies. On the other hand, given the current low rates of application of these technologies, technological progress in the scenarios can be expected to mature their use over the longer-term.

Even with similar assumptions on the levels of direct pollution control, there is a wide spread across scenario realizations, in terms of the extent of the co-benefits from climate policies. The differences reflect choices of modelers on the technological development and alternative policies in the reference scenarios; as well as the timing and extent of mitigation technologies in the MIT scenarios. A more extensive analysis of these differences is important for the appropriate placing of the co-benefits argument in a policy context.

A closer look at the distribution of reductions in air pollutants across sectors is indicated in figure 3. It is important to note that though we use consistent definitions of sectors in this study, the aggregate nature of the IAMs means that the results also depend on

the assumed level of technological detail in a particular model. While we focus here on the energy supply and demand sectors, SI figure 7.4 indicates clearly that assumptions on land-use and other sectors could imply additional differences across the range of model realizations of the respective scenarios.

We find that current and planned air pollution controls have uneven impacts across different sectors and pollutants in the REF CLE scenario. For SO<sub>2</sub> emissions, adequate pollution controls in the electricity generation sector and the penetration of advanced coal facilities implies that emissions decline significantly in most models in this sector. However, relatively poor controls in other sectors like industry and a growing use of fossil fuels could result in an increase in emissions. For NO<sub>x</sub> emissions, the differences across models in the medium term are larger due to a number of factors including, a lag in controls in the industrial sector in many countries; the high pollutant intensity in processes such as steel and cement; and the increasing use of liquid fuels in the transportation sector. Fossil based liquids comprise on average 92% of total transportation final energy in 2050 in all scenarios here, with assumptions on the relative costs of fuel substitution and infrastructure development being a common constraint. For BC emissions, assumptions on biomass use in developing countries is seen to have a major impact on the reductions from current air



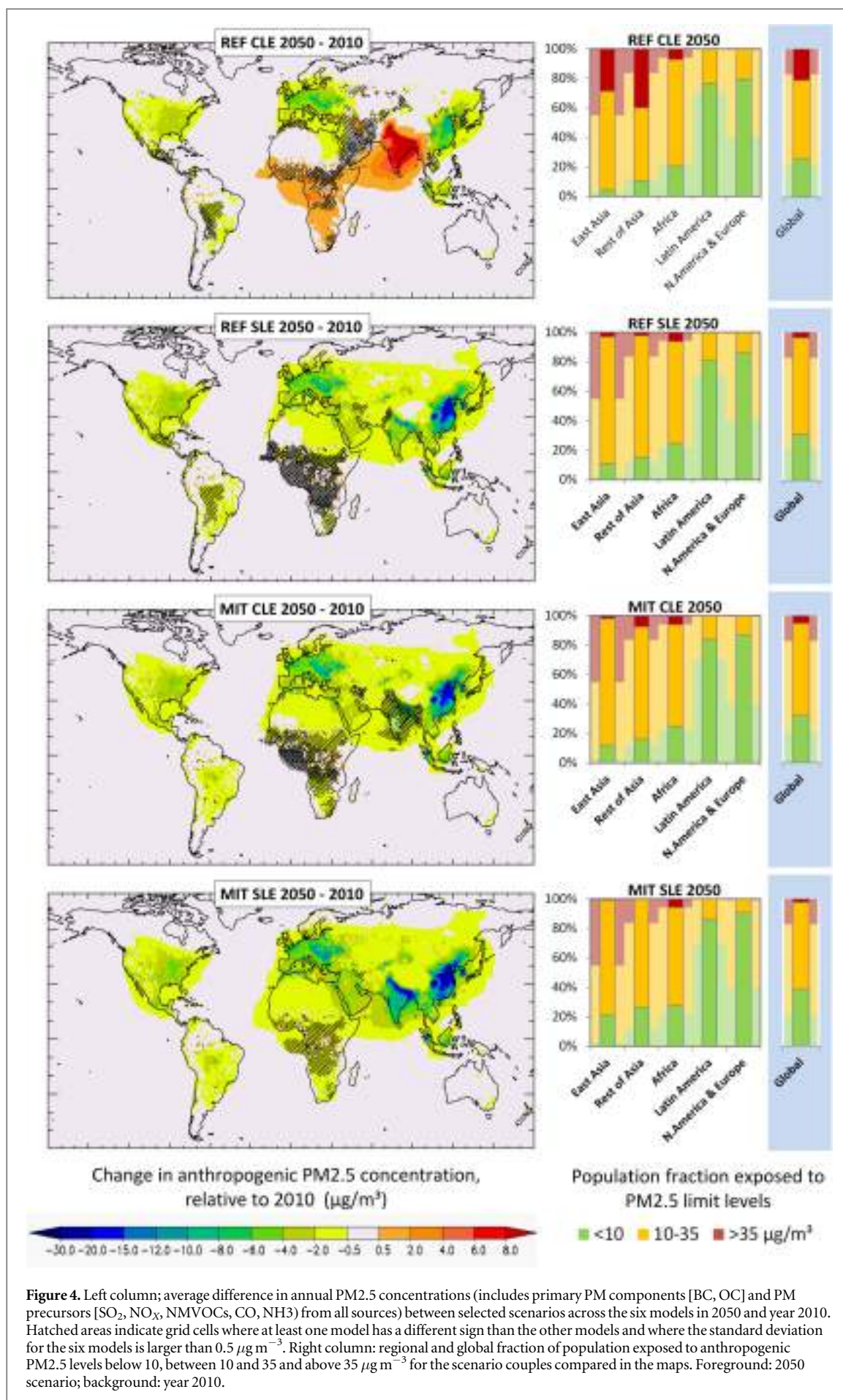
**Figure 3.** Sector disaggregation of emissions reductions across IAMs in 2030 and 2050 compared to 2010 in REF\_CLE, MIT\_CLE and MIT\_SLE respectively.

quality controls. With the continued use of solid fuels for cooking and in small industries, BC emissions are seen to increase significantly in the short-term in these sectors.

With climate policies, we see a convergence in the distribution of the reductions in air pollutant emissions across the different scenario realizations. Air pollutants decline due to increased non-fossil electricity production; penetration of advanced fossil electricity technologies; switch in process heating from coal to gas; a shift to natural gas and electricity based transport; accelerated energy efficiency improvements; and the replacement of coal use for cooking. The co-benefits from climate policies clearly depend on the extent to which such energy related transformations are already part of the respective reference scenarios. In cases, where favorable socio-economic and technological conditions imply low pollutant emissions in the underlying reference scenarios, the co-benefits from specific climate mitigation policies are correspondingly lower. An important finding is that potential tradeoffs

from climate policies could occur from an increase in the use of traditional biomass in the residential sector in the near-term due to high fossil fuel prices and the relatively high costs of more advanced cooking technologies. Thus, effective ambient air pollution control in developing countries will require additional policies on access to clean energy for cooking.

Given the different atmospheric and chemical nature of the pollutants, they can be expected to have varying impacts on regional air quality. In figure 4, we show how the change in man-made fine particulate matter (PM<sub>2.5</sub>) from 2010 to 2050 is spatially distributed for the different scenarios. By 2050, the REF\_CLE results in lower annual ambient PM<sub>2.5</sub> concentrations compared to 2010 levels in regions where legislation is already stringent, e.g., North America (average over all models:  $-2.4 \pm 0.8 \mu\text{g m}^{-3}$ ) and Europe ( $-4.2 \pm 1.0 \mu\text{g m}^{-3}$ ). For other regions, concentrations increase compared to 2010 (for example, India:  $+12 \pm 4.7 \mu\text{g m}^{-3}$ ). Alternative developments in the reference scenarios across the emission models





lead to a wide variation in PM<sub>2.5</sub> trends in some regions, in some cases even with opposite trends, marked as hatched areas on the map. Differences in land-use emissions across scenarios are another important factor, especially in regions like Africa with large scale forest burning. The regional averages and standard deviation for ten world regions are available in the SI.

By 2050, the REF-CLE scenario leaves 21% of global population (17% in 2010) above the WHO highest recommended Tier 1 values for long-term average PM<sub>2.5</sub> concentrations of  $35 \mu\text{g m}^{-3}$ . Between 2010 and 2050, the whole Asian region experiences the most significant further deterioration, increasing from 28% to 36% the population fraction exposed to air pollution levels above Tier 1 levels. Stringent air quality policies (REF-SLE) reduce the fraction of global population exposed to anthropogenic PM<sub>2.5</sub> levels above WHO Tier 1 value to 4% (Asia: 3% of population). The combination of climate policies with CLE controls results in a comparable reduction of pollutant levels (global exposure above Tier 1 level: 5%, Asia: 6%), although models show more diverging results over India and Africa than for the SLE scenario. The largest improvements in air quality, with most converging results of all models, result from a combination of air pollution and climate policies (MIT-SLE). By 2050, MIT-SLE results in less than 3% of global population (less than 0.5% in Asia) above Tier 1 values and 39% of the global population (25% in Asia) below the WHO AQG level of  $10 \mu\text{g m}^{-3}$ . The potential health impacts of such combined policies, although not calculated here are expected to be significant in Asia where the large increase in populations in the next few decades and the established nonlinearity in dose-response functions [22] implies that the types of relative shifts highlighted above could lead to significant declines in air pollution related mortality.

## Discussion

Our findings support the notion that the co-benefits of climate mitigation policies can be useful in structuring action on the achievement of key SDGs related to air pollution and climate change.

The results emphasize the critical role of climate policies in complementing direct efforts on air pollution control. The use of multiple instruments that include technology-advancement policies in addition to direct emission controls could potentially offset uncertainty related to potential market failures [23]. However, with current policies, we find that many regions may only be partially capitalizing on the potential to achieve appreciable improvements in air quality and health. Traditional ‘end-of pipe’ pollution control may have less of a role in reducing emissions than the effects of socio-economic growth and related fuel and technological shifts, especially over longer

time frames [24]. Thus ‘pollution control’ itself should be carefully designed to include a wide range of multi-sector efforts targeted at appreciable improvements in air quality and health [25, 26]. In developing countries, this will imply a need for additional policies on access to clean energy for cooking. This could potentially reduce household air pollution and afford additional improvements in health [27, 28].

In spite of the favorable environment that the SDGs may create, policy integration will not happen automatically. Integration of strategies across sectors and policy advice represents a challenge to the way development work is usually conducted, and will require a paradigm shift [29]. By increasing the robustness of climate policy to uncertain damages, abatement costs, and discount rates, the co-benefits of climate mitigation could potentially support more aggressive near term climate action even in the face of large uncertainty. In practice damages are, either implicitly or explicitly, balanced against the economic costs of pollution control, for which technology characteristics, particularly costs of pollution control or lower emission alternatives are a key driver [30, 31]. Other studies that have looked at the climate benefits of air pollution control have highlighted that their assessment could also be important in policy formulation [32–34].

This study has used a standard model inter-comparison under a common set of assumptions on policies with a goal to determine robust conclusions on the co-benefits of climate mitigation for air pollution. This approach allows us to capture the complex interactions between policy outcomes; and assess both model and scenario related uncertainty in qualifying the impacts of climate policies [35, 36]. We have dealt with the inherent uncertainties related to short-term trends in the drivers of emissions and the relatively large time steps underlying the models, through a specific focus on longer-term (multi-decade) scale trends. We acknowledge that innovative risk management approaches that explicitly account for structural uncertainties can be further useful in deriving robust policy conclusions, but these have not been implemented in IAMs so far [37].

The methods and findings from this study have important implications for the development of long-term scenarios of air pollution. Future efforts on modeling and scenario development will benefit from integrated narratives that are multi-dimensional and encompass social, economic and environmental factors, thus allowing for informed and relevant policy choice.

## Acknowledgments

The research leading to these results has received funding from the European Union Seventh Framework Programme FP7/2007-2013 under grant agreement n° 282846 (LIMITS).

## References

- [1] Lu Y, Nakicenovic N, Visbeck M and Stevance A-S 2015 Policy: five priorities for the UN Sustainable Development Goals *Nature* **520** 432–3
- [2] van Vuuren D *et al* 2011 The representative concentration pathways: an overview *Clim. Change* **109** 5–31
- [3] van Vuuren D P, Bouwman L F, Smith S J and Dentener F 2011 Global projections for anthropogenic reactive nitrogen emissions to the atmosphere: an assessment of scenarios in the scientific literature *Curr. Opin. Environ. Sustainability* **3** 359–69
- [4] Amann M, Kilmont Z and Wagner F 2013 Regional and global emissions of air pollutants: recent trends and future scenarios *Curr. Opin. Environ. Sustainability* **38** 31–55
- [5] Rao *et al* 2013 Better air for better health: forging synergies in policies for energy access, climate change and air pollution *Glob. Environ. Change* **23** 1122–30
- [6] Rogeli J *et al* 2014 Air-pollution emission ranges consistent with the representative concentration pathways *Nat. Clim. Change* **4** 446–50
- [7] Tavoni M *et al* 2015 Post-2020 climate agreements in the major economies assessed in the light of global models *Nat. Clim. Change* **5** 119–26
- [8] WHO 2006 *WHO Air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide; Global update 2005; Summary of risk assessment* World Health Organization, Geneva
- [9] Jack D W and Kinney P L 2010 Health co-benefits of climate mitigation in urban areas *Curr. Opin. Environ. Sustain.* **2** 172–7
- [10] Chuwah C *et al* 2013 Implications of alternative assumptions regarding future air pollution control in scenarios similar to the Representative Concentration Pathways *Atmos. Environ.* **79** 787–801
- [11] West J J *et al* 2013 Co-benefits of mitigating global greenhouse gas emissions for future air quality and human health *Nat. Clim. Change* **3** 79 885–9
- [12] Kriegler E *et al* 2012 The need for and use of socio-economic scenarios for climate change analysis: a new approach based on shared socio-economic pathways *Glob. Environ. Change* **22** 807–22
- [13] Lamarque J F *et al* 2010 Historical (1850–2000) gridded anthropogenic and biomass burning emissions of reactive gases and aerosols: methodology and application *Atmos. Chem. Phys.* **10** 7017–39
- [14] Kilmont Z, Smith S J and Cofala J 2013 The last decade of global anthropogenic sulfur dioxide: 2000–2011 emissions *Environ. Res. Lett.* **8** 014003
- [15] Klimont Z, Kupiainen K, Heyes C, Purohit P, Cofala J, Rafaj P, Borken-Kleefeld J and Schopp W 2009 Global anthropogenic emissions of particulate matter including black carbon *Atmos. Chem. Phys.* submitted
- [16] Klimont Z *et al* 2016 Global scenarios of air pollutants and methane: 1990–2050, in preparation
- [17] Riahi K *et al* 2012 Energy pathways for sustainable development *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future* (Laxenburg, Austria: Cambridge University Press) ch 17
- [18] Van Dingenen R 2009 TM5-FASST: a global atmospheric source-receptor model for short-lived pollutants *Atmos. Chem. Environ.* in preparation
- [19] UNEP 2011 Near-term Climate Protection and Clean Air Benefits: Actions for Controlling Short-Lived Climate Forcers United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi, Kenya
- [20] UN 2009 *World Population Prospects: The 2008 Revision* United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, New York
- [21] Kriegler E, Tavoni M, Aboumahboub T, Luderer G, Demaere G, Krey V, Riahi K and Rosler H 2013 Can we still meet 2 °C with global climate action? The LIMITS study on implications of Durban action platform scenarios *Clim. Change Econ.* **04** 1340008
- [22] Lim S *et al* 2012 A comparative risk assessment of burden of disease and injury attributable to 67 risk factors and risk factor clusters in 21 regions, 1990–2010: a systematic analysis for the global burden of disease study 2010 *Lancet* **380** 2224–60
- [23] Goulder L H and Parry I W H 2008 Instrument choice in environmental policy *Rev. Environ. Econ. Policy* **2** 152–74
- [24] Rafaj P, Amann M, Siri J and Wuester H 2014 Changes in European greenhouse gas and air pollutant emissions 1960–2010: decomposition of determining factors *Clim. Change* **124** 477–504
- [25] Zhang Q, He K and Huo H 2012 Policy: cleaning China's air *Nature* **484** 161–2
- [26] Lydia McMullen-Laird X Z, Gong M and McMullen S J 2015 Air pollution governance as a driver of recent climate policies in China *Carbon Clim. Law Rev.* **9** 243–55
- [27] Pachauri S *et al* 2013 Pathways to achieve universal household access to modern energy by 2030 *Environ. Res. Lett.* **8** 024015
- [28] Cameron C, Pachauri S, Rao N D, McCollum D, Rogeli J and Riahi K 2016 Policy trade-offs between climate mitigation and clean cook-stove access in South Asia *Nat. Energy* **1** 15010
- [29] Le Blanc D 2015 Towards integration at last? The sustainable development goals as a network of targets *Sustainable Dev.* **23** 176–87
- [30] Nemet G F, Holloway T and Meier P 2010 Implications of incorporating air-quality co-benefits into climate change policymaking *Environ. Res. Lett.* **5** 014007
- [31] Bollen J 2015 The value of air pollution co-benefits of climate policies: analysis with a global sector-trade CGE model called WorldScan *Technol. Forecast. Soc. Change* **90** 178–91
- [32] Carmichael V R G 2008 Global and regional climate changes due to black carbon *Nat. Geosci.* **1** 221–7
- [33] Shindell D *et al* 2012 Simultaneously mitigating near-term climate change and improving human health and food security *Science* **335** 183–9
- [34] Anenberg S C *et al* 2012 Global air quality and health co-benefits of mitigating near-term climate change through methane and black carbon emission controls *Environ. Health Perspect.* **120** 831–9
- [35] Gilbert E and Metcalf J S 2015 *The Role of Integrated Assessment Models in Climate Policy: A User's Guide and Assessment* Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School
- [36] Hawkins E and Sutton R 2009 The potential to narrow uncertainty in regional climate predictions *Bull. Am. Meteorol. Soc.* **90** 1095–107
- [37] Gabbert S, van Ittersum M, Kroeze C, Stalpers S, Ewert F and Alkan Olsson J 2010 Uncertainty analysis in integrated assessment: the users' perspective *Reg. Environ. Change* **10** 131–43

### **3.13. ENERGY SCENARIOS FOR SE EUROPE**



JRC CONFERENCE AND WORKSHOP REPORTS

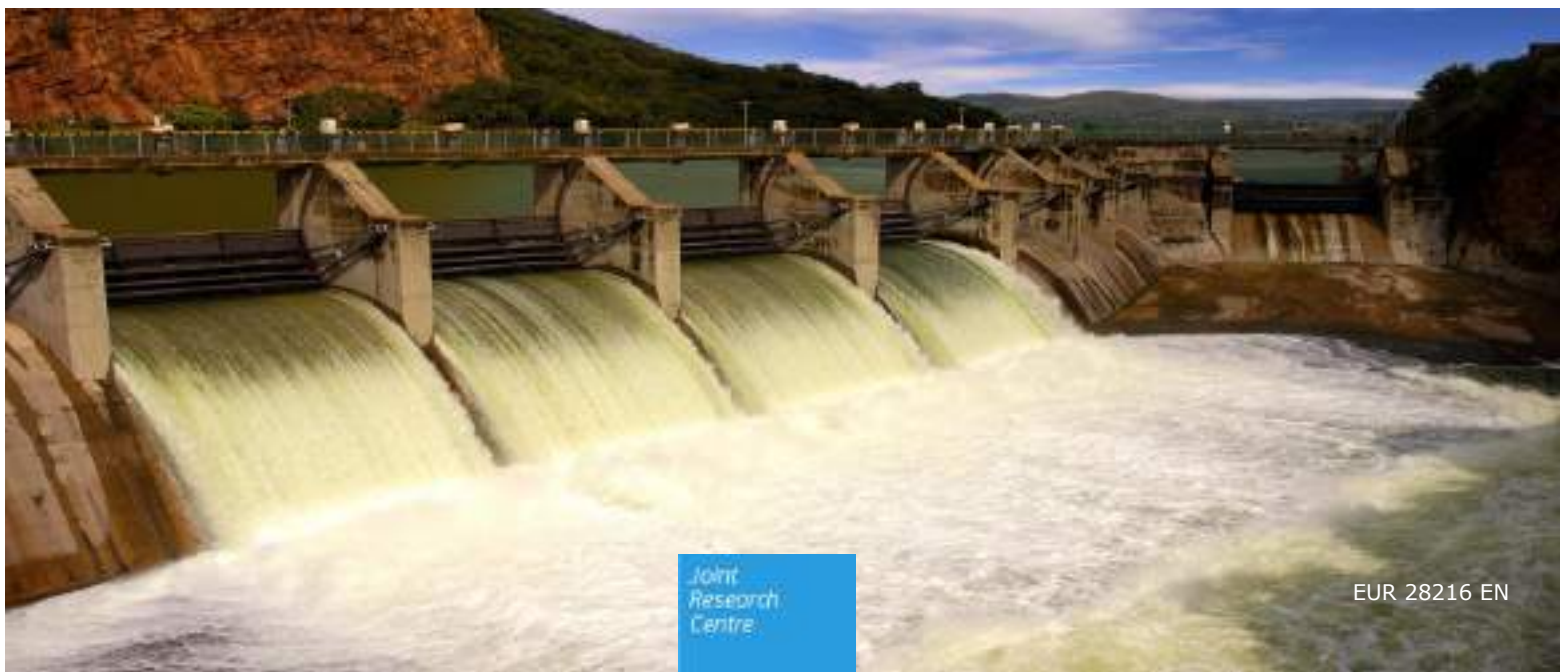
# Energy Scenarios for SE Europe: A close look into the Western Balkans

*Proceedings of the  
Enlargement and Integration  
Action Workshop, Vienna,  
15th of December 2015*

**Editors:** Savvas Politis, Andreas Zucker

**Contributors:** Costis Stambolis, Zoran Vujasinović, László Szabó, Ana Ranković, Naida Taso, Mario Tot, Rocco De Miglio, Biljana Ramić, Dejan Ivezić, Aleksandar Dedinec, Viktor Andonov, Damir Pešut, Atanas Kočov, Daniela Mladenovska, Nadejda Komendantova

2016



This publication is a Conference and Workshop report by the Joint Research Centre (JRC), the European Commission's in-house science and knowledge service. It aims to provide evidence-based scientific support to the European policy-making process. The scientific output expressed does not imply a policy position of the European Commission. Neither the European Commission nor any person acting on behalf of the Commission is responsible for the use which might be made of this publication.

**Contact information**

Name: Andreas Zucker  
Address: Joint Research Centre, Post Office Box 2, NL-1755 ZG Petten  
E-mail: Andreas.ZUCKER@ec.europa.eu  
Tel.: +31 224 565059

**JRC Science Hub**

<https://ec.europa.eu/jrc>

JRC102982

EUR 28216 EN

PDF ISBN 978-92-79-63543-4 ISSN 1831-9424 doi:10.2790/337882

---

Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016

© European Union, 2016

Reproduction is authorised provided the source is acknowledged.

How to cite: Savvas Politis, Andreas Zucker, Costis Stambolis, Zoran Vujasinović, László Szabó, Ana Ranković, Naida Taso, Mario Tot, Rocco De Miglio, Biljana Ramić, Dejan Ivezić, Aleksandar Dedinec, Viktor Andonov, Damir Pešut, Atanas Kochov, Daniela Mladenovska, Nadejda Komendantova; Energy Scenarios for SE Europe: A close look into the Western Balkans; EUR 28216 EN; doi:10.2790/337882

All images © European Union 2016

## Table of contents

Abstract .....	1
1 Introduction .....	2
1.1 Purpose of the workshop .....	2
1.2 JRC support to the EU enlargement and integration process .....	2
2 Sessions of the Workshop .....	4
2.1 Session 1: The Regional Picture .....	4
2.1.1 SE Europe Energy Outlook 2015-2016 - Work in progress: an Initial Outline Presentation (Costis Stambolis, IENE) .....	4
Presentation Abstract .....	4
Resume .....	6
2.1.2 SEE Electric Power Systems: generation, consumption, exchanges & transmission forecasts until 2025 (Zoran Vujasinović, EKC) .....	7
Presentation Abstract .....	7
Resume .....	9
2.1.3 Support for Low-Emission Development in South Eastern Europe (László Szabó, REKK) .....	10
Presentation Abstract .....	10
Resume .....	12
2.1.4 South East Europe 2050 Energy Model (Naida Taso & Ana Rankovic, SEE Change Net) .....	13
Introduction .....	13
Supply side of the model .....	13
Demand side of the model .....	14
Costing and the SEE 2050 Energy Model .....	16
Resumes .....	17
2.2 Session 2: Country Case Studies .....	19
2.2.1 Exploring energy scenarios for South-East European Countries in a regional context: A case study for Albania (Mario Tot, IAEA) .....	19
Presentation Abstract .....	19
Resume .....	21
2.2.2 Integration of the Balkan region into the JRC-EU-TIMES model (Rocco De Miglio, E4SMA) .....	22
Presentation Abstract .....	22
Resumes .....	23
2.2.3 The new Serbian Energy Sector Development Strategy until 2025 and projections until 2030 (Biljana Ramić, Ministry of Mining and Energy Republic of Serbia & Dejan Ivezić, University of Belgrade) .....	24
Presentation Abstract .....	24
Resume .....	26

2.2.4	Updating the strategy for energy development of the FYR Macedonia until 2035: Lessons Learned ( <i>Viktor Andonov, Ministry of Economy of FYR Macedonia &amp; Aleksandar Dedinec, RCESD-MASA</i> ) .....	27
	Presentation Abstract .....	27
	Resume .....	28
2.3	Session 3: Technology aspects .....	29
2.3.1	Carbon Capture and Storage Options for Electricity Generation in South Eastern Europe ( <i>Mr. Damir PEŠUT, EIHP</i> ) .....	29
	Background.....	29
	Aims .....	30
	Methods .....	31
	Results .....	32
	Summary/Conclusions .....	36
	Resume .....	37
2.3.2	Identification of technical indicators for creating natural gas supply policies: The Balkan case ( <i>Atanas Kochov &amp; Daniela Mladenovska, Ss. Cyril and Methodius University, Skopje</i> ) .....	38
	Presentation Abstract .....	38
	Resume .....	39
2.3.3	Impacts of financial de-risking strategy on costs of solar electricity ( <i>Nadejda Komendantova, IIASA ETH</i> ) .....	40
	Resume .....	44
3	Key Messages .....	46
3.1	Status Quo.....	46
3.2	Scenarios.....	46
3.3	Technologies .....	47
3.3.1	Coal .....	47
3.3.2	Natural Gas.....	47
3.3.3	Hydro.....	47
3.3.4	Renewable energy .....	47
3.3.5	Nuclear.....	48
3.3.6	Networks .....	48
3.4	Data and regional information.....	48
4	Works Cited .....	49
5	List of abbreviations and definitions .....	52
6	List of figures .....	53
7	List of tables .....	54

## **Abstract**

"The Energy Scenarios for South East Europe" thematic seminar took place on the 15<sup>th</sup> of December 2015 in Vienna, Austria. The workshop was organized by Institute of Energy and Transport of the European Commission's Joint Research Centre (JRC-IET), hosted by the Energy Community Secretariat (ECS) and sponsored by the Directorate-General for Neighbourhood and Enlargement Negotiations (DG-NEAR) in the framework of the Travel Accommodation and Conference facility for Western Balkans and Turkey, a programme of dissemination activities organised by the Commission in the EU or the beneficiary country in connection with the enlargement process and the pre-accession strategy.

The aim of the workshop was to bring together representatives from think tanks, scientific institutes, the academia and the private sector with government officials, the national statistical agencies and the local TSO representatives from the Western Balkan region to exchange views on potential energy technology deployment scenarios that could facilitate a low carbon development pathway for the enlargement countries, but also exchange on the methodologies utilised and identify challenges as well as potential pitfalls in this process.

The workshop included three sessions of specific thematic focus. The first session provided the "regional picture" with forecasts on the development of the energy and power systems in the western Balkans. The second session discussed case studies on low carbon development trajectories for specific countries in the region; and the third session explored the role of particular technologies in this context. This report comprises of long abstracts from the workshop presentations and closes with a chapter on conclusions and recommendations that resulted from the discussion sessions.



# **1 Introduction**

## **1.1 Purpose of the workshop.**

The objective of this day-long workshop was to explore potential energy technology deployment scenarios that could facilitate a low carbon development pathway for the enlargement countries of the Balkan peninsula, within the context of the energy union. Representatives from think tanks, scientific institutes, the academia and the private sector along with government officials, the national statistical agencies and TSO representatives from the Western Balkan region, representing Albania, Bosnia and Herzegovina, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Montenegro, Kosovo<sup>1</sup> and Serbia, exchanged views on potential energy technology deployment trajectories and on the utilised methodologies but also identified challenges as well as potential pitfalls in this process.

The initial focus of the workshop was on the "regional picture" with forecasts on the development of the energy and power systems in the western Balkans. Then the workshop continued on with country specific case studies on low carbon development trajectories; and concluded with the exploration of the role of particular technologies in this effort.

## **1.2 JRC support to the EU enlargement and integration process**

The Joint Research Centre (JRC) is playing an important role in providing scientific and technological support for the European Union enlargement and integration process through two initiatives: 1) the Enlargement and Integration Action (E&IA) 2) The JRC Annual Programme of activities in the framework of DG NEAR's IPA TAC.

Since 1999, through its enlargement and integration actions (E&IA) JRC gives scientific and technical support to countries on the road towards EU membership, New Member States and Associated Countries to the Research Framework Programmes. The JRC supports the transposition of the EU laws (acquis communautaire) to national legislation and facilitates scientific and technical exchange. The activities include workshops, advanced trainings, summer schools and temporary staff positions at the JRC

In the context of the enlargement process JRC undertakes specific activities on behalf of DG NEAR, funded through the Instrument for Pre-Accession Assistance (IPA) and in particular the Travel Accommodation and Conference facility (TAC). The TAC tool allows for the organization of workshop events, in particular workshops, trainings and summer schools as well as study visits for representatives of the Enlargement countries. The aim of the workshops and trainings is to allow competent organisations in the target countries to study the scientific and technical methods and techniques behind EU policy implementation.

All Associated countries to Horizon 2020 (or in the process of association) have their representatives in the JRC Board of Governors. The Board helps with JRC strategic decision-making on scientific, technical and financial management. Individual Board members have also an important role in presenting the JRC activities in their respective countries.

Moreover there is an intensive networking activity with the JRC Enlargement National Contact Points (NCPs) appointed by the enlargement countries. Every year during the Annual Meeting with Enlargement NCPs the on-going cooperation is presented and discussed. The annual meeting is particularly relevant for further strengthening and improving the on-going cooperation with the Enlargement countries, for exchanging

---

<sup>1</sup> This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence. Thus, this territory is referred to as Kosovo in this report.

information about the activities we both are carrying out, discussing about priorities and plans.

In addition the JRC has signed Memoranda of Understanding with some Enlargement countries. The overall objective of the Memoranda is to improve cooperation in selected fields in the competence of the JRC and to host PhD students and post-doctors from these countries in the JRC Directorates and laboratories.

## **2 Sessions of the Workshop**

### **2.1 Session 1: The Regional Picture**

#### **2.1.1 SE Europe Energy Outlook 2015-2016 - Work in progress: an Initial Outline Presentation (Costis Stambolis, IENE)**

##### **Presentation Abstract**

The South East (SE) Europe Energy Outlook 2015-2016 is a comprehensive study, which deals with the current energy situation in the SE European region but is also concerned with its 'Outlook' from now until 2025. The study covers all 13 countries of the region. These countries include: Albania, Bosnia and Herzegovina, Bulgaria, Croatia, Slovenia, Cyprus, the former Yugoslavian Republic of Macedonia, Greece, Kosovo, Montenegro, Romania, Serbia and Turkey. The full study is expected to be published in June 2016.

This is the second time that such a major study is being undertaken by IENE. The first study was published by IENE in 2011. The study contains substantial comparative data, detailed sectorial analysis, estimates and projections. After a comprehensive introduction, in which the economic and political background of South East Europe is thoroughly presented, the study examines the impact of the regional integration process on SE Europe's energy prospects. The advent of EU's Energy Union is also discussed and analysed in relation to its anticipated catalytic role in accelerating energy market integration in SE Europe. The study comprises four main parts: country energy surveys, regional economic and energy analysis, sectorial analysis and energy investment outlook. It also includes energy demand and supply projections for 2020/2025 and beyond.

The regional energy sector analysis focuses on the region's economies, on oil (upstream, midstream, downstream), natural gas, power generation, renewable, energy efficiency, co-generation and environmental issues. A major part of the study concerns the individual countries of the region and contains an energy overview of each one of them. A set of original energy maps for the region has been created, together with comparative data tables and economic analysis.

Another important part of the study covers the energy interconnections in South East Europe and in the Black Sea region for oil, gas and electricity. The major energy projects in the region (oil and gas pipelines, gas storage, nuclear plants, hydrocarbon exploration projects, refineries, RES installations) are described and fully analysed. The study also covers latest developments in the energy market liberalization process but also the environmental and energy security considerations in South East Europe. The study concludes with an in depth analysis and projections of the current and future investment potential and business opportunities of the region's energy sector. The structure of the study is presented in the Table of Contents which follows.

The current "SE Europe Energy Outlook 2015-2016" study was carried out over the last two years (2014-2016) and is largely based on IENE's ongoing monitoring of the region's key energy issues. The need for this study emerged from IENE's quest to understand the geopolitical and geographical sphere within which it operates, but also to define and evaluate in an objective manner the major policy challenges which lie ahead in the energy sector of the region. Parallel to that, was the equally important need to identify the important investment and business opportunity areas across the region.

The present Outlook reviews the energy sectors and policies of individual countries by focusing on key policy challenges that need to be addressed over the next five to ten years. This study further discusses these policy challenges on a regional level and propose necessary initiatives both as part of the transition process envisaged within the Energy Community (*i.e. electricity and natural gas markets*) but also separately as the case may be (*e.g. regional oil and gas pipelines projects, electricity interconnections*).

One of the key observations of the study is the need for a much better organized and continuous market surveillance and analysis. This is necessary if we are to understand better and interpret the developments and trends of the energy sector in the region. The poor statistics and lack of reliable information on projects and energy flows in general, from several countries in the area, make such a task cumbersome and tedious. IENE is already addressing this challenge in close co-operation with knowledgeable and reliable contacts and partners in each country. These partners are included in the study team with each one having contributed country profiles and sectorial analysis.

Key findings of the study include the changing energy mix as Natural Gas and Renewable Energy Sources are gradually taking over visible segments from solid fuels (coal and lignite) which for many years formed the basis for power generation in almost all countries of the region.

The ongoing and planned development of gas infrastructure terminals in several countries of the region including LNG is in line with efforts to diversify gas supplies and supplier routes. Likewise electricity grid extension, and upgrading as well as cross border interconnections are under development addressing increased needs in view of the constant addition of new independent producers.

Given the current state of affairs in SE Europe and the constant flux which characterizes most energy markets and the fact that certain key transnational projects such as main oil and gas pipelines have suffered serious drawbacks, with final investment decisions being constantly postponed, and which is bound to affect investment in the energy sector as a whole, the study provides some useful insight on background developments, at both government and company level, which are likely to affect the outcome of key projects over the coming years. The geopolitical and socio-economic impact from SE Europe's fast changing energy landscape is also discussed.

As far as the investment prospects in the energy sector of SE Europe over the next 10 years there can only be described as positive. In terms of planned investments we clearly have a multilayered situation as a group of six countries (e.g. Turkey, Bulgaria, Romania, Croatia, Greece) appear to be moving much faster than others in attracting the needed investment for a variety of energy projects while progress in the rest of the countries, is moving more slowly.

The region as a whole can be considered as presenting attractive business opportunities in almost all branches of the energy sector. Total energy related investments in SE Europe vary between €205 billion in the reference scenario up to €290 in the optimistic scenario.

According to SEEEO 2015-2016 findings the major challenges of the energy sector in SE Europe can be summarized as follows:

- **Strengthen the security of energy supply**, through:
  - i. Further diversification of oil and gas supplies;
  - ii. Diversification of energy routes;
  - iii. Broadening of energy mix;
  - iv. Electricity and gas system interconnectivity;
  - v. Expansion of LNG and underground gas storage capacity;
  - vi. Increase of production from indigenous energy sources;
- **Progressive decarbonisation of the energy system.**
  - i. In power generation, through further penetration of RES and deployment of clean coal methods.
  - ii. In industry, through further gasification and electrification.

- iii. In buildings, the improvement of energy efficiencies and wide use of RES and Solar Passive system.
- iv. In transportation, through improvement of motor vehicle fuel efficiency, greater use of hybrids, use of electric cars in cities, broader use of public transportation systems.
- Complete the liberalisation process in electricity and gas and expand market competition right down to end user level, through further privatisations, and entry into the market of independent suppliers and traders.

### **Resume**

**Mr. Costis Stambolis** is the Deputy Chairman and Executive Director of the Institute for Energy for SE Europe. He holds degrees in Architecture and Energy Studies from the RIBA and the Architectural Association in London and holds a professional practice license from the Technical Chamber of Greece (TEE).

## 2.1.2 SEE Electric Power Systems: generation, consumption, exchanges & transmission forecasts until 2025 (Zoran Vujasinović, EKC)

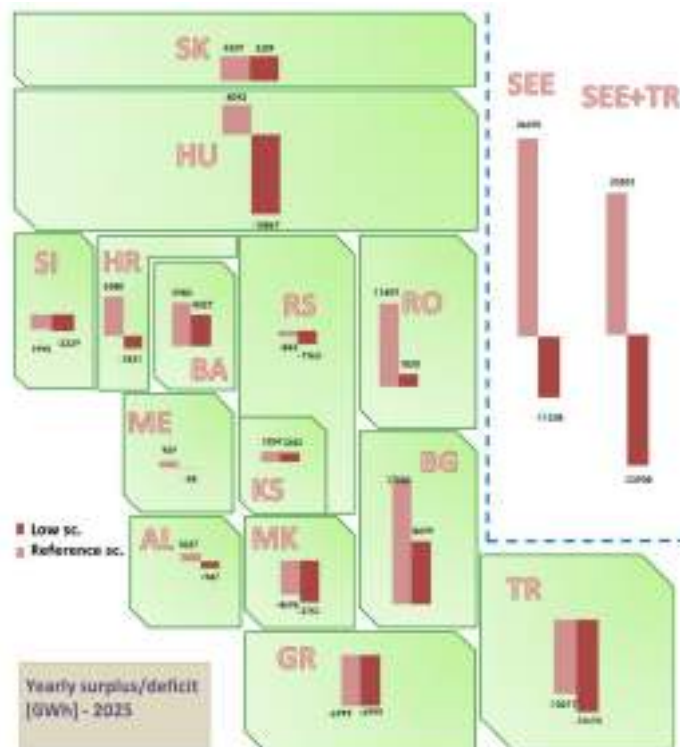
### Presentation Abstract

The EKC regularly performs studies and forecasts on the development of the South Eastern European (SEE) and neighbouring power systems (Albania, Bulgaria, BiH, Croatia, Greece, Montenegro, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Hungary, Kosovo, Romania, Serbia, Slovakia, Slovenia, Turkey), with regards to the current state of art and the perspective development of the electricity markets.

Our recent studies address:

- the current situation (2014) of demand, generation, exchanges and transmission
- projections until 2025, in particular:
  - demand forecasts,
  - planned installed generation (per technologies and with recognized major additions plant-by-plant for bigger units) and decommissioning,
  - planned electricity production,
  - surplus/deficit analysis,
  - transmission system development.

The EKC also performs market simulations (using our GTmax model) to determine the development of wholesale market prices.



**Figure 1: Schematic representation of SEE power systems**

The sources of information used in the analysis are the responsible ministries of the countries concerned, regulators, transmission system operators including ENTSO-E, power exchanges, as well as internal assessments and expert analyses.

The current situation can be illustrated on the example of 2014 realisation data. On a yearly basis, the biggest net exporters are Bulgaria (9.6 TWh), Romania (7.1 TWh) and BiH (2.8 TWh). The net importers with the largest deficits are Hungary (-13.3 TWh), Greece (-8.6 TWh), Turkey (-5.2 TWh) and Croatia (-3 TWh). The total deficit of the observed region (incl. Turkey) was about -21 TWh.



transmission projects are mainly oriented in the export-import directions, from east to west and south-west, to the deficitary countries of southern Balkans, and towards Italy.

### **Resume**

**Mr. Zoran Vujasinović** is Head of Electricity Market and Software Solutions Team, of the consulting company Electricity Coordinating Center (EKC) from Belgrade. He has a long experience in the analyses and planning of transmission networks and electricity markets. The main areas of professional engagement are electricity markets, congestion management, balancing markets, analyses and studies related to system security and capacity calculation, and related software solutions. Project leader of numerous software applications used by European TSOs.



### **2.1.3 Support for Low-Emission Development in South Eastern Europe** (László Szabó, REKK)

#### **Presentation Abstract**

The objective of the project "Support for Low-Emission Development in South Eastern Europe (SLED)" was to help policy makers in Albania, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Montenegro and Serbia to set realistic but ambitious decarbonisation pathways for their electricity sectors up to 2030. In the case of Montenegro and Albania, project results were also used in the assessment process for the Intended Nationally Determined Contributions (INDC). SLED was financed by the Austrian Development Agency and the project was coordinated by the Regional Environmental Centre. The electricity sector modelling tasks were carried out by The Regional Centre for Energy Policy Research (REKK) with its European electricity model (EEMM).

The SLED study assesses the effect of decarbonisation scenarios on electricity systems in the region, meaning the four project countries and Bosnia and Herzegovina.

The regional scenarios (Reference – REF; Currently Planned Policies – CPP; and Ambitious – AMB) use different assumptions on electricity demand and supply. Supply side factors include the deployment levels of renewable energy sources for electricity (RES-E), changes in the conventional power generation sector, and the applied energy and carbon taxation rates. On the demand side, the energy efficiency ambition levels define the consumption scenarios. The scenarios and the assumptions were agreed with the main stakeholders in the project countries (relevant ministries, transmission system operator, regulator and electricity experts). Scenario assumptions were related to six dimensions:

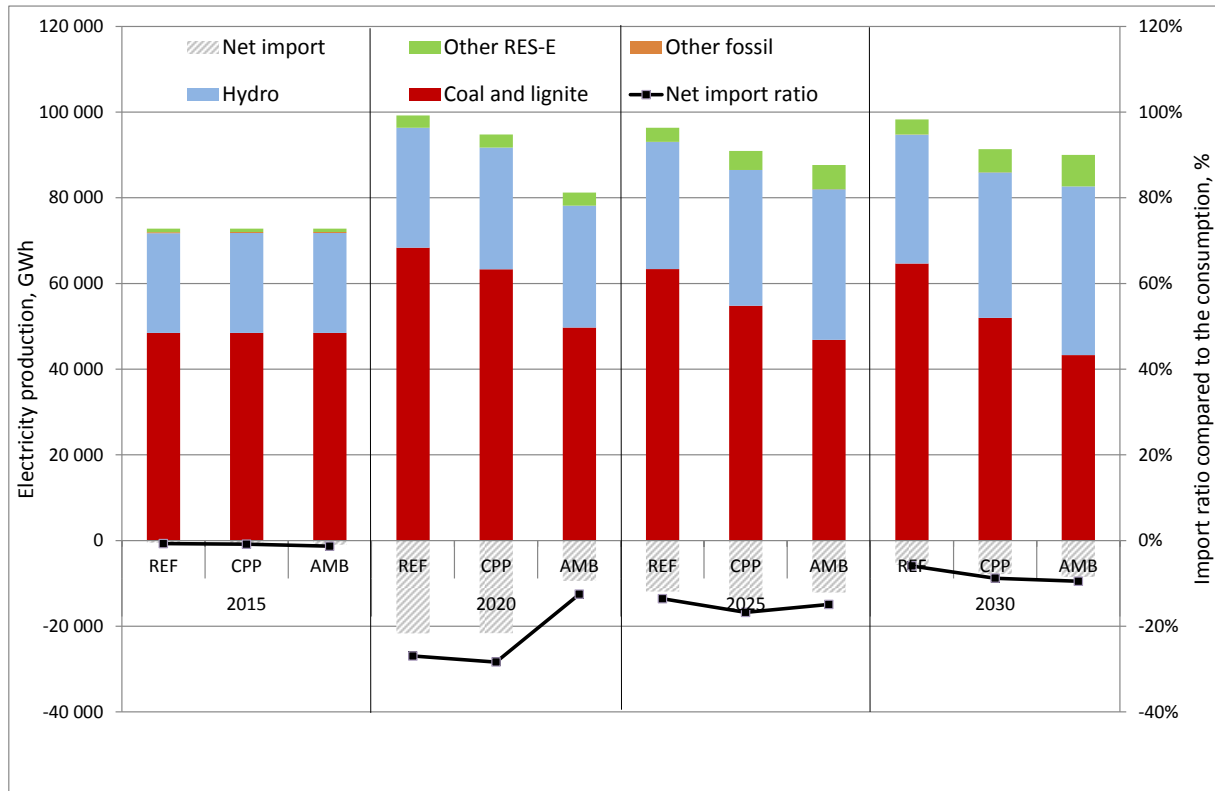
- carbon value;
- energy/excise tax;
- environmental standards;
- deployment of renewable energy technologies;
- deployment of conventional generation technologies; and
- electricity demand (integrating assumptions on end-use energy efficiency improvement).

The above factors all affect national CO<sub>2</sub> emissions either via the level of electricity production or by their impact on the fuel mix for electricity generation. As far as taxation is concerned, two factors are identified. First, the introduction of the EU ETS either as consequence of EU membership or the transposition of the EU law as required for members of the Energy Community; and second, simply the introduction of a national policy instrument placing value on carbon emissions, which alters the cost of the respective generation technologies and hence the production possibilities. The same logic applies to the introduction of the minimum tax level on energy products required by EU legislation. The electricity supply mix is affected by the introduction of European air pollution regulations: the Large Combustion Plants (LCP) Directive, for example, may force the most polluting coal plants out of operation or limit their operating hours. The development of renewables and conventional (fossil) generation capacities is the outcome of national policy decisions and – in the case of renewables – support levels. Electricity demand growth triggers higher production from the available power plant portfolio or imports.

The assessment was carried out using the EEMM and the network model of the Electricity Coordinating Center (EKC). The EEMM is a detailed, bottom-up economic simulation model covering the whole European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) region, while the EKC network model covers the medium- and high-voltage network of the South East European (SEE) region.

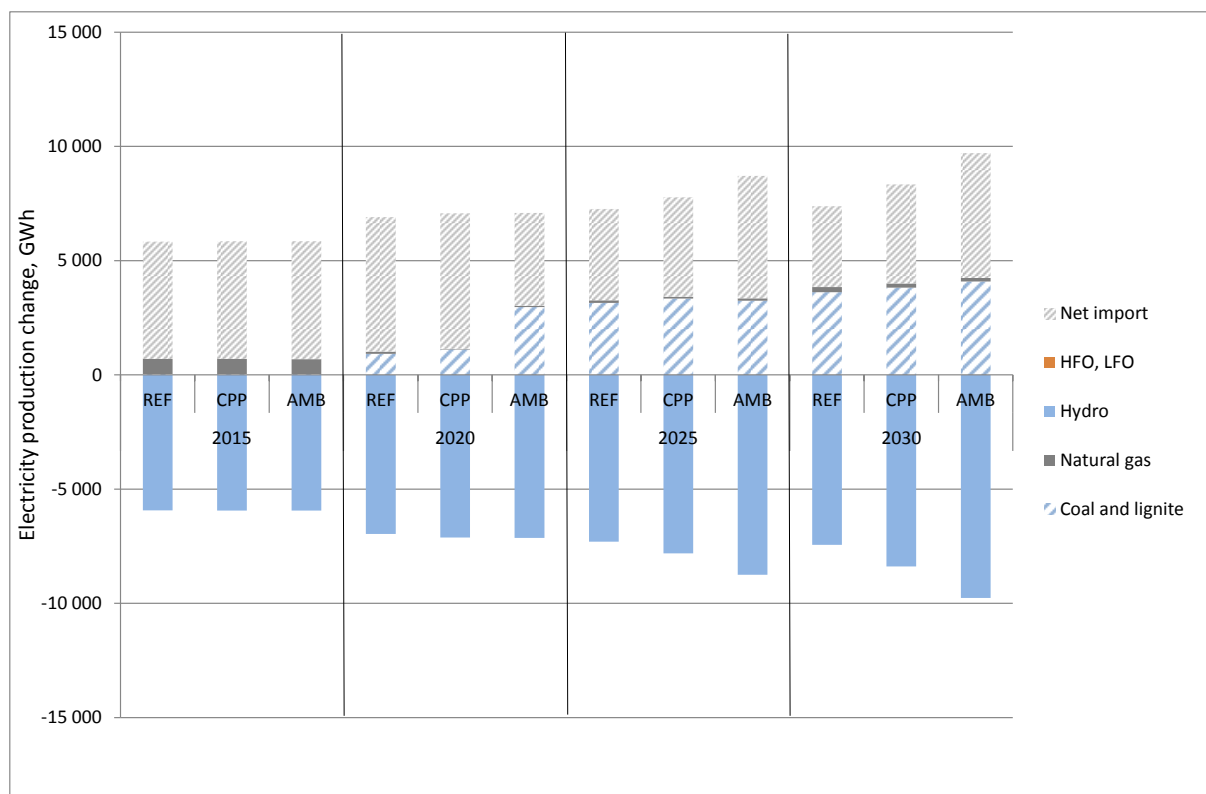
The following main conclusions can be drawn from the scenario modelling:

Self-sufficiency in generation in 2015 turns into a 20 to 30 percent export level in 2020 due to coal and hydro capacity expansion (the relative share depending on the scenario), after which this export share gradually decreases up to 2030. Other RES technologies remain at moderate levels throughout the whole period. Natural gas-based generation units are utilised at very low level despite the new capacities built in Albania, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Serbia and Bosnia. Carbon leakage is present in the region after 2020, irrespective of the scenario or the year.



**Figure 3: Regional generation mix (BA, AL, ME, MK, RS) and net imports in the three scenarios**

The loss of hydro generation in years when there are unfavourable hydrological conditions is mainly substituted by imports in the first period (if it occurs up to 2020), then by coal- and lignite-based generation from 2025 onwards in most scenarios. In dry years up till 2020 hydro production is substituted mainly by import and with a limited contribution by gas, while from 2020 onwards the new coal capacities gradually increase (in Serbia and Bosnia and Herzegovina) and take a complementary role alongside imports.



**Figure 4: Change in the regional generation mix in the case of low hydro availability**

### Resume

**Dr. László Szabó** is a Senior Researcher at the Regional Centre for Energy Policy Research (REKK, Hungary). He received his PhD from the Corvinus University of Budapest in economics. After his studies, he held several positions in the Hungarian public administration: at the Ministry of Economic Affairs and also at the Hungarian Energy Office. Between 2002 and 2010 he was a researcher and a scientific officer at the Institute for Prospective Technological Studies, DG JRC of the European Commission, where he specialised in modelling energy intensive sectors and climate change related issues. He participated in several EU projects dealing with climate change mitigation and adaptation issues and also investigated energy efficiency measures, publishing the results in several peer-reviewed journals. Since 2010 his work at REKK focuses on various energy related topics, amongst them the regulation of renewable energy sources in Hungary and also in the wider region, power sector infrastructure economic assessment, climate change related issues and economic assessment of electricity market developments in the short and medium term in a regional context.

## **2.1.4 South East Europe 2050 Energy Model** (*Naida Taso & Ana Rankovic, SEE Change Net*)

### **Introduction**

The South East Europe 2050 Energy Model is a policy tool designed to develop low carbon energy and emission pathways for South East Europe (SEE)<sup>2</sup>. The purpose of the tool is to show possible energy system pathways, which better meet EU standards and goals. The model consists of 7 energy models for 7 states (Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo, Montenegro, Serbia), as well as one regional model, and allows users to make sensible choices about the energy future of SEE that are in line with EU goals. The model was created by a regional team of researchers from civil society organizations (CSOs) and international experts under the framework of the SEE SEP (South East Europe Sustainable Energy Policy) project, with lead partner SEE Change Net [1] and 17 CSO partners from the SEE region and the EU. It is a result of 2 years of work which included the collection of data, literature review, consultations with stakeholders in more than 500 meetings, modelling energy pathways for 7 countries, with special focus on the transparency of data. It is presented in 2 formats: a medium complexity interface featuring energy data for each country (South East Europe 2050 Carbon Calculator [2]), and an animated video game that enables the public to develop his or her desirable energy future in SEE (South East Europe 2050 Energy Model [3]). Both web tools are available in English and in local languages.

Users can control the output of the models by making choices using a number of “levers”. These levers make a change in either the supply or demand of energy in a particular sector, for example building additional wind farms, or reducing the distance people travel by car. The combination of these choices creates a “pathway”, and the model then displays the implications of the pathway over time (for example in terms of energy demand, supply, emissions or costs). For each lever there is a number of options to choose from – most will have four possible “levels” labelled 1, 2, 3 and 4. Levels 1 to 4 are defined in the following way:

- Level 1: low or no effort;
- Level 2: effort described by most stakeholders as achievable;
- Level 3: effort needing significant change – hard but deliverable;
- Level 4: the maximum possible due to physical/engineering/behavioural constraints only.

This presentation briefly presents some of the results, while a full technical report provides a detailed analysis of two key pathways: a coal-dependent case called the “Road to Nowhere” based on all planned coal investments and the “EU Road” case where South East European countries successfully comply with the current EU environmental and climate policies [4]

### **Supply side of the model**

Fossil fuels dominate the total energy mix in the Western Balkan region. Coal is the largest source, accounting for 41% of primary energy demand. Another 34% comes from oil, with gas providing 13%. Renewable sources – predominantly hydroelectricity and firewood for heating – make up 10% of total energy use. The region’s electricity production mainly comes from coal/lignite (61%) – much of it from old, inefficient and highly polluting plants [5]. The rest comes from large hydropower which brings its own legal, environmental and social problems [6].

---

<sup>2</sup> SEE hereinafter refers to Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Kosovo, Montenegro and Serbia.

Meanwhile, most parts of the region enjoy more than 250 days of sunshine per year. SEE has massive potential for using solar energy from domestic rooftop photovoltaic panels and water heaters. To date, this vast renewable resource has barely been touched.

By calculating the total roof space available for solar PV (taking into account solar thermal panels) on residential and public buildings based on the existing data and using average solar irradiation, the modelling team calculated a maximum technical potential for each country. This method suggests that even without the use of arable land to build solar parks, there is a huge potential in this technology.

Despite many areas with strong potential for wind power, SEE lags far behind the rest of Europe. While several countries are in the process of constructing their first wind farms, electricity generated from wind in the region is negligible. Based on the newly issued Wind Atlas Balkan commissioned by KfW [7] and very detailed data on capacity factors measured on different locations commissioned by SEE Change Net from Sander and Partner [4], 2050 energy models include values for potential use of onshore wind technology. According to this data average capacity factors in productive areas in the region range from 25% in Albania to 32% in Montenegro.

Country	Solar PV Maximum technical potential in 2050 (GW)	Onshore wind Maximum technical potential in 2050 (GW)
Albania	2.68	2.55
Bosnia and Herzegovina	6.36	7.55
Croatia	9.73	4.97
Kosovo*	3.9	1.55
fYRO Macedonia	3.63	1.25
Montenegro	1.18	0.72
Serbia	14.38	10.36

**Table 1: Potential for Solar PV and Onshore wind technologies from SEE 2050 Energy Model, Level 4**

Replacement of fossil fuels as the primary sources of energy for electricity generation and transportation needs to take place over the next few decades for the region to meet EU energy and climate targets. Growing penetration of renewable energy sources and expected shift to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and all electric vehicles (EVs) will require a much more dynamic electric infrastructure. The design of smart grids in the future will take advantage of storage in dealing with more dynamic loads and sources.

#### **Demand side of the model**

Traditionally, in many areas of SEE institutions, decision-makers were inclined towards increased energy supply as the centrepiece of energy policy, leaving important economic and social benefits of energy efficiency marginalised. Due in part to this mind set SEE countries are performing significantly below the EU average regarding energy efficiency

[8]. Throughout the region there are significant transmission and distribution losses. Almost 50% of all energy consumed in the region is consumed by buildings, and much of that energy is wasted as a result of inefficient buildings envelope and heating systems. The industrial and the transport sectors are also significant consumers.

The SEE 2050 Energy Model - as an open data tool - presents an attempt to also assess the importance of demand side sectors such as building, transport and industry in supporting a low-carbon energy transition in SEE as well as to offer policy insights on how the energy saving potentials can be best captured.

In the residential sector, for example, taking into account that, as part of the accession process to join the European Union, SEE countries are obliged to sooner or later meet the energy efficiency obligations under the acquis, the 2050 energy models present results for different energy and emissions pathways, reflecting different speeds of introduction and levels of the ambitiousness of the region's policy decisions and technology choices. This is illustrated in the table below.

	Performance of new buildings
Level 1	Heat demand of new home will decrease to standard of "very low energy" house of 30kWh/heated m <sup>2</sup> by 2030 without additional improvements by 2050
Level 2	Heat demand of each new home will decrease to standard of "very low energy" house of 30kWh/m <sup>2</sup> by 2025 and furthermore to "passive house" level by 2035
Level 3	Heat demand of each new home will decrease to standard of "passive house" level by 2025
Level 4	Heat demand of each new home will decrease to standard of "passive house" by 2020 <sup>3</sup>

**Table 2: Summary of assumptions for performance levels of new buildings, SEE 2050 Energy Model**

Running an analysis using the SEE 2050 Energy Model shows that, even with the expected growth in floor space per person and thermal comfort for citizens of the region<sup>4</sup>, by 2050 it is possible to greatly reduce the demand for heating and cooling in residential buildings (up to 50% below current levels) [2].

As a policy implication, SEE 2050 Energy Model results highlight the primary importance of ambitious energy performance levels in building codes for both new and retrofit buildings as well as the significance of early action. Considering the long lifetime of buildings, energy use for heating and cooling in 2050 will be still strongly determined by retrofit residential buildings. Relying only on the high energy performance of new buildings will not be sufficient to reach EU climate and energy objectives and attention should be paid to the existing buildings as well. At the same time, the SEE 2050 Energy Model cautions that if performance levels for retrofits remain low, increasing the speed and rate of retrofitting will leave significant fraction of energy saving potential locked-in.

Transport is another area with great opportunities for energy savings, where for example modal shift and shared vehicles alone can substantially reduce energy and costs even if kilometres travelled by person increase substantially by 2050. This overlaps with

<sup>3</sup> Assumptions (level 1–4) for Croatia differ, since it is already EU Member State

<sup>4</sup> The models assume 85% of home space will be heated by 2050.

measures needed to decrease high rates of motorized pollution, fatal accidents, congestion and noise present in the region, especially in the cities. In industries such as steel, cement and aluminium, currently available technologies allow for limited but nonetheless considerable potential for emissions and energy reductions.

	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
<b>Non-motorized transport</b>	3%	5%	8%	10%
<b>Share of bus pkm in total (%)</b>	32%	35%	37%	40%
<b>Share of rail pkm in total (%)</b>	4%	7%	9%	12%
<b>Share of car pkm in total (%)</b>	61%	53%	46%	38%

**Table 3: Summary of assumptions for modal split in passenger transport in the region in 2050, SEE 2050 Energy Model**

For energy efficiency to scale, as has been assumed in higher ambition levels in SEE 2050 Energy Model, SEE governments' priority for energy efficiency must be questioned [9]. As shown in the Energy Community study, \$500 million earmarked for energy efficiency projects has been underutilised at the time of publishing [8]. There is a need in the region to improve governance [10] and to ensure that effective energy efficiency implementation systems are in place. There is also a need for both bilateral and multilateral external support to prioritise energy efficiency [11], to provide capacity building and to help the region design and implement energy efficiency measures.

Less ambitious energy efficiency targets will widen the already existing gap between SEE and the EU, and countries of South East Europe may not be able to reach the level of energy performance of advanced member states in the future. Unaddressed efficiency will in the long run increase costs to public finances, to businesses and to individuals and will undermine large potential to meet future energy needs without resorting to more marginal and harmful sources of energy.

### **Costing and the SEE 2050 Energy Model**

Supply side cost assumptions in the SEE 2050 Energy Model are based on an analysis of LCOE (Levelized Cost Of Electricity) and investment costs for different supply technologies in South East Europe, made by Mr. Guy Turner, former Chief Economist of Bloomberg and founder of Trove Research [12]. Table below details the range of capital expenditure costs over time for the different technologies explored in the SEE 2050 Energy Model. These costs do not include any calculation of externalities which would greatly impact the cost of fossil fuel based solutions and is a factor which will be modelled in future versions of this work.

Technology	CAPEX 2015	CAPEX 2020	CAPEX 2025	CAPEX 2030	CAPEX 2035	CAPEX 2040	CAPEX 2045	CAPEX 2050
Coal (low-high)	1600–2300	1600–2300	1600–2300	1600–2300	1600–2300	1600–2300	1600–2300	1600–2300
Gas	688–738	674–723	664–712	654–701	640–686	626–672	612–657	599–642
Onshore wind	1200–1400	1140–1330	1313–1125	1110–1295	1107–1292	1104–1288	1092–1274	1080–1260
Large hydro	1270–3320	1270–3320	1270–3320	1270–3320	1270–3320	1270–3320	1270–3320	1270–3320
Small hydro	1270–5000	1270–5000	1270–5000	1270–5000	1270–5000	1270–5000	1270–5000	1270–5000
Solar PV	869–1127	669–868	474–614	278–361	261–338	243–316	222–287	200–259

**Table 4: Range of capital expenditure cost for different technologies in South East Europe until 2050 in €/kW, SEE 2050 Energy Model**

Supply and demand side costs, with their pre-defined trajectories by 2050, enable the SEE 2050 Energy Model to compare overall energy system costs across different energy transition pathways.

Running an analysis using the SEE 2050 Energy Model shows that pathways which meet the EU goal of 80% reduction in GHG emissions from 1990 levels could be directly competitive or about 1.5 billion EUR less per year compared to pathways based on fossil fuels in infrastructural capital, operating, maintenance, and fuel costs [12].

Decisions and investments made today will either prevent or enable the SEE countries in meeting the 2050 climate and decarbonisation targets. The SEE 2050 Energy Model shows that all the accession countries of SEE could meet the 2020, 2030 and 2050 energy targets and within a reasonable cost envelope compared to their current plans. This now active policy tool is unique within our region and represents the first and only attempt to build a fact-based dialogue around open source data using verified costs.

With potential for use of renewables and rapid development in technology, alongside large energy efficiency potential, it is not a question of feasibility but of willingness in choosing the right pathway for SEE region.

## Resumes

**Ms. Ana Ranković**, is co-founder of civil society organization Fractal, based in Belgrade. Her areas of work and research include crosscutting issues between conflict transformation, sustainable development and energy and environment. Over the last 3 years she has worked with the team of 18 CSOs from South East Europe, under the regional program SESEP. It included building 7 national and the regional SEE 2050 Energy Model, where her role has been to support collaboration on regional level as well as alignment and integration of national modelling efforts through ongoing facilitation and data management assistance. Her contribution also included research and coordination around demand side modelling, especially buildings and transport sectors.



**Ms. Naida Taso** is an Energy Specialist at SEE Change Net since 2012, working on the South East Europe Sustainable Energy Policy (SEE SEP) Programme as a team leader for the supply side of the energy modelling. She studied at the Faculty of Electrical Engineering at the University of Sarajevo. She has completed both her Bachelor's and Master's degree in Renewable Energy (Geothermal Energy and Small Hydro Power Plants). Among many conferences and workshops where she presented outcomes of her work, she also presented the South East Europe 2050 Energy Model on the "International conference on the 2050 Calculator" in Taipei, Taiwan.

## 2.2 Session 2: Country Case Studies

### 2.2.1 Exploring energy scenarios for South-East European Countries in a regional context: A case study for Albania (*Mario Tot, IAEA*)

#### Presentation Abstract

The Republic of Albania is a small, open economy and thus very much dependent on international trade and international market prices. Likewise, the Albanian energy sector is small and is highly reliant on fuel imports and, especially, electricity exchanges with its neighbours.

This case study analyses alternative future energy supply options of Albania. The analysis extends beyond the national territory and accounts for the existing and future possible links to neighbouring countries as well as potential energy system development within the region. The main factors influencing future deployment of electricity supply options were identified to develop alternative electricity supply strategies:

- Availability of primary energy forms and technological options for electricity generation:
  - Natural gas – Supply routes are subject to decision of parties involved in the regional projects;
  - Coal – Use of regional resources and/or import is subject to GHG regulations;
  - Development of nuclear power programs and its regional dimension;
- Fuel prices and electricity market;
- Environmental regulation ( future obligation to mitigate GHG emissions); and
- Security of supply issues and policies.

In the above context, the study examines three main electricity supply scenarios:

- The Reference Scenario assumes continuation of the current energy trends and policies. In this scenario natural gas is not reaching the region and nuclear power is not an option;
- The Competition Scenario assumes free competition between all electricity supply options taking into account their earliest availability;
- The Renewable Energy Scenario assumes free competition between electricity supply options and active state policy on promotion and use of renewables; and
- The Natural Gas Scenario assumes the 'gasification' of the region including the intensive use of natural gas for electricity generation.

Large and small hydro projects are the most competitive options. Reliance on domestic hydro generation and fuel oil/diesel for thermal plants would gradually worsen electricity supply, leading to an increased dependence on import and larger uncertainty due to variable hydro conditions. Hydrological patterns are similar in whole sub-region and hydro potential is limited and cannot supply long term electricity demand. Share of imported electricity in total electricity supply by 2040 would be in the range 22-34% (even though all identified remaining hydro potential is employed). These factors indicate that a continuation of current trends and policies risks increased electricity supply problems. Therefore, consideration of other options is necessary.

Coal is the most competitive among alternatives, but brings environmental issues and risks. Deployment of coal options would require the development of appropriate infrastructure. Timely actions would be needed to make this option implementable in the assumed time framework (i.e. from 2020). Under the coal option, carbon dioxide emission would increase significantly. Therefore, use of coal in electricity generation will have to be balanced against expected future commitments in emission mitigation and avoidance.

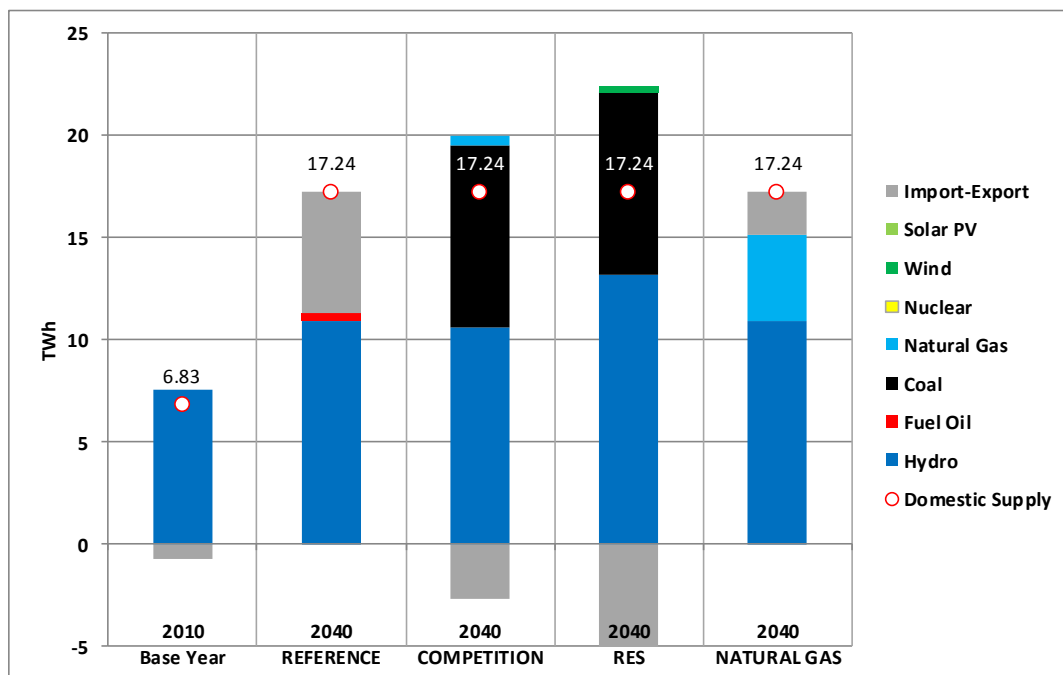
Natural gas brings uncertainty in terms of availability and prices, as its availability is closely related to the regional gas supply projects. These projects bring uncertainty over

the earliest year at which the gas option would be available. The second component to be taken into account is the price competitiveness and the volatility of natural gas prices. Coupled with the hydro option, natural gas proves to be able to contribute to the security of electricity supply (reduction of electricity import), while maintaining relatively low carbon intensity.

The nuclear option offers stable generation costs and low emissions, but requires large upfront investment and long lead time for overall infrastructure preparation. The development of a nuclear power programme is an interesting option from the regional point of view due to the relatively large unit size (compared to the size of the Albanian system and economy).

At present, Albania is almost fully relying on hydro power. There are several more river basins to be developed, but the share of hydro power in electricity supply is expected to decrease in the future. Potential for other renewable options (i.e. wind and solar) is significant, but wider use of these sources depends on the state policy. At present, only small hydro is a competitive option.

Albania and the region are relying on hydro generation and relatively old, low efficient coal plants. Hydrology variations cause electricity supply problems and the region is a net importer of electricity.



**Figure 5 Power generation scenarios for Albania in 2040**

Hydro based electricity will continue to dominate the regional generation portfolio. Analysis shows that hydro potential available in four of the region's power systems is competitive and hydro capacities should be significantly developed in the future. On the other side, security of supply requires a diversified supply portfolio and more "firm" capacity is needed to dampen seasonal variability.

One of the most competitive options in the region is large, low-cost coal in Kosovo area. However, extensive use of this abundant resource would cause major environmental concerns.

Techno - economic analysis shows that existing interconnections are enough to support power exchanges under normal conditions. Submarine interconnections to Italy depend on the assumed difference in market prices and generating options available in SEE area.

Environmental policies will play a key role in the selection of future electricity generation options. Countries under consideration presently do not have obligation to reduce GHG emissions. The introduction of a region-wide policy framework or emission mitigation strategies are expected to significantly influence competitiveness of different generation options, especially as countries continue to progress towards EU accession.

### **Resume**

**Mr. Mario Tot** joined the IAEA's Planning and Economic Studies Section as an Energy Systems Analyst in January 2011, where he works on capacity building in Member States in the area of sustainable energy issues and planning, cooperate with Member States towards meeting their national energy development objectives and collaborate within the Section on developing and enhancing energy modelling tools, as well as preparing and contributing to analyses and studies. Before joining the IAEA, Mr. Tot was a Senior Researcher and Deputy Head of the Department for Energy Generation and Conversion at Energy Institute Hrvoje Pozar, Zagreb, Croatia (1999-2010). He worked in the field of long term power generation expansion planning and sustainable energy system development. Mr. Tot holds a Master Degree in Electrical Engineering from University of Zagreb and is currently studying for his PhD at the same university. He is author or co-author of more than 80 technical and scientific papers and reports.

## 2.2.2 Integration of the Balkan region into the JRC-EU-TIMES model (Rocco De Miglio, E4SMA)

### Presentation Abstract

According to the European Union's definition, the Western Balkans region refers to the area of Albania and all the former Yugoslavia (excluding Slovenia) with a population of approximately 25 million. Countries present high levels of energy intensity (in some cases even greater than the world average, around 0.25 toe/thousand USD<sub>2000</sub>), large amounts of energy imports (35%-55% in terms of fraction of the total primary energy supply, mainly oil and oil products), increasing energy-demand trends (annual growth rates up to 3-3.5%), and, more in general, high investment needs for generation and transmission capacities as well as for demand equipment stocks.

Several modelling experiences have been undertaken in the past years (mainly at country level) with the aim to explore emission scenarios, energy-related strategies and to assess policies and measures. But reliable energy-related data are few for most of the countries in the area, with severe implications in terms of comparability of the energy systems performances, and in the monitoring of the impacts/effects of the energy-environmental measures. The need for harmonisation of approaches to data collection and processing, as well as of planning methodologies, assumptions and metrics, with European and international standards has been also recently emphasised by the recent ECRAN [13] project.

Existing "physical" interconnections (power grid and natural gas infrastructure) and "strategic" decisions (energy-environmental measures and investments to tackle the "key" challenge of a sustainable development of the countries) make the "integrated" analysis of a Pan-European (including the Balkans) energy system much more consistent/promising than the sum of stand-alone planning exercises and outcomes.

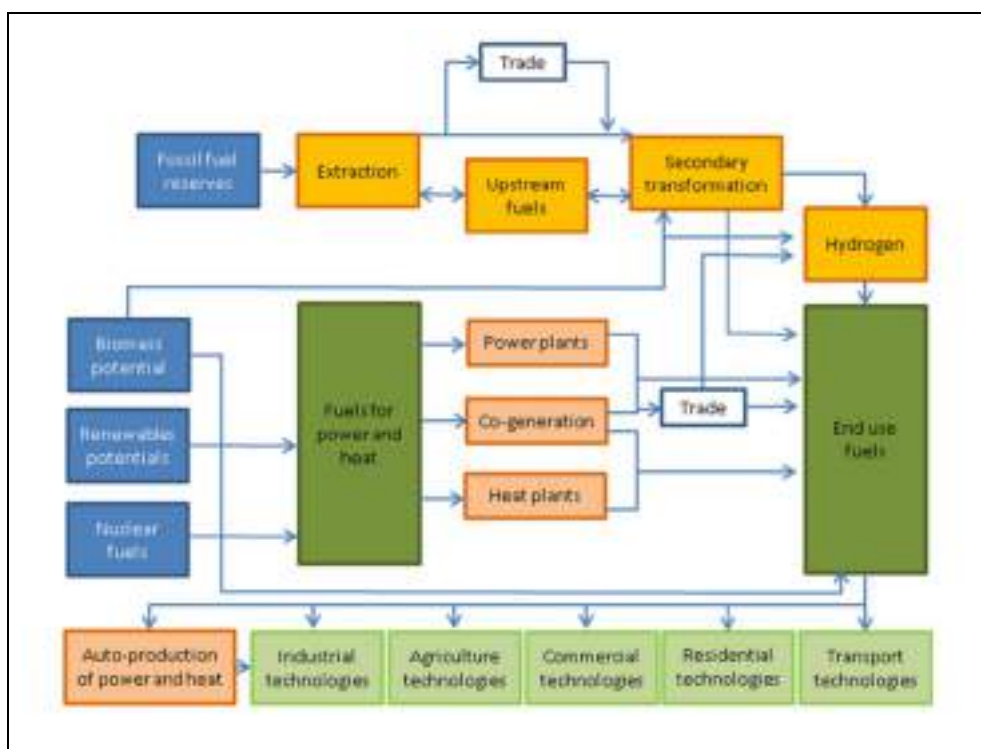


Figure 6: Reference Energy System of the JRC-EU-TIMES model

The JRC-EU-TIMES model (JET) [14] is a bottom-up, technology rich model of the whole European energy system, representing 28 EU Member States (EU28) plus Switzerland, Iceland and Norway and the seven Balkan countries (Albania, Kosovo, FYROM,

Montenegro, Serbia, Croatia, Bosnia & Herzegovina) from 2010 to 2050 (and beyond), with each country constituting one region of the model.

The structure of the model is reported in the figure below. Supply side and demand side are both explicitly represented for each region, and cross-border flows and capacities are also taken into consideration. When the model is solved, the intra-temporal and inter-temporal equilibrium is calculated and two complementary sets of system elements reported: economic aspects (investment costs, prices, etc.) and technical aspects (energy consumption, emissions, etc.).

The model is driven by a set of demands for energy services in all sectors: agriculture, residential, commercial, industry, and transportation.

In order to allow a fully consistent integration of the Balkan countries in the JET structure, a step-based loop procedure for the description and calibration of the seven Balkan national energy systems in the base year (2010) was undertaken – breakdown procedure of the National Energy Balance “by end-use”, for residential and commercial sectors – on the basis of the following steps:

- allocation of a consumption fraction by “dwelling type” and by “end-use”, based on the shares of “similar” countries and other simple assumptions (e.g. coal and biomass in the rural areas, district heating and natural gas delivered in the urban (multi-apartment) context, connection to district heating systems or natural gas distribution networks for both space heating and water heating demands),
- technical description of existing demand technologies (flow-in, flow-out, efficiency, availability factor), and allocation of a fraction of consumption to each process, in order to calculate the demand share covered by each single device represented in the model;
- re-adjustment of allocations at steps 1) and 2) in order to get consistent values for the most important control-variables (indicators).

## Resumes

**Mr. Rocco De Miglio** is an expert in Management Engineering, more particularly in the development and the application of decision support systems in the energy field. Since 2004 he worked as a research collaborator at Politecnico di Torino, taking part in several energy-system related projects within the European context. Since the beginning of 2011 he has been fully engaged in the activities of E4SMA, as system analyst and modeller, working with decision science techniques and tools such as TIMES-VEDA, LEAP, Visual Promethee, and others. Among the other activities, he supported the development and use of the Italian multiregional energy system model (MONET), the further extension and update of the JRC-EU-TIMES model, as well as the design of energy system models of Kazakhstan and of the Central Asian Caspian area. He also took part on the preparation of the Third National Communication of Kazakhstan for the UNFCCC. Mr. De Miglio has recently undertaken hands-on trainings with the key stakeholders and contributed to the further capacity building of local experts, within the framework for Technical Assistance to support the reform of the Energy Sector for the Republic of Egypt.

### 2.2.3 The new Serbian Energy Sector Development Strategy until 2025 and projections until 2030 *(Biljana Ramić, Ministry of Mining and Energy Republic of Serbia & Dejan Ivezić, University of Belgrade)*

#### Presentation Abstract

In accordance with the Energy Law - the main Serbian strategic documents are as follows:

- Energy strategy (with the projections up to 2030), adopted by Serbian Assembly on December 4th, 2015)
- Program for the Implementation of the Energy Strategy (defines activities, measures and projects for the period of 6 years)
- Energy balance (annual document: realisation for the previous year, estimation for the current year and projection for the following year; improvement of the energy statistics: IPA 2010 project and IPA 2012 project).

Providing energy security, energy market development and overall transition towards a sustainable energy sector are proposed as the key principles in "The Energy Sector Development Strategy of the Republic of Serbia for the period until 2025 with projections to 2030". The Strategy proposes a development of the energy sector in the Republic of Serbia with significantly less impact on the environment. In the same time, the proposed development should be market and economically efficient enough to generate sector own development and to represent the generator and the basis for economic development.



**Figure 7: Serbian new energy strategy pillars.**

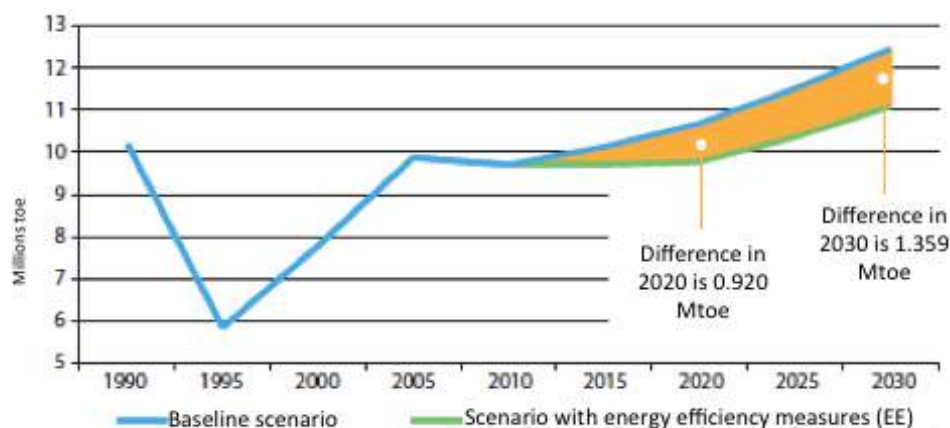
The new Energy strategy is written in accordance with the energy strategy of the Energy Community, but also, with an idea to be a realistic strategic document based on the structure of the Serbian energy sector, the availability of energy resources and the potentials of fossil fuels and renewable energy sources, possibilities of improvement of the energy mix with a more significant share of RES, the implementation of the security of supply aspect, the acceptance of energy efficiency as a new energy source, and a strong implementation of environmental aspects for the future energy sector development.

The main principles and priorities of the Strategy are, as follows:

- Energy Security
  - Reliable, safe and quality supply of energy,

- Creating conditions for the safe and reliable energy systems operation and sustainable development;
- Energy Market
  - Energy market competition based on the principles of non-discrimination, publicity and transparency,
  - Energy and energy sources' customers protection,
  - Electricity and natural gas market development and their connecting with the regional and internal EU market,
  - Connecting the energy system of the Republic of Serbia with the energy systems of other countries;
- Sustainable Energy
  - Providing conditions for promoting energy efficiency in carrying out energy activities and energy consumption,
  - Creating economic, commercial and financial conditions for generating energy from RES and combined heat and electricity generation,
  - Creating conditions for the use of new energy sources,
  - Promoting environmental protection in all energy related areas,
  - Creating conditions for investments into the energy sector.

The Strategy has proposed and analysed two different scenarios for the energy sector development. The reference (BAU) scenario refers to the continuation of the current energy consumption trend, while the second scenario implies the maximum promotion of measures for energy efficiency improvement within all phases of energy sector cycle.



**Figure 8: Projections of final energy consumption by different scenarios**

Basic assumptions used for scenario development, projections of final energy demand (presented at figure above) and primary energy supply are discussed, as well as relevant indicators. Analysis of both proposed scenarios include the analysis of the current state, strategic objectives and activities, as well as priority actions for all energy sectors. An appropriate legislative, institutional and socio-economic framework is analysed through the impact of international obligations, the development of an institutional framework, a legal and market framework, the social and economic aspects of planned development, as well as through horizontal harmonisation of the energy and related sectors. Based on the results of the proposed scenarios, possible developments of the Serbian energy sector until 2050 are discussed.



## **Resume**

**Dr. Dejan Ivezić** is full professor at the University of Belgrade-Faculty of Mining and Geology, and manager of Centre for Energy. He teaches graduate and postgraduate courses in energy modelling and control of energy processes. His teaching and research interests include sustainable development, environmental protection concerning negative impact of energy activities, energy efficiency and renewable energy sources utilization and conservation of natural resources. He also, directed and cooperated in projects related to exploitation and maintenance of energy facilities, machines and equipment etc.

**Ms. Biljana Ramić**, MSc mechanical engineer has been employed in the Ministry of Mining and Energy, Republic of Serbia, since 2003. She is on the position of the Head of the Department for the strategic planning in the energy sector. She is in charge for the preparation and monitoring energy strategy, program for the implementation energy strategy, energy balance. Her job includes also development many terms of references for project proposal and monitoring projects realization from IPA, Norwegian donation, KfW or financed through the budget of Republic of Serbia She was the representative of Republic of Serbia in the Task Force in Energy Community for development of Energy strategy of Energy Community and PECE list, representative of Republic of Serbia in Energy Community in matters concerning energy statistics. She is the representative of Serbia as one of the coordinators for energy in the Pillar 2 (Transport and Energy) on the EU Strategy for Adriatic and Ionian Sea (EUSAIR). She is also Member of Ministry's Working group for security of supply and the member of the Government negotiation group for Chapter 15.

## **2.2.4 Updating the strategy for energy development of the FYR Macedonia until 2035: Lessons Learned** *(Viktor Andonov, Ministry of Economy of FYR Macedonia & Aleksandar Dedinec, RCESD-MASA)*

### **Presentation Abstract**

In preparation of the updated Strategy for energy development of the FYR Macedonia, cooperation between the government and key energy stakeholders in the country was essential. According to the Energy Law of the FYR Macedonia, the Government is required every five years to adopt a Strategy for energy development for a period of 20 years. It is also obliged to adopt a five-year program for the implementation of the Strategy. The implementation of the program is monitored through annual reports that should also be adopted by the Government. The last Strategy for energy development was adopted by the Government in 2010 and as a result of commitments the plan was to adopt a new Strategy in 2015. The process of preparation of the new Strategy started at the end of 2014. The currently adopted Strategy was developed by the Research Center for Energy and Sustainable Development (RCESD) at the Macedonian Academy of Sciences and Arts (MASA). As a result of the good institutional cooperation between the Ministry of Economy and RCESD, it was decided that this Center should also prepare the new Strategy. The preparation of the new strategy was financially supported by the USAID through the TETRATECH Company, which, at that time, was implementing a regional project. At the beginning, all sides included in the process agreed that for the analyses under the new strategy the MARKAL energy planning model will be used, because RCESD already has accumulated a lot of experiences in the application of this model for energy planning.

The process for the preparation of the Strategy was improved by establishing an Advisory Committee with the main goal to serve as a link between the Ministries of the Government, the key energy stakeholders and the experts. Hence, the main tasks of this body were: providing and verifying input data needed for the MARKAL model, accepting the frame of the Strategy and scenarios and analysing and confirming obtained results. Some employees of the Ministry of Economy were involved in the process of modelling, which considerably contributed to their understanding of the process of modelling and planning. Also, experts from USAID and TETRATECH were involved to comment and discuss the results.

The first stage was to present the MARKAL model to the Advisory Committee members and explain what input data are needed and what kind of outputs can be obtained from the model.

In parallel with the collection of the required data for the MARKAL model, the model was adjusted to the requirements of the Ministry regarding the planning period. One of the problems was related to the inconsistencies of the input data received from different sources, and even from the same data source when obtained on different occasions. After the in-depth analyses of the input data the model was calibrated using all new data. The first step was the creation of a document with twenty four scenarios. The main goal of this document was to see the energy development of the FYR Macedonia using different values for the key drivers which are GDP growth and population growth. Since energy development depends on the available energy sources and their prices, as well as on the available technologies for production, transmission and consumption of energy, their efficiencies and costs, different scenarios were created also making a variety of assumptions for these issues. This document together with separate documents with the strengths, weaknesses, opportunities, and threats (SWOT) matrix and Benchmark analyses, were presented to the Advisory Committee. After a discussion and after receiving all the comments from the Advisory Committee members, the draft version of the Strategy was developed. In this version only three scenarios were presented: Baseline, Energy Efficiency and Energy Efficiency and Renewable Energy Sources. The draft version was presented again and after that the final version was developed

including additional sensitivity analyses and indicators in order to compare the results obtained from the model and actual data from the EU-28.

The process for the preparation of the national energy development strategy was successful thanks to the establishment of the Advisory Committee. Despite the fact that committee members occasionally ventured on issues beyond their area of expertise the committee's feedback in the process was particularly beneficial. Moreover, the collaboration among the Ministry of Economy, USAID, TETRATECH and the RCESD-MASA was highly satisfactory, which was of utmost importance for the whole process.

## **Resume**

**Mr. Viktor Andonov** is a MSc in electrical engineering, working with the Energy Department in the Ministry of Economy of the FYR Macedonia since 2006. In the period 2009 – 2012 he was “core” group member of the strategic planning team in the framework of the Macedonian Academy of Science and Arts working with the MARKAL software for strategic planning. He is the National Coordinator for energy statistics and member of the Security of Supply Coordination Group in the Secretariat of the energy community.

**Mr. Aleksandar Dedinec** is an expert modeller and analyst specializing in the energy, energy efficiency and climate change sectors. At present he is a Research Assistant at the Research Center for Energy and Sustainable Development of the Macedonian Academy of Sciences and Arts (RCESD-MASA) and a PhD candidate at the Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies. He is one of the lead persons on the MARKAL energy strategy modelling in Macedonia. He is participating in several projects related to energy strategies, energy efficiency and renewable energy sources, as well as climate change, including: GHG inventories, climate change mitigation in various sectors, energy efficiency and GHG emissions indicators, and strategic energy planning. Mr. Dedinec holds a Master of Science in Electrical Engineering and Information Technologies. He is also experienced in computer science, robotics, and automation.

## **2.3 Session 3: Technology aspects**

### **2.3.1 Carbon Capture and Storage Options for Electricity Generation in South Eastern Europe** *(Mr. Damir PEŠUT, EIHP)*

#### **Background**

Power markets in the South Eastern Europe (SEE) are dominated by national public companies. Generation expansion in the region is influenced by projects in neighbouring systems, foreseen interconnections to the large Italian market, the availability of natural gas supply from outside of the region (transit area), future obligations regarding greenhouse gas (GHG) emissions and of use of renewable sources as well as energy efficiency policies.

A detailed power system model of the South Eastern Europe was developed comprising Croatia (HR), Bosnia and Herzegovina (BA), Serbia (RS), Kosovo (KO), Montenegro (MN), Albania (AL) and former Yugoslavian Republic of Macedonia (MK). Connections to the neighbouring zones were modelled as market nodes with predefined prices and capacity limits. It is expected that all countries will become full member countries of the EU by the end of the planning horizon (i.e. by 2030).

The important framework in which power and energy systems operate throughout the SEE area is the Energy Community (EC) and the ongoing and expected integration processes of the countries into the European Union's energy map.

The conflicts of the 1990s led to the disintegration of a unified energy system. The South Eastern European region needed a framework in which it could cooperate on: rebuilding energy networks, ensuring the stability for vital investment, and creating the conditions in which its economies can be rebuilt effectively.

Parallel to the evolution of the European internal energy market, the EU took an active role in promoting stability and sustainable development in SEE. The integration of the electricity market was the first initiative, later followed by the integration of gas markets and the harmonization of the legal framework for energy and the environment.

In October 2005 the European Community and Albania, Bosnia and Herzegovina, Bulgaria, Croatia, Montenegro, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Romania, Serbia and UNMIK on behalf of Kosovo signed the Treaty establishing the Energy Community (EC). The Energy Community extends the EU internal energy market to South Eastern Europe on the ground of a legally binding framework. Following the ratification and notification process, the Treaty entered into force on 1 July 2006.



**Figure 9: Countries to be referred to as the SEE area**

The Contracting Parties have committed themselves to implement the relevant *acquis communautaire*<sup>\*\*\*</sup>. The Treaty includes key EU legal acts in the area of electricity, gas, the environment and renewable energy.

In the south east European area under consideration the electricity market is characterized by the domination of national power companies. In most cases these companies are publicly owned and control both generation and distribution/supply assets. There is no organized market place, and trade among parties is bilateral. Throughout the region there are private investors in the power generation area, mainly in the wind and other small scale renewable, but there is also a substantial interest in large scale coal and hydro based projects.

Apart from the existing and planned power generation projects in the south east European area, future development of electricity markets is influenced by energy projects in neighbouring systems, such as the nuclear power programs in Romania, Bulgaria and Slovenia, the foreseen connections to the Italian market, the availability of natural gas from outside the region, the anticipated obligations in reduction and/or stabilization of GHG emissions, the use of renewables and the implementation of energy efficiency policies.

### **Aims**

The objectives of the current analysis were twofold. On one hand the objective was to consider the development of power generation in SEE and the estimation of the future role and competitiveness of natural gas technologies.

On the other hand, an additional objective was to assess the potential deployment of Carbon Capture and Storage (CCS) technologies in SEE for the period up to 2030. There are different aspects that could be considered in this evaluation (e.g. regulation, environmental, security) while the analysis focuses on the techno-economic assessment of CCS.

CCS is one of the technologies under consideration for the reduction of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions and it is particularly suitable for thermal power generation (i.e. for concentrated CO<sub>2</sub> emission sources). The development of CCS power plants is also of interest to the different activities in the gas and oil industries (e.g. transportation, Enhanced Oil/Gas Recovery, exploration activities) and certain synergies between gas/oil

and power industries could be achieved by the careful and timely development of an appropriate regulatory framework for the implementation of CCS projects.

## **Methods**

Our analysis summarises results of the three studies [15] [16] [17] to which authors contributed since 2009. The first study [17] considers possible natural gas demand in SEE and estimates the feasibility of the envisaged regional gasification project subject to the natural gas supply from outside of the region (i.e. construction of transit gas pipelines for the Western European gas markets).

Natural gas markets in the SEE countries are relatively small in terms of current and future gas consumption. Inevitably, it is more difficult to develop and finance infrastructure for the future natural gas consumption. Case studies for the development of local gas networks (i.e. city/town level) showed economic viability of the expansion assuming that gas can be supplied (i.e. transported) to the region at reasonable cost.

To increase the penetration of natural gas in the SEE region large investments in the transmission infrastructure are needed in order to bring the natural gas to the SEE markets. In order to make transmission infrastructure investments economically viable, immediate operation is required after their completion. In other words development of the transmission networks requires simultaneous and coordinated development of gas power plants as "anchor" loads. Distribution networks then can be built and gradually develop upon this base. The study has used power development scenarios from [18] to estimate the amount of gas demand in the power sector. To make the gas investments viable in the first place, one of the key findings was to have a minimum of 2 to 2.5 Bcm of "anchor" demand from the first year of operation of the new gas transmission infrastructure.

The second study [16] identified cornerstones in gas consumption, country by country, i.e. system by system. Apart from some industries (e.g. petrochemical), the main consumers of natural gas in the region could be power plants. Therefore a techno-economic model of the power generation expansion in countries under consideration was established using the Wien Automatic System Package (WASP) [19]. The same model was used in the study [18], but this time the authors assumed a more conservative (and more realistic) approach in terms of slower development and full integration of the regional power market. The previously mentioned study [18] assumed a completely integrated power market and the power projects were purely based on their economic viability. These assumptions led to a result in which large coal-based power plants were constructed in one sub-region while thermal power plants in other sub-regions gradually phased out. This study also neglected the potential influence of expected future obligations of CO<sub>2</sub> emission reduction.

The study [16] analysed the natural gas demand for the period up to 2030 based on the projections of the total useful heat demand (in households, services and industry) in the region. This consumption was then complemented with the projected consumption of natural gas from power plants and refineries.

Analysis of the energy demand in the reference or base year (2006) uses International Energy Agency (IEA) statistics [20]. Energy balances of the countries were cross-checked and updated using the latest supplementary data collected by authors from different publicly available sources and reports. In some previous projects authors have conducted several surveys of the current energy demand patterns in the regions.

Demand analyses and projections were repeated for two economic development scenarios – reference (expected increase of the Gross Domestic Product (GDP)) and pessimistic (lower increase of GDP).

Development of the power market was assessed taking into account possible limits in CO<sub>2</sub> emission and using a country by country approach. Model was not integrated across the region, but limited trade options were simulated. A techno-economic model was used in iterations to take into account possible dynamics of natural gas network development.

In this way, the development of the gas transportation network in any sub-region was not possible before gas power plants were planned (i.e. before gas option was competitive option in power generation in any particular sub-area).

Using motor fuels and heating demand analysis and projections, oil refining capacities in the region were estimated and consumption of natural gas in those facilities was calculated (energy for transformations). Non-energy consumption of natural gas in chemical and fertilizer facilities was also taken into account. Demand analysis and projections were done country by country.

Finally the study [17] work was based on an integrated regional power system model taking into account interconnections between national power systems, as well as incorporating CCS options for coal and gas power plants. For this purpose a linear programming framework using the International Atomic Energy Agency's (IAEA) Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact (MESSAGE, [21]).

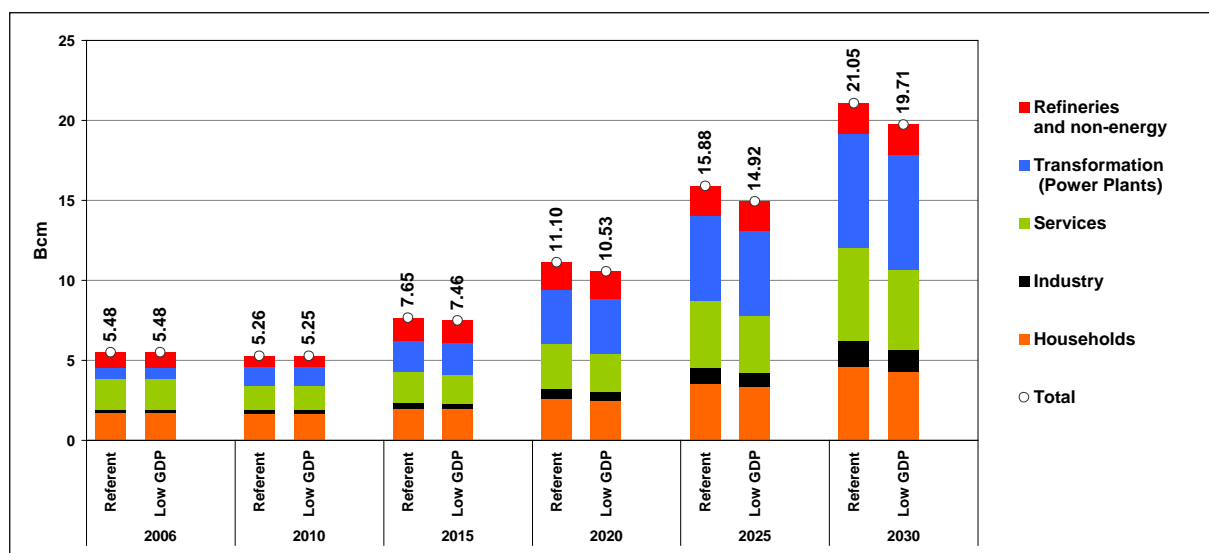
### **Results**

Some countries under consideration have already exploited their hydro potential while some have large reserves of lignite (and to some extent of brown coal). Different, system wide and specific power plant (pre)feasibility studies give priority to the construction of coal based power plants using the domestic, readily available and low priced lignite resource.

The general direction of national energy policies in the region is reaching a high degree of power supply security by the development of domestic resources (mostly coal and to the limited extent hydro) while constantly improving environmental compatibility of future power projects. The second sub-objective is of a particular interest in this work as it opens a door to the natural gas power plant projects, especially from the point of view of CO<sub>2</sub> emission reduction potential as an interim measure in climate change combat. Other important advantages of gas power plants are their operational flexibility and speed at which those project can be implemented once the gas supply route is established (usually about 3 years which is much shorter compared to a large coal, hydro or nuclear project).

The following figure compares the projected consumption of natural gas for two scenarios – referent and lower GDP as it was estimated in [16].

At the beginning of the period (2006 was the base year) natural gas consumption was 5.48 Bcm and is expected to increase in 2030 to 21.05 and 19.71 Bcm, for referent and pessimistic scenarios respectively as presented in the next figure.



**Figure 10: Projected total consumption of natural gas in SEE region (referent and pessimistic scenarios) until 2030 [16]**

The highest relative increase in natural gas consumption is expected from systems in which gas networks are at the very beginning of their development. Absolute consumption in those systems will however remain below consumption levels in more mature markets. Total consumption will increase by almost four times from 2006 to 2030.

Final natural gas consumption (households, services and industry) in the pessimistic scenario is expected to be 12% below the referent scenario. At the same time, the expected drop in the total natural gas demand is expected to be only 6%.

Almost all of the existing thermal power plants will be decommissioned by 2030 and they will have to be replaced by new units. The gap between the current power supply and the expected increase of power consumption will have to be closed by the construction of new generation capacities.

The main generation options in the region are coal based thermal power plants and large hydro power plants. The use of natural gas for electricity generation is limited due to the lack of gas networks. Only some sub regions have suitable gas supply. But by 2020 gas network should be well developed. The development of large scale gas supply routes from Russia and/or the Caspian area is expected.

In [17] evaluation of the technical potential of CCS was done on all levels (capturing, transportation and storage capacity). A linear programming model was used to carry out techno-economic analysis.

Several scenarios were considered to analyse the future power generation mix (free competition or reference scenario, national security of supply policies, market integration, limited CO<sub>2</sub> emission, CO<sub>2</sub> price/trade, subsidies for the development of CCS and/or renewables and other).

The following results were analysed and compared across scenarios:

- Structure of the primary energy for power generation;
- Structure of the production capacity;
- Structure of the power generation;
- Investment into new power plants;
- Carbon dioxide emission (total and intensity per kWh);

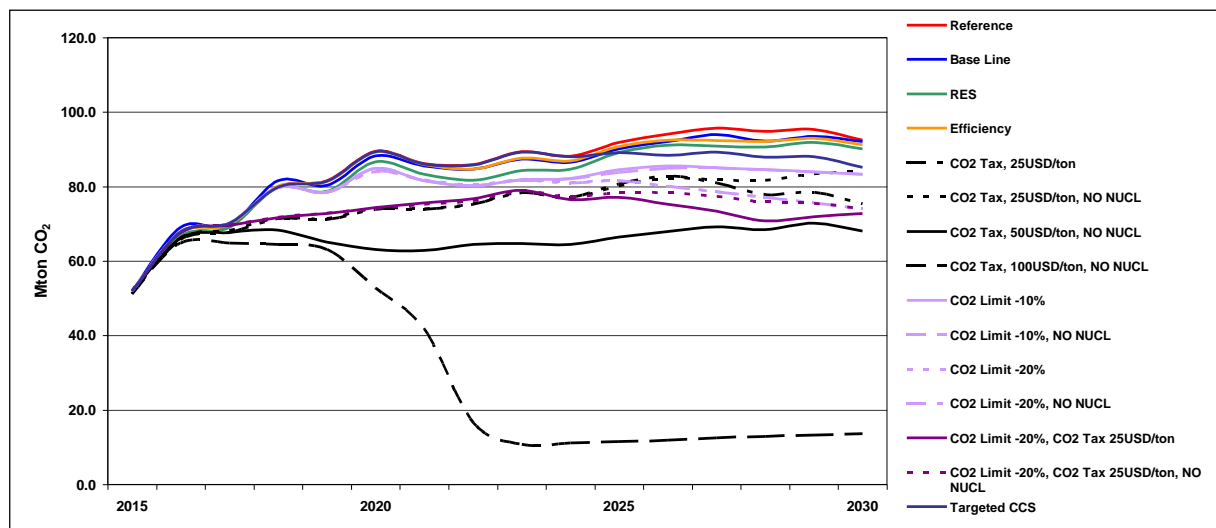


- Total generation system costs (i.e. total discounted cost of operation and construction of power plants);
- Shadow prices i.e. marginal cost of power generation and
- Average production cost.

Total annual emissions from power generation in the region are 55.2 Mt of CO<sub>2</sub>, of which 50.5 Mt are attributed to coal plants. A lack of local power production is evident.

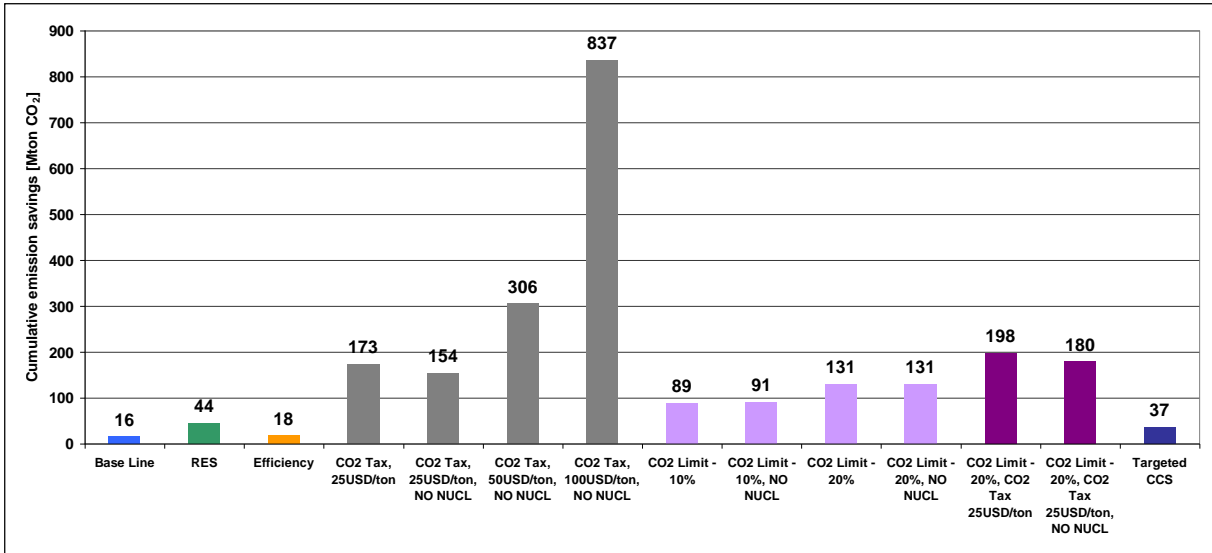
A screening curve analysis shows that in the reference case the most competitive option is the conventional coal generation, followed by natural gas and nuclear. If a CO<sub>2</sub> price of 25 USD per ton of CO<sub>2</sub> emitted is introduced, coal and nuclear options are close, followed by gas. CCS still rests above these. Further increase of carbon tax to 50 USD/ton CO<sub>2</sub> leaves nuclear as the most competitive, while coal, CCS coal and gas options compete for the second place. The competitiveness of CCS gas options is heavily influenced by natural gas prices. But from the investor's point of view gas plants are more attractive as they are less investment intensive and are more flexible in sitting and operation.

At the beginning of the period the region is a net importer of power. Electricity imports are expected to further increase until 2015. However, if plans for the development of local coal resources are to be realized by 2020, there could be complete reversal of the situation and the region could become a net electricity exporter. The role of natural gas option for electricity generation can be significant, especially as a solution during a transition towards low emission technologies (renewables, CCS, nuclear). The attractiveness of CCS options is directly related to the future GHG policies, while CCS in combination with Enhanced Oil Recovery (EOR) represents a promising technological option from an economical point of view.



**Figure 11: CO<sub>2</sub> emission from power plants in SEE area for different development scenarios [17]**

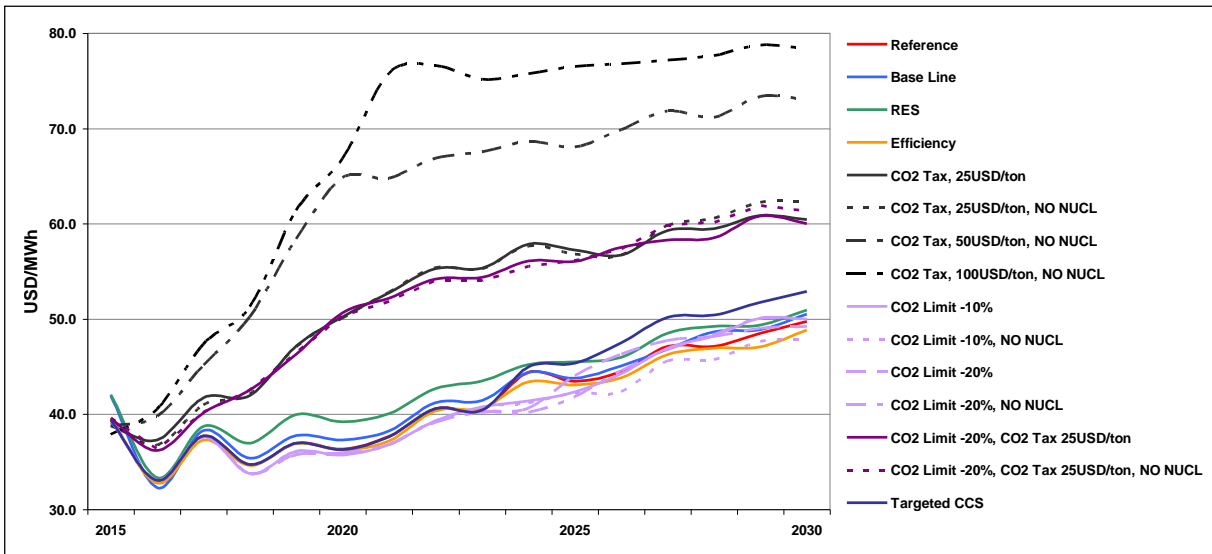
Under free market competition, annual CO<sub>2</sub> emissions increase to 91.9 Mton in 2030, i.e. by 75%. Cumulative CO<sub>2</sub> emissions reach 1355 Mton. Under this scenario the CCS option is not competitive. The inclusion of an EOR option shows that CCS could be competitive without any further policies – i.e. it is competitive if coupled with oil/gas extraction. The EOR option assumed that an injection of CCS into existing oil/gas fields could yield a benefit of 40 USD per ton of CO<sub>2</sub> injected. The main problem in the application of EOR is the modest capacity (potential) of EOR options in the region and the lack of a regulatory framework.



**Figure 12: Cumulative CO<sub>2</sub> emission reduction from power systems in SEE area for different development scenarios [17]**

Beyond business as usual, increased energy efficiency and renewables' scenarios were used to compare the influence of different policies on total costs, CO<sub>2</sub> emissions and electricity prices. Under these scenarios the CCS option was not competitive, but certain carbon emission savings could be achieved. At the same time, average generation prices are higher compared to the free competition scenario.

The group of cases simulated under the CO<sub>2</sub> price scenario showed that the CCS option becomes competitive when the CO<sub>2</sub> price reaches approximately 50USD/ton. At the same time, alternatives like hydro and wind increased their share in total generation. Cumulative CO<sub>2</sub> emissions are decreased by 22% compared to the free competition scenario. By the end of the planning horizon approximately 63 Mton of CO<sub>2</sub> is stored underground. At the same time, average generation costs increased by almost 50%, while marginal prices increase by 40%.



**Figure 13: Average power generation costs in SEE area for different development scenarios [17]**

An increase of the CO<sub>2</sub> price to 100 USD/ton leads to region-wide application of CCS, including retrofit of existing and/or new conventional coal and gas units (i.e. retrofit of

power units constructed between today and 2020). At the end of the period practically all plants are equipped with CCS. Cumulative emissions drop sharply and are 62% below the reference scenario level. At the end of the period 650 Mton of CO<sub>2</sub> are stored underground, out of which 300 Mton are from CCS retrofitted plants. High carbon prices are followed by further increases in average generation costs which are now more than 60% higher. Marginal prices are on average increased by 47% compared to the reference scenario.

### **Summary/Conclusions**

CCS technologies will compete in the market with the nuclear alternative and their maturity and fast commercialization will be key elements. CCS combined with EOR could substantially change the picture and make CCS an attractive and strongly competitive alternative without further financial incentives (but a regulatory framework must be set). Targeted development of a certain number of CCS projects would require relatively large investments but it would have a mild influence on average generation costs and thus could promote CCS and open-up the space for its faster deployment. At the same time additional research and field work is needed to verify the existence and suitability of underground formations for long term disposal of carbon dioxide.

## **Resume**

**Mr. Damir Pešut** has 35 years of experience in the energy system industry. Main areas of expertise include energy demand forecasting, power system operations and expansion planning methodologies, energy pricing and finance, and energy sector organization and management. He leads a team of researchers and analysts in performing energy planning in the Republic of Croatia, Monte Negro, Bosnia and Herzegovina, Macedonia and Albania. Activities include development of regional energy sector master plans, conducting gasification and electrification studies, assessing the potential introduction of demand side management (DSM) programs and renewable sources in energy supply, as well as organizational and institutional requirements. Mr. Pešut is among the most experienced users of the International Atomic Energy Agency's (IAEA) Model for Analysis of Energy Demand (MAED) and is regularly recruited by the IAEA to serve as an invited expert for technical assistance missions and training courses on the use of this program.

### 2.3.2 Identification of technical indicators for creating natural gas supply policies: The Balkan case (Atanas Kočov & Daniela Mladenovska, Ss. Cyril and Methodius University, Skopje)

#### Presentation Abstract

Natural gas import dependency is a common feature for the Balkan countries. In the former Yugoslav Republic of Macedonia, the situation is even more vulnerable, due to the 100% natural gas import dependency which is fully supplied from one source - Russian gas. The absence of supply diversification disables competition and leads to insignificant gas consumption especially in the residential sector. There is an urgent need to include new supply sources and routes. According to the paradigm of sustainability, an optimal selection of an energy system, a supply source or route requires compliance with economic, social, environmental and technical factors. The last one is quite significant mainly due to energy security issues, which are in particular emphasized by EC authorities. The main indicators (technical set of indicators) taken in consideration for describing the security of supply are: Gas intensity, Net gas import dependency, Share of domestic natural gas production, Geopolitical risk and the Transit Risk Index (TRI). Since the former Yugoslav Republic of Macedonia is not a natural gas producer, the indicator "Share of domestic natural gas production" has been excluded from further elaboration. Regarding the numerous factors that are relevant for decision making, this multifold problem solution requires a multifold approach. In terms of determining the relative importance of each technical indicator a Multi-criteria Decision Making (MCDM) method and an Analytical Hierarchy Process (AHP) technique were used. The calculation of weights was based on the preferences of 34 experts. In terms of supply possibilities six supply options were identified, which are later mapped into alternatives. The results (weights values) are shown on Figure [13]. A decision making software was utilised to calculate the final ranking of the selected alternatives versus the technical indicators. The results are shown on Figure [14].

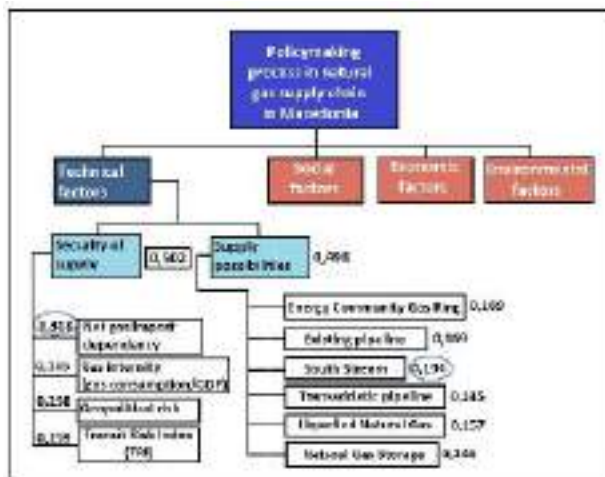


Figure 14: Weighting factors of technical indicators

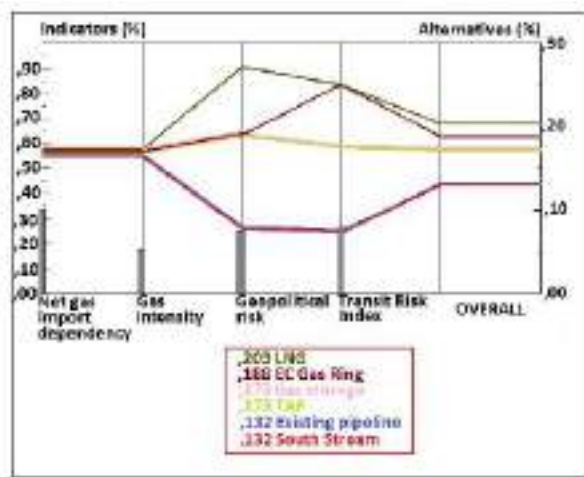


Figure 15: Ranking of the alternatives versus technical set of indicators.

The preferences of the experts resulted in the greatest weighting factor for "Net gas import dependency", and South Stream project as the most suitable supply route and source. Regarding the ranking from the assessment of the alternatives, the best rank is for the LNG (Liquefied Natural Gas) concept, while the EC (Energy Community) Gas Ring is right behind it. The EC Gas Ring project is quite significant for several reasons: it connects regional gas markets, it contributes to significant diversification of supply, it provides significant improvement of supply security and price competition.

On regional cooperation and economy development, the South Stream finished last, mostly due to the diversification of supply obstacle. The last option has the lowest

grades in terms of Geopolitical risk and the TRI (Transit Risk Index). The security and diversification of natural gas supply became even more important due to the three established objectives of the European Union (EU)'s energy policy – security, sustainability and competitiveness. Similarly, for the time being, top level policy makers in the former Yugoslav Republic of Macedonia do not consider LNG as a serious option. They actually decided to engage in the South Stream project – at least at the time when it was still a realistic option. This also might be a reason for the highest weighting factor assigned to it by the stakeholders in the first phase of the research. The multi-attribute approach is a sound tool that facilitates preventing subjectivity among all concerned parties (decision makers), especially when it comes to serious projects such as energy infrastructure projects.

## **Resume**

**Dr. Atanas Kochov** is currently the Dean of the Faculty of Mechanical Engineering and the head of the Laboratory for Metal Forming Processes, at the Sts. Cyril and Methodius University in Skopje. Since 2007 Professor Kocov is the member of the Council of Science and research and national coordinator for research in technical sciences. He was reelected in 2009 as a member of the Ministerial Council for science and technology. Dr. Kocov has also served as the General Manager of the Centre for Research, Development and Continuing Research from 2005 to 2008. The centre was established in cooperation with USAID mission in his country with the main aim to introduce technology innovation in SME's. Dr. Kocov has been national coordinator for the UNIDO project for a National Cleaner production Center, which was established in 2006 and still on-going.

In additional to his teaching experience at Sts. Cyril and Methodius University, Dr. Kocov has taught at the University of Washington (Seattle, USA) and the University of Applied Sciences in Wildau, Germany. He previously held a variety of consultancy positions for organizations such as ALOKA Holding Europe for medical equipment, Engerosistem, and the United States Trade and Development Agency for definitional mission for Balkan gasification, TDI FDI - Ireland. Professor Kocov is also a member of numerous professional bodies, including his country's Society of Mechanical Engineering and the American Society of Mechanical Engineering and hold a PhD in Mechanical Engineering.

**Ms. Daniela Mladenovska**, born 1974, B.Sc. (1998) and MSc (2004) in Mechanical Engineering, and PhD (2015) from the Ss. Cyril and Methodius University in Skopje, Faculty of Mechanical Engineering. Since 1999, Mladenovska has been employed at JSC Macedonian Power Plants, and in the past 16 years, has worked at different positions within the company: engineer for boilers, head of maintenance, head of production, manager of the Branch, engineer for development and investments. Currently she is holding the position of Branch technical manager. Since 2014 she is included in EUREM project, as a national trainer for energy efficiency in the industry.

### 2.3.3 Impacts of financial de-risking strategy on costs of solar electricity (Nadejda Komendantova, IIASA ETH)

In 2014 the new annual investment into renewable power and fuels reached 270 billion US dollars, the solar photovoltaic (PV) capacity in total was 177 GW and concentrating solar thermal power (CSP) was 4.4 GW. Solar power, especially PV, attracted 55% of new investment into renewable energy sources (REN, 21). The majority of investment into new PV capacity happened in China, Japan, US, UK and Germany, the majority of investment into new CSP went to US and India. Also in 2014 the total PV capacity was the highest in Germany, China, Japan, Italy and US and total CSP capacity was the highest in Spain, US, India, UAE and Algeria. Even though Germany is the largest European producer of renewable energy, the South European region has 40-60% higher solar capacity (figure 15).

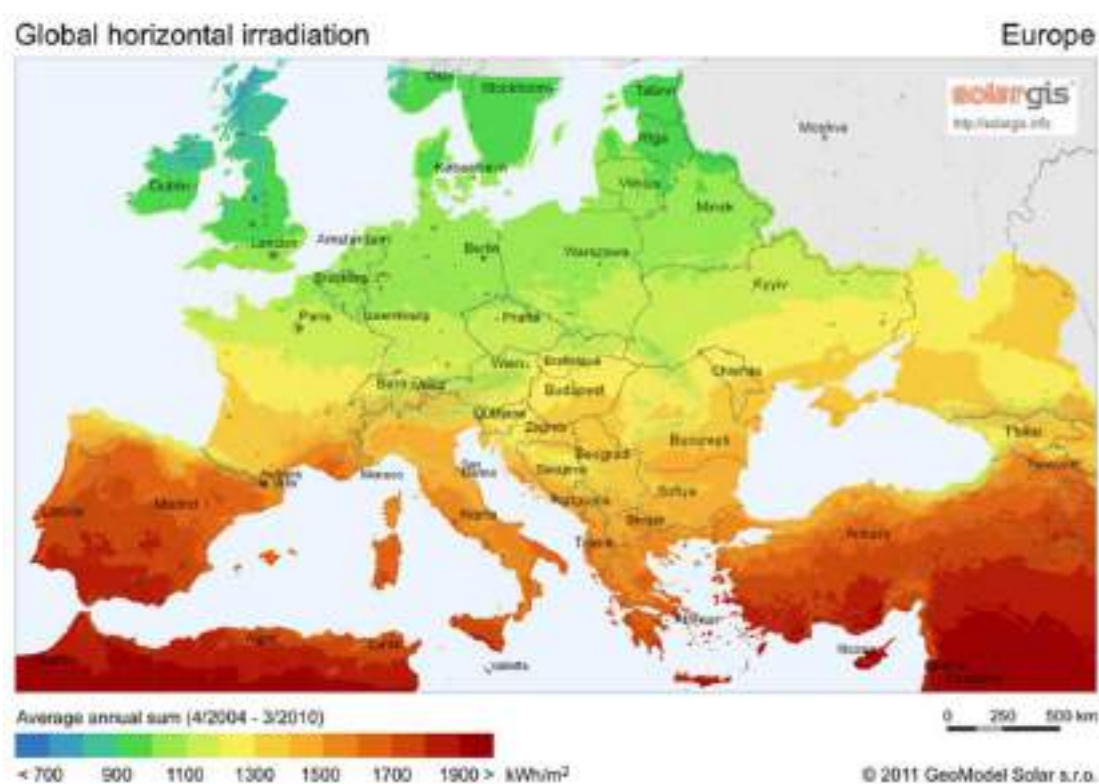
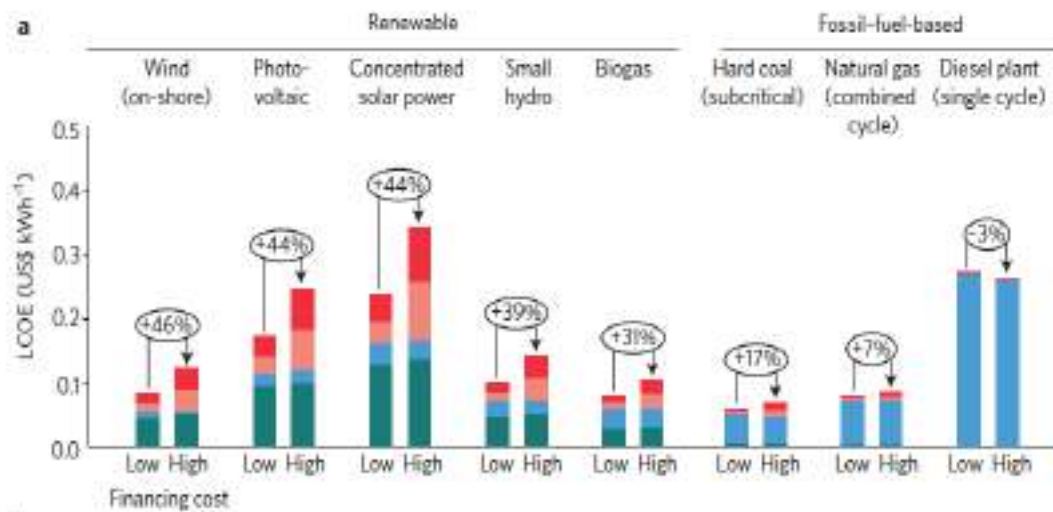


Figure 16: Global solar horizontal irradiation in Europe. (Source: GeoModel Solar, 2011)

Traditionally national governments and international organizations were mainly financing deployment of large-scale solar projects, however, in the last decade the focus of investment shifted from centralized publicly led investment to private – public partnerships or private ventures. Even though the South Eastern European countries adopted renewable energies support policies, the number of renewable energy projects and the volume of private investment into solar projects still remain low. For instance, Bosnia and Herzegovina and Serbia established renewable energy targets (40% and 27% by 2020), feed-in-tariff (FIT) and capital subsidies, the former Yugoslav Republic of Macedonia and Montenegro have renewable energy targets (28% and 33% by 2020) and FIT. One of the reasons for low volumes of investment into solar projects in the region is that investors perceive technology or the region, or both, as being risky and their risk aversion drives investment behaviour. Based on the behaviour economics literature, the risk perception is an estimation of stakeholders about combination of likelihood of occurrence of a negative event and its associated financial impact. Risk perceptions are often connected with such negative events as construction delays, loss of assets and default in payment by customers. Risk aversion regarding high investment risks leads

the bankers to raise interest rates (cost of debt) and risk aversion of equity investors make them raise the return expectations (cost of equity). Risk perceptions impact deployment of renewable energies much stronger than of fossil fuels because of the high upfront investment (figure 16).

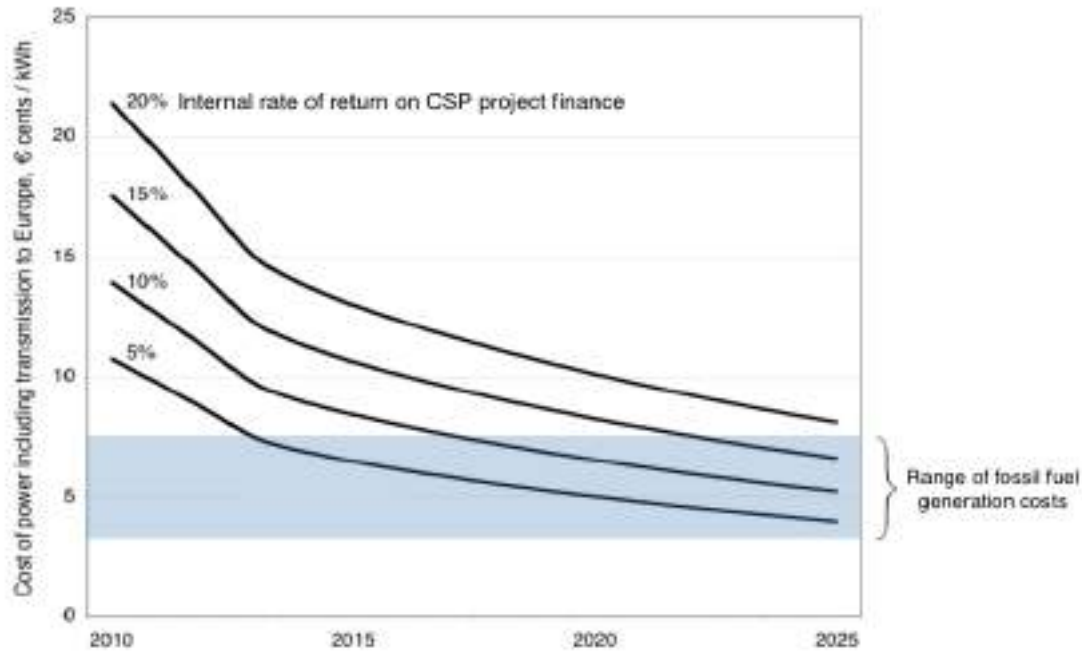


**Figure 17: Impacts of risk on levelised costs of electricity (LCOE), where dark red bars are cost of equity, light red bars costs of debt, blue – operating expenditures, including fuel, and green – capital expenditures and depreciation. (Source: [22])**

The following examples show that risk perceptions impact LCOE and increase the weighted average costs of capital (WACC) required for realization of the solar electricity generation projects, such as concentrated solar power (CSP) and photovoltaic (PV). The example of deployment of CSP at a location with similar conditions, namely, high volumes of horizontal solar irradiance but low volumes of investment into solar projects, such as North Africa, showed that risk aversion is a major human barrier for deployment of CSP and that regulatory and political risks are perceived as most serious and likely to happen [23]. The risks are perceived as being most probable during the permitting stage of the CSP project cycle, in comparison to the construction, operation and management phases, and mainly due to the complex bureaucratic procedures, which are perceived as being more problematic than the existing regulatory or legal framework or other governance risks [24].

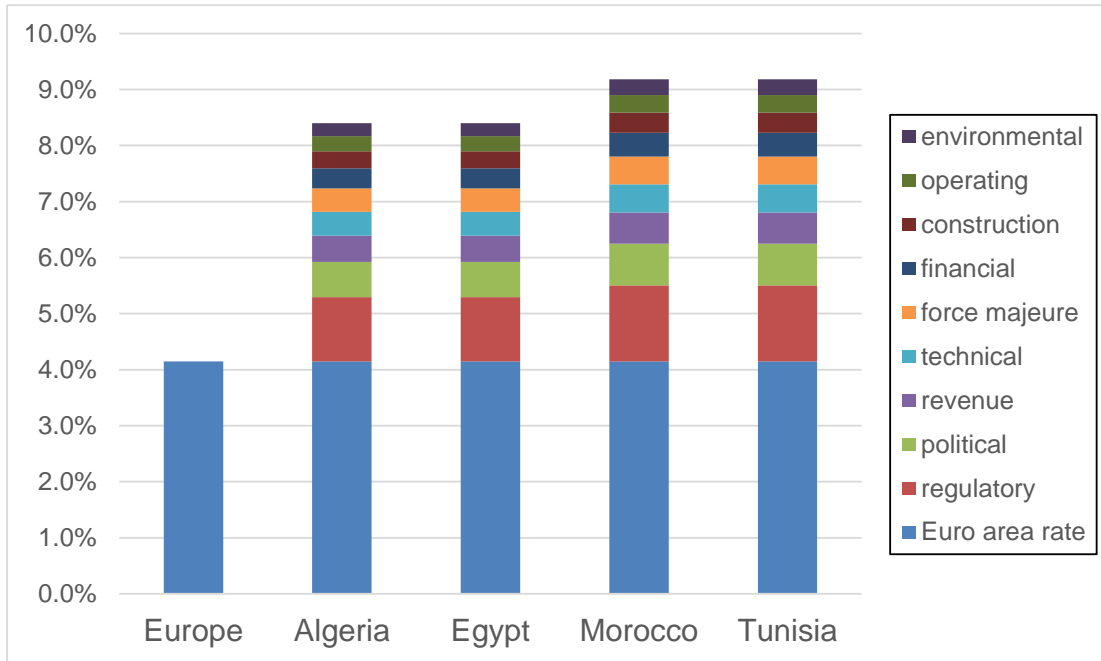
The CSP market remains less developed than other renewable energies, however the year 2014 saw a growth of new capacity by 27% and the diversification of technologies in operation with the largest linear Fresnel and tower CSP plants coming online. Modelling of the impacts of risk perceptions on LCOE from CSP showed the difference between 12€ cents/kWh and 24€ cents/kWh in scenarios when investors expect 5% of internal rate of return on CSP project finance or 20% (Figure 18).





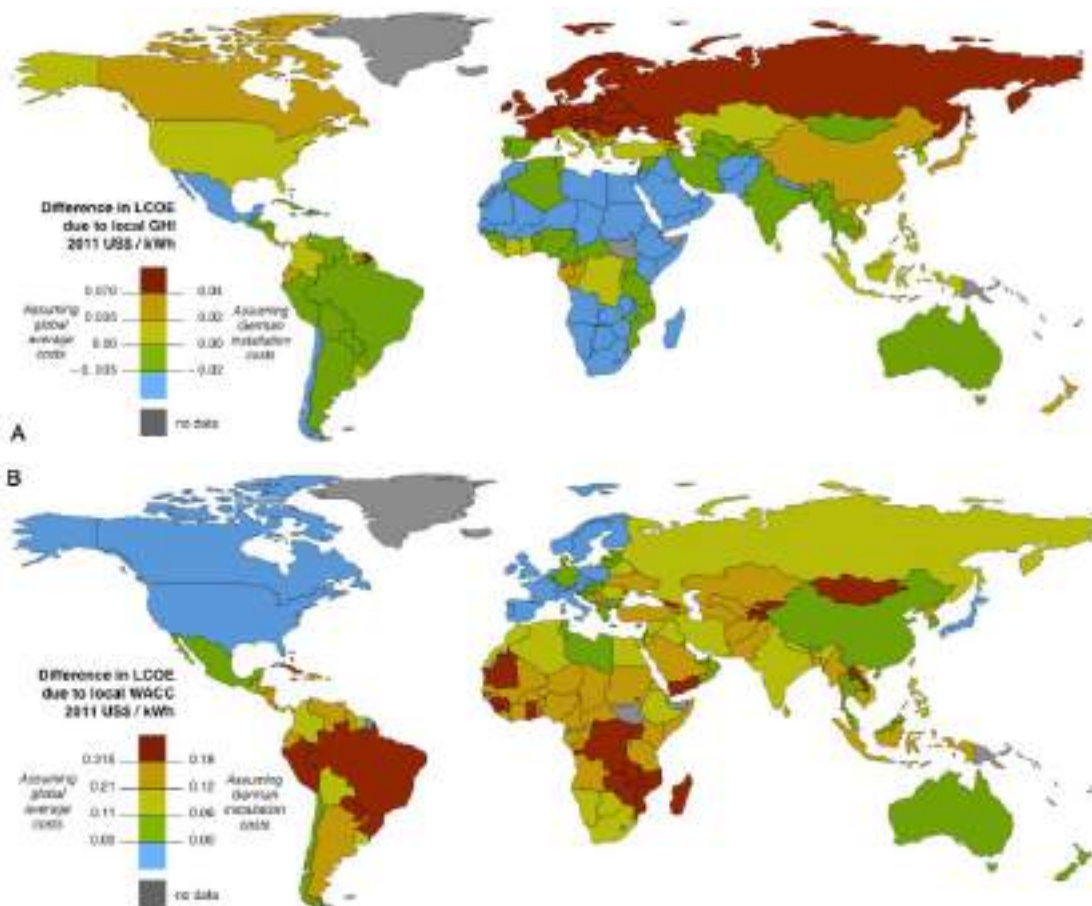
**Figure 18: Impacts of expectations on internal rate of return on CSP project finance.** (Source: [25])

The modelling of impacts of each category of risk on WACC by applying the financing costs waterfall concept developed by UNDP (2013) allowed to compare WACC for the Euro area with developing countries, like North Africa, and showed the financing gap of several percentage points (figure 18). The comparison of LCOE for CSP generated in North Africa and in Europe showed that even though North Africa has a substantially higher solar potential than Europe, the resulting LCOE for Europe (0.25 USD/kWh) is not dramatically higher than the mean for North Africa (0.21 USD/kWh), which is due to substantially lower financing costs in Europe than in the North African region. The modelling also showed that if a CSP investor in North Africa could get project financing at a cost equivalent to that in Europe, the LCOE could be reduced from 0.21 USD/kWh to 0.15 USD/kWh or by 32%.



**Figure 19: Financing cost gap. (Source: [26])**

The volumes of solar PV electricity are growing steadily with more than 60% of existing PV capacities being added during the last three years. Such development happens due to falling costs, which made solar generated PV cost competitive with fossil fuels in a number of countries. The year 2014 was not only the 60<sup>th</sup> anniversary year when the first solar PV cell was demonstrated to the public, it was also a record year when over 40GW of new capacity was added. Modelling of the LCOE of PV in 189 countries showed that LCOE is influenced not only by availability of solar resource but also by WACC (figures 19a and 19b). This figure shows effect of solar irradiance on LCOE and that in countries where GHI is above global average (1,862 kWh/m<sup>2</sup>/a), LCOE is lower (dark green & blue), vice versa for countries with below average GHI (orange and red). Effects are as expected; LCOE is generally lower along equator and higher in high latitude countries. The figure 5b shows that in countries where WACC is above uniform rate of 6.4%, LCOE is higher. In contrary to the figure 5a, it shows that LCOE is higher along equator in countries with less favourable financing framework and where risks for investment are perceived as being higher. The actual deployment of PV capacities shows that indeed investors prefer countries with not only favourable solar resources but also with favourable financing framework with the highest share of PV being currently deployed in Germany, China, Japan, Italy and US. In general, EU continues to be the leader in terms of regional operating capacity and contribution of PV to the electricity supply with such countries as Czech Republic, where solar irradiance is not the highest in the world.



**Figure 20 A, B: effects of horizontal solar irradiance and of WACC on LCOE of solar PV (US\$2011/kWh). (Source: [27])**

The above-mentioned results show that access to financial resources in developing and transition economies is crucial for deployment of solar capacities and that there is a need to de-risk investment into solar projects and to address risk aversion of investors. Two types of de-risking would be necessary such as financial and policy de-risking. The financial de-risking helps to transfer impacts of negative events to other parties with such mechanisms as risk insurance or guarantees of public stakeholders to cover damages. The policy de-risking reduces likelihood of a negative event. It requires the removal of barriers for investment and improvement of local governance institutions to streamline the permitting procedures to reduce construction delays. Therefore, risk perceptions of stakeholders really matter for private investment into solar projects in transition and developing economies. If risk aversion is not addressed, the deployment of solar projects will be delayed or will be much more expensive. The major changes are needed not only to provide financing mechanisms but also to address governance framework for renewable energy investment, including regulation and bureaucratic procedures on permitting of new power stations.

## Resume

**Dr. Nadejda Komendantova** is a coordinator of the research theme “Governance in transition” within the Risk and Resilience Program. Her research interests include participatory and multi-risk governance, based on the understanding of views and risk perceptions of involved stakeholders, of governance structures, market and civil society as well as social institutions and political processes towards more adaptive and inclusive governance approach, which is central to the science-policy interface. Nadejda is currently a principal investigator of the project “Linking climate change mitigation, energy security and regional development in climate and energy model regions in

Austria" (LINKS) project. She is also a work package leader in the project "MENA Sustainable ELECTricity Trajectories Energy for sustainable development in North Africa and the Middle East" (MENA-SELECT) supported by the German Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ).

## **3 Key Messages**

### **3.1 Status Quo**

The Western Balkan countries are currently in the enlargement process. Albania, the former Yugoslav Republic of Macedonia, Montenegro and Serbia already have initiated accession negotiations with the EU, while Bosnia and Herzegovina as well as Kosovo currently have been granted the status of potential candidate country.

With the 2005 Energy Community treaty, the Western Balkans committed to structurally reform their energy systems while developing an integrated regional energy market. The 3rd Energy Package transposition to national law, provides a legal and regulatory framework for unbundling and further opening energy markets in the region, for strengthening the National Regulatory Authorities as well as for effectively ensuring customer protection and regional cooperation. Yet the region is facing an inheriting challenge of fragmentation that impedes overarching planning for integrated energy system development. Moreover, the electricity sector in the region is characterised by dominant state owned utilities, with public service obligations and regulated prices. At the same time wholesale markets are nationally oriented and thus are lacking competition, liquidity and substantial market price signals which result in divergent electricity prices in the region. The completion of the liberalisation process for the power systems would result in the expansion of market competition right down to end user level.

The Western Balkan countries present high levels of energy intensity, in some cases even greater than the world average, large amounts of energy imports, mainly oil and oil products as well as electricity, increasing energy demand trends, and high investment needs for generation and transmission capacities as well as demand equipment stocks. Power generation in the region is dominated by ageing coal power plants and by hydropower generation. However no significant investments in new capacity have taken place since the early 1990's. Gradual recovery from the recent economic crisis is expected which will result in increases of the electricity demand for the region from 2015 on. Thus, the region faces substantial investment needs for the near future.

Significant investments are also required if gas is to play a significant role in the region's future energy systems. The fact that certain key transnational projects such as main oil and gas pipelines have suffered serious drawbacks, with final investment decisions being constantly postponed, the geopolitical and socio-economic impact from SE Europe's fast changing energy landscape is bound to affect investment in the energy sector as a whole. While the security of energy supply and the decarbonisation of the energy systems in the region remain a challenge.

### **3.2 Scenarios**

The Western Balkan countries are expected to reflect the highest average annual demand growth rate within Europe. Scenarios suggest that final electricity consumption could increase more than twofold until 2040. Therefore, countries are faced with significant decisions in their current energy policy, as the question on whether they should pursue coal or gas based capacity developments or increase hydro and renewable generation, remains open. Present lack of carbon pricing however, along with uncertain timing of EU accession makes this decision very ambiguous and volatile.

Therefore the exploration of possible energy scenarios up to 2050 for the Western Balkans, which is the purpose of the current workshop, is imperative. The study of energy development scenarios provides a quantitative assessment for the comparison of different potential energy technology deployment pathways in the region as a whole. Moreover, such analysis facilitates the extension of the EU internal energy market to South East Europe and the adoption of the *acquis communautaire* in the field of energy policy by providing concrete recommendations on possible low carbon development strategies. Specifically such analysis would indicate the technological options available

for delivering security of supply while increasing the share of low carbon supply and increasing energy efficiency.

Possible scenarios include: the broadening of the energy portfolio including renewable energy along with the enhancement of the interconnectivity of the electricity and gas systems; the further diversification of oil and gas supplies as well as of the potential energy routes; the expansion of LNG terminals and underground gas storage capacity in tandem with increased production from indigenous energy sources.

Progressive decarbonisation scenarios of the energy system could entail additional penetration of RES and the deployment of clean coal methods for the power generation sector; the gasification and electrification of various end use energy services in tandem with energy efficiency measures for the industrial and building sectors; while for the transportation sector, improvement of the motor vehicle fleets fuel efficiency can be achieved through the greater use of hybrid vehicles the use of electric cars in large urban centers and the use of public transportation systems.

### **3.3 Technologies**

#### **3.3.1 Coal**

The thermal generation in the Western Balkans is dominated by lignite. The region contains substantial lignite reserves, especially in the Kosovo area. If coal is to play a role in future low carbon energy systems, it becomes imperative to facilitate the deployment of CCS. Yet, investment into new generation has been modest until now. Investments into new coal capacities is increasingly scrutinised by environmental organisations and some Western European development banks have stopped funding coal projects.

#### **3.3.2 Natural Gas**

The Western Balkan region doesn't have significant domestic natural gas resources, thus this option poses the trade-off of higher import dependency and thus an incremental risk for the security of supply. As a consequence, natural gas only plays a marginal role in the region's power generation although plans exist for the construction of several combined cycle gas fired plants. The anticipated natural gas consumption for the Western Balkans requires competitively priced gas to arrive to the region either via a pipeline network or LNG terminals. This is reflected in the ongoing and planned development of gas infrastructure terminals in several countries of the region. From an environmental and climate policy perspective, natural gas is considered preferable to coal due to its lower carbon intensity. Yet, high carbon prices are a prerequisite for significant gas deployment in the Balkans.

#### **3.3.3 Hydro**

Dependence on hydropower generation is expected to continue, as some countries still have significant potential in hydro based generation yet not equally distributed across the countries. Additional interconnection capacity would be required as well as enhanced regional cooperation. Yet, despite the carbon neutrality, environmental concerns might limit the exploitation of the full potential.

#### **3.3.4 Renewable energy**

Renewable energy for electricity generation (excluding hydropower) is at a relatively early stage of development in South Eastern Europe as it is representing less than 1% of the electricity supply. A substantial potential for both wind and solar energy has been identified however and capacities are expected to significantly increase in future.

However the financing of renewable energy and energy efficiency projects in the region remains a challenge. Risk mitigation is essential for generating value for investors while limiting costs for local authorities. The Green for Growth Fund Southern Europe is an

example for the financial instruments that can be used, as RES projects in the region require active state support.

### **3.3.5 Nuclear**

There currently is no nuclear power plant in the Western Balkans region. While nuclear generation technologies provide stable generation cost and low carbon emissions, yet they requires substantial upfront investment and infrastructure preparation, including the creation of competent regulatory bodies. As a result, any nuclear development would have long lead time going beyond 2030. As in the case of coal, nuclear power development faces opposition from some environmental groups.

### **3.3.6 Networks**

Electricity grid extension and upgrading as well as cross border interconnections are under development. These will enable an integration of the currently fragmented market. .It is expected that the electricity transmission system will require additional reinforcements in the future in order to cope with the planned RES generation deployment.

## **3.4 Data and regional information**

An integrated planning approach for the Western Balkans region requires monitoring of the energy markets and analysis of key trends. Limited statistics from several countries in the area, make such a task cumbersome and tedious. Still, not all the countries collect and provide energy data conforming to EUROSTAT reporting requirements, so that reliable energy-related data are few with severe implications in terms of comparability of the energy systems performances, and in the monitoring of the impacts and effects of energy policies and environmental regulation.

Furthermore, the assessment of policies and measures and the modelling of emission scenarios is considered a prerequisite of the development of concrete climate policies with GHG emission reduction targets in the context of EU 2020 Climate and Energy Package, the expected EU 2030 climate and energy framework. This reason renders the harmonisation of the methodologies to data collection and processing, including the preparation of national communications imperative.

## 4 Works Cited

- [1] SEE Change Net , [Online]. Available: [www.seechangenetwork.org](http://www.seechangenetwork.org).
- [2] SEE Change Net & SEESEP partners, "SEE 2050 Carbon Calculator," [Online]. Available: [www.see2050carboncalculator.net](http://www.see2050carboncalculator.net).
- [3] SEE Change Net & SEESEP partners, "SEE 2050 Energy Model," [Online]. Available: [www.see2050energymodel.net](http://www.see2050energymodel.net).
- [4] SEE Change Net & SEESEP partners, "2016 South East Europe: the EU Road or road to nowhere? An energy roadmap for 2050: technical analysis," 2016. [Online]. Available: [http://seechangenetwork.org/wp-content/uploads/2016/06/South-East-Europe\\_The-EU-Road-or-the-Road-to-Nowhere\\_An-Energy-Roadmap-for-2050-Technical-Analysis.pdf](http://seechangenetwork.org/wp-content/uploads/2016/06/South-East-Europe_The-EU-Road-or-the-Road-to-Nowhere_An-Energy-Roadmap-for-2050-Technical-Analysis.pdf).
- [5] SEE Change Net & SEESEP partners, "Time to Phase Out Dirty Coal in South Eastern Europe: The Hidden Cost We Can Avoid," 2013. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/time-to-phase-out-dirty-coal-in-south-eastern-europe-the-hidden-cost-we-can-avoid/>.
- [6] SEE Change Net & SEESEP partners, "EIA/SEA of hydropower projects in Southeast Europe – Meeting the EU standards," 2015. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/eiasea-of-hydropower-projects-in-southeast-europe-meeting-the-eu-standards/>.
- [7] S. a. Partner and KFW, "Wind Atlas Balkan," [Online]. Available: <http://balkan.wind-index.com/>. [Accessed 2016].
- [8] Energy Community Secretariat, "Tapping on its Energy Efficiency Potential," 2015. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/warm-safe-clean-energy-which-path-are-the-see-countries-taking> .
- [9] SEE Change Net & SEESEP partners, "Energy Efficiency – Just Do It! Act now for warmer homes, local jobs and cleaner air!," 2015. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/wp-content/uploads/2013/07/Report-Energy-Efficiency-Just-Do-It.pdf>.
- [10] SEE Change Net & SEESEP partners, "Winners and Losers: Who Benefits from High Level Corruption in the South East Europe Energy Sector," 2014. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/wp-content/uploads/2014/11/Winners-and-Losers-Who-benefits-from-high-level-corruption-in-the-South-East-Europe-energy-sector-1.pdf>.
- [11] SEE Change Net & SEESEP partners, "Invest in haste, repent at leisure: Are IFIs behaving as if EU accession criteria and extreme energy losses do not exist in South East Europe," 2013. [Online]. Available: <http://seechangenetwork.org/wp-content/uploads/2014/11/SEE-IFI-energy.pdf>.
- [12] SEE Change Net & SEESEP partners, "Compilation of inputs, suggestions and responses on South East Europe 2050 Energy Model Call for Evidence".



- [13] ECRAN, "Environment and Climate Regional Accession Network," [Online]. Available: <http://www.ecranetwork.org/>.
- [14] S. Simoes., W. Nijs, P. Ruiz, A. Sgobbi, D. Radu, P. Bolat, C. Thiel and S. Peteves, "The JRC-EU-TIMES model. Assessing the long term role of the SET Plan Energy technologies," European Commission Joint Research Centre, 2014.
- [15] Economic Consulting Associates; Penspen; Energy Institute Hrvoje Pozar, Untergrundspeicher und Geotechnologie System GmbH, "South East Europe Regional Gasification Study, Final Report," World Bank, KFW, PPIAF, ESMAP, 2009.
- [16] Energy Institute Hrvoje Pozar, "Estimation of the Potential of Natural Gas Market in Adriatic-Ion pipeline as part of the SEE EC Gas Ring," 2011.
- [17] M. Tot, D. Pesut, A. Huges, C. Fedorski, B. Merven and A. Trikam, "Techno-economic assessment of carbon capture and storage deployment in power stations in the Southern African and Balkan regions," 2011.
- [18] South East Europe Consultants Ltd, "Development of Power Generation in the South East Europe, Update of Generation Investment Study, Final Report," The World Bank, Washington, Belgrade, 2007.
- [19] International Atomic Energy Agency, "Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV with User Interface, User's Manual," 2006.
- [20] International Energy Agency, "IEA Energy Statistics," [Online]. Available: <http://www.iea.org>.
- [21] International Atomic Energy Agency, "MESSAGE – Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts," 2008.
- [22] T. Schmidt, "Low-carbon investment risks and de-risking. Commentary.," *Nature Climate Change* 4, , pp. 237-239, 2014.
- [23] N. Komendantova, A. Patt, L. Barras and A. Battaglini, "Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa.," *Energy Policy*, vol. 40, pp. 103-109, 2012.
- [24] N. Komendantova, S. Pfenninger and A. Patt, "Governance Risks as Barriers for Deployment of Renewable Energy Projects in the Mediterranean Region," *International Spectator*, 2014.
- [25] N. Komendantova, A. Patt and K. Williges, "Solar power investment in North Africa: Reducing perceived risks," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 4829-4835, 2011.
- [26] T. Schinko and N. Komendantova, "De-risking Investment into Concentrated Solar Power in North Africa.," *Renewable Energy*, submitted in June 2015.
- [27] J. Ondraczek, N. Komendantova and A. Patt, "WACC the Dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power.," *Renewable Energy, Volume*

75, vol. 75, pp. 888-898, 2015.

[28] S. +. PARTNER, "Wind Atlas Balkan," SANDER + PARTNER, [Online]. Available: <http://balkan.wind-index.com/>.

## **5 List of abbreviations and definitions**

BiH: Bosnia and Herzegovina

CSO: Civil Society Organizations

CSP: Concentrated Solar Power

DG-NEAR: Directorate-General for Neighbourhood and Enlargement Negotiations

E&IA: Enlargement and Integration Actions

E4SMA: Energy Engineering Economic Environment Systems Modelling and Analysis

EC: European Commission

ECS: Energy Community Secretariat

EEMM: European Electricity Market Model

EIHP: Energy Institute Hrvoje Požar

EKC: Electricity Coordinating Center

ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity

FIT: Feed-In-Tariff

IAEA: International Atomic Energy Agency

IENE: Institute of Energy for South East Europe

IET: Institute of Energy and Transport

IIASA: International Institute for Applied Systems Analysis

ETH: Swiss Federal Institute of Technology

INDC: Intended Nationally Determined Contributions

JRC: Joint Research Centre

LCOE: Levelised Costs Of Electricity

LCP: Large Combustion Plants

NCP: National Contact Points

NRA: National Regulatory Authority

PV: Photovoltaic

PX: Power Exchange

RCESD-MASA: Research Center for Energy and Sustainable Development - Macedonian Academy of Sciences and Arts

REKK: Regional Centre for Energy Policy Research

RES: Renewable Energy Sources

SEE: South East Europe

SLED: Support for Low-Emission Development in South Eastern Europe

TAC: Travel Accommodation and Conference facility

TPP: Thermal Power Plant

TSO: Transmission System Operator

WACC: Weighted Average Costs of Capital

## 6 List of figures

Figure 1: Schematic representation of SEE power systems .....	7
Figure 2: Southeast Europe Transmission Network .....	8
Figure 3: Regional generation mix (BA, AL, ME, MK, RS) and net imports in the three scenarios .....	11
Figure 4: Change in the regional generation mix in the case of low hydro availability... ..	12
Figure 5 Power generation scenarios for Albania in 2040 .....	20
Figure 6: Reference Energy System of the JRC-EU-TIMES model .....	22
Figure 7: Serbian new energy strategy pillars. ....	24
Figure 8: Projections of final energy consumption by different scenarios .....	25
Figure 9: Countries to be referred to as the SEE area .....	30
Figure 10: Projected total consumption of natural gas in SEE region (referent and pessimistic scenarios) until 2030 [16].....	33
Figure 11: CO2 emission from power plants in SEE area for different development scenarios [17] .....	34
Figure 12: Cumulative CO2 emission reduction from power systems in SEE area for different development scenarios [17].....	35
Figure 13: Average power generation costs in SEE area for different development scenarios [17] .....	35
Figure 14: Weighting factors of technical indicators .....	38
Figure 15: Ranking of the alternatives versus technical set of indicators.....	38
Figure 16: Global solar horizontal irradiation in Europe. (Source: GeoModel Solar, 2011) .....	40
Figure 17: Impacts of risk on levelised costs of electricity (LCOE), where dark red bars are cost of equity, light red bars costs of debt, blue – operating expenditures, including fuel, and green – capital expenditures and depreciation. (Source: [22]).....	41
Figure 18: Impacts of expectations on internal rate of return on CSP project finance. (Source: [25]) .....	42
Figure 19: Financing cost gap. (Source: [26]).....	43
Figure 20 A, B: effects of horizontal solar irradiance and of WACC on LCOE of solar PV (US\$2011/kWh). (Source: [27]) .....	44

## 7 List of tables

Table 1: Potential for Solar PV and Onshore wind technologies from SEE 2050 Energy Model, Level 4 .....	14
Table 2: Summary of assumptions for performance levels of new buildings, SEE 2050 Energy Model.....	15
Table 3: Summary of assumptions for modal split in passenger transport in the region in 2050, SEE 2050 Energy Model .....	16
Table 4: Range of capital expenditure cost for different technologies in South East Europe until 2050 in €/kW, SEE 2050 Energy Model .....	17

Europe Direct is a service to help you find answers to your questions about the European Union

Free phone number (\*): 00 800 6 7 8 9 10 11

(\*): Certain mobile telephone operators do not allow access to 00 800 numbers or these calls may be billed.

A great deal of additional information on the European Union is available on the Internet.

It can be accessed through the Europa server <http://europa.eu>

#### **How to obtain EU publications**

Our publications are available from EU Bookshop (<http://bookshop.europa.eu>), where you can place an order with the sales agent of your choice.

The Publications Office has a worldwide network of sales agents. You can obtain their contact details by sending a fax to (352) 29 29-42758.

## JRC Mission

As the science and knowledge service of the European Commission, the Joint Research Centre's mission is to support EU policies with independent evidence throughout the whole policy cycle.



**EU Science Hub**

[ec.europa.eu/jrc](https://ec.europa.eu/jrc)



@EU\_ScienceHub



EU Science Hub - Joint Research Centre



Joint Research Centre

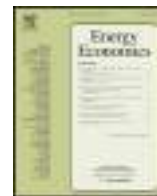


EU Science Hub



### **3.14. DRIVERS OF REGIONAL DECARBONIZATION THROUGH 2100**





# Drivers of regional decarbonization through 2100: A multi-model decomposition analysis



Adriana Marcucci<sup>a,\*</sup>, Panagiotis Fragkos<sup>b</sup>

<sup>a</sup> ETH Zurich, Center of Economic Research, 8092, Zurich, Switzerland

<sup>b</sup> National Technical University of Athens, Department of Electrical and Computer Engineering, E3MLAB, 15773, Athens, Greece

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 26 May 2014

Received in revised form 1 April 2015

Accepted 5 June 2015

Available online 19 June 2015

### JEL classification:

Q47

Q41

Q43

### Keywords:

Regional decomposition analysis

Model inter-comparison

Climate change mitigation pathways

Backstop technologies

## ABSTRACT

This study explores short and long-term drivers of alternative decarbonization pathways in four major economies (China, India, Europe and USA), using a multi-model decomposition analysis. The paper focuses on determining the energy system transformations that drive the changes in carbon emissions and identifying the model characteristics that lead to differences in the decarbonization strategies. First, we compare the decomposition over time of near-past carbon emissions and near-future model projections as a methodology to validate baseline scenarios. We show that a no-policy baseline scenario is in line with historical trends for all regions except China, where all models project higher improvements in energy and carbon intensity than the near-past historical development. Second, we compare regional decarbonization drivers across models in a scenario with moderate policy targets that represent the current fragmented international climate policy landscape. The results from the different models show that energy efficiency improvements represent the main strategy in achieving the moderate climate targets. Finally, we develop an LMDI decomposition analysis to determine the additional energy system changes needed to achieve a global GHG concentration target of 450 ppm compared to the moderate policy case. In all models, reducing regional carbon intensity of energy is the major decarbonization strategy after 2030. In the long-term (after 2050), most of the models find that negative carbon emissions are critical in such scenario, emphasizing the key role of biomass with CCS. However, the level of contribution of the decarbonization factor varies significantly across models, due to the large uncertainty in the availability of renewables and the development of CCS technologies. Overall, we find that the main differences in the decomposition results across models are due to assumptions concerning availability of natural resources and variety of backstop technologies.

© 2015 Elsevier B.V. All rights reserved.

## 1. Introduction

Climate change mitigation is one of the major global policy challenges, as it is increasingly recognized that unabated climate change can lead to large environmental, social and economic impacts on human societies. Limiting greenhouse gas (GHG) emissions has been the subject of international negotiations for more than two decades. Due to the persistent lack of a comprehensive global agreement on GHG emissions reduction, several studies based on individual or multi-model results have analysed the effect of delayed and unilateral climate change mitigation policy action. For instance, the 22nd Energy Modeling Forum (EMF-22) analysed the consequences of delayed action (Bosetti et al., 2009; Krey and Riahi, 2009; van Vliet et al., 2009); unilateral climate change mitigation policies have been studied concerning policy effectiveness, carbon leakage and border carbon adjustment (Böhringer et al., 2012, 2014; Bosetti and De Cian, 2013). Moreover, the role of the European Union, which has taken the lead in

climate change mitigation policy, has been investigated (For instance in the EMF-28, see De Cian et al. (2013) and Knopf et al. (2013)). Recently, the AMPERE modelling comparison project<sup>1</sup> analysed three different aspects of climate change mitigation: (1) The consequences of following the Copenhagen Accord and the Cancun Agreement until 2030 for the achievement of long-term global stringent mitigation objectives (Eom et al., 2015; Riahi et al., 2015); (2) the implications of moderate regional climate policies and the consequences of unilateral first-mover action in the EU and China (Bauer et al., 2015; Kriegler et al., 2015b; Marcucci and Turton, 2015; Paroussos et al., 2015; Schwanitz et al., 2015); and (3) European decarbonization pathways under alternative technological choices to achieve the climate targets of the EU Roadmap 2050 (Capros et al., 2014). We develop in this paper a multi-model decomposition analysis of a subset of the global AMPERE scenarios. This

<sup>1</sup> The AMPERE project is a collaborative effort among 22 institutions in Europe, Asia and North America, funded by the European Commission, FP7 (<http://ampere-project.eu/web/>). AMPERE aims for a broad exploration of mitigation pathways and associated mitigation costs under real-world limitations while offering insights into the differences across models and the relation to historical trends.

\* Corresponding author. Tel.: +41 44 6327045.

E-mail addresses: [madriana@ethz.ch](mailto:madriana@ethz.ch) (A. Marcucci), [central@e3mlab.eu](mailto:central@e3mlab.eu) (P. Fragkos).

decomposition analysis helps identifying the contribution of different drivers, such as energy efficiency of GDP and carbon intensity of energy, to changes in CO<sub>2</sub> emissions from the combustion of fossil fuels and industrial applications.

The objective of decomposition analysis is to quantify the relative contribution of different pre-defined factors to the change of one explained variable. The decomposition methods used in the 1970s and 1980s were based on the Laspeyres index, which measures percentage change of a factor while holding the other decomposition factors constant (Ang, 2004). At the end of the 1980s, Boyd et al. (1987, 1988) proposed the use of the Divisia index to decompose energy intensity as an alternative to the Laspeyres index. The Divisia index is a “weighted sum of logarithmic growth rates, where the weights are components' shares in total value” (Ang, 2004). One frequently used method is the Log-mean Divisia index (LMDI), introduced by Ang and Liu (2001). The LMDI can be used to decompose energy demand or emissions between two end points into separate sectoral contributions (Ang, 2005). The LMDI method has been further developed to analyse energy intensity (Choi and Ang, 2012) and both energy and emissions (Su and Ang, 2012).

After being introduced in 1970, decomposition analysis has become a well-known analytical tool for supporting policy making in energy and environmental issues, as shown in Ang and Zhang (2000) where more than 100 decomposition studies are presented. In 1990, Kaya (1990) introduced a method to decompose emissions into key drivers, like population, GDP per capita, energy intensity of GDP and carbon intensity of energy. Kawase et al. (2006) expanded the Kaya identity in order to incorporate more drivers for carbon emissions and applied the extended method to a set of national emission scenarios for Japan, Germany, the U.K. and France. Many studies have evaluated the role of key drivers for historical changes in emissions or energy intensity, for example Baldwin and Sue Wing (2013) decompose the evolution CO<sub>2</sub> emissions in the period 1963–2008 in the US in five driving factors: the emission intensity of energy use, the energy intensity of economic activity, the composition of states' output, per capita income and population; Alves and Moutinho (2013) use the complete decomposition technique originally developed by Sun (1998) to examine the evolution of CO<sub>2</sub> emissions intensity in 16 industrial sectors in Portugal in the period 1996 to 2009; Voigt et al. (2014) analysed energy intensity trends between 1995 and 2007 in 40 major economies using the LMDI method to attribute efficiency changes to either changes in technology or changes in the structure of the economy.

Decomposition analysis has also been used to analyse future model-based energy scenarios, including analyses from the IEA (Ang and Liu, 2007a; IEA, 2004, 2012) and the assessments prepared for use by the IPCC<sup>2</sup> (Hanaoka et al., 2006, 2009; Nakicenovic et al., 1998). Moreover, Riahi et al. (2007) project the evolution of global energy intensity of GDP and carbon intensity of energy until 2100; Agnolucci et al. (2009) decompose future energy scenarios for the UK; Kesicki and Anandarajah (2011) decompose global and regional future energy-emissions scenarios using the Times Integrated assessment model; and Fisher-Vanden et al. (2012) apply a new decomposition technique to the results of a multi-region, multi-sector CGE model. While all these studies are based on a single model, more recently, the decomposition analyses have been focused on the comparison of the results from different models to determine robust patterns across them. For instance, Bellevrat (2012) analyses the Chinese future energy and carbon emissions scenarios using results from different models; Blanford et al. (2012) developed a decomposition analysis of baseline scenarios for Asia comparing different models; Förster et al. (2013), as part of the EMF-28, and Capros et al. (2014), as part of AMPERE, developed multi-model decomposition analyses of alternative European climate policy scenarios by 2050; and van Sluisveld et al. (2013) present a multi-model decomposition analysis of the emissions in five major economies using the Kaya identity in the period 2020–2050.

Following the approach used in Bellevrat (2012) and Förster et al. (2013), in this paper we develop the first multi-model decomposition analysis of short- and long-term regional carbon emissions, which allows the analysis of differences and synergies in regional decarbonization strategies. We analyse four major economies, including both developed (USA, EU-27) and developing regions (China, India), all of which are projected to play a critical role in global climate policies in the long term. The analysis compares the results of a subset scenarios from ten well-established global energy-economy integrated assessment models (IAMs) that participated in the AMPERE project. The analysis focuses on the regional energy system transformations required to mitigate energy-related CO<sub>2</sub> emissions<sup>3</sup> including reductions in energy intensity of GDP and carbon intensity of final energy. This paper contributes to the literature by means of: (1) the decomposition of near-past historical carbon emissions and near-term modelling projections as an alternative to validate baseline scenarios; (2) the identification of regional decarbonization strategies to achieve moderate and stringent climate change mitigation objectives; and (3) determining the main assumptions and model characteristics that drive significant deviation from the average results in the carbon decomposition analyses.

First, integrated assessment modelling of climate change aims to analyse the behaviour of the future energy-economy-climate system by evaluating alternative scenarios of the system's future development. IAMs commonly use a (no climate policy) baseline scenario that provides the benchmark for the evaluation of the impacts of alternative climate policies on the evolution of the energy system and economic development. We propose the comparison of the decomposition of the historical carbon emissions of the period 1990–2010 with the near-term model results to validate the assumptions of the baseline scenario.

Second, we study a scenario with moderate climate change mitigation policies, where the impacts of regional pledges from the Copenhagen COP are analysed. This moderate climate policy scenario aims to conceptualize the current regionally fragmented climate policies providing important insights to the climate policy discussion concerning the required regional changes in energy efficiency and carbon intensity of energy to achieve the Copenhagen–Cancun pledges. Moreover, we analyse a strong mitigation scenario that results in negative carbon emissions by the end of the century. We present an LMDI decomposition analysis of the changes in emissions in this case compared to the moderate policy scenario to identify the additional efforts needed to realize a stringent mitigation target by 2100 and especially the important role of negative carbon emissions in the second half of the century.

Furthermore, the third contribution of the paper is the identification of the assumptions and model characteristics that lead to different decomposition results in both the moderate and the stringent climate policy scenarios.

The rest of the paper is organized as follows: in the next section we describe the integrated assessments models used in the multi-model decomposition analysis, the analysed scenarios and the decomposition methodologies used in the paper; in Section 3 we present the index decomposition analyses of both the no-policy baseline and the moderate reference policy scenario; Section 4 discusses the regional LMDI decomposition analysis in the case with a global ambitious climate change mitigation target; and finally we discuss the main conclusions and policy implications of the analysis.

## 2. Methodology

In this paper, we develop a multi-model decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions to determine the main regional energy system

<sup>3</sup> The IAMs use in this paper have different sectoral resolution, from a very aggregate economy in the optimal growth models (1–3 sectors) to a detailed sectoral disaggregation (up to 23 sectors) in the computable general equilibrium models. Therefore, we focus on the analysis of energy-related CO<sub>2</sub> emissions at the aggregate level of economy.

<sup>2</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change.

transformation that drive alternative mitigation pathways in diverse energy-economy integrated assessment model.

### 2.1. Global integrated assessment models

The multi-model decomposition analyses include ten integrated assessment energy-economy models (IAMs) that participated in the AMPERE model inter-comparison project (Table 1 summarizes the main characteristics of the models used in this paper and for a more detailed description see Kriegler et al. (2015b)). The compared models can be broadly grouped according to the modelling approach into three distinct categories: (1) Computable general equilibrium (CGE); (2) Ramsey-type optimal growth models (OG); and (3) partial equilibrium energy system (PE) models. CGE models determine the market equilibrium in every period with exogenous assumptions on population, improvements in labour and total factor productivity or production technologies. OG models maximize intertemporal welfare subject to equilibrium constraints and, in most cases, assume perfect foresight about future production and consumption. Both CGE and OG models represent the whole economy with different sectoral resolution (larger in the CGE models) and are able to quantify the macroeconomic implications of alternative energy and climate policies. PE models represent the market and technology development in the energy sector with a wide portfolio of energy technologies and options for emissions reduction. PE models typically minimize production costs (or maximize consumer and producer surplus) in the energy sector but do not model endogenously the evolution of economic activity. The diversity of energy technologies (in the supply and demand side) varies among models as well as the assumptions concerning future development and availability of low carbon options. To characterize the variety of low carbon energy supply technologies in the models we use the 3-sector Shannon–Wiener index (normalized in the interval [0,1]) estimated by Kriegler et al. (2015a). 1 indicates a large variety of electricity and non-electric energy technologies that reduce CO<sub>2</sub> emissions. CGE models have the lowest low-carbon technology variety while most of the PE and OG models have a large diversity of energy technologies. Besides this indicator, Table 1 presents whether the models include or not biomass technologies with carbon capture and storage (CCS). The last indicator included in Table 1 reflects how responsive the models are to climate policies. It is calculated in Kriegler et al. (2015a) and it encompasses different aspects of the models, including: variety of low carbon technologies, technology costs and technology learning, regional renewable potentials and fossil fuel endowments, assumptions on early retirement of technologies, limits on growth rates and on shares of certain type of intermittent energy sources, among others. The differences in model structure, theoretical foundations, sectoral coverage, representation of GHGs, technological details in the energy sector and assumptions reflect different choices of modellers on how to best approach the analysis of mitigation

**Table 1**

Characterization of integrated assessment energy-economy models included in the analysis. PE: partial equilibrium, CGE: computable general equilibrium and OG: Ramsey-type optimal growth model.

Name	Modelling approach	Time horizon	Variety of low-carbon supply tech.	Biomass CCS		Response to climate policies
				Elect.	Non-elect.	
DNE21 +	PE	2050	0.79	Yes	Yes	Low
GCAM	PE	2100	0.93	Yes	Yes	High
GEM-E3	CGE	2050	0.36	No	No	Low
IMACLIM	CGE	2100	0.65	Yes	No	Low
IMAGE	PE	2100	0.92	Yes	Yes	High
MERGE-ETL	OG	2100	0.89	Yes	Yes	High
MESSAGE	OG	2100	0.92	Yes	Yes	High
POLES	PE	2100	0.92	Yes	Yes	Medium
REMIND	OG	2100	0.89	Yes	Yes	High
WITCH	OG	2100	0.57	Yes	No	Low

pathways. The model flexibility for technological substitutions, the potential for radical energy system restructuring and the variety of low carbon options included in the modelling framework have a large impact on model results and therefore in the decomposition analysis. For instance, van Sluisveld et al. (2013) and Förster et al. (2013) found that general equilibrium models have different behaviour relative to technologically-rich energy system models, with the latter opting for reducing carbon intensity of energy rather than energy demand in case of strong climate policies.

All the models have global coverage with different disaggregation of world regions. We analyse climate change mitigation policies in four major economies: the EU, USA, China and India, which jointly accounted for 60% of global carbon emissions in 2010. All models adopted harmonized assumptions on population and potential economic growth.<sup>4</sup> The harmonization was developed at the country or geopolitical level<sup>5</sup> and mapped by each model to the corresponding native regions (details on the harmonization are provided in Supplementary Online Material of the study (Kriegler et al., 2015b)). The definition of the regions is not harmonized across models, which results in differences in the regional population and potential GDP. For instance, some models define a broader EU region that includes, besides the current EU-28 member states, Turkey and the EFTA countries. Therefore, to improve comparability in the multi-model decomposition analysis, we exclude the results of those models in which the regional population in 2010 has a deviation greater than 10% compared to the UN Population data (United Nations, 2013). Thus, the MESSAGE model has been excluded from the analysis for EU, USA and India, while GCAM and IMACLIM are not taken into account for the EU region.

### 2.2. Description of analysed scenarios

The target of the decomposition analysis is to explore the changes in Kaya identity factors under alternative and highly contrasting climate policy regimes. The analysis is based on a set of scenarios that assume different stringency levels of global climate change mitigation policies presented in Table 2 (see Kriegler et al. (2015b) and Marcucci and Turton (2015) for a more detailed description of the analysed scenarios). The *Base* scenario models a counterfactual case in which no climate change mitigation policies are pursued. The *RefPol* case aims to conceptualize the current policy landscape including fragmented climate change and technology policies with regional moderate targets. The 2020 mitigation targets are based on the low-end of the (unconditional) Copenhagen–Cancun pledges. After 2020, it is assumed that countries will maintain their mitigation effort with climate policies that lead to improvements in emissions intensity per unit of GDP comparable to the period 2005–2020. Finally, we consider a scenario with an ambitious global target of stabilizing the atmospheric concentration of GHGs at 450 ppm by the end of the 21st century. The target in this scenario is modelled as a global cap on cumulative CO<sub>2</sub> emissions between 2000 and 2100. Models have full “when” and “where” flexibility, that is, they decide on the optimal timing and distribution among regions and sectors of the GHG mitigation effort, which leads to an efficient distribution of the carbon abatement effort through the equalization of marginal abatement costs across regions and sectors.

<sup>4</sup> As an input to the models we use a potential GDP pathway that represents economic output in a hypothetical case with constant prices. General equilibrium and optimal growth models determine endogenously the realized GDP, accounting for changes in the prices due to different scenario assumptions. For instance, climate policies will lead to an increase in energy prices which will reduce the realized economic output compared to the no climate policy Baseline scenario.

<sup>5</sup> USA, Japan, EU15, EU12, Russia, Middle East, China, India, Sub-Saharan Africa, Latin America, Southeast Asia, Sub Saharan Africa, Korea, Eastern Europe, Turkey, Australia and New Zealand, Taiwan, Pakistan, EFTA (Norway, Switzerland and Iceland), North Africa, Indonesia, Mexico and Brazil.

**Table 2**  
Analysed scenarios.

Name	Description	Targets	
		GHG mitigation	Technology
<i>Base</i>	Counterfactual scenario without climate change mitigation policies	None	None
<i>RefPol</i>	Moderate climate change mitigation policy scenario that represents the current policy landscape including regional policies on emissions reduction and technology deployment	<p><b>2020:</b> Low-end of unconditional Copenhagen–Cancun pledges: EU and USA: 15% and 5% reduction in GHG emissions from 2005 levels, respectively. China and India: 40% and 20% reduction in GHG intensity relative to 2005, respectively</p> <p><b>After 2020:</b> Emission intensity targets following the stringency of the Copenhagen pledges</p>	Regional targets on deployment of renewable and nuclear technologies by 2020. They are represented as installed capacity targets or a minimum share in the electricity production <sup>a</sup>
450	Immediate global climate change mitigation policy	Global target aiming to stabilize the concentration of GHGs at 450 ppm by 2100. This target is implemented by imposing a cumulative CO <sub>2</sub> emissions budget in the 2010–2100 period	<i>RefPol</i> targets

<sup>a</sup> See Krieglner et al. (2015b) and Marucci and Turton (2015) for a detailed description of the targets.

Fig. 1a presents the models results (mean and ranges are shown) for global CO<sub>2</sub> emissions in the three analysed scenarios.<sup>6</sup> Even though the climate change mitigation policies assumed in the *RefPol* scenario are moderate, global CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuels are significantly reduced compared to the *Base* scenario, from an average of 100 Gt CO<sub>2</sub> in 2100 to 44.8 Gt CO<sub>2</sub>, although the short-term effects (until 2030) are rather limited. The global climate stabilization target in the 450 scenario results in a further reduction of energy-related CO<sub>2</sub> emissions to an average of –12.3 Gt CO<sub>2</sub> by 2100. All the models present a similar behaviour with a significant reduction of carbon emissions in the first half of the century and slightly negative emissions after 2060, except for GCAM, whose optimal pathway implies a relatively low effort until 2050 and a high development of biomass technologies with CCS in the second half of the century, leading to large negative emissions in 2100 (–59 Gt CO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub> is the major contributor to total GHG emissions, accounting for around 85% of GHGs in the *Base* scenario in 2100.

Fig. 1b and c compare the regional cumulative CO<sub>2</sub> emissions in the periods 2010–2050 and 2050–2100, respectively. The assumptions in the *RefPol* scenario are particularly stringent in the EU with an average reduction of cumulative emissions of 27% until 2050 (and 83% in 2050–2100) compared to the *Base* scenario, while in the other regions the reduction in this same period is around 10% (and around 50% in 2050–2100). In the 450 scenario, all regions reduce their cumulative CO<sub>2</sub> emissions to around zero (median of models) in the second half of the century. This stringent scenario results in important regional differences with, China and India undertaking the largest emissions reduction efforts in the period 2010–2050 (an average reduction of 50% compared to the *RefPol* case) and a relatively low additional carbon abatement in the EU (compared to the *RefPol* scenario).

The climate outcome of the different scenarios depends on the global cumulative GHG emissions in the 2010–2100 period. Models results show an increase in global mean temperature by 2100 relative to pre-industrial levels of 4.1–5.3 °C in the *Base* case; 3.2–3.8 °C in the moderate reference policy; and 1.7–2.2 °C in the 450 scenario (Krieglner et al., 2015b).

### 2.3. The Kaya identity

A useful tool to analyse the model differences in terms of the determinants of the reductions in CO<sub>2</sub> emissions<sup>7</sup> reductions is the Kaya

identity (Kaya, 1990) that decomposes carbon emissions into the main underlying factors:

$$CO_2 = GDP \times \underbrace{\frac{FE}{GDP}}_{EI} \times \underbrace{\frac{CO_2}{FE}}_{CI} \quad (1)$$

where CO<sub>2</sub> represents the total carbon emissions, GDP is the gross domestic product, FE is the final energy consumption, EI represents the final energy intensity of GDP and CI is the carbon intensity of final energy. The three components of the above decomposition formula are interpreted as follows:

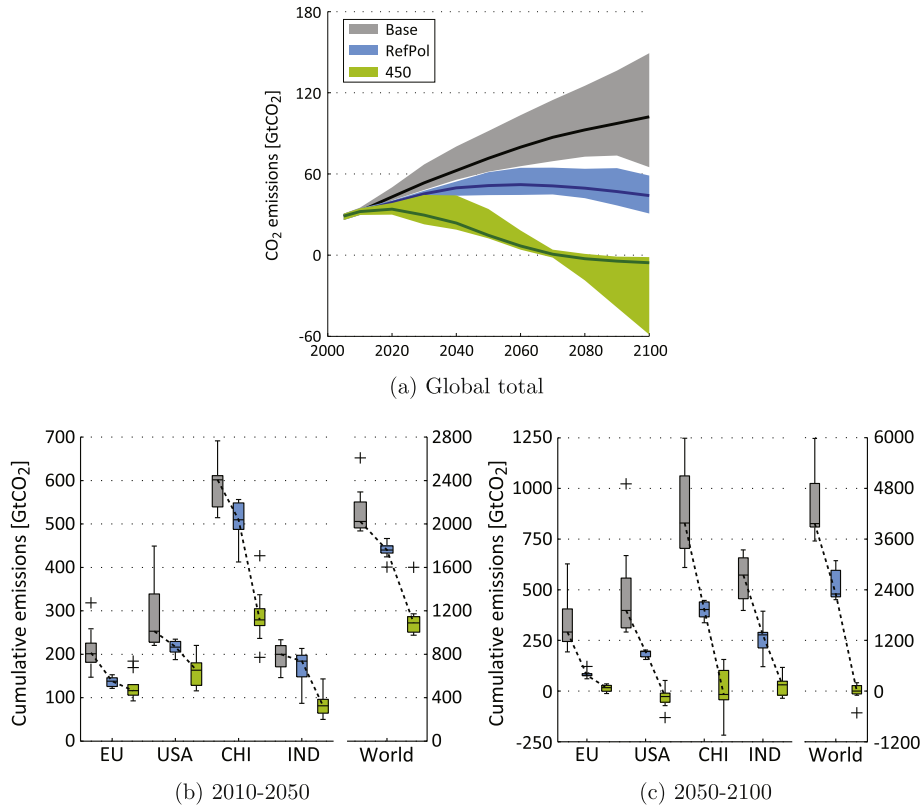
1. Economic activity: A reduction of the economic activity (measured as a reduction in GDP) leads directly to a decrease in the energy demanded by final consumers that in turn leads to lower carbon emissions both in final energy demand sectors and in the power generating sector.
2. Energy intensity of GDP (EI): A reduction in energy intensity (the ratio of final energy demand to GDP) can be attributed to energy efficiency improvements (better insulation in buildings, more efficient technologies such as household appliances or hybrid/electric vehicles, etc.) promoted via policies or standards, structural changes of the economy away from energy intensive industrial sectors (e.g. ferrous and non-ferrous metals, chemicals, cement etc.), consumers' reaction to high energy prices or behavioural changes of energy consumers.<sup>8</sup>
3. Carbon intensity of energy (CI): A reduction in the carbon intensity of energy (rate of CO<sub>2</sub> emissions to final energy) corresponds to changes in the energy mix, including substitution within the fossil fuel mix (natural gas replaces coal and oil), the use of renewable-based alternatives, deployment of nuclear power plants or technologies with carbon capture and storage (CCS) in the power generation sector and in industrial applications.

Partial equilibrium energy-system models have exogenous assumptions on GDP. Moreover, according to Krieglner et al. (2015a), in the CGE and OG models the variation across scenarios in the effect of changes in GDP to changes in CO<sub>2</sub> emissions is significantly lower than the effect from changes in energy intensity of GDP and carbon intensity of energy. Therefore, in this analysis we focus on regional energy system transformations (energy intensity of GDP and carbon intensity of energy) driven

<sup>6</sup> This is valid in all the box plots in this paper.

<sup>7</sup> CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion and industry are considered. Emissions from the LULUCF sector (Land Use, Land Use Change and Forestry) are excluded from our analysis.

<sup>8</sup> Energy efficiency improvements can be caused by structural changes in economic production, e.g. de-industrialization process as GDP increases. However, most global IAMs used in the study do not represent multiple sectors and thus the structural economy effect cannot be studied in the AMPERE framework.



**Fig. 1.** CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuels and industry (excluding LULUCF) in *Base*, *RefPol* and *450* scenarios: (a) Global emissions and regional cumulative CO<sub>2</sub> emissions in (b) 2010–2050 and (c) 2050–2100. In (a) the dark line represents the mean across the models; and in (b) and (c) the central mark is the median, the edges of the box are the 25th ( $q_1$ ) to the 75th ( $q_3$ ) percentiles, the error bars extend to the minimum and maximum data points not considered outliers, and the outliers (+) are defined as those points that are outside the range  $[q_1 - 1.5(q_3 - q_1), q_3 + 1.5(q_3 - q_1)]$ . Note the different y-axes.

by alternative climate policies. Another factor that is often included in the decomposition of emissions is the population growth, since an increase in the population leads directly to higher energy demand and hence higher emissions. In this analysis we have not included the influence of population in the changes of CO<sub>2</sub> emissions since it is an exogenous harmonized parameter to all the models and it is kept constant across scenarios, and therefore, does not provide additional insights to the decomposition analysis.

2.4. Decomposition methodology

We use two distinct approaches for the decomposition analysis: the index analysis and the additive log mean Divisia index (LMDI1). We use the first technique to develop an intertemporal analysis of the changes in carbon emissions compared to a reference year because it allows a straightforward interpretation of the decomposition results. We use the LMDI approach to analyse the changes in emissions in the scenario with the stringent climate target. This methodology has some advantages compared to other decomposition approaches, for instance, it gives a perfect decomposition (no unexplained residuals), it can handle zero values in the data set and it is relatively easy to formulate (does not depend on the number of factors used) (Ang, 2004).

2.4.1. Index decomposition methodology

In the index analysis the future evolution of carbon emissions and the related Kaya decomposition factor in future periods ( $t$ ) are compared to values in the base period (0):

$$\frac{CO_{2t}}{CO_{20}} = \frac{GDP_t}{GDP_0} \times \frac{EI_t}{EI_0} \times \frac{CI_t}{CI_0}$$

Thus, the change in emissions in period  $t$  relative to the reference period (period 0) relates to the changes in the underlying factors as follows:

$$\ln\left(\frac{CO_{2t}}{CO_{20}}\right) = \ln\left(\frac{GDP_t}{GDP_0}\right) + \ln\left(\frac{EI_t}{EI_0}\right) + \ln\left(\frac{CI_t}{CI_0}\right) \tag{2}$$

2.4.2. LMDI decomposition methodology

With the second approach we decompose changes in carbon emissions into Kaya factors (Eq. (1)) using the LMDI methodology (Ang, 2005; Ang and Liu, 2001). This technique determines the contribution of individual factors to changes in emissions in one scenario over time and across scenarios at a specific year. In the analysis over time, the changes in emissions are measured with respect to a reference year,<sup>9</sup> while the decomposition across scenarios quantifies the changes with respect to a reference scenario used as the benchmark. Following Ang (2005), the index decomposition of the change in CO<sub>2</sub> emissions between a reference period 0 and a period  $t$  is defined as the sum of the activity growth ( $\Delta GDP$ ), energy intensity ( $\Delta EI$ ) and carbon intensity ( $\Delta CI$ ) effects, thus,

$$\Delta CO_2 = \Delta GDP + \Delta EI + \Delta CI \tag{3}$$

where the contribution of each factor  $F$  ( $GDP$ ,  $EI$  or  $CI$ ) is determined as:

$$\Delta F = \frac{CO_{2t} - CO_{20}}{\ln CO_{2t} - \ln CO_{20}} \ln\left(\frac{F_t}{F_0}\right)$$

<sup>9</sup> In the LMDI analysis in this paper we use 2005 as the reference year since it is the latest year to which all models in the AMPERE project are calibrated (Note that a subset of models is also calibrated to 2010).

Similarly, the decomposition of emissions between two scenarios  $x$  and  $y$  is given by Eq. (3) with

$$\Delta F = \frac{CO_{2y} - CO_{2x}}{\ln CO_{2y} - \ln CO_{2x}} \ln \left( \frac{F_y}{F_x} \right). \quad (4)$$

Eq. (4) is used to decompose changes in carbon emissions between scenarios with different climate policy assumptions. CO<sub>2</sub> emissions in the less ambitious scenario<sup>10</sup> (scenario  $x$ ) provide the benchmark point for the evaluation of the more stringent scenario  $y$ .

#### 2.4.3. LMDI Decomposition methodology for negative emissions

The LMDI decomposition approach as presented above cannot handle negative carbon emissions and thus it cannot be used directly to decompose changes in carbon emissions in the 450 scenario (scenario  $y$ ) relative to *RefPol* (scenario  $x$ ) because, as shown in Fig. 1a, the IAMs project negative carbon emissions by 2100 in the 450 case. However, Ang and Liu (2007b) present an analytical approach to deal with negative values in the data set, which we apply to decompose emission changes into Kaya factors. Since the factor that changes from positive to negative is the carbon intensity of energy, following their proposal, we define an intermediate point *mid* (such that  $CI_{mid} = 0$  and  $GDP_{mid}, EI_{mid} > 0$ ) and separate the interval into two parts: first from the initial positive point in the *RefPol* scenario ( $GDP_x, EI_x, CI_x$ ) to the intermediate point *mid* ( $GDP_{mid}, EI_{mid}, CI_{mid}$ ); and then from *mid* to the final negative point in the 450 scenario ( $GDP_y, EI_y, CI_y$ ). Hence, the contribution of each factor  $F$  (activity growth, energy efficiency, carbon intensity) to a change in emissions from scenario  $x$  to scenario  $y$  is given by:

$$\Delta F = \lim_{CI_{mid}^- \rightarrow 0^-} \frac{CO_{2y} - CO_{2mid}^-}{\ln CO_{2y} - \ln CO_{2mid}^-} \ln \left( \frac{F_y}{F_{mid}^-} \right) + \lim_{CI_{mid}^+ \rightarrow 0^+} \frac{CO_{2mid}^+ - CO_{2x}}{\ln CO_{2mid}^+ - \ln CO_{2x}} \ln \left( \frac{F_{mid}^+}{F_x} \right)$$

where  $CI_{mid}^-$  and  $CI_{mid}^+$  are a small negative and positive numbers, respectively. Solving the limits we obtain the following contribution of the underlying factors to the LMDI decomposition of CO<sub>2</sub> emissions:

$$\begin{aligned} \Delta GDP &= 0 + 0 \\ \Delta EI &= 0 + 0 \\ \Delta CI &= CO_{2y} - CO_{2x}, \end{aligned}$$

which means that the carbon intensity of final energy accounts for 100% of the change in emissions from the *RefPol* scenario to the 450 case in the periods in which CO<sub>2</sub> emissions become negative.

### 3. Historical trends, baseline and moderate policy scenarios

#### 3.1. No-policy baseline vs. moderate policy: baseline scenario validation

Integrated assessment models represent the behaviour of the future energy, economic and climate systems. Given that the future evolution of key energy/economic and climate variables cannot be predicted, the validation of IAMs constitutes a complicated task because the results cannot be compared with real data, and the system behaviour in the past does not necessarily represents the future. For the same reason, integrated assessment modelling focuses on the analysis of scenarios where different alternatives of future developments are evaluated (Schwanitz, 2013). In general, IAMs use a counterfactual baseline scenario as the benchmark to compare the results of alternative climate change mitigation policies and to estimate the cost of abating GHGs emissions. In this section, we use the index decomposition analysis (see Section 2.4.1) of historical emissions and near-term modelling results to evaluate baseline scenarios and to identify assumptions or

model characteristics driving significant deviation from the average results. This analysis follows the proposal in Schwanitz (2013) of using stylized facts as one option to diagnose the behaviour of IAMs. Following the same idea, one could expect that the decomposition of the near-future carbon emissions in the baseline scenarios does not diverge significantly from the near past trends. We compare the index decomposition of carbon emissions in the counterfactual no-policy baseline (*Base*), the moderate policy scenario (*RefPol*) and the historical data of the period 1990–2010.<sup>11</sup> Table 3 presents the logarithm of the 2030 factor change (following Eq. (2)) in the four analysed economies using 2005 as the reference year. The first factor driving changes in carbon emissions is economic growth. As shown in Table 3, changes in GDP account for a significant part of the changes in emissions, especially in India and China. However, given that the GDP projections in all regions are harmonized in the baseline and that energy system models have exogenous GDP assumptions, the dispersion across models is very limited, with exception of IMAGE (in China and India) and IMACLIM (in India). The IMAGE model has higher GDP projections in India and China due to a different approach used to convert GDP MER to PPP.<sup>12</sup> IMACLIM assumes in India infrastructure policies that aim at controlling the long-term dynamics of transport-related emissions as well as measures to enable more flexible labour markets.

The limited dispersion across models in the changes in economic growth allow us to focus our analysis on the changes in energy and carbon intensity. Fig. 2 presents the 10 year growth rate of energy intensity from 1990 to 2030. Most of the models project in both scenarios short-term improvements in energy efficiency consistent with the near-past historical rates for the four analysed regions. However, GEM-E3 (in EU – *RefPol*, USA – *RefPol*, India – *Base* 2020–2030); IMACLIM (in USA); and MERGE-ETL (in EU – *Base*, USA) result in different<sup>13</sup> EI improvement rates. GEM-E3 opts for a larger reduction in energy intensity of GDP because of the limited substitution within the energy mix (especially for the EU and USA). Conversely, GEM-E3 projects higher carbon intensity improvements for India as it assumes reduction of coal input to power plants and thus energy intensity improvements are lower compared to the model average in the *Base* and *RefPol* scenarios. IMACLIM results are directly link to their GDP projections in the US, lower than all the models in the *Base* scenario: A yearly growth rate of 2 and 1.75%/year in 2020 and 2030, respectively, compared to an average of 2.4 and 2%/year in the other models. In the case of MERGE-ETL, the higher energy intensity in USA results from different assumptions concerning the availability and deployment of coal and nuclear power plants: In the *Base* scenario, a larger deployment of coal-based technologies results in higher EI; while in *RefPol* the deployment of nuclear reactors allows the achievement of the moderate climate targets with a higher energy demand compared to the other models.

The greatest dispersion across modelling results (as shown in Table 3) is related to the evolution of carbon intensity of energy. Fig. 3 presents the 10-year growth rate of the carbon intensity from 1990 to 2030. In the EU and USA the short-term projection in the *Base* scenario of all models are consistent with the near-past CI improvement rates, except for MERGE-ETL and DNE21 that assume a future energy production that relies largely on fossil fuels (especially coal). In the EU-*Base* the rest of the models include to some extent the already adopted climate

<sup>11</sup> The historical data used in this paper are derived from: UN database (United Nations, 2013) for population, World Bank for GDP (World Bank, 2013), the IEA statistics for final energy (IEA, 2013) and the CDIAC database for CO<sub>2</sub> emissions (Boden et al., 2013). The EUROSTAT database (European Commission, 2013) has been used to provide historical data for the EU region.

<sup>12</sup> As highlighted in Kriegler et al. (2015a), in the AMPERE context models assumed a constant PPP to MER ratio (i.e. PPP growth rates = MER growth rates). However, IMAGE used a dynamic PPP to MER conversion ratio and thus MER growth in developing regions is significantly higher than PPP growth.

<sup>13</sup> These outliers are defined as those points that are outside the range  $[\min - 1.2(\max - \min), \max + 1.2(\max - \min)]$  where  $\max$  and  $\min$  correspond to the maximum and minimum 10-year rates from 1995–2005 to 2000–2010.

<sup>10</sup> In terms of climate policies.

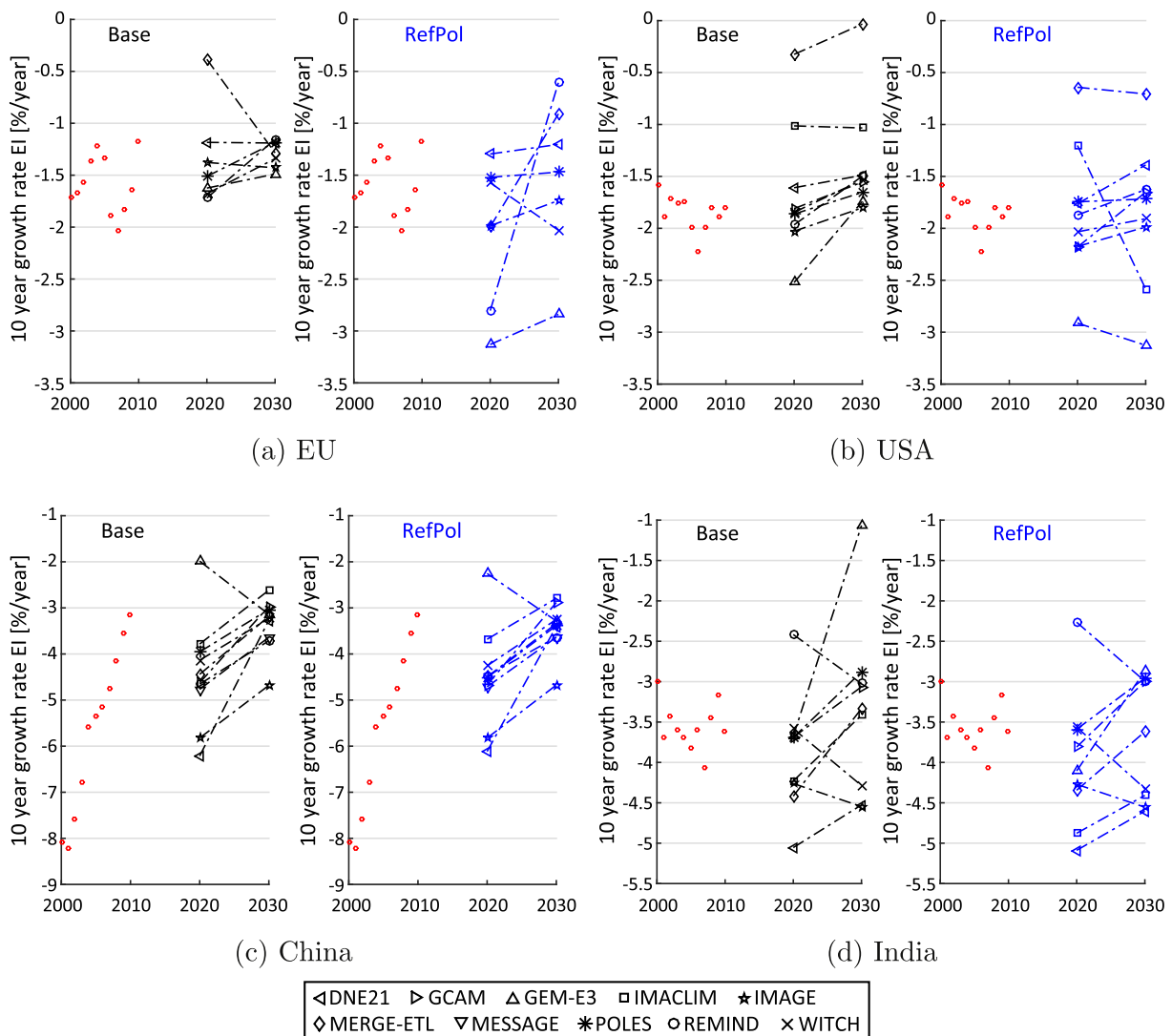
**Table 3**

Logarithm of 2030 factor change using 2005 as reference year; the values correspond to the average and the standard deviation in parenthesis.

Factor	EU		USA		China		India	
	Base	RefPol	Base	RefPol	Base	RefPol	Base	RefPol
C	0.08 (0.22)	-0.28 (0.07)	0.13 (0.24)	-0.12 (0.1)	0.99 (0.1)	0.9 (0.09)	1.24 (0.28)	1.17 (0.3)
GDP	0.42 (0.005)	0.42 (0.001)	0.46 (0.01)	0.46 (0.01)	1.91 (0.08)	1.92 (0.08)	1.99 (0.11)	2.01 (0.1)
EI	-0.33 (0.04)	-0.43 (0.09)	-0.37 (0.12)	-0.43 (0.13)	-0.95 (0.15)	-0.96 (0.15)	-0.88 (0.18)	-0.93 (0.16)
CI	-0.01 (0.19)	-0.27 (0.03)	0.03 (0.14)	-0.15 (0.07)	0.03 (0.14)	-0.05 (0.15)	0.13 (0.27)	0.09 (0.29)

policies, such as the Climate and Energy Package for 2020 (European Union 2009). The moderate climate targets in the EU and USA (presented in Table 2) result in a relative decarbonization of the energy system that leads to CI improvement rates larger than the observed near-past trends, with exception of MERGE-ETL and DNE21, whose projections in RefPol represent a continuation of historical trends. On the other hand, in China and India, the climate target is defined as a reduction in GHG intensity that is already achieved in the Base case, as shown in Marcucci and Turton (2015), and the CI improvement is due only

to the technology targets (25% share of renewables in China; and 20 GW and 10 GW installed capacity of Wind and solar in India). Therefore, both Base and RefPol scenarios result in similar CI growth rates, especially in India that has the less ambitious technology targets. In China, all models project CI growth improvements larger than the near-past trends, and WITCH, MERGE-ETL and GCAM have the closest results to the historical trends because they project a larger use of coal-based power plants and fossil fuels in the non-energy sector. These results are driven by differences in the models concerning limits in the



**Fig. 2.** Energy Intensity 10-year growth rate: Historical values and model projections. The values correspond to the annual growth rate in the precedent decade.

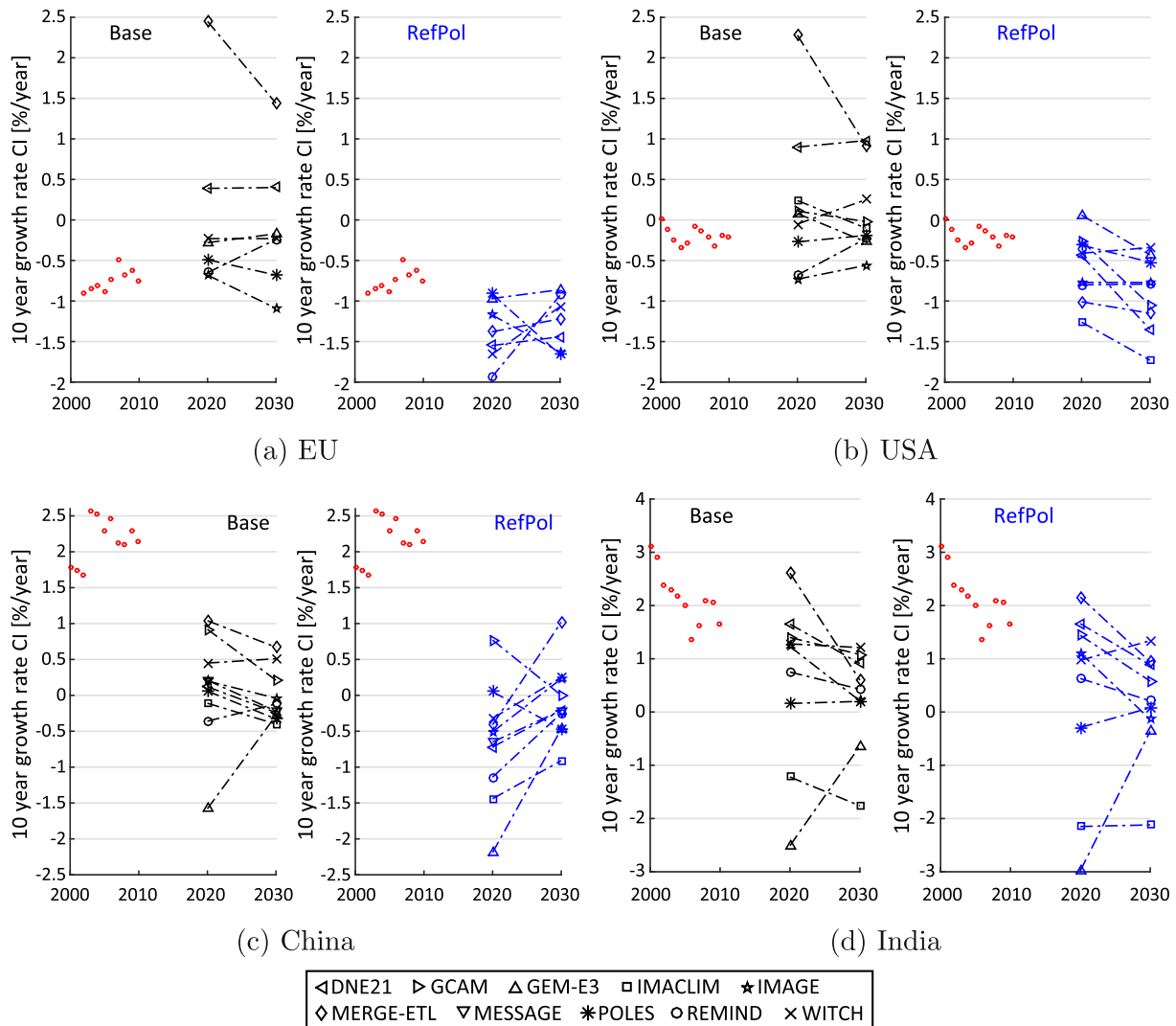


Fig. 3. Carbon Intensity 10-year growth rate: Historical values and model projections. The values correspond to the annual growth rate in the precedent decade.

deployment of coal technologies, technology costs and technology lock-in.<sup>14</sup> In India, all the models project in Base and RefPol an increase in the CI similar to the historical development except the CGE models (GEM-E3 and IMACLIM).

In general, the counterfactual *Base* scenario represents a continuation of historical trends in the EU and US, except for those models with optimistic assumptions on the deployment of coal-based technologies (MERGE-ETL and DNE21), where the *RefPol* scenario projects trends closer to the historical developments. In China, the models project in both scenarios improvements in energy and carbon intensity larger than the historical development; conversely, in India, the two scenarios represent a benchmark with near-future trends close to the near-past development.

### 3.2. Regional decarbonization components in the fragmented policy scenario

The second part of the analysis focuses on decomposing long-term regional carbon emission changes in the *RefPol* scenario relative to base year levels (2005) using the index decomposition analysis

<sup>14</sup> In this context, technology lock-in refers to energy infrastructure being used until the end of its lifetime without the possibility of early retirement. The following models allow early retirement: DNE21, GCAM, MESSAGE and POLES.

described in Section 2.4.1. Table 4 presents the logarithm of the factor change in 2050 and 2100 for the four analysed regions. The decomposition of emissions differs significantly between developing and developed OECD economies concerning: (1) the medium and long-term changes in emissions and (2) the relative importance of the carbon and energy intensity factors. First, while in the EU and USA, the *RefPol* results in a decrease in energy-related carbon emissions relative to 2005, in China and India all models show increasing carbon emissions by 2050, despite the implementation of the (moderate) climate change and technology targets/policies. This difference is mainly due to the large impact of the activity growth effect ( $\Delta GDP$ ). Developing countries are assumed to undergo very high economic growth in the *Base* scenario, with GDP increasing by a factor of 19 and 50 in 2100 from 2005 levels in China and India, respectively, while the increase in the EU and the US is projected to be around 4- and 5-fold, respectively.<sup>15</sup> Second, in China and India the contribution to changes in carbon emissions from CI improvements is significantly lower than the changes in EI (see Table 4), hence the changes in emissions are mainly due to the evolution of economic growth and energy demand. This is consistent with the findings in Blanford et al. (2012), where the changes in income and

<sup>15</sup> Potential GDP under constant prices is harmonized. CGE and OG models determined endogenously the realized GDP but the results do not diverge significantly from the assumed potential economic growth.



**Table 4**

Logarithm of 2030 factor change using 2005 as reference year; the values correspond to the average and the standard deviation in parenthesis.

Factor	EU		USA		China		India	
	2050	2100	2050	2100	2050	2100	2050	2100
C	−0.62 (0.12)	−1.71 (0.46)	−0.28 (0.14)	−0.84 (0.15)	0.84 (0.07)	−0.35 (0.37)	1.49 (0.39)	0.72 (0.35)
GDP	0.72 (0.01)	1.41 (0.02)	0.83 (0.01)	1.59 (0.02)	2.44 (0.11)	2.97 (0.16)	2.99 (0.15)	3.99 (0.22)
EI	−0.75 (0.13)	−1.41 (0.22)	−0.76 (0.19)	−1.43 (0.09)	−1.44 (0.13)	−2.26 (0.24)	−1.41 (0.29)	−2.22 (0.26)
CI	−0.59 (0.12)	−1.71 (0.52)	−0.35 (0.11)	−0.99 (0.13)	−0.16 (0.13)	−1.06 (0.38)	−0.09 (0.44)	−1.04 (0.39)

energy intensity are found to be the main determinants for the variation in emissions in China and India in the baseline projections. The reductions in carbon intensity of final energy become increasingly important in the second half of the century, leading to a significant deceleration in the CO<sub>2</sub> growth in India and to decreasing emissions in China after 2070 (see Fig. 4a). On the other hand, in USA and the EU, the joint impact of the energy and carbon intensity reductions more than counterbalances the activity growth effect leading to reductions in carbon emissions relative to 2005. However, there are important differences between the decarbonization strategies in the EU and USA. In the EU, the reduction in energy intensity is the most important factor until 2050, but all models find that the contribution of changes in the energy mix (away from carbon intensive fuels) increases rapidly in the medium term becoming the leading strategy by the end of the century. On the other hand, in the US, energy efficiency improvements are projected to be the most cost-efficient mitigation option during the whole projection period. This is due to the large potential for demand-side restructuring in the USA, which is characterized by higher energy intensity per unit of GDP compared to other high income OECD economies, like Japan and the EU.

Despite the important effect of GDP growth on the changes in emissions in the long run, we focus our model comparison analysis on the changes in energy and carbon intensity due to the large dispersion across modelling results (see Table 4). Fig. 4 presents the changes in carbon emissions, energy intensity of GDP and carbon intensity of energy for the four analysed regions using 2005 as reference year. In the EU and the US the models project significant reductions in energy-related carbon emissions, in particular in GEM-E3 and IMAGE that result in lower carbon pathways. In GEM-E3, these lower emissions are due to a larger reduction in the energy intensity. In IMAGE the difference results from a larger deployment of biomass with CCS in both the electricity and the non-electric sector. IMAGE (van Vuuren et al., 2009) and GCAM (Wise et al., 2009) include a land module with detailed land-use data and competition for land. In general, these two models project the largest deployment of biomass and, in the case of IMAGE, a significant use of biomass with CCS that results in a large reduction in carbon intensity in all the regions. MERGE-ETL is the other model that shows slightly different results in the decomposition of changes in carbon emissions in the EU and USA. Relatively lower investment costs from nuclear and coal-based power plants, due to endogenous technology learning in MERGE-ETL (Marcucci and Turton, 2015), and the assumptions concerning policy support for such technologies determine to a large extent the different decomposition results. For instance, in the EU after 2050, MERGE-ETL assumes an optimistic deployment of coal technologies and a limited production of electricity from uranium<sup>16</sup> that results in a higher production of energy from coal, which in turn leads to a large carbon intensity that is compensated with a reduction in energy intensity. While in the USA, MERGE-ETL has the highest EI due to a larger deployment of nuclear compared to the

rest of the models (4.7 PWh in 2050 compared to 2.4, 1.7, 1.44 and 1.36 PWh in DNE21, WITCH, POLES and IMACLIM, respectively).

In China, the IAMs have similar decomposition results except for the decrease in carbon intensity from the CGE models, IMACLIM and GEM-E3, which is significantly higher than in the rest of the models, mainly due to substitutions in the power mix away from coal-based power plants. In India, despite the similar changes in emissions by 2100 in all the models, the pathways have a considerable variation. In India, the model results can be divided in three groups according to the emission reductions: (1) The CGE model IMACLIM that results in the largest reductions; (2) the energy system partial equilibrium models (DNE21 and POLES) and GEM-E3 with an intermediate pathway; (3) and the optimal growth models (REMIND, WITCH, MERGE-ETL) together with IMAGE and GCAM with the largest increase in energy-related carbon emissions. This difference comes mainly from the changes in carbon intensity. Optimal growth models have a less detailed representation of the energy system and model technology lock-in leading to higher increase in carbon intensity until 2050. Energy system models have a large portfolio of energy technologies and carbon abatement options and are characterized by higher substitution flexibility, especially in the case of DNE and POLES that allow for early retirement of technologies. The behaviour of the IMACLIM model is largely due to the low increase in final energy demand in India, driven by assumptions about low urbanization rate and limited increases in passenger mobility (especially in terms of car ownership rates). GEM-E3 results in a different behaviour with low EI improvements balanced with high reductions in carbon intensity, assuming a reduction in coal-based electricity (as already stated in Section 3.1).

Overall, differences across modelling results in the *RefPol* scenario are largely driven by assumptions concerning resource availability (biomass, for instance); policy support and cost of key technologies such as nuclear and coal power, the availability of low and zero carbon options, the possibility of early retirement of technologies and, to a certain extent, the model type. CGE models do not have a detailed representation of the energy sector, therefore, tend to favour reductions in energy intensity over improvements in carbon intensity. However, especially in China and India, the assumptions employed in CGE models (e.g. cost of coal power plants) have a particularly large effect on the decomposition analysis, leading to the opposite behaviour.

#### 4. The additional effort of a coordinated global climate change mitigation action: The role of negative emissions

The 450 mitigation scenario assumes a global target of stabilizing the atmospheric concentration of GHGs to approximately 450 ppm CO<sub>2e</sub> by 2100. In this case, the models decide on the optimal regional and sectoral emissions reduction pathway needed to achieve this target; thus models are free to choose when and where carbon abatement takes place. As shown in Fig. 1a, most of the models find that the optimal global CO<sub>2</sub> emissions path requires both immediate action (from 2015 onwards) and negative carbon emissions in the long term (after 2070). In this Section we develop a multi-model decomposition analysis of the changes in carbon emissions in the 450 scenario (compared to the

<sup>16</sup> A maximum share in electricity of 50% from nuclear and no limit on coal, while many of the other models have less optimistic assumptions concerning the deployment of coal in the EU.

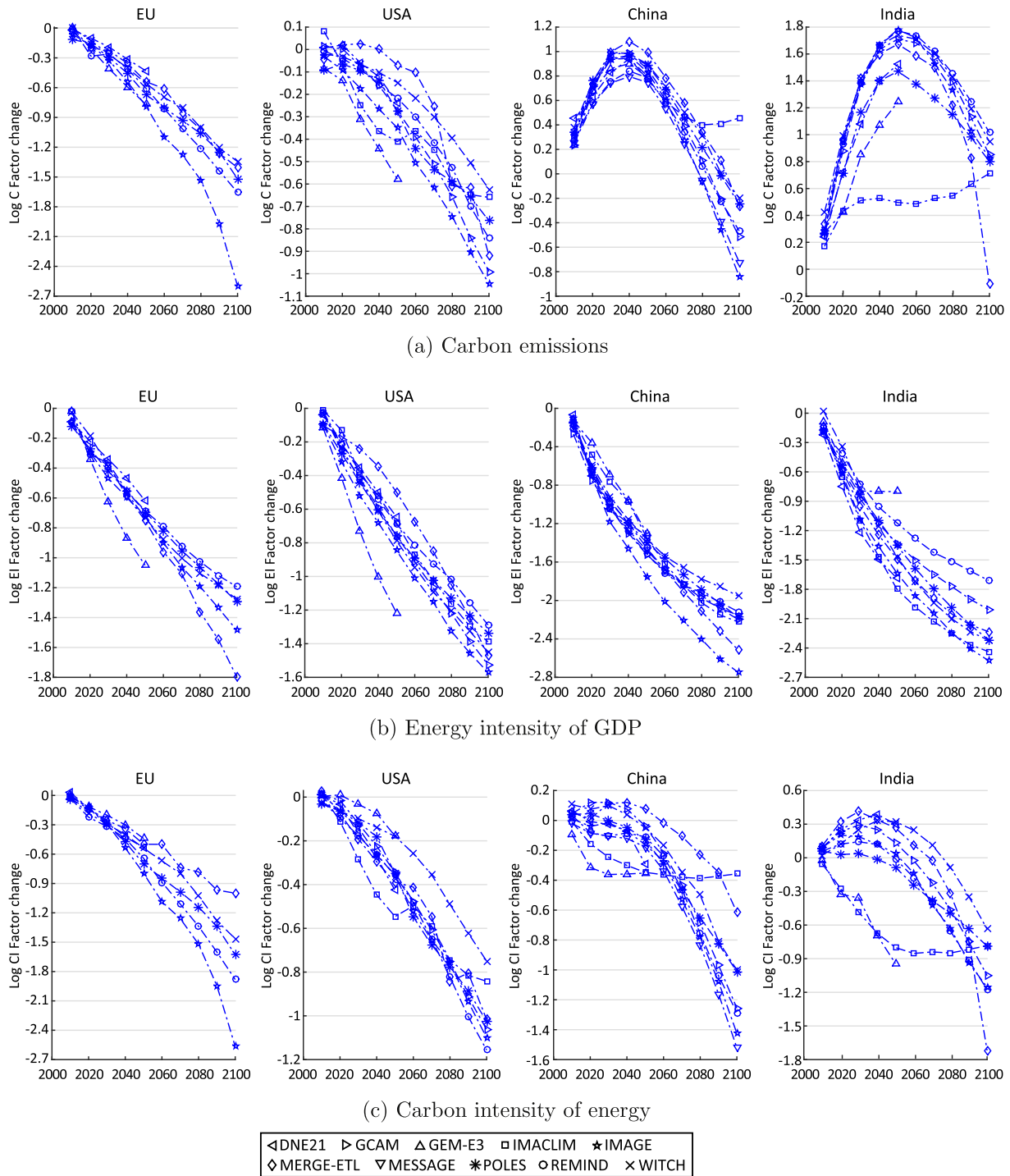


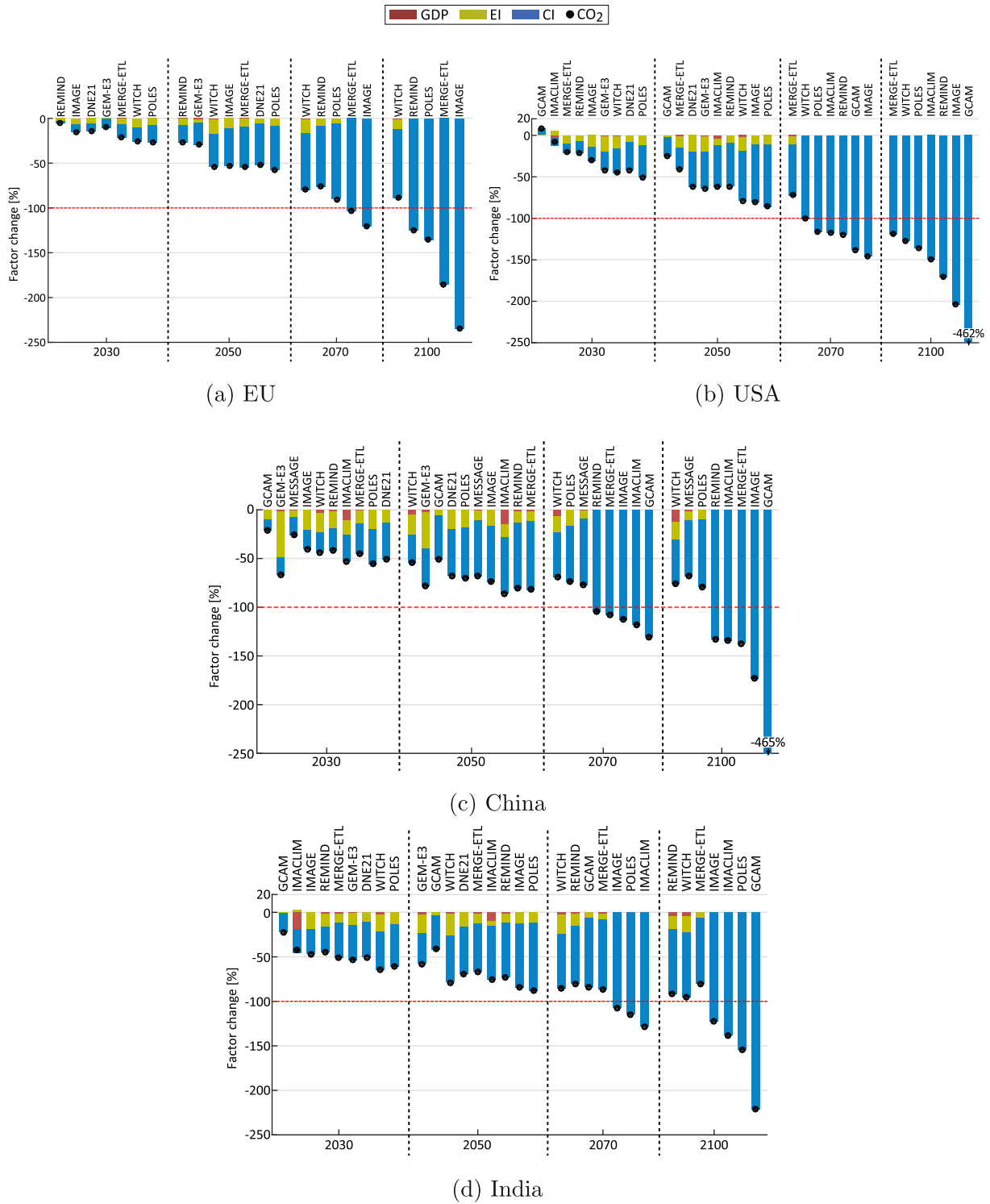
Fig. 4. Logarithm of the factor change in the *RefPol* scenario (base year = 2005).

*RefPol*) in order to determine synergies across models in terms of decarbonization strategies and to understand the main characteristics in the modelling approaches that lead to different mitigation pathways. We use the LMDI methodology for decomposition across scenarios described in Section 2.4.2 and, in the case of negative carbon emissions, since this methodology cannot be directly applied, we use the analytical approach developed in Section 2.4.3.

Fig. 5 presents the LMDI decomposition of the changes in regional carbon emissions in the 450 mitigation scenario relative to *RefPol*. Imposing a 450 ppm long-term global mitigation target has significant impacts on global carbon emissions, which are projected to decline

globally by 67% and 125% in 2050 and 2100, respectively, compared to the *RefPol* case (average of models). All models show a particularly high contribution of the carbon intensity effect in the 450 mitigation scenario both in developed and in developing economies.

The activity growth effect cannot be quantified by energy system models, in which GDP is exogenous and does not change among scenarios. On the other hand, economic activity is endogenous in general equilibrium and optimal growth models and depends on the stringency of climate policies and thus it changes in the alternative examined scenarios. All the IAMs (except IMACLIM and WITCH in China) found that the contribution of changes in GDP to the emissions reduction in



**Fig. 5.** LMDI decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emissions in the 450 scenario compared to *RefPol*. Models are sorted from left to right in ascending order of carbon intensity (the model in the left has the lowest changes in CI). Values below – 100% (red line) indicate negative emissions. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

the 450 scenario compared to *RefPol* is relatively low (red bars in Fig. 5). IMACIM shows large GDP losses in China and India due to the lack of bottom-up mechanisms for the representation of the energy system, the relatively limited technological coverage and the substitution rigidities in the energy mix that lead to higher carbon price levels compared to other models. In the same way, WITCH is one of the models with the lowest variety of low carbon supply technologies (as shown in Table 1)

and, therefore, the model projects in the long-run higher GDP losses to achieve ambitious climate policies.

In the first half of the century, the changes in energy intensity of GDP contribute significantly to the emissions reduction achieved in the 450 scenario compared to *RefPol*, but the contribution is projected to decrease significantly in the second half of the century and to be relatively limited by 2100. Therefore, the additional decarbonization

strategies needed to achieve the global 450 ppm target in the four major economies (compared to *RefPol*) shift completely to decreasing the carbon intensity of energy. This means that additional efforts relative to the moderate reference policy scenario focus on the deployment of low, zero and negative carbon technologies. However, this does not mean that reductions in the energy demand are not required to meet stringent emission targets; conversely, they are as relevant as in the reference policy case.<sup>17</sup> Furthermore, in most of the models, the optimal CO<sub>2</sub> emissions pathway after 2070 in the 450 scenario depends totally on the changes in carbon intensity and relies on the development of technologies with carbon capture and sequestration (CCS) and, in particular, biomass technologies with CCS (BECCS) that lead to negative net carbon emissions.<sup>18</sup> BECCS technologies are particularly important in the GCAM model, in which the optimal emission pathway implies less carbon abatement effort in the first half of the century and larger negative emissions in the long term due to the significantly higher potential assumed for the biomass with CCS technology compared to other IAMs. However, CCS technologies are still in the demonstration phase without commercial projects being developed yet; and their up-scaling faces important barriers concerning financing, safety, regulatory issues and public acceptance (Capros et al., 2014; Lilliestam et al., 2012; Scott et al., 2013). Moreover, besides the concerns related to the capture and storage of carbon, BECCS technologies face additional challenges including: (1) Physical and technical constraints to the large deployment of biomass due to restrictions in land use and trade-offs with food and water supply and conservation of biodiversity; (2) possible climate risks due to increased N<sub>2</sub>O and uncertainty in the behaviour of the carbon cycle in the presence of negative emissions; and (3) uncertainty in the costs of BECCS technologies (Creutzig et al., 2014; Fuss et al., 2014).

Despite the general agreement among the modelling approaches on the regional decarbonization strategies, the assumptions and characteristics of the models lead to some differences in the decomposition results. One characteristic with a significant impact on the optimal decarbonization strategies is the variety of low carbon technologies and the availability of backstop technologies with carbon capture and storage. GEM-E3<sup>19</sup> and WITCH are the models with the lowest variety of low carbon technologies (as shown in are in Table 1) and with fewer biomass with CCS options. As a consequence, these models result in optimal regional decarbonization strategies with lower changes in carbon intensity that are partially compensated by accelerated energy efficiency improvements. This is consistent with the model classification in Table 1 (based on Kriegler et al. (2015a)), in which GEM-E3 and WITCH are classified as low response models with limited availability of low carbon technological options that opt for reducing energy demand rather than switching to clean energy technologies. Conversely, IMAGE and GCAM are in the group of models with highest variety of low carbon technologies (together with MESSAGE, POLES, REMIND and MERGE-ETL) and are the only IAMs in this group with a detailed representation of land use including competition for land. This model of the land-use leads to relatively high biomass potentials and, therefore, changes in the carbon intensity in the long-term are the leading strategy to achieve the 450 ppm targets. In particular, GCAM has optimistic assumptions on yield growth, technological improvements of crops and CCS potentials (Wise et al., 2009). Hence, GCAM is the only model

that allows for an overshoot in carbon emissions in the beginning of the century that are then compensated by large negative CO<sub>2</sub> emissions after 2050.

Besides the variety of low-carbon technologies represented in the models and the assumptions on biomass potentials, the regional distribution of emissions and the assumptions on regional resource availability have an effect on the decomposition results. The 450 ppm target is modelled as a global limit on cumulative GHG emissions, hence, the models decide when and where the abatement takes place. For instance, the MERGE-ETL model shows slightly higher emissions in the USA due to lower changes in the carbon intensity of energy as a result of larger deployment of fossil-based technologies with CCS, due to more optimistic assumptions concerning availability of coal and gas resources in the US. These higher emissions are compensated by lower emissions in other regions, such as Russia and the ROW.

## 5. Discussion and conclusions

This paper contributes to the literature with a multi-model decomposition analysis of regional carbon emissions under alternative climate policy regimes with the objective of: (1) comparing the behaviour of global energy-economy models under baseline assumptions with historical trends as an alternative approach for validation of baseline scenarios; (2) identifying robust patterns in the regional factors that contribute to the mitigation of carbon emissions; and (3) determining the main model characteristics and assumptions that lead to different decarbonization pathways.

IAMs use baseline scenarios as a benchmark to compare the consequences of alternative policies. We used the decomposition of near-past carbon emissions and near-term modelling projections as an alternative to validate the baseline scenarios. We found that a counterfactual baseline scenario where no climate change mitigation nor technology policies are pursued (*Base*) is the one that comes closer to a continuation of the historical trends (2000–2010) in terms of energy efficiency and carbon intensity changes in the EU and US, except for the IAMs with optimistic assumptions on the use of fossil-based technologies. In India, both counterfactual and moderate policy scenarios represent a benchmark with near-future projections close to the near-past developments. While, in China, the projections from the models in both cases imply, already by 2020, improvements in energy and carbon intensity significantly higher than the historical trends.

Although it is increasingly recognized that global action would be needed to mitigate the impacts of climate change, the current climate policy landscape is characterized by fragmented regional policies (Copenhagen-Cancun pledges) of moderate ambition and without a global effective and binding agreement in place. We developed a factor decomposition analysis of the changes in carbon emissions in a scenario that conceptualizes the regionally fragmented climate policies compared to the counterfactual no-policy *Base* scenario. We found that the reduction in the energy intensity per unit of GDP is the key factor to achieve the moderate climate change mitigation objectives. This requires, among others, energy efficiency promotion in all demand sectors and regions via dedicated policies or standards, uptake of more efficient energy equipment by consumers, investments in better insulation of buildings and changes in consumer behaviour. However, when the stringency of the climate target increases, the reduction in energy intensity of GDP is not sufficient to achieve the ambitious decarbonization targets and low-carbon energy technologies have to be widely deployed. This is the especially case for the EU, where the importance of the carbon intensity effect increases over time, becoming the leading driver of decarbonization in the second half of the century. Moreover, we found substantial differences between developing and developed regions, due mainly to the significantly larger effect of economic growth in India and China, in which a particularly high GDP growth is assumed over the period 2010–2100. The large activity growth effect is only partially compensated by a reduction in energy

<sup>17</sup> Note that the decomposition results presented in Fig. 5 are relative to the *RefPol* scenario which implies some bias since the *RefPol* already incorporates high energy efficiency improvements (as shown in Fig. 4b).

<sup>18</sup> Negative emissions from BECCS technologies are theoretically obtained by coupling a module to capture CO<sub>2</sub> to a carbon-neutral biomass power plant (assuming that the CO<sub>2</sub> capture by the biomass feedstock while growing and at steady state balances the amount emitted during energy production) (Fuss et al., 2014).

<sup>19</sup> The CGE models (like GEM-E3) use aggregate CES (constant elasticity of substitution) functions to represent the energy system. The rigidity of CES combined with the limited technological representation implies that CGE models opt for reductions of energy demand rather than changes in the energy mix.

intensity and, therefore, carbon emissions in China and India are projected to increase significantly until 2050 both in the *Base* and *RefPol* scenarios.

Furthermore, we developed an LMDI decomposition analysis of the changes in CO<sub>2</sub> emissions in a scenario with a global target of stabilizing GHGs concentration at 450 ppm by 2100 compared to the moderate policy case. We found that the major additional efforts required to achieve this stringent long-term target are directed towards the reduction of carbon intensity of final energy through the deployment of low carbon technologies, including renewables, nuclear, CCS and electric vehicles. The relative contribution of energy efficiency improvements (compared to *RefPol*) is projected to decline after 2050 and to be relatively low in the long-term. Moreover, most of the models project that realizing the stringent climate target requires negative carbon emissions after 2070 or 2080 in most regions of the world. We showed, using the LMDI methodology, that when carbon emissions become negative the contribution of the carbon intensity effect corresponds to 100% of the changes in emissions. Therefore, biomass technologies equipped with CCS that lead to negative net carbon emissions over their life-cycle are projected to play a critical role in the achievement of the ambitious climate stabilization target. However, the deployment of CCS technologies requires both technological and policy efforts to overcome the barriers on technological development, public acceptance, licensing and regulation that could prevent or delay the commercial uptake and use of CCS technologies. In addition, the large deployment of BECCS might face important challenges concerning changes in land-use and trade-offs with food and water supply and the uncertainty regarding climate risks of negative emissions.

The multi-model decomposition analyses developed in this paper show that, despite the comparable trends in the decarbonization strategies projected by the IAMs, the specific model assumptions and characteristics lead to important differences across the results from the evaluated models. These model features include: (1) assumptions on resource availability, mainly fossil fuels and biomass; (2) assumptions concerning policy support and cost of key technologies (nuclear and coal power); (3) availability of low-carbon technologies; and (4) model type. First, higher assumptions on the potentials for biomass and BECCS result in significantly larger reductions in carbon intensity in the long-term to achieve the 450 ppm target. Second, optimistic assumptions on coal or nuclear technologies result in pathways with higher carbon or energy intensity, respectively. Third, technologically-rich IAMs with a larger variety of low carbon technologies (most of energy system and optimal growth models) opt for higher deployment of low and zero carbon options that leads to reductions in the carbon intensity of final energy rather than energy efficiency improvements to achieve stringent climate change mitigation targets. Conversely, models with relatively limited variety of low-carbon options, such as WITCH and the multi-sectoral CGE models (IMACLIM and GEM-E3) result in larger reductions in energy intensity of GDP. Finally, CGE models opt mainly for energy efficiency improvements rather than reduction in carbon intensity of energy. However, the results in our analysis, show that model type has a lower impact than stated in previous studies (Förster et al., 2013; Riahi et al., 2007; van Sluiseveld et al., 2013). In general, the set of assumptions in the CGE models concerning the cost and availability of technologies can lead to the opposite result.

The continuation of moderate climate policies in line with the Copenhagen–Cancun pledges by 2050 is supported by all IAMs at relatively low costs for the major carbon emitting economies. However, the multi-model analysis showed that rapid annual rates of emission reductions combined with radical energy system restructuring towards low, zero and negative carbon technologies are required in all regions in order to achieve the long-term 2 °C stabilization target. Optimal decarbonization strategies differ among regions depending on the current structure of their energy-economy system, the available potential for low cost energy efficiency improvements and the level of ambition of their reference moderate climate policies.

Beyond the scope of the multi-model decomposition analysis presented here, it is important to recognize the differences across sectors in terms of decarbonization strategies. However, most of the models included in this inter-comparison do not generally include a representation of different economic sectors.<sup>20</sup> Thus, the analysis does not seek to identify the impact of structural economic changes or different sectoral behaviour on the evolution of carbon emissions under alternative climate policy assumptions. For such analysis alternative decomposition approaches like the one presented in Fisher-Vanden et al. (2012) need to be developed.

## Acknowledgments

The financial support of the European Union's Seventh Framework Programme FP7/2007–2013 under grant agreement no 265139 (AMPERE) is gratefully acknowledged. This research was partly developed within the SCCER CREST (Swiss Competence Center for Energy Research), which is financially supported by the Swiss Commission for Technology and Innovation (CTI) under Grant No. KTI.2014.0114.

## References

- Agnolucci, P., Ekins, P., Iacopini, G., Anderson, K., Bows, A., Mander, S., Shackley, S., 2009. Different scenarios for achieving radical reduction in carbon emissions: a decomposition analysis. *Ecol. Econ.* 68, 1652–1666 (Eco-efficiency: From technical optimisation to reflective sustainability analysis).
- Alves, M., Moutinho, V., 2013. Decomposition analysis for energy-related CO<sub>2</sub> emissions intensity over 1996–2009 in Portuguese Industrial Sectors. Technical Report CEFAGE-UE Working Paper CEFAGE-UE.
- Ang, B., 2004. Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method? *Energy Policy* 32, 1131–1139.
- Ang, B., 2005. The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. *Energy Policy* 33, 867–871.
- Ang, B., Liu, F., 2001. A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy* 26, 537–548.
- Ang, B., Liu, N., 2007a. Energy decomposition analysis: IEA model versus other methods. *Energy Policy* 35, 1426–1432.
- Ang, B., Liu, N., 2007b. Negative-value problems of the logarithmic mean divisia index decomposition approach. *Energy Policy* 35, 739–742.
- Ang, B., Zhang, F., 2000. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy* 25, 1149–1176.
- Baldwin, J., Sue Wing, I., 2013. The spatiotemporal evolution of the U.S. carbon dioxide emissions: stylized facts and implications for climate policy. *J. Reg. Sci.* 1, 1–17.
- Bauer, N., Bosetti, V., Hamdi-Cherif, M., Kitous, A., McCollum, D., Méjean, A., Rao, S., Turton, H., Paroussos, L., Ashina, S., Calvin, K., Wada, K., van Vuuren, D., 2015. CO<sub>2</sub> emission mitigation and fossil fuel markets: dynamic and international aspects of climate policies. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 243–256 (Part A).
- Bellevrat, E., 2012. Which decarbonisation pathway for China? Insights from recent energy-emissions scenarios. Technical Report Working Paper 18 IDDRI.
- Blanford, G.J., Rose, S.K., Tavoni, M., 2012. Baseline projections of energy and emissions in Asia. *Energy Econ.* 34 (Supplement 3), S284–S292 (The Asia Modeling Exercise: Exploring the Role of Asia in Mitigating Climate Change).
- Boden, T., Marland, G., Andres, R., 2013. Global, Regional, and National Fossil-fuel CO<sub>2</sub> Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.
- Böhringer, C., Balistreri, E.J., Rutherford, T.F., 2012. The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: overview of an energy modeling forum study (EMF 29). *Energy Econ.* 34 (Supplement 2), S97–S110.
- Böhringer, C., Fischer, C., Rosendahl, K.E., 2014. Cost-effective unilateral climate policy design: size matters. *J. Environ. Econ. Manag.* 67 (3), 318–339.
- Bosetti, V., De Cian, E., 2013. A good opening: the key to make the most of unilateral climate action. *Environ. Resour. Econ.* 1–22.
- Bosetti, V., Carraro, C., Tavoni, M., 2009. Climate change mitigation strategies in fast-growing countries: the benefits of early action. *Energy Econ.* 31 (Supplement 2), S144–S151.
- Boyd, G., McDonald, J.F., Ross, M., Hansont, D.A., 1987. Separating the changing composition of U.S. manufacturing production from energy efficiency improvements: a divisia index approach. *Energy J.* 8, 77–96.
- Boyd, G.A., Hanson, D.A., Sterner, T., 1988. Decomposition of changes in energy intensity: a comparison of the divisia index and other methods. *Energy Econ.* 10, 309–312.
- Capros, P., Paroussos, L., Fragkos, P., Tsani, S., Boitier, B., Wagner, F., Busch, S., Resch, G., Blesl, M., Bollen, J., 2014. European decarbonisation pathways under alternative technological and policy choices: a multi-model analysis. *Energy Strategy Rev.* 2, 231–245 (Sustainable Energy System Changes).
- Choi, K.-H., Ang, B., 2012. Attribution of changes in divisia real energy intensity index – an extension to index decomposition analysis. *Energy Econ.* 34, 171–176.

<sup>20</sup> Only GEM-E3 and IMACLIM models represent multiple economic sectors.

- Creutzig, F., Ravindranath, N.H., Berndes, G., Bolwig, S., Bright, R., Cherubini, F., Chum, H., Corbera, E., Delucchi, M., Faaij, A., Fargione, J., Haberl, H., Heath, G., Lucon, O., Plevin, R., Popp, A., Robledo-Abad, C., Rose, S., Smith, P., Stromman, A., Suh, S., Masera, O., 2014. Bioenergy and climate change mitigation: an assessment. *Glob. Chang. Biol. Bioenergy*. <http://dx.doi.org/10.1111/gcbb.12205>.
- De Cian, E., Keppo, I., Bollen, J., Carrara, S., Förster, H., Hübner, M., Kanudia, A., Paltsev, S., Sands, R.D., Schumacher, K., 2013. European-led climate policy versus global mitigation action. Implications on trade, technology and energy. *Clim. Chang. Econ.* 4 (Supplement 1).
- Eom, J., Edmonds, J., Krey, V., Johnson, N., Longden, T., Luderer, G., Riahi, K., van Vuuren, D., 2015. The impact of near-term climate policy choices on technology and emission transition pathways. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 73–88 (Part A).
- European Commission, 2013. Eurostat <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/> (Retrieved 18.10.2013).
- Fisher-Vanden, K., Schu, K., Wing, I.S., Calvin, K., 2012. Decomposing the impact of alternative technology sets on future carbon emissions growth. *Energy Econ.* 34 (Supplement 3), S359–S365 (The Asia Modeling Exercise: Exploring the Role of Asia in Mitigating Climate Change).
- Förster, H., Schumacher, K., De Cian, E., Hübner, M., Keppo, I., Mima, S., Sands, R.D., 2013. European energy efficiency and decarbonization strategies beyond 2030: a sectoral multi-model decomposition. *Clim. Chang. Econ.* 4 (Supplement 1).
- Fuss, S., Canadell, J.G., Peters, G.P., Tavoni, M., Andrew, R.M., Ciais, P., Jackson, R.B., Jones, C.D., Kraxner, F., Nakicenovic, N., Le Quéré, C., Raupach, M.R., Sharifi, A., Smith, P., Yamagata, Y., 2014. Betting on negative emissions. *Nat. Clim. Chang.* 4, 850–853.
- Hanaoka, T., Kainuma, M., Kawase, R., Matsuoka, Y., 2006. Emissions scenarios database and regional mitigation analysis: a review of post-TAR mitigation scenarios. *Environ. Econ. Policy Stud.* 3, 367–389.
- Hanaoka, T., Kainuma, M., Matsuoka, Y., 2009. The role of energy intensity improvement in the ar4 ghg stabilization scenarios. *Energy Efficiency* 2, 95–108.
- IEA, 2004. Oil crisis and climate challenges: 30 years of energy use in IEA countries. Technical Report International Energy Agency.
- IEA, 2012. World Energy Outlook. International Energy Agency.
- IEA, 2013. IEA World Energy Statistics and Balances.
- Kawase, R., Matsuoka, Y., Fujino, J., 2006. Decomposition analysis of CO<sub>2</sub> emission in long-term climate stabilization scenarios. *Energy Policy* 34, 2113–2122.
- Kaya, Y., 1990. Impact of carbon dioxide emission control on GNP growth: interpretation of proposed scenarios. Technical Report Paper presented to the IPCC energy and industry subgroup. Response Strategies Working Group, Paris.
- Kesicki, F., Anandarajah, G., 2011. The role of energy-service demand reduction in global climate change mitigation: Combining energy modelling and decomposition analysis. *Energy Policy* 39, 7224–7233 (Asian Energy Security).
- Knopf, B., Chen, Y.-H., De Cian, E., Förster, H., Kanudia, A., Karkatsouli, I., Keppo, I., Koljonen, T., Schumacher, K., van Vuuren, D.P., 2013. Beyond 2020 – strategies and cost for transforming the European energy system. *Clim. Chang. Econ.* 4 (Supplement 1).
- Krey, V., Riahi, K., 2009. Implications of delayed participation and technology failure for the feasibility, costs, and likelihood of staying below temperature targets – greenhouse gas mitigation scenarios for the 21st century. *Energy Econ.* 31 (Supplement 2), S94–S106.
- Kriegler, E., Petermann, N., Krey, V., Schwanitz, V.J., Luderer, G., Ashina, S., Bosetti, V., Eom, J., Kitous, A., Méjean, A., Paroussos, L., Sano, F., Turton, H., Wilson, C., van Vuuren, D., 2015a. Diagnostic indicators for integrated assessment models of climate policies. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 45–61 (Part A).
- Kriegler, E., Riahi, K., Bauer, N., Schwanitz, J., Petermann, N., Bosetti, V., Marcucci, A., Otto, S., Paroussos, L., Rao, S., Arroyo-Curras, T., Ashina, S., Bollen, J., Eom, J., Hamdi-Cherif, M., Longden, T., Kitous, A., Méjean, A., Sano, F., Schaeffer, M., Wada, K., Capros, P., van Vuuren, D., Edenhofer, O., 2015b. Making or breaking climate targets: the AMPERE study on staged accession scenarios for climate policy. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 24–44 (Part A).
- Lilliestam, J., Bielicki, J.M., Patt, A.G., 2012. Comparing carbon capture and storage (ccs) with concentrating solar power (csp): Potentials, costs, risks, and barriers. *Energy Policy* 47, 447–455.
- Marcucci, A., Turton, H., 2015. Induced technological change in moderate and fragmented climate change mitigation regimes. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 230–242 (Part A).
- Nakicenovic, N., Victor, N., Morita, T., 1998. Emissions scenarios database and review of scenarios. *Mitig. Adapt. Strateg. Glob. Chang.* 3, 95–131.
- Paroussos, L., Fragkos, P., Capros, P., Fragkiadakis, K., 2015. Assessment of carbon leakage through the industry channel: the EU perspective. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 204–219 (Part A).
- Riahi, K., Grübler, A., Nakicenovic, N., 2007. Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 74, 887–935 (Greenhouse Gases - Integrated Assessment).
- Riahi, K., Kriegler, E., Johnson, N., Bertram, C., den Elzen, M., Eom, J., Schaeffer, M., Edmonds, J., Isaac, M., Krey, V., Longden, T., Luderer, G., Méjean, A., McCollum, D.L., Mima, S., Turton, H., van Vuuren, D.P., Wada, K., Bosetti, V., Capros, P., Criqui, P., Hamdi-Cherif, M., Kainuma, M., Edenhofer, O., 2015. Locked into Copenhagen pledges – implications of short-term emission targets for the cost and feasibility of long-term climate goals. *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 8–23 (Part A).
- Schwanitz, V.J., 2013. Evaluating integrated assessment models of global climate change. *Environ. Model. Softw.* 50, 120–131.
- Schwanitz, V.J., Longden, T., Knopf, B., Capros, P., 2015. The implications of initiating immediate climate change mitigation – a potential for co-benefits? *Technol. Forecast. Soc. Chang.* 9, 166–177 (Part A).
- Scott, V., Gilfillan, S., Markusson, N., Chalmers, H., Haszeldine, R.S., 2013. Last chance for carbon capture and storage. *Nat. Clim. Chang.* 3, 105–111.
- Su, B., Ang, B., 2012. Structural decomposition analysis applied to energy and emissions: some methodological developments. *Energy Econ.* 34, 177–188.
- Sun, J., 1998. Changes in energy consumption and energy intensity: a complete decomposition model. *Energy Econ.* 20, 85–100.
- United Nations, 2013. World Population Prospects: The 2012 Revision. Technical Report Department of Economic and Social Affairs, Population Division, United Nations.
- van Sluisveld, M., Gernaat, D., Ashina, S., Calvin, K., Garg, A., Isaac, M., Lucas, P., Mouratiadou, I., Otto, S., Rao, S., Shukla, P., van Vliet, J., van Vuuren, D., 2013. A multi-model analysis of post-2020 mitigation efforts of five major economies. *Clim. Chang. Econ.* 4.
- van Vliet, J., den Elzen, M.G., van Vuuren, D.P., 2009. Meeting radiative forcing targets under delayed participation. *Energy Econ.* 31 (Supplement 2), S152–S162.
- van Vuuren, D.P., van Vliet, J., Stehfest, E., 2009. Future bio-energy potential under various natural constraints. *Energy Policy* 37, 4220–4230.
- Voigt, S., Cian, E.D., Schymura, M., Verdolini, E., 2014. Energy intensity developments in 40 major economies: structural change or technology improvement? *Energy Econ.* 41, 47–62.
- Wise, M., Calvin, K., Thomson, A., Clarke, L., Bond-Lamberty, B., Sands, R., Smith, S.J., Janetos, A., Edmonds, J., 2009. Implications of limiting CO<sub>2</sub> concentrations for land use and energy. *Science* 324, 1183–1186.
- World Bank, 2013. World bank open data. (Retrieved 18.10.2013).

**3.15. ASSESSING GREEN ENERGY ECONOMY STIMULUS  
PACKAGES – EVIDENCE FROM THE U.S. PROGRAMS  
TARGETING RENEWABLE ENERGY**



# Assessing ‘green energy economy’ stimulus packages: Evidence from the U.S. programs targeting renewable energy



Luis Mundaca\*, Jessika Luth Richter

International Institute for Industrial Environmental Economics, Lund University, PO Box 196, 22100 Lund, Sweden

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 19 June 2014

Received in revised form

26 September 2014

Accepted 20 October 2014

Available online 18 November 2014

### Keywords:

Renewable energy

Green energy economy

Policy evaluation

Indicators

Stimulus policy programs

The United States of America (USA)

## ABSTRACT

The paper provides a comprehensive empirical assessment of American stimulus policies aimed at renewable energy (RE) technologies. We use an indicator-based methodology to assess progress with respect to energy, environmental and socio-economic issues resulting from RE stimulus programs linked to the American Recovery and Reinvestment Act, and review and analyze the emerging but scattered literature. Overall, our results indicate that stimulus programs have had a positive effect on the RE sector. This is despite the fact that they were originally planned to work in combination with a greenhouse gas ‘cap-and-trade’ system, which has not been implemented. From the methodological perspective, our approach is resource-intensive and our analysis highlights numerous challenges, notably related to causality and additionality. Despite these limitations, this research improves our understanding of the broad effects and impacts of RE stimulus programs.

© 2014 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-SA license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>).

## Contents

1. Introduction	1175
2. Methodology and materials	1175
2.1. Analytical framework	1176
2.2. Data collection	1176
2.3. Case study: Renewable energy stimulus programs in the U.S.	1176
2.3.1. Basic research programs	1177
2.3.2. Extension of production/investment tax credits (PTC/ITC)	1177
2.3.3. Cash grants (1603 program)	1177
2.3.4. Tax credit for clean energy manufacturing (48C)	1177
2.3.5. Targeted loan guarantee (1705 program)	1177
2.3.6. RE training grants	1177
2.3.7. Faster green patent processing	1177
3. Results	1177
3.1. Energy dimension	1177
3.1.1. RE investments	1177
3.1.2. Installed capacity and generation	1177
3.1.3. Domestic manufacturing capacity	1179
3.1.4. Renewable energy patents	1180
3.2. Environmental dimension	1180
3.2.1. CO <sub>2</sub> emission reductions	1180
3.3. Socio-economic dimension	1180
3.3.1. Job creation	1180
3.3.2. Access to RE jobs and job training	1180
3.3.3. Earnings, economic output, returns and energy costs	1181
4. Discussion	1182

\* Corresponding author. Tel.: +46 46 2220257.

E-mail address: [luis.mundaca@iiee.lu.se](mailto:luis.mundaca@iiee.lu.se) (L. Mundaca).



4.1. Perceived benefits .....	1182
4.2. Social aspects revisited .....	1182
4.3. Policy learning .....	1183
4.4. Assessing the undertaken method .....	1183
4.4.1. Policy compatibility .....	1183
4.4.2. Reliability .....	1183
4.4.3. Measurability .....	1184
5. Conclusions .....	1184
Acknowledgements .....	1184
References .....	1184

## 1. Introduction

The 2008–2009 global financial crisis increased policy attention on the concepts of ‘Green Economic Growth’, the ‘Low-Carbon Economy’, and a ‘New Green Economy’. Together with the subsequent economic crisis – the worst in decades – the global financial crisis led to numerous economic pledges that aimed at reforming the economy towards a path much less damaging to the environment, society, and the economic system itself. Consequently, economic recovery packages were implemented in numerous countries to stimulate green growth, create jobs and support low-carbon economies. These stimulus packages were quickly portrayed as a golden opportunity to create a New Green Economy, in which the green energy sector would play a vital role [1]. Green (or low-carbon) energy was the target of recovery packages in many countries, and China and South Korea soon became the world leaders in green spending. In the United States (U.S.), direct financial support for clean energy technologies accounted for approximately US\$ 92 billion of the US\$ 840 billion included in the American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) [2]. Of this, renewable energy (RE) accounted for approximately US \$ 21 billion. This direct ARRA spending was allocated to laying the foundation for a green (or clean) energy economy.

While the ‘clean energy’ stimulus was the subject of much attention, enthusiasm, and promise [3–7], there have been few holistic evaluations of the performance of the policies that were promoted or introduced as a result [8]. Our review of studies shows that there is an emerging but rather fragmented body of knowledge about the U.S. green energy stimulus programs. For instance, Barbier [9] examined various energy efficiency policies included in stimulus packages at national level (in general) and U. S. stimulus policies (in particular). Other U.S. renewable energy policies (mainly the Treasury 1603 program and Department of Energy loan programs) have been evaluated in terms of stimulus principles suggested by American economists, namely that they should be “timely, targeted, and temporary” [10]. However, it has been argued that the timely and temporary aspects have been overstated, and that stimulus packages should be considered in broader terms (see e.g. [11]). Similarly, other evaluations of U.S. stimulus policies have focused on a few criteria that address only one or two areas of a green economy (e.g. energy installations and/or employment effects) [2,12–20]. While informative, our review of this literature reveals that there has been no comprehensive ex-post analysis of the U.S. stimulus package, and several questions remain unanswered. For instance, how does the RE stimulus package perform in broad terms? What are the critical conditions or aspects that affect overall performance? What are the strengths and limitations of the methods used to assess the inclusive impacts of RE stimulus programs?

This paper provides answers to these questions and our analysis provides a better understanding of the broad effects of the RE stimulus program in practice. The objectives of this paper

are threefold. First, it provides an ex-post assessment of the American ‘Green Economy’ stimulus policies addressing RE technologies. To that end, we present a wide-ranging empirical analysis of their performance. Our approach encompasses key areas related to a Green Energy Economy (GEE), which is hereby defined as the study of how an economic system can pursue sustainable development through the expansion of green (or clean) energy systems and markets. Secondly, we review and bring together the growing but scattered literature related to U.S. stimulus programs that target RE. Where possible, we compare ex-ante research with ex-post findings. Thirdly, and taking into account the methodological challenges (details in the next section), we discuss our key findings and the compatibility, reliability, and measurability of the indicator-based method we applied. To the best of our knowledge, the analysis presented in this study is the first application of a wide-ranging evaluation framework for measuring progress towards a GEE at the national level. In turn, our paper contributes to the emerging field of ‘Energy-based Economic Development’ [8].

The paper is structured as follows. Section 2 outlines the methodology, including the background and key details of our case study. Section 3 presents the main findings. Results are grouped according to the following dimensions: (i) energy, (ii) environment, and (iii) economic and social aspects. In Section 4 we discuss some key findings and the appropriateness of the analytical framework in the light of our results and method. Finally we draw some conclusions in Section 5.

## 2. Methodology and materials

An important challenge when assessing progress towards a green economy has been the lack of consensus on an analytical framework and indicators. Reports from international organizations such as the United Nations Environment Programme (UNEP) [21], the Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) [22,23], the World Bank [24], and the International Labor Organization (ILO) [25] that focus on green growth and the green economy acknowledge the ambiguities and differences between methods used to measure progress—in addition to conceptual issues.<sup>1</sup>

Approaches to the evaluation of green economy policies range from narrow considerations of job creation, patents [27], and expenditure on green initiatives as a proportion of gross domestic product (GDP) [28], to broader consideration of wider aspects of sustainable development [22]. Many international organizations have released reports on methodology [21,23–25], and many of these reports focus on the use and development of so-called

<sup>1</sup> For a comprehensive guide to publications by international organizations on green growth and the green economy see Allen and Clouth [26].

'Green Economy Indicators'. This approach seems to have its roots in the 2012 UN Conference on Sustainable Development (the Rio +20 Summit), in which Heads of State and their representatives recognized the importance of developing indicators to measure progress towards a green economy. This interest culminated in April 2013 in the development of a platform and scoping paper [29] for a standardized approach. The scoping paper outlines the challenges and limitations of developing a framework, and proposes a long list of multi-dimensional indicators that represent the three pillars (social, economic, and environmental) of sustainable development upon which the concept of the green economy seems to rest [29].

### 2.1. Analytical framework

Like the scoping exercise conducted by representatives from the Global Green Growth Initiative, the OECD, UNEP, and the World Bank, our approach began with an in-depth examination of existing frameworks for evaluating a green (energy) economy, including sustainability aspects [30,31]. We also reviewed measuring frameworks, methodologies and indicators developed on a national level, with a particular focus on the U.S. [8,27,32–35], together with the few examples of OECD green growth indicators applied in other national contexts [21,23,36]. Overall, it appears that indicator-based methods are increasingly used (or commonly proposed) to measure progress towards a green economy, in particular in the energy sector.

Amongst these analytical approaches, the energy-based economic development (EBED) framework, proposed by Carley et al. [8] proved the most suitable for our research in terms of suggested dimensions, indicators and metrics. In this context, energy refers to advanced, efficient and/or clean energy, which leads to economic development through changes to the energy system that deliver economic, social and environmental benefits [8,37]. As the U.S. green stimulus programs were largely focused on energy, the explicit definition of the term together with appropriate indicators, were particularly relevant to our examination of a GEE.

Here, we build upon and modify the EBED framework; specifically, as our focus is on renewable energy, energy efficiency indicators are omitted. We also take into account other 'green economy' and 'clean energy' indicators and frameworks, and incorporate the following dimensions, indicators, and metrics:

#### Energy dimension:

- Renewable energy investments (government investments by amount, % of stimulus, and type);
- Installed capacity (GW or MW) and generation ();
- Share of renewable energy (% of renewable in total energy production/generation);
- Domestic manufacturing capacity (investment by amount; domestic content %); and,
- Renewable energy patents (number by year and technology type).

#### Environmental dimension:

- Reduction of CO<sub>2</sub> emissions (t).

#### Socio-economic dimension:

- Job creation (number/year; job years);
- Access to renewable energy jobs/ job training (number and demographics of trainees); and,
- Earnings, economic output (US\$ dollars), returns (% return on investments) and energy costs (levelized cost of renewable electricity).

We were also guided by the Green Growth Knowledge Platform (GGKP) scoping report [29] and OECD principles for the selection of green growth indicators [22]. We thus used three criteria to assess the degree of suitability and inclusivity of the proposed indicator-based method. *Policy compatibility* focuses on the coverage of the key features of a green economy and here looked at whether the evaluation method provides a balanced treatment of the subjects under enquiry. *Reliability* addresses the consistency and analytical soundness of the method, including its effectiveness in communicating critical outcomes to stakeholders. *Measurability* focuses on the complexity of input and output data, specifically the intensity of data requirements.

### 2.2. Data collection

Data was collected from a variety of sources in order to improve objectivity and reduce uncertainty. We reviewed the academic literature and reports from international and national organizations on green economy metrics. We then constructed the analytical framework, and reviewed primary and secondary data from governments, independent reports and peer-reviewed literature on ARRA programs and the RE sector.

We also conducted over 20 interviews with experts in the U.S. to gather more data and discuss the figures, indicators and performance of RE stimulus programs. In many cases we interviewed the people who carried out the work used in our research; for example, researchers at the Political Economy Research Institute (PERI), the World Resources Institute (WRI), the Climate Policy Initiative (CPI), the Rhodium Group, the Information Technology and Innovation Foundation (ITIF), and the BlueGreen Alliance. We also interviewed advocacy groups and representatives from industry, e.g. Green for All and the Solar Electric Power Association (SEPA). Interviews were also conducted with government officials and researchers involved in specific ARRA programs at the Department of Energy, Lawrence Berkeley Laboratory (LBL), and the National Renewable Energy Laboratory (NREL).

### 2.3. Case study: Renewable energy stimulus programs in the U.S.

The American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) was passed in February 2009. The stimulus package included a 'clean energy' or 'green' component of between US\$ 67 and US\$ 112 billion [38,39] and represented approximately 0.7% of GDP [28]. Depending on the definition of 'green', lower estimates tend to focus solely on clean energy, while higher estimates include water, waste and conservation funding. Government departments and agencies generally estimate that US\$ 92 billion of the overall US\$ 840 billion budget was appropriated for direct ARRA spending on clean energy. Of this, RE accounted for approximately US\$ 21 billion [2]. Programs and funding specifically targeted at RE comprised 23% of ARRA clean energy spending and 2.5% of the entire U.S. stimulus package.<sup>2</sup>

Along with the stimulus package and the 2010 budget, President Obama announced clean energy goals for the U.S. One was to double the installed capacity of RE generation by 2012 [40] and create over 300,000 jobs [41]. Another goal was to increase domestic manufacturing capacity for renewable energy and provide jobs in renewable energy supply chains. However, it was acknowledged that "it will take considerable outreach to make the opportunity to work in a green job widely available" [42]. Consequently, the stimulus package included training programs as a

<sup>2</sup> In addition to the ARRA, the Emergency Economic Stabilization Act (EESA) of October 2008 and annual Federal budgets for 2010–2012 included clean energy-related spending.

pathway to RE and other green jobs. These Federal programs and investments in basic research, development, and the deployment of technology helped to bridge the so-called “valleys of death” in innovation [43,44].

Some of the key RE programs that were supported by the package and fall within the scope of our analysis are outlined below:

### 2.3.1. Basic research programs

The stimulus package included funding for early-stage clean energy innovation, research and development; the prime example was the Advanced Research Projects Agency-Energy (ARPA-E) program,<sup>3</sup> which aimed to accelerate the pace of innovation in advanced energy technologies. Both the stimulus package and the 2010 budget boosted basic research through institutions such as the National Science Foundation, which awarded research grants to numerous universities and laboratories. The Department of Energy's Office of Science also established 46 Energy Frontier Research Centers (EFRCs)<sup>4</sup> whose mission was to integrate talent and expertise and accelerate advanced research into a clean energy economy [45].

### 2.3.2. Extension of production/investment tax credits (PTC/ITC)

The vast majority of stimulus spending was allocated to the development of off-the-shelf technologies [46]. Historically, the main incentives for renewable energy manufacturing in the U.S. have been tax credits. Production tax credits (PTC) offer a 2.3-cent per kilowatt-hour (kWh) incentive for the first ten years of operation. Investment tax credits (ITC) provide a 30% credit on investments in solar energy, fuel cells and small wind, and a 10% credit for investments in geothermal, micro-turbines, and combined heat and power (CHP). These credits were initially part of the 1992 Energy Policy Act, and they have expired and been extended three times. The stimulus package extended these credits; although different technologies had different expiry dates, they were all extended for at least three years, which provided longer-term market certainty (unlike the last-minute one year extensions that had previously been put in place).

### 2.3.3. Cash grants (1603 program)

Many of the renewable energy businesses eligible for tax credits, like the ITC and PTC, were too small or not profitable enough to fully monetize the benefits, and third-party ‘tax equity providers’ had emerged to fill the gap. However, these providers disappeared during the recession, which spurred the introduction of the 1603 Program.<sup>5</sup> This program offered cash payments (30% of the cost) for RE properties in lieu of tax credits [47]; it was extended until 2011 and projects have until 2017 to become operational.

### 2.3.4. Tax credit for clean energy manufacturing (48C)

The stimulus package included a new tax credit program to incentivize clean energy manufacturing (battery, vehicle, smart grid, and RE). The Advanced Energy Manufacturing Tax Credit (Section 48C)<sup>6</sup> subsidized up to 30% of the cost of clean energy manufacturing projects. The program was over-subscribed; there were more than 500 applications for US\$ 8 billion of funding, but only US\$ 2.3 billion of credits were made available. Credits were allocated on the basis of factors including commercial viability, domestic job creation, technological innovation, speed to project

completion, and potential for reducing air pollution and greenhouse gas emissions [48].

### 2.3.5. Targeted loan guarantee (1705 program)

While the Department of Energy's Loan Guarantee Program existed before the stimulus package, ARRA added a new Section 1705 Loan Program<sup>7</sup> targeting renewable energy systems, power transmission systems, and biofuels that commenced construction before September 30, 2011. Unlike the earlier Section 1703 Program (which was only available for new or significantly improved technologies), Section 1705 loans were available to projects that utilized commercial technologies; they guaranteed not only the amount of the loan, but also credit subsidies<sup>8</sup> [49].

### 2.3.6. RE training grants

Stimulus funding was allocated to state agencies and non-profit organizations in order to support three programs that trained workers for jobs in clean energy: the State Energy Section Partnership (SESP), Pathways Out of Poverty (Pathways), and the Energy Training Partnership (ETP).

### 2.3.7. Faster green patent processing

Technically, this program was not part of the stimulus package, but it shared the goal of incentivizing RE. The U.S. Patent and Trademark Office's (USPTO) Green Technology Pilot Program was implemented in 2009 (and expired in 2012). The aim was to accelerate the processing of green patents and speed up the protection of clean energy technology [50].

## 3. Results

### 3.1. Energy dimension

#### 3.1.1. RE investments

The RE stimulus programs themselves are indicative of the major investment made by the U.S. government between 2009 and 2012 in the RE sector, in particular in solar and wind energy technologies (see Fig. 1). Government investments also leveraged private investment. The Department of Energy's (DOE) 1705 Loan Program guaranteed over US\$ 16 billion; it attracted another US\$ 9.3 billion in private equity (in some cases attracting new investors such as Google into renewable energy investment), and another US\$ 0.5 billion through co-lending with banks [51]. The DOE argued that its leading role in certain types of innovative projects increased private lending for similar projects [52]. By December 2013, the 1603 Program had awarded nearly US\$ 20 billion in Federal funding to 91,871 projects, rising to a total of nearly US\$ 69 billion including private and government investment [53]. The Section 48C clean energy manufacturing tax credit was awarded to 183 projects, leveraging private investment of up to US\$ 5.4 billion [48]. ARPA-E Deputy Director Cheryl Martin stated that the 17 companies which had received grants from ARPA-E had also attracted over US\$ 450 million in private investment [54].

#### 3.1.2. Installed capacity and generation

New energy generation (or conversion) was incentivized; the 1705 Program supported one of the largest wind farms in the world (Caithness Shepherds Flat in Oregon), the largest utility-scale photovoltaic (PV) generation facility (Agua Caliente in Arizona),

<sup>3</sup> For further details see (<http://www.arpa-e.energy.gov/>).

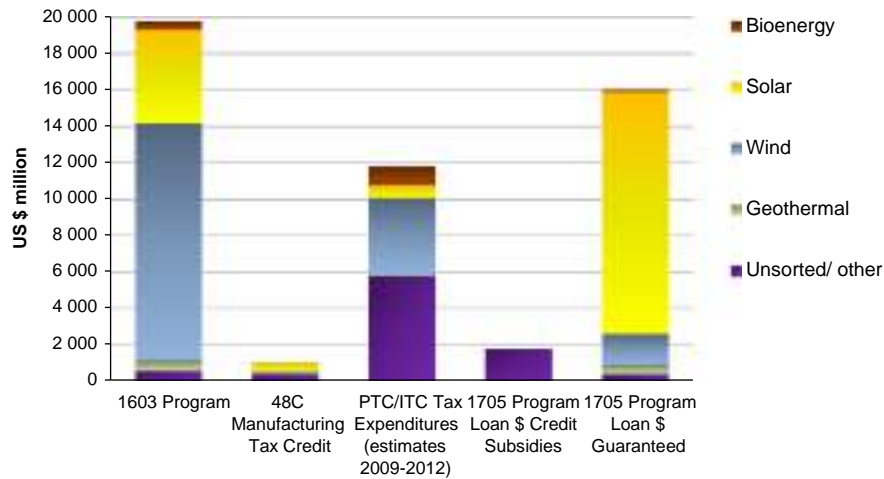
<sup>4</sup> For further details see (<http://science.energy.gov/bes/efrc/>).

<sup>5</sup> For further details see (<http://www.treasury.gov/initiatives/recovery/Pages/1603.aspx>).

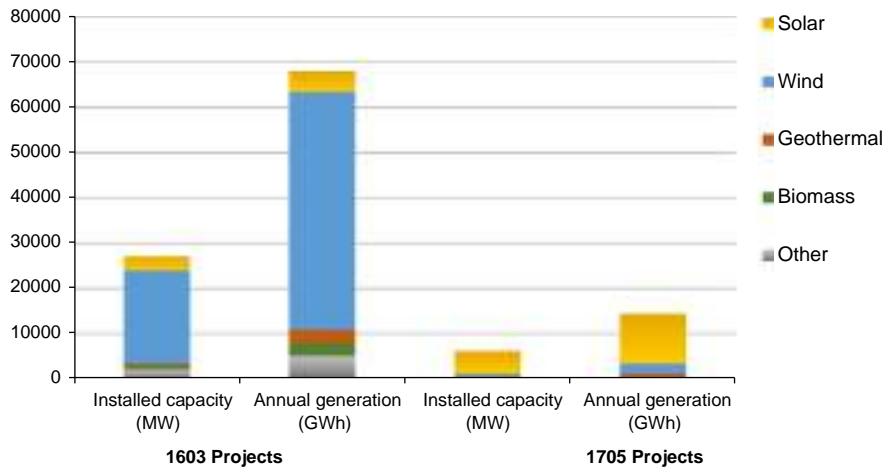
<sup>6</sup> For further details see [http://www.irs.gov/Businesses/Advanced-Energy-Credit-for-Manufacturers-\(IRC-48C\)](http://www.irs.gov/Businesses/Advanced-Energy-Credit-for-Manufacturers-(IRC-48C)).

<sup>7</sup> For further details see (<https://lpo.energy.gov/programs/1705-2/>).

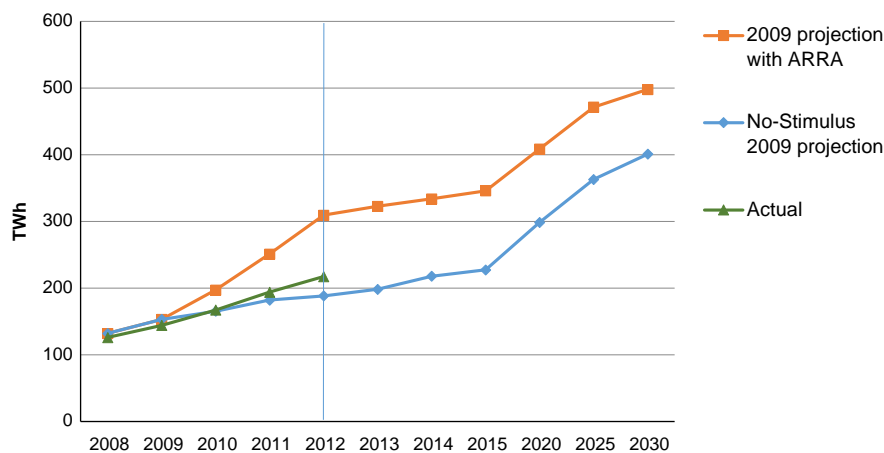
<sup>8</sup> A credit subsidy is the estimated amount that a loan guarantee will cost the Federal Government and it is intended to protect the government against the risk of estimated defaults or shortfalls in loan repayments.



**Fig. 1.** RE spending and incentives by program and technology. Credit subsidy amounts are the amounts appropriated to guarantee the loan amounts but neither these nor the loan amounts guaranteed represent actual government spending (unless recipients default). The DOE has acknowledged the bankruptcies of Solyndra and Abound Solar, representing US\$ 596 million in drawn-down loans, but it may be possible to recover some of this money). The Joint Committee on Taxation (JCT) estimates refer to loss of Federal revenue associated with a specific tax credit provision. While only ARRA related RE expenditures are noted here; there were some other RE and advance fuel expenditures 2009–2012, for example tax expenditures for biodiesel, alcohol and alternative fuel tax credits. Sources: [46,49,53,55–59].



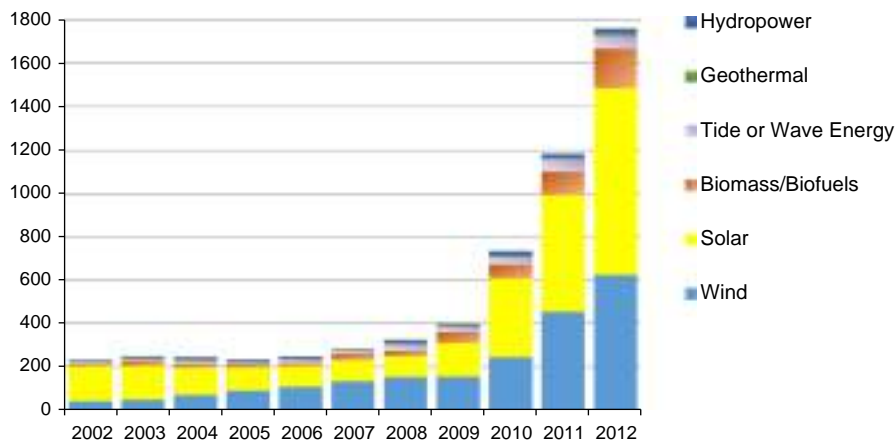
**Fig. 2.** New RE installations supported by ARRA programs. Note that some 1705 projects are based on predicted installed capacity. Sources: [49,53].



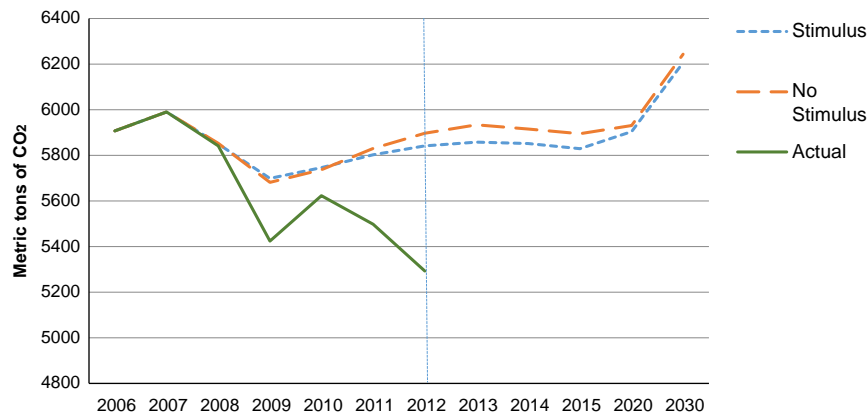
**Fig. 3.** EIA projections of non-hydro RE generation in 2009 with and without the ARRA program, and actual RE generation. Sources: [63,64].

and the largest solar power plant in the world (BrightSource in California) [49]. The 1603 Program incentivized small-scale and distributed generation, particularly in solar energy, where nearly

76,000 projects received grants. The fact that these were cash grants (rather than tax credits) made the program more accessible to small-scale project managers who were less likely to take advantage of ITC



**Fig. 4.** Number of RE patents.  
Source: [69].



**Fig. 5.** Projected and actual energy-related CO<sub>2</sub> emissions.  
Sources: [63,71].

or PTC incentives [47]. As of March 2013, the 1603 Program had supported an installed capacity of 27.1 GW (estimated to generate 67.7 TWh annually). The 21 renewable generation projects that the 1705 Program supported have an installed capacity of 6.1 GW and it is estimated that they will generate 14.5 TWh annually when completed (although all projects were required to begin construction by 30 September 2011, not all of them have become operational). Total capacity and generation resulting from the 1603 and 1707 programs are summarized in Fig. 2.<sup>9</sup>

Another impact of the stimulus to increase capacity and generation is technological innovation. One example is the rapid growth in hub height and rotor scaling, and increased efficiency in wind industry technology since 2009, which has resulted in less energetic regions becoming more viable for wind energy development [61]. Actual wind generation grew from 55.4 TWh in 2008 to 138.7 by 2012.

By the end of 2012, the Obama administration's goal of doubling non-hydro renewable generation capacity had nearly been met. Overall, non-hydro renewable generation capacity stood at 43.5 GW in 2008; this had risen to 85.7 GW in 2012 [62]. In 2012, RE represented the single largest source of new capacity growth, adding an extra 17 GW (13.2 GW from wind alone).

It has to be acknowledged that the U.S. Energy Information Administration (EIA) generation capacity models had predicted in 2009 a "significant expansion in the use of renewable fuels for

electricity generation, particularly in the near-term" as a result of the ARRA [63]. EIA predictions, and actual generation of non-hydro resources, are shown in Fig. 3. Data revealed that EIA projections overestimated RE growth; this was not only because they underestimated macroeconomic factors (such as the extent and depth of the recession), but also because programs were originally intended to work in combination with a greenhouse gas 'Cap-and-Trade' program.

### 3.1.3. Domestic manufacturing capacity

The Section 48C Program directly incentivized RE manufacturing by awarding tax credits to over 150 applicants. Over US\$ 1.1 billion was awarded to 58 solar equipment manufacturing facilities, accounting for nearly a third of selected projects (of the total 183 successful applicants for the credits) [65]. Four loan guarantees were awarded under the 1705 Program to solar manufacturers, although two (Abound and Solyndra) subsequently declared bankruptcy in response to the global crash in PV prices.<sup>10</sup> By the end of 2011, 470 wind turbine manufacturing facilities were located in the U.S., more than 10 times the number of such factories in 2004 [67]. In particular, the domestic production of wind turbine components rose from 2008 to 2012, while estimated imports, which had been increasing rapidly prior to 2008, dramatically decreased. The percentage of wind turbine equipment manufactured domestically was estimated to have increased

<sup>9</sup> Beyond the U.S., other studies have highlighted increased capacity and generation resulting from stimulus programs that address RE see e.g. [60]

<sup>10</sup> Domestic manufacturing of solar technologies in the U.S. has been the subject of protective tariffs and trade disputes with China see e.g. [66].

**Table 1**  
RE jobs related to the ARRA program.  
Source: [2].

	Direct and indirect jobs created by clean energy spending	Jobs supported by clean energy programs (includes induced jobs)	Total job years through 2012
Renewable energy generation	26,600	33,800	192,900
Clean energy manufacturing	800	900	9,500
Green innovation and job training	5,100	5,700	32,200

significantly: from 25% in 2006–2007 to 72% in 2012 [61,68]. Finally, two bioenergy projects received manufacturing tax credits; one of which was focused on producing the biocatalysts (enzymes) used in manufacturing cellulosic ethanol from corn stover.

### 3.1.4. Renewable energy patents

We found that stimulus programs incentivizing research and development in the RE sector correlated with growth in the number of RE technology patents issued by the USPTO from 2009 to 2012. Solar and wind technology patents rose the most dramatically, by a factor of 9 and 4, respectively (see Fig. 4). This growth has been partially attributed to Federal RE stimulus programs [69].

Another reason for the increase in clean energy patents between 2009 and 2012 is the USPTO's Green Technology Pilot Program that was implemented in 2009. The program accelerated the processing of 'green patents' in order to protect clean energy technologies more quickly. In turn, this led to increased private investment and technological progress [70]. By the time the program ended in March 2012, it had granted 3,533 green patents [50].

## 3.2. Environmental dimension

### 3.2.1. CO<sub>2</sub> emission reductions

Official documents estimated an annual reduction in CO<sub>2</sub> emissions of approximately 8.6 Mt due to the 1705 Program [49]. The EIA modelled the impact of RE tax incentives and 1603 Programs on energy-related CO<sub>2</sub> emissions in the updated reference case (with ARRA). Emissions were projected to be lower than in the no-stimulus case due to ARRA's impacts on renewable electricity generation and overall energy consumption. In fact, actual emission reductions were far more dramatic than predicted (Fig. 5). While RE played a role, other short-term factors were highly influential. These included the economic crisis, fuel switching from coal to natural gas, decreased demand for transportation fuels, and a mild winter in 2012 [71].

Aggregate figures from the Breakthrough Institute estimated that in 2012, 34–102 Mt CO<sub>2</sub> were displaced by a combination of wind, solar, biomass, and geothermal energy. These figures were in comparison to a business-as-usual counterfactual that only looked at the power sector and used a range of 0.3–0.9 tCO<sub>2</sub>/MWh. However, an analysis by the Rhodium Group found that RE played an even greater role in the overall energy sector. They estimated emission reductions from RE to be in the range of 270 Mt. Of this, 124 Mt CO<sub>2</sub> were due to wind, 110 Mt CO<sub>2</sub>, to biomass and biofuels and 18 Mt CO<sub>2</sub> due to solar energy [72].

## 3.3. Socio-economic dimension

### 3.3.1. Job creation

In 2010, the U.S. Council of Economic Advisers estimated that 26,600 jobs were created by the ARRA RE and clean energy programs (see Table 1). Official documents estimate that the 1705 Loan Program supported 1,518 permanent and 13,733 construction jobs

**Table 2**  
Average jobs/year for large wind and solar PV projects under the 1603 program.  
Source: [74].

	Construction (2009–2011)	Operation (annually for lifetime of system)
Large wind	44,000–66,000	4,500–4,900
Solar PV	8,300–9,700	610–630
Total	52,000–75,000	5,100–5,500

[49].<sup>11</sup> A more detailed preliminary analysis of jobs created by the 1603 Program for large wind and PV projects examined data up to November 2011 (see Table 2). However, it must be stressed that such jobs may not have been created solely as a result of grant funding, nor do the figures consider the net effect of employment (i.e. if jobs were lost elsewhere as a result) cf. [74].

The Brookings Institution and Battelle Technology Partnership Program developed a clean energy database for tracking job growth in the clean energy economy, which showed growth in both RE jobs and in the clean economy as a whole [35]. They found that while overall, clean energy sectors grew more slowly than the U.S. economy from 2003 to 2010, young segments such as wind, solar PV, and smart grid grew very quickly, albeit from a low baseline. During the 2009 recession, renewable and clean energy-related jobs grew much faster than the rest of the economy. This growth was attributed in large part to the stimulus investments in clean energy in 2009 [35].<sup>12</sup> Notwithstanding causality or additionality effects between the stimulus program and job creation, estimated figures are in line with related RE employment studies in the U.S. [75–77].<sup>13</sup>

### 3.3.2. Access to RE jobs and job training

Although green job training programs were already in place prior to the stimulus package, ARRA provided further funding. These programs aimed to prepare individuals for jobs in green industry sectors, including RE [80], which accounted for 37% of the training provided (primarily in energy efficiency) [81]. US\$ 500 million was allocated to programs that targeted populations that were suffering most from the recession. The U.S. Office of Inspector General (OIG) reviewed the program; it assessed 97 grant-

<sup>11</sup> The Obama administration set up a system to report jobs generated by recipients of stimulus packages, including RE programs, with the objective of measuring direct job creation and jobs saved, and making this information transparent. However, the officials we interviewed noted that recipients were initially confused by the methodology used to measure saved/ created jobs. Furthermore, they highlighted that reports are of limited use in calculating the full employment impacts of ARRA investments as they only report jobs on a quarterly basis (i.e. they are not cumulative) and they omit certain incentives (e.g. tax incentives) and supply chain and other related jobs [73].

<sup>12</sup> It is important to note that these are estimates of direct jobs in clean and renewable industries. Estimates from the industry itself are considerably higher as they also take into account indirect employment. For example, in 2008, the wind and solar industries estimated 75,000 and 100,000 jobs, respectively, which had risen to 85,000 and 119,000 by 2013.

<sup>13</sup> For studies outside the U.S. see e.g. Sastresa et al. [78] and More and López [79].

awarding bodies and conducted on-site audits at eight locations in order to characterize participants and training, and measure progress towards the program's intended outcomes. Table 3 outlines the groups that took part in green job training programs up to mid-2012. Most programs targeted both incumbent and unemployed workers with the aim of up-skilling them in order to retain their jobs during the recession [82]. The low numbers of women participating in the program should be noted, despite the fact that this group was a particular target. The challenge of recruiting women to non-traditional industries was highlighted by grant-awarding bodies, and both government and NGO programs devoted extra resources to incentivize this group (e.g. WOW's Pink to Green Guide [83]). One potential barrier may have been the nature of training programs themselves, which emphasized on-the-job training that required cooperation with male co-workers and supervisors, unlike the standards-based approach of college degree programs [84]

### 3.3.3. Earnings, economic output, returns and energy costs

NREL's in-depth analysis of the 1603 Program provides the most detailed insight into earnings and total economic output (Table 4) from RE projects such as PV and large wind projects. An examination of the construction phase alone indicates that RE stimulus programs resulted in an economic output for 2009–2011 equivalent to 1.2 to 2.1 the value of the US\$ 21 billion allocated in the ARRA stimulus package (Fig. 6).

Revenue from PV technology increased from nearly US\$ 2.1 billion in 2010, up from US\$ 941 million in 2009 [65]. The 1603 Program played a role in the growth of sales in the small wind turbine sector (Table 5), although the Department of Agriculture and state-level incentives also helped. PTC and ITC policies, 1603 grants, and the decline in turbine prices also improved the economic attractiveness of wind energy, even in low wind speed sites [85]. Federal incentives also influenced returns. For example, the Shepherds Flat wind generation project (a recipient of a DOE

**Table 3**

Targeted and recipient groups.

Sources: [80,81].

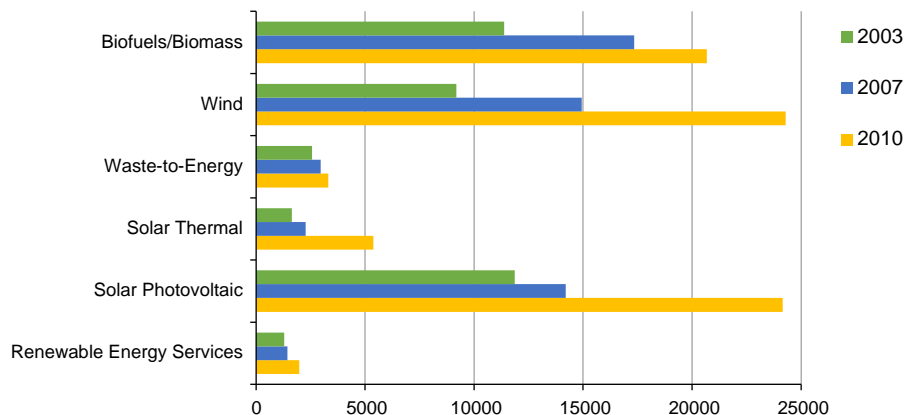
Targeted groups	Number of grantees targeting this specific group (%)	Actual participation of this group out of total participants served (%)
Unemployed	93	42
Incumbent workers	81	47
High school drop outs	69	6
Ex-offenders	41	9
Persons with disabilities	64	1
Auto workers	40	4
Low-income individuals	36	16
Women	60	16
Racial minorities	28	42

**Table 4**

Estimated earnings and economic output under the 1603 program.

Source: [74].

	Earnings (US\$ billions)	Economic output (US\$ billions)
<b>Construction (2009–2011)</b>		
Large wind	\$7.70–12.00	\$23.00–39.00
Solar PV	\$1.50–1.80	\$3.50–\$4.70
Total direct and indirect	\$9.20–\$14.00	\$26.00–\$44.00
<b>Operation (annual for lifetime of system)</b>		
Large wind	\$0.26–0.29	\$1.60–1.70
Solar PV	\$0.04	\$0.09
Total direct and indirect	\$0.30	\$1.70–1.80



**Fig. 6.** Estimated direct jobs in RE industries and the clean economy overall.

Source: [35].

**Table 5**  
Sales of small wind turbines.  
Sources: [61,68].

Year	Number of turbines	Capacity additions (MW)	Sales revenue (US\$ Million)
2005	4,324	3.3	11
2006	8,330	8.6	36
2007	9,102	9.7	43
2008	10,386	17.4	74
2009	9,820	20.4	91
2010	7,811	25.6	139
2011	7,303	19.0	115
2012	3,700	18.4	N/A

loan and other Federal and state incentives) provided investors with a 30% return on equity [52].<sup>14</sup> On the other hand, a decline in U.S. sales in 2011 was partially attributed to inconsistent state incentives and a weak economy [61].

Federal incentives influenced the leveled costs of electricity (LCOE) for utility generation plants, thereby impacting the cost to consumers. According to NREL's analysis of various financing scenarios, the low-cost debt available under the loan guarantee program had the potential to reduce LCOE by approximately 20%, and possibly more, depending on the amount of debt allowed. The authors examined some typical (rather than actual) cases and found that DOE loans had the potential to reduce the leveled cost of solar-generated electricity by about \$0.025/kWh–\$0.03/kWh (17%) for concentrated solar power technologies, while PV projects could realize savings of \$0.02/kWh (15%) [88]. Federal incentives were important in enabling renewable energy technologies to compete with conventional fuel sources on a cost basis, particularly given low natural gas prices (although it should be noted that in many regions wind, geothermal, and biomass generation were already competitive with coal and nuclear power) [89].

## 4. Discussion

### 4.1. Perceived benefits

The perceived benefits<sup>15</sup> of RE investments triggered by the stimulus package were an important aspect of whether they were considered successful, regardless of any demonstrated progress towards stated objectives (see e.g. [52,90,91]). For example, the 1705 Loan Program had multiple (and arguably, conflicting) goals that left it vulnerable to criticism [13], both for putting public money at risk and being too discretionary [10], and for being overly conservative and risk-averse [35,43]. While most independent reviews did not find any examples of unacceptable risk in the loan program's investment portfolio, bankruptcies were widely publicized by the media. In reality, bankruptcies (such as Solyndra) represented a pool of failing companies that was smaller than originally anticipated when the program was designed [12,13,92–94]. However, the negative publicity tarnished similar, ongoing loan programs, and the U.S. Government Accountability Office (GAO) noted that “the negative publicity makes DOE more risk-averse or makes companies wary of being associated with government support” [94]. Consequently, negative public perceptions have tended to impede policy development, although objectives have been met.

<sup>14</sup> Such high returns are unusual in the renewable energy industry [86]; 10–15% is more normal [87].

<sup>15</sup> Note that ‘perceived benefits’ is one of the indicators suggested in the literature (see [8]).

Other programs found it difficult to meet their objectives, but were nevertheless perceived as beneficial. In particular, the Green Jobs Program was contentious and subject to criticism from the House of Representatives Committee of Oversight and Government Reform [82,95]. The OIG was highly critical of the program's low reported success rate (38% of the stated goal) in placing trainees in new employment [80]. However, it was argued that access to training and preferential policies could not lead to jobs if the sector did not grow as anticipated [14]. Instability in emerging green industries and government incentives, together with unsuitable strategies for the development of the workforce were proposed as factors underlying the lack of success [16]. Evaluations of training programs also noted the slow deployment of funds. The time required for grants to be awarded, programs designed, and participants recruited resulted in training taking place towards the end, rather than the beginning of the stimulus. This meant that many trainees were ready to join the workforce only after many of the stimulus incentives had expired. Grant-awarding bodies found that the “weak economy and changes in plans for Federal, state, or local industry incentives or programs reduced the number of jobs available in the target industries and made it difficult for employer partners to honor their commitments to hire program graduates” [81]. This criticism of the program underscores themes found in academic, government and industry literature concerning the challenges of aligning supply and demand in emerging green industry markets [16,33,80,81,84,96,97].

The Department of Labor's Assistant Secretary responded to this criticism, noting that many programs performed well in upskilling incumbent workers. She pointed out that over 90% of workers retained their existing job rather than seeking new employment [82]. Furthermore, Department of Labor representatives noted that many training programs did not conclude until the end of 2013, which was not reflected in employment figures reported at the end of 2012. They also emphasized broader issues such as qualitative data that highlighted the role of the training in raising awareness and green thinking. On-the-job training in energy audits had raised public awareness of this service and increased demand from business. Even when trainees did not pursue green jobs, their employers reported that they tended to offer suggestions about how to ‘green’ the business, based on their training. Similarly, the wider benefits of training programs for both individuals and communities were noted at a local level [73,97,98].

### 4.2. Social aspects revisited

There are at least three key aspects of social issues that merit discussion: demographics, job quality and job distribution. Regarding demographics, although the ARRA included a commitment to transparent reporting (e.g. the recovery.gov website reports jobs generated by Federal spending organized by department, program, and congressional district), critics have pointed out a lack of accountability in data related to the distribution of funding to low-income and minority groups [99]. At the program level there is no data that can be used to determine which demographic groups gained most as a result of the RE stimulus. A study modelling the jobs created following the first two years of operation (including energy efficiency programs) estimated that about 20% of positions had been filled by Hispanics, 9% by African Americans, and 24% by women [73]. Although specific demographic data is lacking for the RE sector, industry experts and a forthcoming NREL study estimate that women make up 20–25% of the workforce in the wind industry [100] and nearly 20% in the solar industry [101].

An overall evaluation of the stimulus package found an emphasis on the construction sector, where minorities and women are under-represented [73,99]. However, there are indications that



the stimulus, combined with the Department of Labor's policies to strengthen and enforce Federal affirmative action did result in gains for some minority groups in sectors where historically they have been under-represented. For example, ex-post analyses showed an improvement in the number of women and Hispanics employed in the construction industry, which was linked with stimulus spending (the number of African-Americans also increased, although the increase could not be attributed solely to the stimulus) [18]. More detailed data at the program level may show whether the stimulus had similar effects for under-represented groups in the RE sector.

With respect to job quality, while there is some data related to wages for the 1603 Program, there were few other indications of the quality of jobs created or saved by the RE stimulus. Aggregated data (for example from the Brookings Institution) indicated that average salaries in the clean economy were higher than in the economy as a whole (around US\$ 44,000 compared to US\$ 38,600) [35]. More generally, we found that green and RE jobs were linked to better career opportunities [16,102], but again no disaggregated data was available in relation to RE stimulus programs. Although green economy frameworks suggest the inclusion of indicators pertaining to the level of education of jobs created or saved, we only found macro-level data (e.g. 24% of RE workers have a bachelor's degree). Other job quality indicators found in frameworks such as labor rights (union participation) were not found at the program level, or for RE jobs in general.

In terms of job distribution, ex-post research [19] claimed that the stimulus was poorly targeted to those in economic need, despite the fact that one of the stated goals of the ARRA legislation was "to assist those most impacted by the recession" [103]. This research found the geographic distribution of stimulus funding was more aligned with policy goals of advancing clean energy,<sup>16</sup> medical and scientific research, repairing existing infrastructure, and subsidizing state and local government services than with helping those in economic hardship (i.e. areas with the highest unemployment). While the authors acknowledged that spending had stimulated employment and the economy at a macro level, they argued that multiple policy goals resulted in trade-offs [19]. Here again, more detailed data at the program level would give a better picture of whether RE spending did reach those areas experiencing the greatest hardship.

#### 4.3. Policy learning

While the stimulus was designed to have temporary and short-term effects, there were longer-term impacts. One such impact that was not captured by the framework, but was found in our interviews, was policy learning. The ARRA represented a new approach to RE incentives, particularly in offering cash grants through the Treasury and the expansion of the role of the Department of Energy. This led to the innovative use of limited resources, effective processes for controlling fraud [104] and public-private partnerships [105]. The DOE hired Wall Street veterans, and its loan office developed a project finance team that invested more in green energy than the next ten largest American funds combined [52]. While the role proved controversial, we would argue that the increased experience and knowledge of clean energy financing expanded the department's capacity.

Similarly, the experience gained by the Treasury in assessing 1603 tax credits is now used by the Internal Revenue Service in its administration of tax credit programs. The approach taken by the

1603 Program also initiated discussions about alternatives to the PTC and ITC that could provide the same incentives for less cost see e.g. [106]. Innovation in clean energy financing continues to be of keen interest to policymakers [62].

Moreover, the Department of Labor used the ARRA program to fund Labor Market Information (LMI) grants for research into the labor market for green jobs, and identify the skills needed for these jobs, in the hope this would lead to a better match between supply and demand (as discussed earlier [107]).

#### 4.4. Assessing the undertaken method

##### 4.4.1. Policy compatibility

One can safely argue that the method has the potential to cover a very wide range of green economy issues. The indicator-based method conveys, simply and clearly, a wide range of complex issues that were affected by the RE components of the ARRA package. Although it was relatively easy to capture the energy and economic dimensions of the RE stimulus, establishing causation and additionality remain significant challenges (details below). The chosen indicators help to measure and illustrate (relative) progress. Where data is available, historical trends and changes associated with RE stimulus programs support a better understanding of the aggregated determinants of clean energy efforts. If 'intensity' indicators are used (e.g. the ratio of energy use or CO<sub>2</sub> emissions to economic output), careful policy consideration is required. This is because intensity indicators are often linked to the issue of 'decoupling', which refers to a situation in which resource or environmental impacts decline relative to economic growth (e.g. greenhouse gas emissions may rise, but more slowly than GDP). One can argue that if the RE stimulus aimed to prevent dangerous impacts on the climate, CO<sub>2</sub> emissions must be reduced in absolute terms; in other words, they must not be allowed to continue to rise, even at a slower rate than GDP. In addition, as the Green Growth Knowledge Platform (GGKP) acknowledges, "more detailed information may be needed when indicators are meant to support sub-national or sectoral decision making" [29]. Indeed, many of the aggregated indicators at the international level (e.g. as a ratio or percentage of GDP) may be unhelpful in assessing country, sector or issue-specific policies (and the relationship between them) in more depth.

##### 4.4.2. Reliability

The approach has proved useful in estimating the scale of the deployment and environmental benefits (e.g. decreased greenhouse gas emissions) that can be associated (if not directly attributed) to the RE stimulus program. Although both our sources and methodology are transparent, they still require careful consideration in the interpretation and communication of the findings. For example, the reliability of economic and employment data varied. Challenges were compounded in the socio-economic and social dimensions by a lack of data at the sector and program level (e.g. economic output) and different approaches to estimating employment. Comparing results from different studies presented even greater challenges in the economic and social dimensions due to the multiple methods and interpretations of indicators. As the GGKP report highlights, the choice of indicators, the level of aggregation, organization within dimensions, and their explanatory power differ according to the context they are applied in; it also acknowledges that indicators often "tend to simplify the underlying reality" [29]. It is important to note that many of the indicators we present are influenced by the local context, state-level policies (e.g. renewable portfolio standard quotas), and global trends (e.g. the dramatic fall in the price of PV technology globally), that are beyond the scope of national policies.

<sup>16</sup> It should be noted that the authors use 'Centers of Science and Technology', i.e. universities and research institutions, as a proxy for the distribution of clean energy funds. However, our research suggests that most RE funding was allocated to deployment rather than research, and this aspect is not examined in detail.

Furthermore, the lack of data and a straightforward counterfactual (s) makes it more difficult to establish causality and additionality of particular policies with particular outcomes. While here we present the most up-to-date data for the U.S., we acknowledge that there are difficulties at the national level for some indicators. Further improvements in the design of policies for monitoring and collecting this data would improve their evaluation.

#### 4.4.3. Measurability

The approach is very data-intensive and related uncertainties are unavoidable. There is a great need for disaggregated data and counterfactual(s) (e.g. what would have happened in the RE sector in the absence of stimulus programs?) to better understand causation between individual programs and their performance via indicators. We found that the development of counterfactuals – the so-called ‘evaluation problem’ [108] – is critical in ascertaining the ‘additional’ component of the stimulus programs and the robustness and sensitivity of their impacts. Another key challenge relates to disentangling the effects of policy instruments that target RE from the specific effects of RE stimulus programs—the so-called ‘impact problem’ in policy evaluation [109]. The challenge of de-linking the effects of different policy instruments depends heavily on data disaggregation. We also found that data from individual programs overlapped. Furthermore, the method requires that policies set specific targets in order to ascertain effectiveness, but these targets not always defined in such a way that makes them measurable. The RE stimulus was comprised of several programs, each with a different goal (and sometimes more than one) and spending attempted to address both the transition to a green economy and the recession. However, there was a lack of clearly defined ways to measure effectiveness. Some data was collected, beyond energy installation and general job estimates, which made the ex-post application of a green economy framework a difficult task. Finally, some indicators, particularly in the social dimension, were both vague and difficult to measure and remain a challenge in assessing progress towards a GEE.

## 5. Conclusions

This paper provides a comprehensive ex-post assessment of stimulus policies addressing RE technologies in the U.S. Our analysis brought together the emerging, but fragmented literature concerning the performance of RE stimulus programs linked to the American Recovery and Reinvestment Act (ARRA). The approach attempted to capture the full range of Green Energy Economy (GEE) areas that stimulus programs focused on (e.g. technology development, innovation, CO<sub>2</sub> emission reductions, job creation). We used a range of indicators in our evaluative framework in order to capture these aspects.

Overall, and from a holistic perspective, our findings suggest that the stimulus programs had a positive effect on the RE sector. With due uncertainties the findings revealed significant (or immediate) growth in investments, installations, and contribution to the energy supply from RE sources. ARRA-specific projects played a significant role in new RE installations. The stimulus programs helped to boost manufacturing capacity and the RE supply chain, particularly for large wind (where domestic manufacturing supports stable deployment through logistical savings [110]). While RE played a role in CO<sub>2</sub> reductions, other short term factors, notably the economic crisis, were also highly influential in decreasing emissions from energy [71]. This in turn contributed to a decline in CO<sub>2</sub> emissions and carbon intensity. Estimates indicated positive employment effects and increased revenue in the RE sector. However, with so many different programs, each with a different focus there was also evidence of misalignment and

missed opportunities for them to work together. For example, the development of RE technology was incentivized early in the stimulus, while more time was needed to train employees for the new jobs associated with its deployment.

It is also important to highlight that the stimulus programs we examined were originally intended to be combined with a greenhouse gas ‘Cap-and-Trade’ program, which may have increased RE investment, even after short-term incentives had expired. Although this short-term spending will no doubt have long-term impacts, and has set the stage for a green energy transition, the impacts of the RE stimulus are not in and of themselves enough for the large-scale transformation needed. We found numerous studies that stressed the need for a sustained RE policy [37, 111, 112]. The long-term effects across the energy system remain to be seen and examined, which emphasizes the need for policy evaluation.

From the methodological perspective, our research highlighted numerous challenges (e.g. ‘impact’ and ‘evaluation’ problems) in evaluating and assembling indicators at the same level of analysis, together with areas for data development. Our experience of this indicator-based approach showed that it is both time- and information-intensive. To address additionality, the approach requires counterfactual(s) and disaggregated data to cover all aspects of the GEE. Our results indicate a need for numerous indicators that can capture and characterize the multiple attributes of the GEE and the context in which related policy instruments work. The measurement of social indicators can become a crucial challenge when programs do not adequately address or support their assessment (e.g. when there is no program-level data or when aggregate or macro-level data cannot be correlated with programs). However, these issues are part of the challenge of the evaluation and not a deficiency of the approach as such. Asymmetric information made the evaluation complex, but possible. As more countries implement policies that promote a GEE, it is necessary to be able to adapt indicators for different purposes, priorities, and scales. The approach adopted by international organizations provides guidance concerning the various dimensions that should be included in order to form a comprehensive and accountable picture. Although (comprehensive) GEE policy evaluation is likely to be a complex, challenging and resource-intensive process, it is a valuable exercise that offers ongoing policy learning and opportunities for policy improvements.

## Acknowledgements

The authors are very grateful to the AES Research Program of the Swedish Energy Agency for financial support through Grant no. 33684-1. We would also like to thank the stakeholders who made themselves available to participate in our research and provided various resources.

## References

- [1] IEA. Ensuring green growth in a time of economic crisis: the role of energy technology. Paris: International Energy Agency; 2009. Available at ([http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ensuring\\_green\\_growth.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ensuring_green_growth.pdf)).
- [2] Council of Economic Advisers. The economic impact of the American Recovery and Reinvestment Act of 2009. Fourth quarterly report; 2010. Available at ([http://www.whitehouse.gov/files/documents/cea\\_4th\\_arra\\_report.pdf](http://www.whitehouse.gov/files/documents/cea_4th_arra_report.pdf)).
- [3] Barbier E. A Global green new deal: rethinking the economic recovery. Cambridge University Press, Cambridge, UK; 2010.
- [4] Houser T, Mohan S, Heilmayr R. A green recovery? Assessing US economic stimulus and the prospects for international coordination. Peterson Institute for International Economics; 2009. Retrieved from (<http://ideas.repec.org/p/iee/pbrief/pb09-3.html>).
- [5] Luke TW. A green new deal: why green, how new, and what is the deal? Crit Policy Stud 2009;3:14–28.

- [6] Pollin R, Heintz J, Garrett-Peltier H. The Economic benefits of investing in clean energy: how the economic stimulus program and new legislation can boost US economic growth and employment. Political Economy Research Institute, University of Massachusetts at Amherst; 2009. Retrieved from ([http://ideas.repec.org/p/juma/peripus/economic\\_benefits.html](http://ideas.repec.org/p/juma/peripus/economic_benefits.html)).
- [7] Strand J, Toman M. "Green stimulus", economic recovery, and long-term sustainable development. World Bank Policy Res Work Pap Ser Vol; 2010. Available at (<http://elibrary.worldbank.org/doi/pdf/10.1596/1813-9450-5163>).
- [8] Carley S, Brown A, Lawrence S. Economic development and energy from fad to a sustainable discipline? *Econ Dev Q* 2012;26:111–23.
- [9] Barbier EB. Linking green stimulus, energy efficiency and technological innovation: the need for complementary policies. *Eur Comm DG* 2011;1:21.
- [10] Aldy JE. A preliminary assessment of the American Recovery and Reinvestment Act's clean energy package. *Rev Environ Econ Policy* 2013;7:136–55.
- [11] Zenghelis D. In praise of a green stimulus. *Wiley Interdiscip Rev Clim Change* 2014;5:7–14.
- [12] Boroughs B, Deitz S, Waggoner D, Williams T. Assessing the value of loan guarantees as an instrument for supporting the deployment of new clean energy technology. Washington, DC: Center for International Science and Technology Policy, George Washington University; 2012.
- [13] Kao H. Beyond Solyndra: examining the department of energy's loan guarantee program. *Wm Mary Envtl Pol Rev* 2013;37:425.
- [14] Reece J, Martin M, Rogers C, Menendian S. ARRA and the economic crisis: one year later. Has stimulus helped communities in crisis? (Available at). Kirwin Institute, Ohio State University, Athens; 2010. ([http://kirwaninstitute.osu.edu/reports/2010/02\\_2010\\_ARRA\\_Equity\\_OneYearLater.pdf](http://kirwaninstitute.osu.edu/reports/2010/02_2010_ARRA_Equity_OneYearLater.pdf)).
- [15] Schmalensee R. Evaluating policies to increase electricity generation from renewable energy. *Rev Environ Econ Policy* 2011;6:45–64.
- [16] Scully-Russ E. The dual promise of green jobs: a qualitative study of federally funded energy training programmes in the USA. *Eur J Train Dev* 2013;37:257–72.
- [17] Victor DG, Yanosek K. Crisis in clean energy: stark realities of the renewables craze. *Foreign Aff* 2011;90:120.
- [18] Wicks-Lim J. A stimulus for affirmative action? The impact of the American Recovery and Reinvestment Act on women and minority workers in construction Capitalism on trial: explorations in the tradition of Thomas E Weiskopf. Edward Elgar Publishing, Amherst; 2013.
- [19] Gimpel JG, Lee FE, Thorpe RU. Geographic distribution of the federal stimulus of 2009. *Polit Sci Q* 2012;127:567–95.
- [20] Bolinger M, Wiser R, Darghouth N. Preliminary evaluation of the impact of the section 1603 treasury grant program on renewable energy deployment in 2009. Lawrence Berkeley Natl Lab; 2010.
- [21] UNEP. Measuring Progress towards an inclusive green economy. United Nations Environment Programme; 2012. Available at ([http://www.unep.org/greeneconomy/Portals/88/documents/research\\_products/Measuring%20Progress%20report.pdf](http://www.unep.org/greeneconomy/Portals/88/documents/research_products/Measuring%20Progress%20report.pdf)).
- [22] OECD. Green growth strategy interim report: implementing our commitment to a sustainable future. Paris: OECD; 2010. Available at (<http://www.oecd.org/greengrowth/45312720.pdf>).
- [23] OECD. Towards green growth: monitoring progress—OECD indicators; 2011. Available at (<http://www.oecd.org/greengrowth/towardsgreengrowthmonitoringprogress-oecdindicators.htm>).
- [24] World Bank. Inclusive green growth: the pathway to sustainable development. World Bank Publications; 2012. Available at ([http://siteresources.worldbank.org/EXTSDNET/Resources/Inclusive\\_Green\\_Growth\\_May\\_2012.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTSDNET/Resources/Inclusive_Green_Growth_May_2012.pdf)).
- [25] ILO, UNEP. Working towards sustainable development: opportunities for decent work and social inclusion in a green economy; 2012. Available at ([http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/-dgreports/-dcomm/-publ/documents/publication/wcms\\_181836.pdf](http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/-dgreports/-dcomm/-publ/documents/publication/wcms_181836.pdf)).
- [26] Allen C, Clouth S. A guidebook to the green economy; 2012. Retrieved from (<http://www.seachangecop.org/node/2279>).
- [27] Pew Charitable Trusts. The clean energy economy: repowering jobs, businesses and investments across America. Washington, DC: Pew Charitable Trusts—Pew Environment Group; 2009. Available at (<http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Publications/Report/Clean%20Energy%20Economy.pdf>).
- [28] Barbier E. How is the global green new deal going? *Nature* 2010;464:832–3.
- [29] Green Growth Knowledge Platform (GGKP). Moving towards a Common Approach on Green Growth Indicators. OECD, World Bank, UNEP; 2013. Available at (<http://www.unep.org/greeneconomy/Portals/88/documents/partnerships/GGKP%20Moving%20towards%20a%20Common%20Approach%20on%20Green%20Growth%20Indicators.pdf>).
- [30] Spangenberg JH. Reconciling sustainability and growth: criteria, indicators, policies. *Sustainable Dev* 2004;12:74–86.
- [31] Sustainable Society Index. Sustainable Society Index; 2012. Retrieved from (<http://www.ssfindex.com/>).
- [32] Bureau of Labor Statistics. Green Jobs; 2013. Retrieved from (<http://www.bls.gov/green/>).
- [33] Peters D, Eathington L. Occupational and workforce characteristics of green jobs, a task-based approach to defining green jobs. Iowa State University, Department of Economics; 2012.
- [34] U.S. Department of Commerce. Measuring the green economy; 2010. Available at ([http://www.esa.doc.gov/sites/default/files/reports/documents/green\\_economyreport\\_0.pdf](http://www.esa.doc.gov/sites/default/files/reports/documents/green_economyreport_0.pdf)).
- [35] Muro M, Rothwell J, Saha D. Sizing the clean economy: a national and regional green jobs assessment. (Retrieved from). Brookings Institution, Washington DC; 2011. (<http://www.brookings.edu/research/reports/2011/07/13-clean-economy>).
- [36] OECD. Green growth indicators; 2013. Available at (<http://www.oecd.org/greengrowth/greengrowthindicators.htm>).
- [37] Carley S, Lawrence S, Brown A, Nourafshan A, Benami E. Energy-based economic development. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2011;15:282–95.
- [38] Barbier E. Toward a global green recovery: the G20 and the Asia-Pacific region. *Asia-Pac J* 2010;28:2–10.
- [39] Ladislav S, Goldberger N. Assessing the Global Green Stimulus. Center for strategic and international studies; 2010. Retrieved from (<http://csis.org/publication/assessing-global-green-stimulus>).
- [40] The White House. Fact sheet: investing in our clean energy future; 2009. Retrieved from (<http://www.whitehouse.gov/the-press-office/fact-sheet-investing-our-clean-energy-future>).
- [41] Branigin W. Obama Lays Out Clean-Energy Plans. *Wash Post*; 2009.
- [42] The White House Task Force on the Middle Class. Green jobs: a pathway to a strong middle class; 2009. Available at ([http://articles.washingtonpost.com/2009-03-24/news/36886762\\_1\\_clean-energy-technologies-clean-energy-renewable-energy](http://articles.washingtonpost.com/2009-03-24/news/36886762_1_clean-energy-technologies-clean-energy-renewable-energy)).
- [43] Jenkins J, Muro M, Nordhaus T, Shellenberger M, Tawney L, Trembath A. Boom et al. Putting clean tech on a path to subsidy independence; 2012. Available at ([http://www.brookings.edu/~media/research/files/papers/2012/4/18%20clean%20investments%20muro/0418\\_clean\\_investments\\_final%20paper.pdf](http://www.brookings.edu/~media/research/files/papers/2012/4/18%20clean%20investments%20muro/0418_clean_investments_final%20paper.pdf)).
- [44] Nicholson M, Stepp M. Breaking down federal investments in clean energy. Washington, DC: The Information Technology & Innovation Foundation; 2013. Available at (<http://www2.itif.org/2013-breaking-down-investment-energy.pdf>).
- [45] The White House. A historic commitment to research and education; 2009.
- [46] Energy Innovation Tracker. Energy innovation tracker; 2013. Available at [www.energyinnovation.us](http://www.energyinnovation.us).
- [47] Mendelsohn M, Harper J. Section 1603 treasury grant expiration: industry insight on financing and market implications. Golden, CO.: National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2012. Available at (<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53720.pdf>).
- [48] The White House. \$2.3 Billion in new clean energy manufacturing tax credits; 2010. Available at (<http://www.whitehouse.gov/the-press-office/fact-sheet-23-billion-new-clean-energy-manufacturing-tax-credits>).
- [49] DOE LPO. DOE-loan programs office our projects; 2014. Retrieved from (<http://energy.gov/lpo/projects>).
- [50] U.S. Patent and Trademarks Office. Green technology pilot program; 2012. Retrieved from ([http://www.uspto.gov/patents/init\\_events/green\\_tech.jsp](http://www.uspto.gov/patents/init_events/green_tech.jsp)).
- [51] Department of Energy LPO. DOE's loan programs office presentation to the secretary of the energy advisory board; 2014. Available at ([http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f14/03282014\\_SEAB\\_Davidson\\_Loan\\_Programs.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f14/03282014_SEAB_Davidson_Loan_Programs.pdf)).
- [52] Grunwald M. The new new deal: the hidden story of change in the Obama era. New York, NY: Simon & Schuster; 2012.
- [53] Department of Treasury. Overview and status update of the 1603 program; 2014. Available at (<http://www.treasury.gov/initiatives/recovery/Documents/Status%20overview.pdf>).
- [54] Martin C. Innovation summit keynote address; 2013. Available at (<http://energy.gov/articles/arpa-e-announces-projects-have-attracted-over-450-million-private-sector-funding-spurred>).
- [55] The Joint Committee on Taxation. Estimates of federal tax expenditures for fiscal years 2009–2013; 2010. Retrieved from (<https://www.jct.gov/publications.html?func=select&id=5>).
- [56] Office of Management and Budget (OMB). Analytical perspectives: budget of the U.S. government; 2011. Available at (<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BUDGET-2011-PER/pdf/BUDGET-2011-PER.pdf>).
- [57] Office of Management and Budget (OMB). Analytical Perspectives: budget of the U.S. government; 2012. Available at (<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BUDGET-2012-PER/pdf/BUDGET-2011-PER.pdf>).
- [58] Office of Management and Budget (OMB). Analytical perspectives: budget of the U.S. government; 2013. Available at (<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BUDGET-2013-PER/pdf/BUDGET-2011-PER.pdf>).
- [59] Sherlock MF, Maguire S. Tax-favored financing for renewable energy resources. (Available at). *Congr Res Serv* 2011.
- [60] Wang Q. Effective policies for renewable energy – the example of China's wind power – lessons for China's photovoltaic power. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2010;14:702–12.
- [61] Wiser R, Bolinger M. Wind technologies report. *Dep Energy* 2011;2012.
- [62] Bloomberg New Energy Finance, The Business Council for Sustainable Energy. Sustainable Energy in America 2013 Factbook; 2013. Available at (<http://www.bcse.org/factbook/pdfs/2014%20Sustainable%20Energy%20in%20America%20Factbook.pdf>).
- [63] EIA. An updated annual energy outlook 2009 reference case. Energy Information Administration; 2009. Available at (<http://www.eia.gov/oiarf/servicert/stimulus/pdf/stimulus.pdf>).
- [64] EIA. Electric Power Monthly. U.S. energy information; 2013. Retrieved from ([http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epmt\\_1\\_01\\_a](http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_1_01_a)).
- [65] NREL. 2010 solar technologies market report. National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2011.
- [66] Mufson S. Chinese tariffs may hurt U.S. makers of solar cells' raw material. *Wash Post*; 2013. Available at ([http://www.washingtonpost.com/business/economy/chinese-tariffs-may-hurt-us-makers-of-solar-cells-raw-material/2013/07/23/O1ac60a4-f3d9-11e2-aa2e-4088616498b4\\_story.html](http://www.washingtonpost.com/business/economy/chinese-tariffs-may-hurt-us-makers-of-solar-cells-raw-material/2013/07/23/O1ac60a4-f3d9-11e2-aa2e-4088616498b4_story.html)).

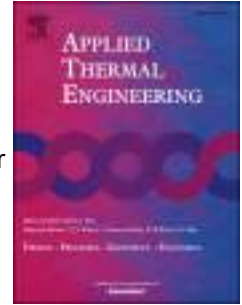
- [67] Pew Charitable Trusts. Innovate, manufacture, compete: a clean energy action plan. Washington, DC: Pew Charitable Trusts; 2012. Available at ([http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Newsroom/Press\\_Release/Innovate,%20Manufacture,%20Compete.pdf](http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Newsroom/Press_Release/Innovate,%20Manufacture,%20Compete.pdf)).
- [68] Wiser R, Bolinger M. Wind technologies report. *Dep Energy* 2012;2013.
- [69] Heslin, Rothenberg, Farley, Mesiti, PC. Clean energy patent growth index; 2013. Retrieved from ([http://cepgi.typepad.com/heslin\\_rothenberg\\_farley\\_/](http://cepgi.typepad.com/heslin_rothenberg_farley_/)).
- [70] Gattari P. The role of patent law in incentivizing green technology. *Northwest J Technol Intell Prop* 2013;11:41.
- [71] EIA. Energy-related carbon dioxide emissions declined in 2012—today in energy; 2013. Retrieved from (<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10691>).
- [72] Houser T, Mohan S. Coal claws back; 2013. Available at (<http://rhg.com/notes/coal-claws-back>).
- [73] Walsh J, Bivens J, Pollack E. Rebuilding green: the American recovery and reinvestment act and the green economy. (Available at). Wash BlueGreen Alliance Econ Policy Inst 2011. (<http://www.bluegreenalliance.org/news/publications/document/BGA-EPI-Report-vFINAL-MEDIA.pdf>).
- [74] Steinberg D, Porro G, Goldberg M. Preliminary analysis of the jobs and economic impacts of renewable energy projects supported by the § 1603 treasury grant program. National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2012.
- [75] Kammen D, Kapadia K, Fripp M. Putting renewables to work: How many jobs can the clean energy industry generate. (Available at). Berkeley: University of California; 2004. (<http://community-wealth.org/sites/clone.community-wealth.org/files/downloads/paper-kammen-et-al.pdf>).
- [76] Pedden M. Analysis: economic impacts of wind applications in rural communities. (Available at). National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2006. (<http://www.nrel.gov/wind/pdfs/39099.pdf>).
- [77] Singh V, Fehrs J. The work that goes into renewable energy. (Available at). Washington DC, USA: Renewable Energy Policy Project; 2001. ([http://www.globalurban.org/The\\_Work\\_that\\_Goes\\_into\\_Renewable\\_Energy.pdf](http://www.globalurban.org/The_Work_that_Goes_into_Renewable_Energy.pdf)).
- [78] Sastresa E, Usón A, Bribián I, Scarpellini S. Local impact of renewables on employment: assessment methodology and case study. *Renewable Sustainable Energy Rev* 2010;14:679–90.
- [79] Moreno B, López A. The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain). *Renewable Sustainable Energy Rev* 2008;12:732–51.
- [80] U.S. Department of Labor. Recovery act: green jobs program reports limited success in meeting employment and retention goals as of June 30, 2012. Office of Inspector General—Audit; 2012. Available at (<http://oversight.house.gov/wp-content/uploads/2012/10/6-30-12-Report-on-Recovery-Act-Green-Jobs.pdf>).
- [81] IMPAQ International L. Green jobs and healthcare implementation study final report. U.S. Department of Labor; 2012. Available at ([http://wdr.doleta.gov/research/FullText\\_Documents/ETAOP\\_2013\\_16.pdf](http://wdr.doleta.gov/research/FullText_Documents/ETAOP_2013_16.pdf)).
- [82] Oates J. Addressing Concerns about the Integrity of the U.S. Department of Labor's jobs Reporting; statement of Jane Oates, Assistant Secretary for Employment and Training, U.S. Department of Labor; 2012.
- [83] Wider Opportunities for Women. The pink to green toolkit: adding a gender lens to green jobs training programs; 2013. Retrieved from (<http://www.jff.org/initiatives/greenways#U6A8digzFRQ>).
- [84] Hegewisch A, Hayes J, Bui T, Zhang A. Quality employment for women in the green economy. (Retrieved from). Washington, DC: Institute for Women's Policy Research; 2013. (<http://www.iwpr.org/>).
- [85] Wiser R, Lantz E, Bolinger M, Hand M. Recent developments in the leveled cost of energy from us wind power projects; present Feb 2012. Available at (<http://eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/wind-energy-costs-2-2012.pdf>).
- [86] Mormann F, Reicher D. How to make renewable energy competitive. *N Y times*; 2012. Available at (<http://www.nytimes.com/2012/06/02/opinion/how-to-make-renewable-energy-competitive.html>).
- [87] Martin C. Solar 15% returns lure investments from Google to Buffett. *Bloomberg BusinessWeek*; 2012. Available at (<http://www.businessweek.com/news/2012-03-19/solar-15-percent-returns-lure-investments-from-google-to-buffett#p1>).
- [88] Mendelsohn M, Kreycik C, Bird L, Schwabe P, Cory K. The impact of financial structure on the cost of solar energy. (Available at). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2012. (<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53086.pdf>).
- [89] Lazard. Levelized cost of energy analysis; 2012. Available at (<https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/PAC/2012/20121221/20121221%20PAC%20Supplemental%20Levelized%20Cost%20of%20Energy%20Analysis.pdf>).
- [90] Matthews D. The Romney campaign says stimulus doesn't work. Here are the studies they left out. *Wash Post Wonkblog*; 2012. Available at (<http://www.washingtonpost.com/blogs/wonkblog/wp/2012/08/08/the-romney-campaign-says-stimulus-doesnt-work-here-are-the-studies-they-left-out/>).
- [91] Pollin R. Economic prospects. *New Labor Forum Murphy Inst* 2012;21:84–7.
- [92] Allison H. Report of the independent consultant's review with respect to the department of energy loan and loan guarantee portfolio. The White House; 2012. Available at ([http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/docs/report\\_on\\_doe\\_loan\\_and\\_guarantee\\_portfolio.pdf](http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/docs/report_on_doe_loan_and_guarantee_portfolio.pdf)).
- [93] Kats G. DOE 1705 Loan guarantee program: success or failure? 2012.
- [94] U.S. Government Accountability Office. Department of Energy: Status of Loans Programs; 2013.
- [95] Furchtgott-Roth D. The elusive and expensive green job. *Energy Econ* 2012;34(1):43–52.
- [96] Wagner C. Adult learning meets the green economy lessons from a green jobs education project. *Adult Learn* 2013;24:14–21.
- [97] White S, Dresser L, Rogers J. Greener skills: how credentials create value in the clean energy economy. Center on Wisconsin Strategy; 2010. Available at ([http://www.cows.org/\\_data/documents/1124.pdf](http://www.cows.org/_data/documents/1124.pdf)).
- [98] Rizga K. The untimely death of a Green-collar job trainee—and one graduate's triumph. *Mother Jones*; 2011. Available at (<http://www.motherjones.com/environment/2011/05/green-jobs-unemployment-renewable-energy/>).
- [99] Harper-Anderson E. Exploring what greening the economy means for african american workers, entrepreneurs, and communities. *Econ Dev Q* 2012;26:162–77.
- [100] Trabish H. Women in the wind industry. (Available at). Greentech Media; 2013. (<http://www.greentechmedia.com/articles/read/why-does-the-wind-industry-need-women>).
- [101] The Solar Foundation. National solar jobs census; 2013. Available at (<http://thesolarfoundation.org/sites/thesolarfoundation.org/files/TSF%20Solar%20Jobs%20Census%202012%20Final.pdf>).
- [102] Pollin R, Wicks-Lim J, Garrett-Peltier H. Green prosperity: How clean-energy policies can fight poverty and raise living standards in the United States. Political Economy Research Institute, University of Massachusetts at Amherst; 2009. Available at ([http://www.peri.umass.edu/fileadmin/pdf/other\\_publication\\_types/green\\_economics/green\\_prosperity/Green\\_Prosperty.pdf](http://www.peri.umass.edu/fileadmin/pdf/other_publication_types/green_economics/green_prosperity/Green_Prosperty.pdf)).
- [103] American Recovery and Reinvestment Act of 2009; 2009. Available at (<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-111hr1enr/pdf/BILLS-111hr1enr.pdf>).
- [104] U.S. Department of Energy, Office of Inspector General. Selected Department of Energy Program Efforts to Implement the American Recovery and Reinvestment Act; 2009.
- [105] Mendelsohn M, Kreycik C. Federal and state structures to support financing utility-scale solar projects and the business models designed to utilize them. National Renewable Energy Laboratory (NREL); 2012. Available at (<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/48685.pdf>).
- [106] Varadarajan U, Pierpont B, Hobbs A, Rowley K. Supporting renewables while saving taxpayers money. Climate policy initiative; 2012. Available at (<http://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2012/09/Supporting-Renewables-while-Saving-Taxpayers-Money.pdf>).
- [107] Berk J, Laird E, English B. Investing in labor-market information (LMI): insights from the Recovery Act LMI grants. Mathematics Policy Research, Inc.; 2013. Retrieved from ([http://wdr.doleta.gov/research/keyword.cfm?fuseaction=dsp\\_resultDetails&pub\\_id=2499&mp=y](http://wdr.doleta.gov/research/keyword.cfm?fuseaction=dsp_resultDetails&pub_id=2499&mp=y)).
- [108] Frondel M, Schmidt CM. Evaluating environmental programs: The perspective of modern evaluation research; 2001. Available at (<ftp://repec.iza.org/RePEc/Discussionpaper/dp397.pdf>).
- [109] Scriven M. *Evaluation thesaurus*. Fourth. London: Sage Publications; 1991.
- [110] Barua P, Tawney L, Weischer L. Delivering on the clean energy economy: the role of policy in developing successful domestic solar and wind industries. (Retrieved from). World Resources Institute, Washington DC; 2012. (<http://www.wri.org/publication/delivering-clean-energy-economy>).
- [111] Johansson TB, Patwardhan A, Nakicenovic N and Gomez-Echeverri L. (Eds.). *Global energy assessment*. Cambridge, UK: Cambridge University Press; 2012.
- [112] Mundaca L, Markandya A, Norgaard J. Walking away from a low-carbon economy? Recent and historical trends using a regional decomposition analysis. *Energy Policy*, 2013;61:1471–80.

**3.16. A NEW PROPOSED APPROACH FOR FUTURE  
LARGE-SCALE DECARBONIZATION COAL-FIRED  
POWER PLANTS**

# Accepted Manuscript

A New Proposed Approach for Future Large-scale De-carbonization Coal-fired Power Plants

Gang Xu, Feifei Liang, Ying Wu, Yongping Yang, Kai Zhang, Wenyi Liu



PII: S1359-4311(15)00470-6

DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2015.05.025](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.05.025)

Reference: ATE 6627

To appear in: *Applied Thermal Engineering*

Received Date: 20 November 2014

Revised Date: 25 March 2015

Accepted Date: 3 May 2015

Please cite this article as: G. Xu, F. Liang, Y. Wu, Y. Yang, K. Zhang, W. Liu, A New Proposed Approach for Future Large-scale De-carbonization Coal-fired Power Plants, *Applied Thermal Engineering* (2015), doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.05.025.

This is a PDF file of an unedited manuscript that has been accepted for publication. As a service to our customers we are providing this early version of the manuscript. The manuscript will undergo copyediting, typesetting, and review of the resulting proof before it is published in its final form. Please note that during the production process errors may be discovered which could affect the content, and all legal disclaimers that apply to the journal pertain.

# A New Proposed Approach for Future Large-scale

## De-carbonization Coal-fired Power Plants

Gang Xu, Feifei Liang, Ying Wu, Yongping Yang\*, Kai Zhang, Wenyi Liu

Beijing Key Laboratory of Emission Surveillance and Control for Thermal Power

Generation, School of Energy Power & Mechanical Engineering, North China

Electric Power University, Beijing 102206, China

\*Corresponding author. Tel.: +86-10-61772011. Email address: yypncepu@163.com

### Abstract

The post-combustion CO<sub>2</sub> capture technology provides a feasible and promising method for large-scale CO<sub>2</sub> capture in coal-fired power plants. However, the large-scale CO<sub>2</sub> capture in conventionally designed coal-fired power plants is confronted with various problems, such as the selection of the steam extraction point and steam parameter mismatch. To resolve these problems, an improved design idea for the future coal-fired power plant with large-scale de-carbonization is proposed. A main characteristic of the proposed design is the adoption of a back-pressure steam turbine, which extracts the suitable steam for CO<sub>2</sub> capture and ensures the stability of the integrated system. A new let-down steam turbine generator is introduced to retrieve the surplus energy from the exhaust steam of the back-pressure steam turbine when CO<sub>2</sub> capture is cut off. Results show that the net plant efficiency of the improved design is 2.56% points higher than that of the conventional one when CO<sub>2</sub> capture ratio reaches 80%. Meanwhile, the net plant efficiency of the improved design maintains the same level to that of the conventional design when CO<sub>2</sub> capture is cut

1 off. Finally, the match between the extracted steam and the heat demand of the  
2 reboiler is significantly increased, which solves the steam parameter mismatch  
3 problem. The techno-economic analysis indicates that the proposed design is a  
4 cost-effective approach for the large-scale CO<sub>2</sub> capture in coal-fired power plants.

5 **Keywords:** coal-fired power plants; post-combustion CO<sub>2</sub> capture; improved design;  
6 thermodynamic analysis; techno-economic analysis

### 7 **Nomenclature**

8	CCS	carbon capture and storage
9	COE	cost of electricity
10	CRF	capital recovery factor
11	ESP	electrostatic precipitator
12	FGD	flue gas desulfurization
13	HE	heat exchanger
14	HP	high-pressure
15	IP	intermediate-pressure
16	IPCC	intergovernmental panel on climate change
17	KS-1	hindered amine Kansai-1
18	LCA	life cycle assessment
19	LHV	low heating value
20	LP	low-pressure
21	LSTG	let-down steam turbine generator
22	MEA	monoethanolamine



- 1 O&M operation and maintenance
- 2 PCC post-combustion capture
- 3 SCR selective catalytic reduction
- 4 SPI special plant investment
- 5 TPI total plant investment

## 6 **1. Introduction**

7 The effects of climate change on the economy have received considerable attention  
8 because fossil fuels are expected to provide a large percentage of the energy  
9 requirements for human activities in the next decades. China depends heavily on  
10 coal-dominant fossil fuels, the growing energy consumption of which results in a  
11 large amount of CO<sub>2</sub> emissions. Statistics show that coal-fired power plants supply 77%  
12 of the total electricity generation in China, and the resulting CO<sub>2</sub> emissions account  
13 for approximately 40% of the total emissions [1]. Thus, reducing the CO<sub>2</sub> emissions  
14 of coal-fired power plants is important for the sustainable development and  
15 greenhouse gas control in China.

16 CO<sub>2</sub> emissions from the coal-fired power plants can be reduced by increasing the  
17 energy conversion efficiency or by capturing and storing CO<sub>2</sub>. Since the existing  
18 coal-fired power plants operate under a sound thermodynamic design, CO<sub>2</sub> emissions  
19 in the existing power plants are difficult to reduce by increasing energy conversion  
20 efficiency. Recently, CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) technology is considered a  
21 feasible method for large-scale CO<sub>2</sub> capture [2]. Among various CCS technologies,  
22 CO<sub>2</sub> capture by wet chemical absorption is considered one of the most developed

1 approaches. Several CO<sub>2</sub> capture projects have been conducted based on the wet  
2 chemical absorption technology [3–5]. However, such technology still faces the  
3 following difficulties: (1) The large amount of energy consumption caused by CO<sub>2</sub>  
4 capture significantly decreases the overall efficiency of the power plant, and  
5 considerable energy is wasted by amine degradation [6]; (2) The scale of the existing  
6 CO<sub>2</sub> capture projects is insufficient for direct application to the large-scale  
7 de-carbonization retrofitting of coal-fired power plants. For example, the CO<sub>2</sub> capture  
8 ratio in the existing CO<sub>2</sub> capture projects accounts for only 0.5% to 10% [2, 5].  
9 Accordingly, the IPCC special report emphasized that CCS is yet to be widely applied  
10 to fossil-fuel power plants and large-scale CO<sub>2</sub> capture process must be studied in  
11 detail [7].

12 Many scholars exerted considerable effort to decrease the energy penalty caused by  
13 CO<sub>2</sub> capture. Some researches focused on the CO<sub>2</sub> capture process itself by proposing  
14 new absorbents. For instance, Oexmann et al. proposed a CO<sub>2</sub> capture process for the  
15 chemical absorption of CO<sub>2</sub> by piperazine-promoted potassium carbonate with the  
16 subsequent CO<sub>2</sub>-compression train [8]. Korre adopted the life-cycle assessment (LCA)  
17 model to investigate the performance of KS-1 in CO<sub>2</sub> capture. A detailed comparison  
18 between KS-1 and MEA was elaborated [9]. Other researchers studied the parameter  
19 optimization of the CO<sub>2</sub> capture process [10–12]. Meanwhile, some researchers  
20 explored the influence of the CO<sub>2</sub> capture process on the thermal performance of  
21 coal-fired power plants [13–15]. The integration of the CO<sub>2</sub> capture process into  
22 existing coal-fired power plants was also investigated [16].

1 The abovementioned studies provide valuable ideas for the application of the CO<sub>2</sub>  
2 capture process. However, most of these studies were conducted based on the  
3 conventional design of coal-fired power plant. The conventional coal-fired power  
4 plant is designed without considering large-scale CO<sub>2</sub> capture. Thus, many special  
5 problems will be confronted during the large-scale de-carbonization retrofitting of  
6 coal-fired power plants. For example, identifying the area from which a huge amount  
7 of steam is extracted for the CO<sub>2</sub> capture process is a critical issue. Moreover, the  
8 connection of CO<sub>2</sub> capture is bound to have a negative effect on power plant operation  
9 because the extracted steam accounts for a large proportion of the steam turbine  
10 system.

11 This paper proposes an improved design idea for the future coal-fired power plant  
12 by considering large-scale CO<sub>2</sub> capture in relation to the abovementioned factors. The  
13 proposed design can realize the following targets: (1) Efficiently solves the parameter  
14 mismatch problem between the extracted steam and the heat demand of the reboiler  
15 by adopting a back-pressure steam turbine; (2) The surplus energy from the exhaust  
16 steam of the back-pressure steam turbine is recovered by the added let-down steam  
17 turbine generator (LSTG) when CO<sub>2</sub> capture is cut off; (3) Can provide a feasible and  
18 cost-effective means for the large-scale CO<sub>2</sub> capture in the future coal-fired power  
19 plant.

## 20 **2. Typical power plant with CO<sub>2</sub> capture under the conventional design idea**

### 21 **2.1 Reference power plant without CO<sub>2</sub> capture**

22 A typical coal-fired power plant with ultra-supercritical parameters is selected as

1 the reference system in this paper. The steam-water cycle of the selected power plant  
2 has an eight-stage extraction process, including three-stage high-pressure regenerative  
3 heaters, four-stage low-pressure regenerative heaters, and one de-aerator. The steam  
4 turbines consist of high-pressure (HP), intermediate-pressure (IP), and low-pressure  
5 (LP) turbines, which are connected to the generator with a common shaft. The exhaust  
6 steam of the HP turbine is returned to the boiler for reheating and then sent to the IP  
7 turbine. The exhaust steam from the IP turbine passes through the  
8 two-cylinder/four-exhaust LP turbines and flows into the condenser. The condensed  
9 water is heated by eight regenerative heaters prior to the boiler for recycling, thermal  
10 energy is supplied by the steam extraction from different turbine cylinders. Schematic  
11 diagram of the reference system is shown in Fig. 1.

12 The pressure, temperature, and flow rate of the main steam that enters the HP  
13 turbine are 26.25 MPa, 600 °C, and 2707.3 t/h, respectively. Meanwhile, the pressure,  
14 temperature, and flow rate of the reheat steam sent to the IP turbine are 5 MPa, 600  
15 °C, and 2290.5 t/h. The exhaust parameters of the condenser are 5.75 kPa and 35.41  
16 °C. The overall performance of the reference power plant and that of the regenerative  
17 system are summarized in Tables 1 and 2, respectively. Obviously, the conventional  
18 coal-fired power plant is designed with high initial steam parameters and low exhaust  
19 parameters, which aim at achieving high thermal efficiency. However, the  
20 conventional coal-fired power plant was not designed to be retrofitted with CO<sub>2</sub>  
21 post-combustion capture (PCC) and has tended to be disregarded as suitable candidate  
22 for large-scale carbon capture [17].

## 1 2.2 The integration of the conventional power plant with CO<sub>2</sub> capture

2 Fig. 2 shows an integrated scheme of the coal-fired power plant with CO<sub>2</sub> capture  
3 by using monoethanolamine (MEA). The diagram on the left illustrates the  
4 steam-water cycle of the coal-fired power plant. Meanwhile, the right diagram depicts  
5 a typical MEA-based CO<sub>2</sub> capture process [18].

6 For the MEA-based CO<sub>2</sub> capture process, after leaving the desulphurization unit,  
7 the flue gas is compressed by a booster fan to the absorber column and reacts with the  
8 MEA solution. The treated flue gas released from the absorber is directly vented to the  
9 atmosphere. The rich amine solution, chemically combined with CO<sub>2</sub>, attained at the  
10 bottom of absorber is delivered to the stripper after a lean-rich heat exchanger. The  
11 rich amine solution then enters the stripper and is heated to desorb CO<sub>2</sub>. The desorbed  
12 CO<sub>2</sub> is cooled to remove the moisture in the CO<sub>2</sub> condenser on top of the stripper and  
13 is further compressed and cooled to a level that meets the requirements for transport  
14 and storage. The lean amine solution exhausted from the reboiler is delivered to the  
15 lean-rich heat exchanger and the solvent cooler to reduce the temperature. Finally, the  
16 lean amine solution mixes with the makeup MEA solution and returns to the absorber.  
17 For the reboiler in the stripper, the thermal energy required for CO<sub>2</sub> desorption is  
18 supplied by the extracted steam from the coal-fired power plant. The main parameters  
19 of the MEA-based CO<sub>2</sub> capture process are shown in Table 3.

20 The process integration between the CO<sub>2</sub> capture process and the coal-fired power  
21 plant in Fig.2 is summarized as follows:

22 (1) A large amount of steam, from the crossover pipe between the IP and LP steam

1 turbines, is extracted to the reboiler for CO<sub>2</sub> desorption. The parameters of the  
2 extracted steam, which are much higher than the required level, must be reduced to  
3 avoid solvent degradation and corrosion [19]. Thus in the majority of the conventional  
4 de-carbonization power plants, a throttling valve (V1) is added to reduce the pressure  
5 with consideration of its simple structure, relatively low investment cost, and  
6 simplicity of engineering installation [20–22]. Part of the drainage water of the  
7 reboiler is pumped back to combine with the extracted steam. Accordingly, the  
8 temperature of the extracted steam can be reduced to the suitable level. By this  
9 integration measure, the absorbent is protected from degradation and corrosion;  
10 besides, the superheat degree of the extracted steam temperature is utilized as a result  
11 of which, the steam extraction flow needed for the reboiler is significantly reduced.

12 (2) The inlet steam flow rate of the LP turbines greatly decreases after the  
13 large-scale steam is extracted. The inlet steam pressure of the LP turbines decreases  
14 with the significant flow rate reduction based on the fluid mechanics rules of the  
15 multistage steam turbine operation [19, 23–24]. Therefore, a new regulating valve (V2)  
16 is necessary in maintaining the stable operation of the LP turbines to adjust the steam  
17 flow rate and the pressure variation.

18 (3) Further analysis of the MEA-based CO<sub>2</sub> capture process shows that the heat  
19 released from the CO<sub>2</sub> multistage compression intercoolers and the CO<sub>2</sub> condenser on  
20 top of the stripper can be recovered back to heat the condensed water in the  
21 steam-water cycle. Thus, the condensed water of the condenser will be successively  
22 heated by the energy released from the CO<sub>2</sub> condenser and CO<sub>2</sub> compression

1 intercoolers. Consequently, this integration measure can replace the original 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>,  
2 and 8<sup>th</sup> low-pressure regenerative heaters by the new added HE1 and HE2, which  
3 improves the thermal performance of the whole integrated system.

4 Although the aforementioned measures have already been adopted, the connection  
5 of the large-scale CO<sub>2</sub> capture process into the coal-fired power plant still faces many  
6 problems because of the design restrictions of the power plant. The problems are  
7 enumerated as follows:

8 (1) Selection of the steam extraction point

9 The steam flow rate and steam quality by means of energy (enthalpy) are generally  
10 different because of the discrepancies in the extracted steam locations. This difference  
11 causes slight disparities in the auxiliary electrical work (mainly the pumping system  
12 to circulate the steam back and forth between steam power cycle and reboiler) [25].  
13 The most suitable steam extracted for CO<sub>2</sub> desorption is generally the saturated steam  
14 at 2 bar to 3 bar pressure. And the required steam extraction amount, which can reach  
15 approximately half of the low-pressure steam when the CO<sub>2</sub> capture ratio is 80%, is  
16 considerably huge. Comprehensively speaking, the preferable location to extract such  
17 a large amount of steam in the large-scale coal-fired power plant is the crossover pipe  
18 between the IP and LP turbines [19, 26]. The reason lies in that: the crossover pipe is  
19 located outside the steam turbine, thereby large-scale steam extraction can be  
20 conducted here without influencing the internal flowing characteristics of steam  
21 turbine [19, 21, 26], which ensures the stable operation of LP turbines. In fact, the  
22 crossover pipe between the IP and LP turbines is also the place to extract a large

1 amount of steam for heat supply in combined heat and power generation plant [27].

2 Noting that the steam pressure in the crossover pipe between IP and LP turbines is  
3 about 5-10 bar, which is higher than necessary but still acceptable. Comparatively, the  
4 steam pressure of the crossover pipe between HP and IP turbines reaches up to over  
5 40 bar. However, when the huge amount of steam is extracted from the crossover pipe  
6 between the IP and LP turbines, it will be certain to bring considerable energy loss.

7 (2) Pressure variation of the LP turbines

8 Since the flow area and rotate speed of LP turbines are fixed, the inlet steam  
9 pressure of LP turbines will reduce with the decrease of the steam flow rate.  
10 Consequently, the working ability of the inlet steam of the LP turbines dramatically  
11 decreases, which leads to extra power loss.

12 The above problems are caused by the conventional design idea of the coal-fired  
13 power plant, which pursues high power output and efficiency without taking CO<sub>2</sub>  
14 capture into consideration. Thus, special attention must be given to the improved  
15 design of the coal-fired power plant that completely considers the CO<sub>2</sub> capture, to  
16 resolve the problems and assist the coal-fired power plant to be suitably connected  
17 with the CO<sub>2</sub> capture process.

### 18 **3. Improved design idea for future large-scale de-carbonization power plant**

19 As discussed in *Section 2*, the preferable steam extraction point is located in the  
20 crossover pipe between IP and LP turbines, which leads to great unavoidable energy  
21 loss. If the large-flow steam with 2-3 bar pressure can be directly extracted from the  
22 coal-fired power plant, this problem can be resolved. Thus, an improved design idea



1 for future coal-fired power plant with large-scale CO<sub>2</sub> capture by using the  
2 back-pressure steam turbine is proposed in this paper.

3 The main difference between the back-pressure and condensing steam turbines is  
4 the exhaust pressure, as the exhaust pressure of the former is much higher than the  
5 latter. One of the two condensing LP turbines in the proposed design is changed into a  
6 back-pressure type. The exhaust parameters of the back-pressure steam turbine are  
7 designed to meet the operation requirements of the reboiler. In this way, the  
8 unavoidable energy penalty mentioned above can be resolved.

9 The integrated system with CO<sub>2</sub> capture based on the improved design idea of the  
10 coal-fired power plant is shown in Fig. 3. The flow sheet can be summarized as  
11 follows:

- 12 (1) The exhaust steam with approximately 2 bar to 3 bar pressure of the  
13 back-pressure steam turbine is directly sent to the reboiler by opening valves  
14 D, E and closing valves A, B, C;
- 15 (2) The condensed water of the condenser is successively heated by the  
16 low-temperature energy released from the CO<sub>2</sub> capture process in HE1 and  
17 HE2. The 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, and 8<sup>th</sup> low-pressure regenerative heaters are closed;
- 18 (3) The drainage water of the 5<sup>th</sup> low-pressure regenerative heater mixes with the  
19 drainage water of the reboiler and the condensed water of HE1 and HE2.

20 The characteristics of the improved design with CO<sub>2</sub> capture can be summarized as  
21 follows: (1) One of the two condensing LP turbines is changed into a back-pressure  
22 type; (2) The exhaust steam of the back-pressure steam turbine is directly sent to the

1 reboiler; (3) The 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, and 8<sup>th</sup> low-pressure regenerative heaters are replaced by  
2 HE1 and HE2.

3 Considering the possibility that the coal-fired power plant may not operate  
4 synchronously with the CO<sub>2</sub> capture process, the improved design should take the  
5 working condition without CO<sub>2</sub> capture into consideration, that is, (1) If the CO<sub>2</sub>  
6 capture process needs to be cut off, the power plant must be conveniently adjusted  
7 into the working condition without CO<sub>2</sub> capture; (2) If CO<sub>2</sub> capture is cut off, the  
8 power output and thermal efficiency of the improved design should maintain the same  
9 level to that of the conventional one.

10 The working condition without CO<sub>2</sub> capture of the improved design is shown in Fig.  
11 4.

12 (1) By opening valves A, B, C and closing valves D, E, a new let-down steam  
13 turbine generator (LSTG) is added to retrieve the exhaust steam of the  
14 back-pressure steam turbine; at the same time, the 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, and 8<sup>th</sup> regenerative  
15 heaters operate;

16 (2) The steam extraction for the 6<sup>th</sup> low-pressure regenerative heater is supplied  
17 by a fraction of the exhaust steam of the back-pressure steam turbine through  
18 valve A;

19 (3) The remaining exhaust steam enters LSTG through valve B to do work. The  
20 steam extraction for the 7<sup>th</sup> and 8<sup>th</sup> low-pressure regenerative heaters is  
21 supplied within the LSTG.

22 The characteristics of the improved design without CO<sub>2</sub> capture can be summarized

1 as follows: (1) The added LSTG can retrieve the exhaust steam of the back-pressure  
2 steam turbine; (2) The steam for the 6<sup>th</sup>, 7<sup>th</sup>, and 8<sup>th</sup> regenerative heaters is extracted  
3 with the help of LSTG; (3) The other condensing steam turbine does not supply any  
4 steam extraction whether CO<sub>2</sub> is captured or not; thus, the internal efficiency of the  
5 turbine is improved.

#### 6 **4. Performance analysis**

##### 7 **4.1 Thermal performance**

8 The thermal performance analysis of the coal-fired power plant under two designs  
9 is analyzed in this section. The details for the systems are as follows:

10 Scenario 1: the coal-fired power plant under the conventional design idea, as depicted  
11 in Figs 1 and 2. Specifically, Fig. 1 presents the coal-fired power plant  
12 under the conventional design idea without CO<sub>2</sub> capture, while Fig. 2  
13 shows the integration of the conventionally designed coal-fired power  
14 plant with CO<sub>2</sub> capture;

15 Scenario 2: the coal-fired power plant under the improved design idea, as shown in  
16 Figs 3 and 4. Among which Fig. 3 illustrates the coal-fired power plant  
17 under the improved design idea with CO<sub>2</sub> capture, and Fig. 4 depicts the  
18 improved design idea of the coal-fired power plant without CO<sub>2</sub> capture.

19 The simulation and calculation of these processes are conducted by using the  
20 commercial software Aspen Plus. Based on the long-term accumulations [28–29], the  
21 “STEAM-TA” and “ELECNRTL” property methods are selected for the simulation of  
22 the steam turbine system and the CO<sub>2</sub> capture process, respectively. For the main

1 block models, the block models “Compr,” “MHeatX,” and “Heater” are selected for  
 2 establishing the steam turbines, the regenerative heaters, and the condenser. The block  
 3 model “RadFrac” is selected for both the absorber and the stripper in the CO<sub>2</sub> capture  
 4 process. Finally, some additional block models, including “Compr,” “MHeatX,”  
 5 “Heater,” and “Flash2” are adopted to complete the total simulation.

6 The process configuration and several basic parameters, including coal input rate,  
 7 reboiler heat duty, CO<sub>2</sub> capture amount, and CO<sub>2</sub> compression work, are assumed the  
 8 same.

9 Generally, the net plant efficiency is the main criterion for the thermodynamic  
 10 performance evaluation, which is defined as:

$$11 \quad \eta_e = \frac{P_{net}}{E_{en}} \quad (1)$$

12 Where  $E_{en}$  refers to the total input energy into the coal-fired power plant with its  
 13 quantitative value approximately equals the total low heating value (LHV) of the  
 14 input coal; and  $P_{net}$  refers to the net work output, which mainly removes the auxiliary  
 15 power away from the gross work output. Under a stable working condition,  $E_{en}$  and  
 16  $P_{net}$  in Formula (1) should have the same units such as kW, MW, GW, kWh, or MJ.  
 17 Here, MW is adopted as the unified unit. Table 4 provides the overall thermodynamic  
 18 performance of Scenario 1 and Scenario 2.

19 Table 4 shows that the net plant efficiency in Scenario 2 is 2.56% points higher than  
 20 that in Scenario 1 when CO<sub>2</sub> capture is connected, because the adoption of the  
 21 back-pressure turbine can supply suitable steam for reboiler without influencing the  
 22 working process of the LP turbines. When CO<sub>2</sub> capture is cut off, the net plant

1 efficiency without CO<sub>2</sub> capture in Scenario 2 is only 0.22% points less than that in  
 2 Scenario 1, which is mainly due to the new LSTG recovers the working ability of the  
 3 exhaust steam of the back-pressure steam turbine. Thus, the proposed design for the  
 4 coal-fired power plants can achieve a high thermal performance whether CO<sub>2</sub> is  
 5 captured or not.

6 When CO<sub>2</sub> capture is connected, the net plant efficiency of Scenario 1 is reduced to  
 7 32.05% with 10.89% efficiency penalty. However, the net plant efficiency in Scenario  
 8 2 is comparatively improved to 34.61% with only 8.33% efficiency penalty.

9 It needs to be noted that the thermal performance of the integrated system is  
 10 achieved without improvement of the CO<sub>2</sub> capture process itself. Suppose that the  
 11 energy consumption for the CO<sub>2</sub> capture process can be reduced in future researches  
 12 by adopting a new chemical absorbent or exploring a new CO<sub>2</sub> capture flow sheet, the  
 13 efficiency penalty of the total integrated system can be further reduced to an  
 14 acceptable level based on the proposed design.

#### 15 **4.2 Exergy analysis**

16 An exergy analysis for Scenarios 1 and 2 with CO<sub>2</sub> capture is performed in this  
 17 section to reveal the internal difference between the two different design ideas. Some  
 18 simplifications and assumptions are adopted, which are listed below.

19 (1) The chemical exergy of coal, as exergy input, nearly accounts for the total  
 20 exergy input. The exergy input of coal can be calculated with the following formula  
 21 [30]:

$$22 \quad E_{x,f} = Q_i * \left( 1.0064 + 0.1519 * \frac{w(H)}{w(C)} + 0.0616 * \frac{w(O)}{w(C)} + 0.0429 * \frac{w(N)}{w(C)} \right) \quad (2)$$

1 where,  $Q_l$  is the low heating value of coal input;  $w(C)$ ,  $w(H)$ ,  $w(O)$ , and  $w(N)$  are  
 2 the mass fractions of carbon, hydrogen, oxygen, and nitrogen of the coal, respectively.  
 3 Here, the exergy input value is 2267.98 MW.

4 (2) The effective output of the system only consists of net work output. The vented  
 5 flue gas and separated  $CO_2$  are classified into exergy of the exhaust streams. The  
 6 chemical exergy of the vented flue gas and separated  $CO_2$  could be obtained via the  
 7 following formulas [31]:

$$8 \quad E_{mg} = \sum x_i E_{i0} + RT_0 \sum x_i \ln x_i \quad (3)$$

9 where  $E_{mg}$  represents the chemical exergy of the mixed gases and  $x_i$  is the mole  
 10 fraction of each component in the gas mixture,  $R$  is the universal gas constant,  $T_0$   
 11 indicates the environmental temperature, which is set to 25 °C in this paper;  $E_{i0}$  is  
 12 the chemical exergy of each component in the gas mixture and could be computed as:

$$13 \quad E_{i0} = -mRT_0 \ln \frac{P_i^0}{P_0} \quad (4)$$

14 where  $m$  is the mass of the specific component and  $P_i^0$  is the partial pressure of the  
 15 specific component in the ambient air,  $P_0$  denotes the environmental pressure, which  
 16 is set to 101 kPa in this paper. The chemical exergy of the vented flue gas and  
 17 separated  $CO_2$  are calculated to be 67.95 MW and 102.89 MW, respectively.

18 (3) Based on the second law of thermodynamics and assuming the kinematic  
 19 energy effects can be neglected, exergy of a given stream can be expressed as [32]:

$$20 \quad E_x = (H - H_0) - T_0(S - S_0) \quad (5)$$

21 where  $H$  and  $S$  are enthalpy and entropy of the stream, respectively; the subscript 0  
 22 indicates that the properties are taken at the environmental temperature and pressure.

1 (4) Provided the exergy value of the stream, the exergy loss of a component can be  
 2 calculated according to the following exergy balance formula [33]:

$$3 \quad \sum E_{x(in)} + \sum W_{(in)} = \sum E_{x(out)} + \sum W_{(out)} + E_{x(loss)} \quad (6)$$

4 where  $E_{x(loss)}$  refers to the exergy loss,  $E_{x(in)}$  and  $W_{(in)}$  refer to the exergy input and the  
 5 power input of the component, respectively;  $E_{x(out)}$  and  $W_{(out)}$  denote the exergy output  
 6 and the power output of the component, respectively.

7 (5) The exergy loss of the system is simplified into various items. For convenient  
 8 comparison, the exergy loss in some auxiliary equipments, including coal pulverizer,  
 9 selective catalytic reduction (SCR), air preheater, electrostatic precipitator (ESP) and  
 10 flue gas desulfurization (FGD), are all classified into exergy loss of the boiler.

11 The results of the exergy analysis are listed in Table 5. Significant exergy results  
 12 are marked with bold. Exergy efficiency is provided by the following formula:

$$13 \quad \eta_{ex} = P_{net} / E_{ex,in} \quad (7)$$

14 where  $P_{net}$  and  $E_{ex,in}$  refer to the electric exergy output and the exergy input,  
 15 respectively.

16 Table 5 shows that the exergy efficiency of Scenario 1 and Scenario 2 is 31.10%  
 17 and 33.58%, respectively, when CO<sub>2</sub> capture is connected. This finding shows the  
 18 advantage of the improved design.

19 The results of the exergy loss show that the exergy loss of Scenario 2 is greatly  
 20 reduced in the steam extraction treatment and LP turbines compared with that of  
 21 Scenario 1. A few reasons are noted for these reductions. First, to meet the operation  
 22 requirements of the reboiler, the extracted steam in Scenario 1 has to be throttled to a

1 suitable pressure and temperature, and the related exergy loss reaches up to  
2 approximately 33.58 MW (1.48%). Besides, the inlet steam pressure of the LP  
3 turbines also greatly decreases with the flow rate reduction, as a consequence of  
4 which, the working ability of the inlet steam reduces and the exergy loss of the LP  
5 turbines accounts for 55.92 MW (2.47%). However, the steam extraction in Scenario  
6 2 can be directly supplied by the exhaust steam of the back-pressure steam turbine.  
7 The reduction of inlet steam pressure of the LP turbines can also be avoided.  
8 Consequently, the exergy losses of the two parts in Scenario 2 are reduced to 2.02  
9 MW (0.09%) and 33.02 MW (1.46%), respectively.

10 Therefore, the proposed improved design of the coal-fired power plant can fully  
11 realize the CO<sub>2</sub> capture with much lower energy consumption. Moreover, the  
12 proposed design flexibly operates under working conditions of with and without CO<sub>2</sub>  
13 capture by using the low temperature heat released from the CO<sub>2</sub> capture process.  
14 These reasons confirm that special attention should be given to the proposed design  
15 considering its great energy-saving potentials for large-scale CO<sub>2</sub> capture.

## 16 **5. Techno-economic analysis**

17 Techno-economic analysis is conducted in this section. Basic economic  
18 assumptions are employed as follows: (1) The exchange rate of RMB to U.S. dollar is  
19 set as 6.25 ¥/\$; (2) The coal price is set as 4.1 \$/GJ LHV (about 120 \$/t of the  
20 standard coal), which is similar to the average coal price of China's power industry in  
21 2012 [34]; (3) The operation and maintenance (O&M) costs are fixed at 4% of the  
22 total plant investment (TPI) per year; (4) Here, the calculation of special plant



1 investment (SPI), cost of electricity (COE) and cost of CO<sub>2</sub> avoided in the following  
2 doesn't take the cost for CO<sub>2</sub> transport & storage into consideration. However, if the  
3 total cost for a full CCS process is required, it can be derived by adding the relevant  
4 CO<sub>2</sub> transport and storage costs. Reference states that the transport and storage cost is  
5 0.02\$/t CO<sub>2</sub> per km and 5\$/t CO<sub>2</sub>, respectively [35]. (5) For better comparison, an  
6 existing 1000 MW coal-fired power plant without CO<sub>2</sub> capture is selected as baseline  
7 [36]. Specific investment cost for each scenario is shown in Table 6.

8 The results of the techno-economic analysis are shown in Table 7. The TPI of the  
9 baseline is assumed to be 700 M\$ according to the related data of typical 1000 MW  
10 coal-fired power plants in China [37]. The CO<sub>2</sub> capture process investment is 345.75  
11 M\$ consulting the Huaneng Beijing coal-fired power plant whose CO<sub>2</sub> capture  
12 process is similar to the proposed one [38]. Consequently, the TPI of Scenario 1 has  
13 increased to 1052.58 M\$ due to the added CO<sub>2</sub> capture and some additional  
14 components, including the added heat exchangers, pumps, valves, and pipelines  
15 [39–42]. The TPI of Scenario 2 further increased to 1057.14 M\$ because of the added  
16 LSTG investment compared with that of the Scenario 1.

17 Generally, the special plant investment (SPI), cost of electricity (COE) and cost of  
18 CO<sub>2</sub> avoided are widely used for techno-economic analysis of the coal-fired power  
19 plant with CO<sub>2</sub> capture. Detailed calculation results are presented in Table 7,  
20 comparison of the above three economic indicators can be found in Fig 5.

21 The special plant investment (SPI) is defined as the plant investment per unit of net  
22 work output (\$/kW). From Table 7, the TPI in Scenario 1 is 1.5 times of that in the

1 baseline. However, the SPI in Scenario 1 can reach 1492.30 \$/kW, which is twice of  
 2 that in the baseline due to the huge reduction of net work output. The SPI in Scenario  
 3 2 is reduced to 1387.94 \$/kW with the obvious increase of net work output, despite  
 4 the slight increase of TPI.

5 The COE of the baseline for Scenario 1 and Scenario 2 is calculated in Table 7. The  
 6 COE for a power plant can be calculated as follows [43]:

$$7 \quad COE = \frac{[(CRF) \cdot (TPI) + (\text{Annual O\&M cost}) + (\text{Annual fuel cost})]}{\text{Annual net work output}} \quad (8)$$

8 where CRF refers to the capital recovery factor, which is related to the discounted rate  
 9 ( $k$ ) and the life span of equipments ( $n$ ). While CRF is calculated using the following  
 10 equation [44]:

$$11 \quad CRF = [k \cdot (1+k)^n] / [(1+k)^n - 1] \quad (9)$$

12 Here, the discounted rate ( $k$ ) and the life span of main equipments ( $n$ ) are set as 10%  
 13 and 25 years, respectively [45]. The CRF value is calculated as 0.11.

14 Table 7 shows that the COE in Scenario 1, compared with baseline, is increased to  
 15 90.87 \$/MWh because of the double effects of the increased investment and reduced  
 16 work output. With the improvement efforts, the COE of Scenario 2 is reduced to 84.33  
 17 \$/MWh, which is 6.54 \$/MWh lower than that of Scenario 1.

18 The cost of CO<sub>2</sub> avoided is defined as follows [18, 42]:

$$19 \quad \text{Cost of CO}_2 \text{ avoided} = \frac{COE_S - COE_B}{Er_B - Er_S} \quad (10)$$

20 where  $Er$  refers to the CO<sub>2</sub> emission rate and the subscripts “S” and “B” refer to each  
 21 scenario and baseline, respectively.

22 As shown in Fig. 5, the variation trend of the CO<sub>2</sub> avoidance cost is similar to that

1 of the COE. The CO<sub>2</sub> avoidance cost of Scenario 2 is reduced to 41.38 \$/t CO<sub>2</sub>, which  
2 is 11.14 \$/t CO<sub>2</sub> lower than that of Scenario 1.

3 In summary, the proposed design leads to the apparent increase of the net plant  
4 efficiency and net work output, whereas the SPI, COE, and CO<sub>2</sub> avoidance costs are  
5 obviously reduced. Therefore, the proposed design of the coal-fired power plant  
6 attains great improvements in both thermal and economic performances.

## 7 **6. Conclusion**

8 In view of the special problems existed in the coal-fired power plant with  
9 large-scale CO<sub>2</sub> capture, this paper proposes an improved design idea for the future  
10 coal-fired power plant by taking large-scale CO<sub>2</sub> capture into consideration. Process  
11 simulation, thermodynamic analysis, and techno-economic analysis are conducted on  
12 both the improved and conventional designs. Some important conclusions are drawn  
13 from the work completed.

14 (1) For the existing coal-fired power plant with large-scale CO<sub>2</sub> capture, after great  
15 integration measures, there still exist various problems, including steam parameter  
16 mismatch and unstable working condition for the LP steam turbines. The reason for  
17 this phenomenon is that the conventional design of the coal-fired power plant doesn't  
18 take the large-scale CO<sub>2</sub> capture into consideration.

19 (2) To resolve these various problems, an improved design idea for the future  
20 coal-fired power plant is proposed with full consideration of the large-scale CO<sub>2</sub>  
21 capture. In the proposed design, one of the two condensing steam turbines is changed  
22 into a back-pressure type, whose exhaust steam can be directly supplied to the reboiler.

1 Besides, a new small let-down steam turbine generator (LSTG) is added to retrieve  
2 the exhaust steam of the back-pressure steam turbine when CO<sub>2</sub> capture is cut off.

3 (3) Thermodynamic analysis shows that the net plant efficiency of the improved  
4 design is increased by 2.56% points compared to that of the conventional one when  
5 the CO<sub>2</sub> capture ratio reaches 80%. Meanwhile, the net plant efficiency of the  
6 improved design maintains the same level to the conventional one when CO<sub>2</sub> capture  
7 is cut off. Exergy analysis shows that the exergy losses of the extracted steam  
8 treatment and LP turbines are dramatically reduced in the improved design, which  
9 brings additional work output in return.

10 (4) Techno-economic analysis results reveal that, although the total plant  
11 investment of the coal-fired power plant under the improved design is increased, its  
12 SPI, COE, and cost of CO<sub>2</sub> avoided are greatly reduced due to the obvious increase of  
13 the net power output. This finding denotes that the proposed design of the coal-fired  
14 power plant not only improves the overall thermal performance, but also provides  
15 great economic benefits.

## 16 **Acknowledgments**

17 This study was supported by National Nature Science Fund of China (51476053,  
18 U1261210), National Key Technology R&D Program of China (2012BAC24B01), the  
19 Fundamental Research Funds for the Central Universities (2014ZD04) and the 111  
20 Project (B12034).

## 21 **Appendix**

### 22 **Heat and mass balances**

1 To highlight the performance gain achievable by the improved design over the  
2 conventional one, as well as to present the heat and mass balances generated by the  
3 Aspen Plus simulation, main parameters of the streams corresponding to the two  
4 designs under two situations (with/without CO<sub>2</sub> capture) are tabulated.

5 Tables are categorized into two types according to different working mediums,  
6 including the steam-water cycle and the CO<sub>2</sub> capture process. To be specific, for the  
7 steam-water cycle, major stream parameters such as the temperature, pressure, vapor  
8 fraction and mass flow rate are listed in Table A1 and Table A2. While for the CO<sub>2</sub>  
9 capture process, key parameters include the temperature, pressure, mass flow rate and  
10 mole fraction of each composition are provided in Table A3. Note that the  
11 corresponding stream numbers are added into the schematic flow sheet in sequence  
12 (see Figures 1-4 for detail).

### 13 **References**

- 14 [1] K.L. Zhou, S.L. Yang, C. Shen, S. Ding, C.P. Sun, Energy conservation and  
15 emission reduction of China's electric power industry, *Renewable and*  
16 *Sustainable Energy Reviews* 45 (2015) 10–19.
- 17 [2] IPCC, Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change  
18 (IPCC), *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.  
19 Cambridge University Press, U.K, 2005.
- 20 [3] K. Mohamed, G.B. Rene, J. Philippe, Pre-combustion, post-combustion and  
21 oxy-combustion in thermal power plant for CO<sub>2</sub> capture, *Applied Thermal*  
22 *Engineering* 30 (2012) 53–62.

- 1 [4] ALSTOM Power Incorporation, Engineering feasibility and economics of CO<sub>2</sub>  
2 capture on an existing coal-fired power plant, U.S, 2001.
- 3 [5] U. Desideria, M. Antonellib, A simplified method for the evaluation of the  
4 performance of coal fired power plant with carbon capture, Applied Thermal  
5 Engineering 64 (2014) 263–272.
- 6 [6] M. Kannichea, C. Boualloub, CO<sub>2</sub> capture study in advanced integrated  
7 gasification combined cycle, Applied Thermal Engineering 27 (2007)  
8 2693–2702.
- 9 [7] M. Zhang, Y. Guo, Process simulations of large-scale CO<sub>2</sub> capture in coal-fired  
10 power plants using aqueous ammonia solution, International Journal of  
11 Greenhouse Gas Control 16 (2013) 61–71.
- 12 [8] J. Oexmann, C. Hensel, A. Kather, Post-combustion CO<sub>2</sub>-capture from coal-fired  
13 power plants: Preliminary evaluation of an integrated chemical absorption  
14 process with piperazine-promoted potassium carbonate, International Journal of  
15 Greenhouse Gas Control 2 (2008) 539–552.
- 16 [9] A. Korre, Z.G. Nie, D. Sevket, Life cycle modelling of fossil fuel power  
17 generation with post-combustion CO<sub>2</sub> capture, International Journal of  
18 Greenhouse Gas Control 4 (2010) 289–300.
- 19 [10] C. Alie, L. Backham, E. Croiset, P.L. Douglas, Simulation of CO<sub>2</sub> capture using  
20 MEA scrubbing: a flowsheet decomposition method, Energy Conversion and  
21 Management 46 (2005) 475–487.
- 22 [11] M.R.M. Abu-Zahra, J.P.M. Niederer, P.H.M. Feron, G.F. Versteeg, CO<sub>2</sub> capture

- 1 from power plants Part II. A parametric study of the economical performance  
2 based on mono-ethanolamine, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1,  
3 (2007) 135–142.
- 4 [12] M.A. Gonzalez-Salazar, R.J. Perry, Comparison of current and advanced  
5 post-combustion CO<sub>2</sub> capture technologies for power plant applications, *Energy*  
6 *Procedia* 23 (2012) 3–14.
- 7 [13] S. Linnenberg, V. Darde, J. Oexmann, A. Kather, W.J.M. van Well, K. Thomsen,  
8 Evaluating the impact of an ammonia-based post-combustion CO<sub>2</sub> capture  
9 process on a steam power plant with different cooling water temperatures,  
10 *International Journal of Greenhouse Gas Control* 10 (2012) 1–14.
- 11 [14] H. Gerbelova, P. Versteeg, C.S. Ioakimidis, P. Ferrao, The effect of retrofitting  
12 Portuguese fossil fuel power plants with CCS, *Applied Energy* 10 (2013)  
13 280–287.
- 14 [15] S.K. Dasha, A.N. Samantab, S.S. Bandyopadhyay, Simulation and parametric  
15 study of post combustion CO<sub>2</sub> capture process using (AMP + PZ) blended  
16 solvent, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 21 (2014) 130–139.
- 17 [16] L.M. Romeo, I. Bolea, J.M. Escosa, Integration of power plant and amine  
18 scrubbing to reduce CO<sub>2</sub> capture costs, *Applied Thermal Engineering* 28 (2008)  
19 1039–1046.
- 20 [17] M. Lucquiaud, J. Gibbins, Effective retrofitting of post-combustion CO<sub>2</sub> capture  
21 to coal-fired power plants and insensitivity of CO<sub>2</sub> abatement costs to base plant  
22 efficiency, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011) 427–438.

- 1 [18] M.R.M. Abu-Zahra, L.H.J. Schneiders, J.P.M. Niederer, P.H.M. Feron, G.F.  
2 Versteeg, CO<sub>2</sub> capture from power plants Part I. A parametric study of the  
3 technical performance based on monoethanolamine, *International Journal of*  
4 *Greenhouse Gas Control* 1 (2007) 37–46.
- 5 [19] M. Lucquiaud, J. Gibbins, Retrofitting CO<sub>2</sub> capture ready fossil plants with  
6 post-combustion capture. Part 1: requirements for supercritical pulverized coal  
7 plants using solvent-based flue gas scrubbing, *Proceedings of the Institution of*  
8 *Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 223 (2009)  
9 213–226.
- 10 [20] L.G. Fréchette, C. Lee, S. Arslan, Y. Liu, Design of a Microfabricated Rankine  
11 Cycle Steam Turbine for Power Generation, ASME International Mechanical  
12 Engineering Congress, Washington, D.C., November 15–21, 2003.
- 13 [21] U. Liebenthal, S. Linnenberg, J. Oexmann, A. Kather, Derivation of correlations  
14 to the impact of retrofitted post-combustion CO<sub>2</sub> capture processes on steam  
15 power plant performance, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5  
16 (2011) 1232–1239.
- 17 [22] I. Pfaff, J. Oxemann, A. Kather, Optimised integration of post-combustion CO<sub>2</sub>  
18 capture process in Greenfield power plants, *Energy* 35 (2010) 4030–4041.
- 19 [23] A. Kostyuk, V. Frolov, *Steam and gas turbines*. Mir Publishers, Moscow, Russia,  
20 1994.
- 21
- 22 [24] J.Z. Liu, S. Yan, D.L. Zeng, A new measurement model for main steam flow of



- 1 power plants, *Procedia Environmental Sciences* 11 (2011) 18–24.
- 2 [25] T. Sanpasertparnich, R. Idem, I. Bolea, D. deMontigny, P. Tontiwachwuthikul,  
3 Integration of post-combustion capture and storage into a pulverized coal-fired  
4 power plant, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4 (2010) 499–510.
- 5 [26] J.R. Gibbins, R.I. Crane, Scope for reduction in the cost of CO<sub>2</sub> capture using  
6 flue gas scrubbing with amine solvents, *Proceedings of the Institution of  
7 Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 218 (2004)  
8 231–239.
- 9 [27] R. Bjorn, Combined heat-and-power plants and district heating in a deregulated  
10 electricity market, *Applied Energy* 78 (2004) 37–52.
- 11 [28] S.Y. Chen, W.G. Xiang, D. Wang, Z.P. Xue, Incorporating IGCC and CaO  
12 sorption-enhanced process for power generation with CO<sub>2</sub> capture, *Applied  
13 Energy* 95 (2012) 285–294.
- 14 [29] L. Barelli, G. Bidini, F. Gallorini, A. Ottaviano, An energetic-exergetic analysis  
15 of a residential CHP system based on PEM fuel cell, *Applied Energy* 88 (2011)  
16 4334–4342.
- 17 [30] Á. Restrepo, R. Miyake, F. Kleveston, E. Bazzo, Exergetic and environmental  
18 analysis of a pulverized coal power plant, *Energy* 45 (2015) 195–202.
- 19 [31] Z. Amrollahi, I.S. Ertesvåg, O. Bolland, Optimized process configurations of  
20 post-combustion CO<sub>2</sub> capture for natural-gas-fired power plant—Exergy analysis,  
21 *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011) 1393–1405.
- 22 [32] Y.M. Kim, J.H. Lee, S.J. Kim, D. Favrat, Potential and evolution of compressed

- 1 air energy storage: energy and exergy analyses, *Entropy* 14 (2012) 1501–1521.
- 2 [33] F. Buffa, S. Kemble, G. Manfrida, A. Milazzo, Exergy and exergoeconomic  
3 model of a ground-based CAES plant for peak-load energy production, *Energies*  
4 6 (2013) 1050–1067.
- 5 [34] G. Xu, Y.P. Yang, J. Ding, S.Y. Li, W.Y. Liu, K. Zhang, Analysis and optimization  
6 of CO<sub>2</sub> capture in an existing coal-fired power plant in China, *Energy* 58 (2013)  
7 117–127.
- 8 [35] A.B. Rao, E.S. Rubin, A technical, economic and environmental assessment of  
9 amine-based CO<sub>2</sub> capture technology for power plant greenhouse gas control,  
10 *Environmental Science & Technology* 36 (2002) 4467–4475.
- 11 [36] X.Y. Liang, Z.H. Wang, Z.J. Zhou, Z.Y. Huang, J.H. Zhou, K.F. Cen, Up-to-date  
12 life cycle assessment and comparison study of clean coal power generation  
13 technologies in China, *Journal of Cleaner Production* 39 (2013) 24–31.
- 14 [37] S.W. Zhang, N. Bauer, G. Luderer, E. Kriegler, Role of technologies in  
15 energy-related CO<sub>2</sub> mitigation in China within a climate-protection world: A  
16 scenarios analysis using REMIND, *Applied Energy* 115 (2014) 445–455.
- 17 [38] B. Huang, S.S. Xu, S.W. Gao, L.B. Liu, J.Y. Tao, H.W. Niu, et al., Industrial test  
18 and techno-economic analysis of CO<sub>2</sub> capture in Huaneng Beijing coal-fired  
19 power station, *Applied Energy* 87 (2010) 3347–3354.
- 20 [39] J.M. Escosa, L.M. Romeo, Optimizing CO<sub>2</sub> avoided cost by means of repowering,  
21 *Applied Energy* 86 (2009) 2351–2358.
- 22 [40] W.J. Zhou, B. Zhu, D.J. Chen, F.X. Zhao, W.Y. Fei, Techno-economic assessment

1 of China's indirect coal liquefaction projects with different CO<sub>2</sub> capture  
2 alternatives, *Energy* 36 (2011) 6559–6566.

3 [41] D. Singh, E. Croiset, P.L. Douglas, M.A. Douglas, Techno-economic study of  
4 CO<sub>2</sub> capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>  
5 recycle combustion, *Energy Conversion and Management* 44 (2003) 3073–3091.

6 [42] L.M. Romeo, I. Bolea, J.M. Escosa, The effect of retrofitting Portuguese fossil  
7 fuel power plants with CCS, *Applied Energy* 101 (2013) 280–287.

8 [43] N. Berghout, M.V.D. Broek, A. Faaij, Techno-economic performance and  
9 challenges of applying CO<sub>2</sub> capture in the industry: A case study of five  
10 industrial plants, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 17 (2013)  
11 259–279.

12 [44] G. Xu, Y. Hu, B.Q. Tang, Y.P. Yang, K. Zhang, W.Y. Liu, Integration of the steam  
13 cycle and CO<sub>2</sub> capture process in a decarbonization power plant, *Applied*  
14 *Thermal Engineering* 73 (2014) 275–284.

15 [45] T. Kreutz, R. Williams, S. Consonni, C. Paolo, Co-production of hydrogen,  
16 electricity and CO<sub>2</sub> from coal with commercially ready technology. Part B:  
17 Economic analysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 30 (2005)  
18 769–784.

### 19 **Figure Captions**

20 Fig. 1. Schematic diagram of a typical 1000MW power unit in China

21 Fig. 2. Integration of the conventional power plant with CO<sub>2</sub> capture

22 Fig. 3. Improved design of the power plant with CO<sub>2</sub> capture

1 Fig. 4. Improved design of the power plant without CO<sub>2</sub> capture

2 Fig. 5. Comparison of the SPI, COE and cost of CO<sub>2</sub> avoided

3 **Table Captions**

4 Table 1. Overall performance of the reference power plant

5 Table 2. Regenerative system parameters of the reference power plant

6 Table 3. Main parameters of a typical MEA-based CO<sub>2</sub> capture process

7 Table 4. Thermodynamic performances of Scenario 1 and Scenario 2

8 Table 5. Exergy analysis of Scenario 1 and Scenario 2 with CO<sub>2</sub> capture

9 Table 6. Specific investment cost for each scenario

10 Table 7. Techno-economic analysis of Scenario 1 and Scenario 2 with CO<sub>2</sub> capture

11 **Tables for Appendix**

12 Table A1. Main parameters of the streams corresponding to the steam-water cycle  
13 under the conventional design

14 Table A2. Main parameters of the streams corresponding to the steam-water cycle  
15 under the improved design

16 Table A3. Main parameters of the streams corresponding to the CO<sub>2</sub> capture process

*Table 1. Overall performance of the reference power plant*

<b>Item</b>		
<b>Fuel input parameters</b>		
Coal heat input (LHV)	MJ/kg, ar	20.03
Coal input rate	t/hr	395.56
Total energy of coal input (LHV)	MW	2200.85
<b>Steam-water cycle parameters</b>		
Gross steam turbine work output	MW	1000.00
Auxiliary power	MW	55.00
Net work output	MW	945.00
<b>Overall performance parameters</b>		
Net plant efficiency	%	42.94%
Heat rate	kJ/kWh	8383.79

*Table 2. Regenerative system parameters of the reference power plant*

<b>Items</b>	<b>Regenerative system parameters</b>							
Heaters	RH1	RH2	RH3	DEA	RH5	RH6	RH7	RH8
Extracted steam pressure (bar)	74.64	55.55	23.64	11.65	5.88	2.41	0.64	0.25
Extracted steam temperature (°C)	394.6	353.6	482.8	381.2	291.1	195.9	87.5	64.8
Extracted steam flow rate (kg/s)	39.98	75.80	31.28	28.20	30.74	35.40	21.17	20.96
Inlet feedwater temperature (°C)	268.6	219.4	190.3	153.3	122.3	83.3	60.8	37.9
outlet feedwater temperature (°C)	290.0	268.6	219.4	190.3	153.3	122.3	83.3	60.8

*Table 3. Main parameters of a typical MEA-based CO<sub>2</sub> capture process*

<b>Item</b>	<b>Value</b>
CO <sub>2</sub> recovery ratio (%)	80%
CO <sub>2</sub> lean loading (molCO <sub>2</sub> /molMEA)	0.30
CO <sub>2</sub> rich loading (molCO <sub>2</sub> /molMEA)	0.45
Energy consumption of reboiler (MJ/kg CO <sub>2</sub> )	3.85
Compressor inlet CO <sub>2</sub> pressure (bar)	1.90
Multistage compression ratio	3.90
Separated CO <sub>2</sub> pressure (bar)	100.00
Separated CO <sub>2</sub> temperature (°C)	38.00
Mass purity of separated CO <sub>2</sub> (%)	99.70

*Table 4. Thermodynamic performances of Scenario 1 and Scenario 2*

<b>Item</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>
<b>Fuel input parameter</b>		
Coal heat input, LHV (MJ/kg, ar)	20.03	20.03
Coal input rate (t/hr)	395.56	395.56
Total energy of coal input, LHV (MW)	2200.85	2200.85
<b>Without CO<sub>2</sub> capture</b>		
Gross work output (MW)	1000.00	995.11
Auxiliary power (MW)	55.00	55.00
Net work output (MW)	945.00	940.11
Net plant efficiency, LHV (%)	42.94%	42.72%
Efficiency comparison (%)	–	-0.22%
<b>With CO<sub>2</sub> capture</b>		
CO <sub>2</sub> capture efficiency (%)	80%	80%
Gross work output (MW)	842.48	898.80
Auxiliary power within power generation unit (MW)	55.00	55.00
Auxiliary power for CO <sub>2</sub> capture (MW)	82.14	82.14
Net work output (MW)	705.34	761.66
Net plant efficiency, LHV (%)	32.05%	34.61%
Efficiency comparison (%)	–	+2.56%
<b>Efficiency penalty (%)</b>	<b>10.89%</b>	<b>8.83%</b>



Table 5. Exergy analysis of Scenario 1 and Scenario 2 with CO<sub>2</sub> capture

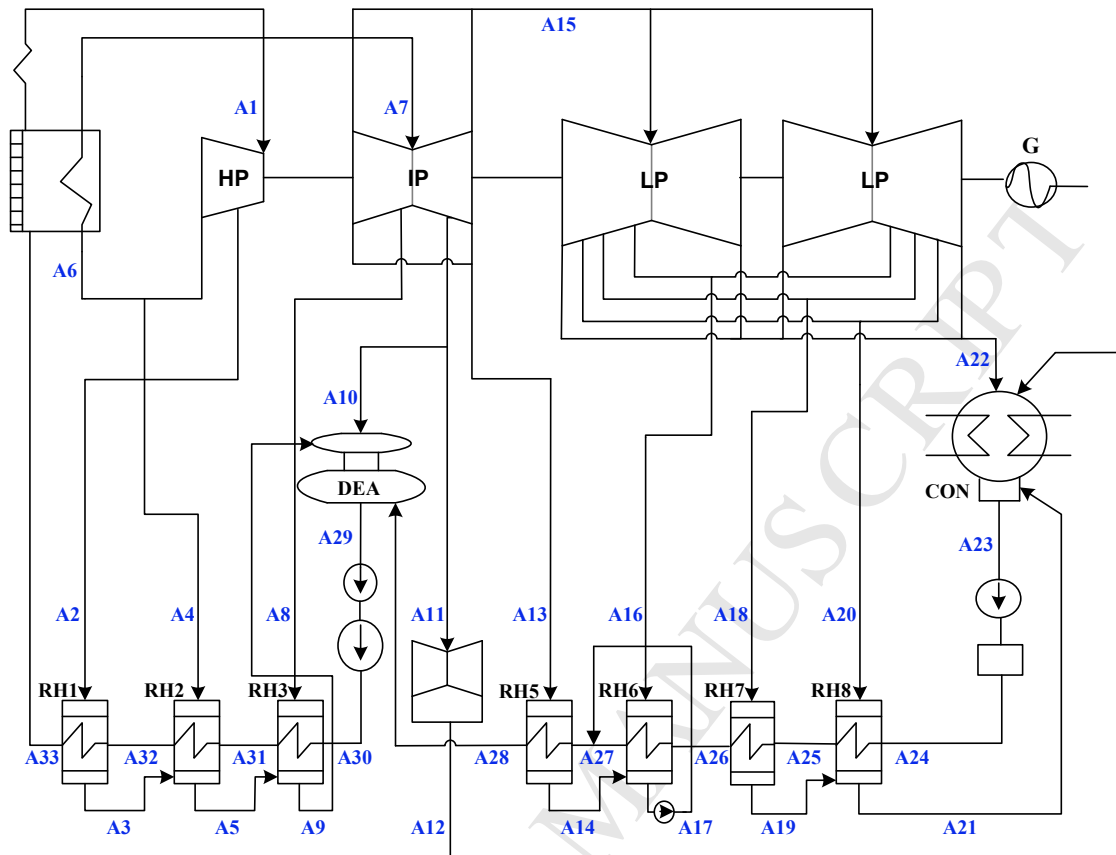
Item	Scenario 1	Scenario 2
Unit	MW (%)	MW (%)
<b>Exergy input</b>		
Fossil fuel (coal)	2267.98 (100%)	2267.98 (100%)
<b>Exergy output</b>		
Net work output	<b>705.34 (31.10%)</b>	<b>761.66 (33.58%)</b>
<b>Exergy of exhaust steams</b>		
Vented flue gas	67.95 (3.00%)	67.95 (3.00%)
Separated CO <sub>2</sub>	102.89 (4.54%)	102.89 (4.54%)
<b>Exergy loss</b>		
<b>Power generation unit</b>		
Boiler	1055.45 (46.54%)	1055.45 (46.54%)
HP steam turbines	35.21 (1.55%)	35.21 (1.55%)
LP steam turbines	<b>55.92 (2.47%)</b>	<b>33.02 (1.46%)</b>
Regenerative heaters	18.77 (0.83%)	18.57 (0.82%)
Steam extraction treatment	<b>33.58 (1.48%)</b>	<b>2.02 (0.09%)</b>
Condenser	24.51 (1.08%)	22.70 (1.00%)
<b>CO<sub>2</sub> capture process</b>		
Absorber and stripper	93.72 (4.13%)	93.72 (4.13%)
CO <sub>2</sub> condenser	12.56 (0.55%)	12.56 (0.55%)
CO <sub>2</sub> compression process	17.15 (0.76%)	17.15 (0.76%)
Solvent cooler	45.62 (2.01%)	45.62 (2.01%)
<b>Exergy efficiency</b>	<b>31.10%</b>	<b>33.58%</b>

*Table 6. Specific investment cost for each Scenario*

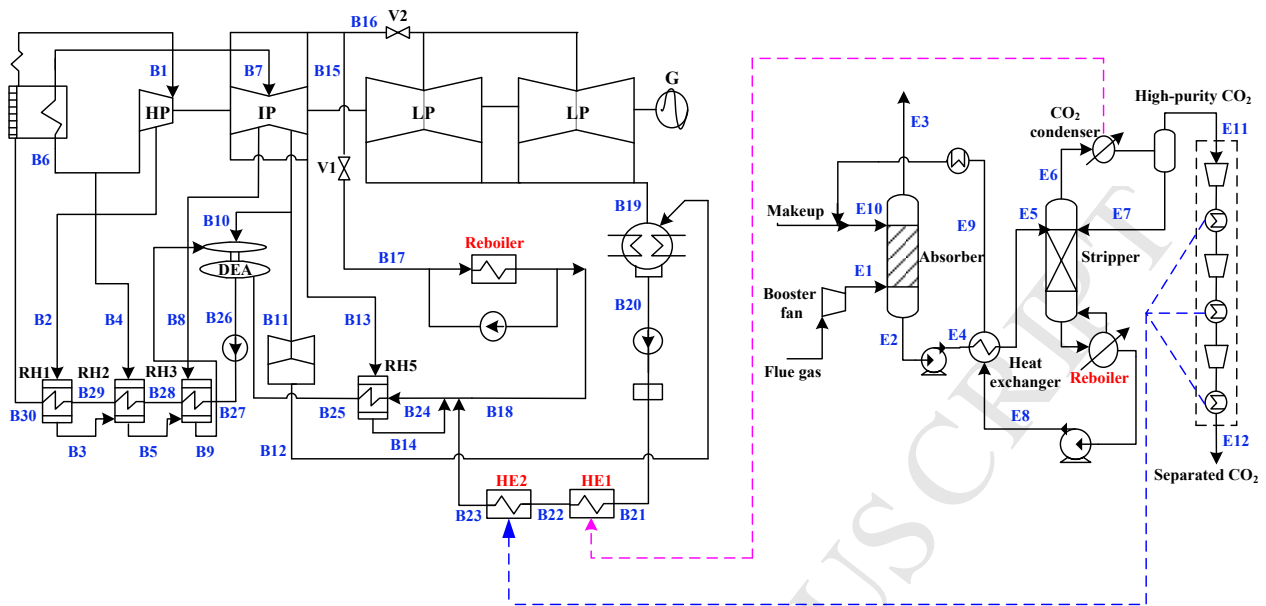
<b>Item</b>	<b>Baseline</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>
Original power plant (M\$)	700.00	700.00	700.00
CO <sub>2</sub> capture process investment (M\$)	–	345.76	345.76
New added heat exchangers (M\$)	–	4.48	4.48
Added pumps & valves (M\$)	–	0.31	0.53
Pipeline (\$/t)	–	2752	2752
Added LSTG (M\$)	–	–	3.00
Total plant investment (TPI, M\$)	700.00	1052.58	1057.14

*Table 7. Techno-economic analysis of Scenario 1 and Scenario 2 with CO<sub>2</sub> capture*

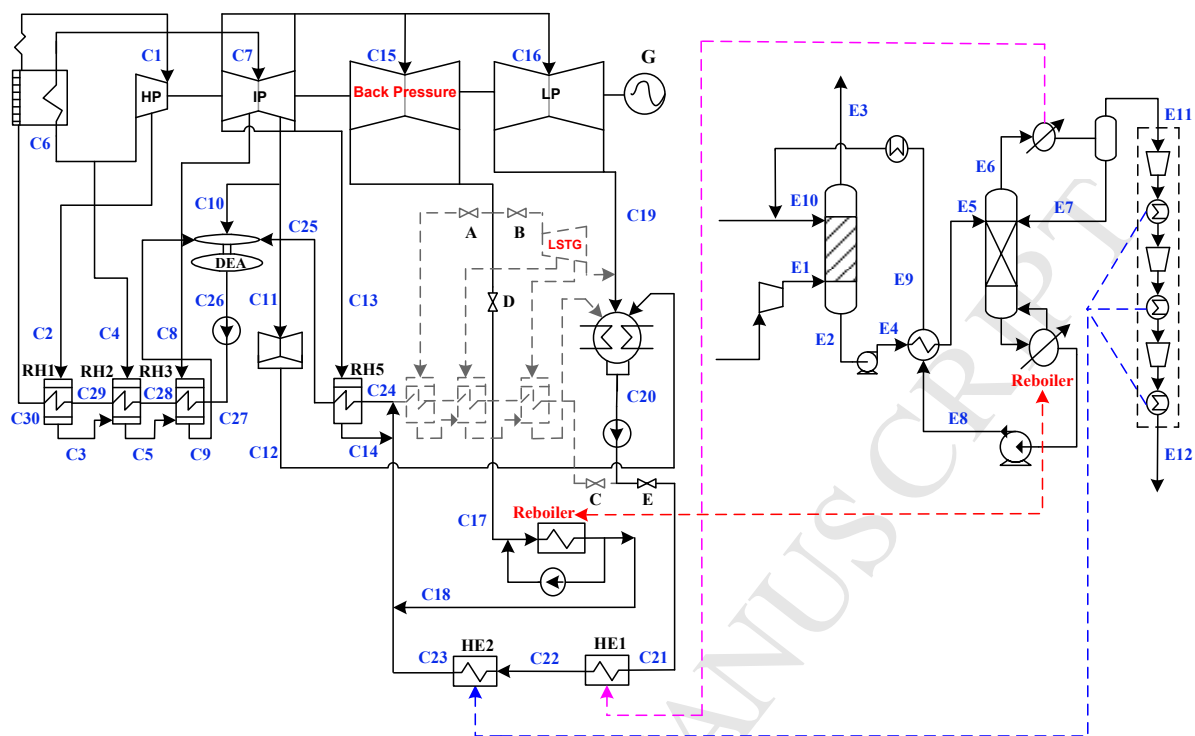
<b>Item</b>	<b>Baseline</b>	<b>Scenario 1</b>	<b>Scenario 2</b>
Net work output (MW)	945.00	705.34	761.66
Coal price, LHV (\$/GJ)	4.1	4.1	4.1
Total plant investment (TPI, M\$)	700.00	1052.58	1057.14
Special plant investment (SPI, \$/kW)	740.74	1492.30	1387.94
Cost of electricity (COE, \$/MWh)	56.52	90.87	84.33
CO <sub>2</sub> emission (Mt/yr)	4.23	0.85	0.85
CO <sub>2</sub> captured (Mt/yr)	–	3.38	3.38
CO <sub>2</sub> emission rate (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.895	0.241	0.223
CO <sub>2</sub> avoided rate (tCO <sub>2</sub> /MWh)	–	0.654	0.672
Cost of CO <sub>2</sub> avoided (\$/tCO <sub>2</sub> )	–	52.52	41.38



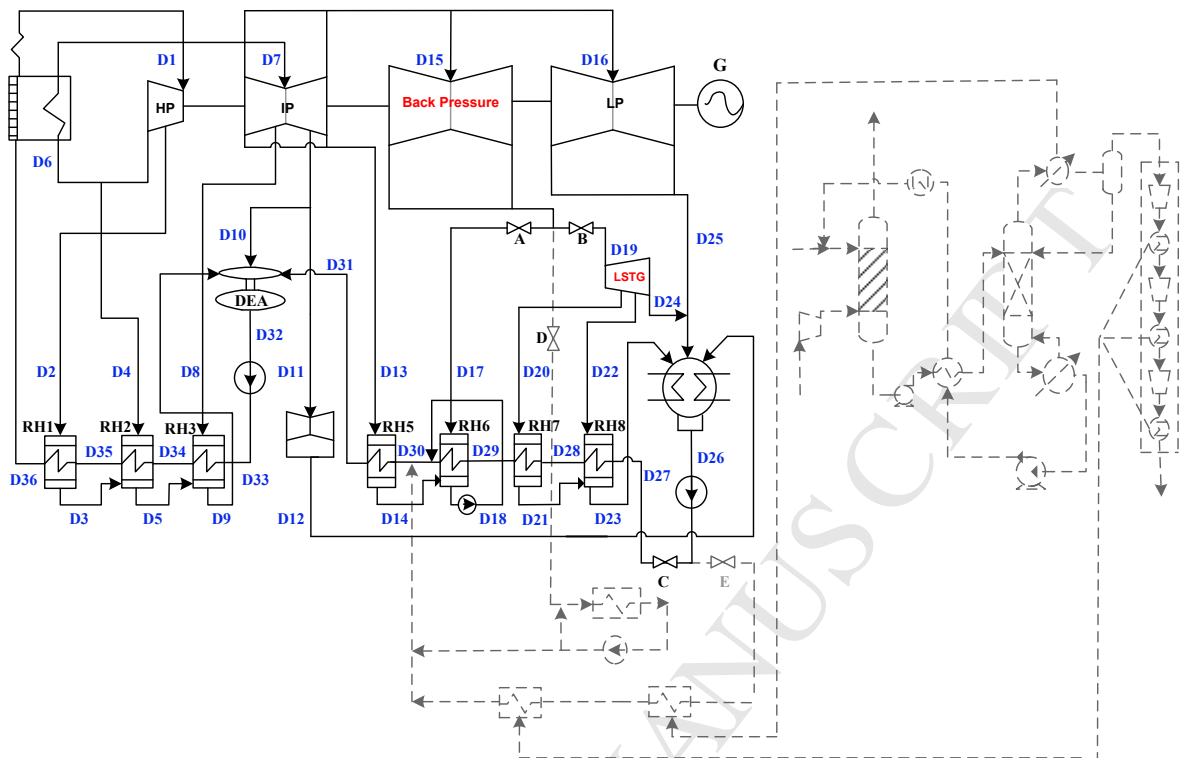
**Fig. 1. Schematic diagram of a typical 1000MW power unit in China**



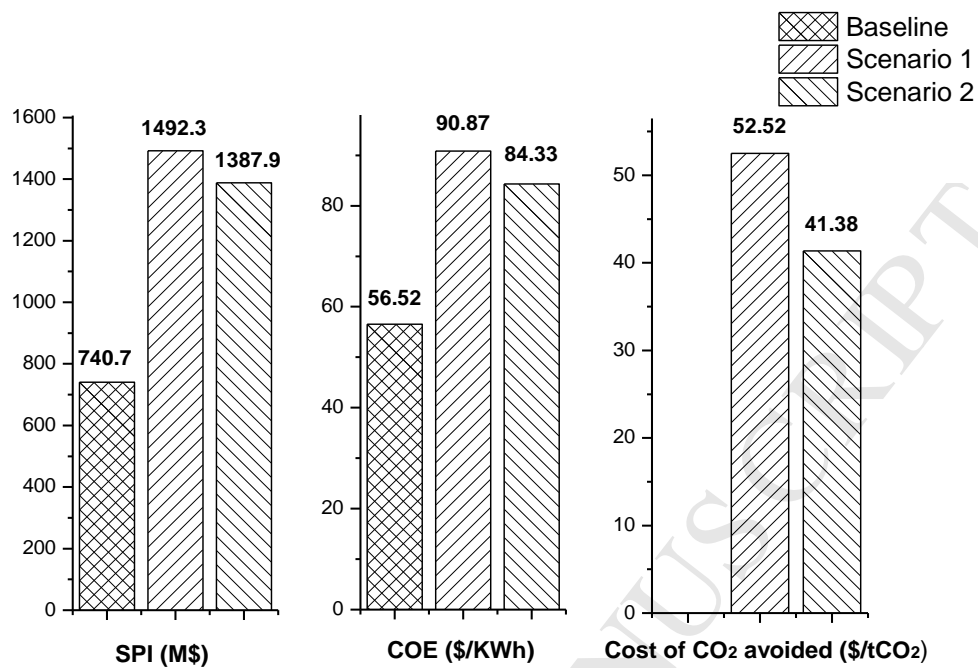
**Fig. 2. Integration of the conventional power plant with CO<sub>2</sub> capture**



**Fig. 3. Improved design of the power plant with CO<sub>2</sub> capture**



**Fig. 4. Improved design of the power plant without CO<sub>2</sub> capture**



**Fig. 5. Comparison of the SPI, COE and cost of CO<sub>2</sub> avoided**



- Problems caused by CO<sub>2</sub> capture in the power plant are deeply analyzed.
- An improved design idea for coal-fired power plants with CO<sub>2</sub> capture is proposed.
- Thermodynamic, exergy and techno-economic analyses are quantitatively conducted.
- Energy-saving effects are found in the proposed coal-fired power plant design idea.

**Table A1. Main parameters of the streams corresponding to the steam-water cycle under the conventional design**

Streams	Without CO <sub>2</sub> capture (Figure 1)					With CO <sub>2</sub> capture (Figure 2)				
	Stream Number	Temperature (°C)	Pressure (bar)	Vapor Fraction	Mass Flowrate (kg/s)	Stream Number	Temperature (°C)	Pressure (bar)	Vapor Fraction	Mass Flowrate (kg/s)
Main steam	A1	600.0	262.50	1.000	752.02	B1	600.0	262.50	1.000	752.02
1 <sup>st</sup> -stage steam extraction	A2	394.6	74.64	1.000	39.98	B2	394.6	74.64	1.000	39.98
Drainage water of RH1	A3	274.0	72.59	0.000	39.98	B3	274.0	72.59	0.000	39.98
2 <sup>nd</sup> -stage steam extraction	A4	353.6	55.55	1.000	75.80	B4	353.6	55.55	1.000	75.80
Drainage water of RH2	A5	225.9	53.88	0.000	115.78	B5	225.9	53.88	0.000	115.78
Steam to boiler for reheating	A6	353.6	55.55	1.000	636.24	B6	353.6	55.55	1.000	636.24
Inlet steam of IP turbines	A7	600.0	50.00	1.000	636.24	B7	600.0	50.00	1.000	636.24
3 <sup>rd</sup> -stage steam extraction	A8	482.8	23.64	1.000	31.28	B8	482.8	23.64	1.000	31.28
Drainage water of RH3	A9	198.5	22.93	0.000	147.06	B9	198.5	22.93	0.000	147.06
4 <sup>th</sup> -stage steam extraction	A10	381.2	11.65	1.000	28.20	B10	381.2	11.65	1.000	28.20
Steam extracted to small turbine	A11	381.2	11.65	1.000	42.46	B11	381.2	11.65	1.000	42.46
Exhaust steam of small turbine	A12	38.3	0.07	0.938	42.46	B12	38.30	0.07	0.938	42.46
5 <sup>th</sup> -stage steam extraction	A13	291.1	5.88	1.000	30.74	B13	291.1	5.88	1.000	30.69
Drainage water of RH5	A14	133.2	5.58	0.000	30.74	B14	133.3	12.88	0.000	30.69
Steam extracted to reboiler	–	–	–	–	–	B15	291.1	5.88	1.000	236.10
Inlet steam of LP turbines	A15	291.1	5.88	1.000	503.56	B16	291.1	5.88	1.000	267.50
6 <sup>th</sup> -stage steam extraction	A16	195.9	2.41	1.000	35.40	–	–	–	–	–
Drainage water of RH6	A17	126.4	12.88	0.000	66.14	–	–	–	–	–
7 <sup>th</sup> -stage steam extraction	A18	87.5	0.64	0.995	21.17	–	–	–	–	–
Drainage water of RH7	A19	87.5	0.64	0.000	21.17	–	–	–	–	–
8 <sup>th</sup> -stage steam extraction	A20	64.8	0.25	0.957	20.96	–	–	–	–	–

Drainage water of RH8	A21	38.6	0.25	0.000	42.13	–	–	–	–	–
Inlet steam of reboiler	–	–	–	–	–	B17	287.1	2.70	1.000	236.10
Drainage water of reboiler	–	–	–	–	–	B18	120.0	2.70	0.000	236.10
Exhaust steam of LP turbines	A22	35.4	0.058	0.907	426.13	B19	35.40	0.058	0.941	267.50
Condensed water	A23	35.4	0.058	0.000	510.63	B20	35.40	0.058	0.000	309.96
Inlet feedwater of RH8	A24	37.9	12.88	0.000	510.63	–	–	–	–	–
Inlet feedwater of RH7	A25	60.8	12.88	0.000	510.63	–	–	–	–	–
Inlet feedwater of RH6	A26	83.3	12.88	0.000	510.63	–	–	–	–	–
Inlet feedwater of HE1	–	–	–	–	–	B21	35.50	12.88	0.000	309.96
Inlet feedwater of HE2	–	–	–	–	–	B22	90.00	12.88	0.000	309.96
Outlet feedwater of HE2	–	–	–	–	–	B23	123.0	12.88	0.000	309.96
Inlet feedwater of RH5	A27	123.3	12.88	0.000	576.77	B24	122.4	12.88	0.000	309.96
Inlet feedwater of DEA	A28	153.3	12.88	0.000	576.77	B25	153.3	12.88	0.000	576.76
Outlet feedwater of DEA	A29	183.7	10.92	0.000	752.02	B26	183.7	10.92	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH3	A30	190.3	330.02	0.000	752.02	B27	190.3	330.0	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH2	A31	219.4	329.02	0.000	752.02	B28	219.4	329.0	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH1	A32	268.6	328.02	0.000	752.02	B29	268.6	328.0	0.000	752.02
Inlet feedwater of boiler	A33	290.0	328.02	0.000	752.02	B30	290.0	328.0	0.000	752.02

**Table A2. Main parameters of the streams corresponding to the steam-water cycle under the improved design**

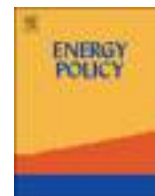
Streams	With CO <sub>2</sub> capture (Figure 3)					Without CO <sub>2</sub> capture (Figure 4)				
	Stream Number	Temperature (°C)	Pressure (bar)	Vapor Fraction	Mass Flowrate (kg/s)	Stream Number	Temperature (°C)	Pressure (bar)	Vapor Fraction	Mass Flowrate (kg/s)
Main steam	C1	600.0	262.5	1.000	752.02	D1	600.0	262.5	1.000	752.02
1 <sup>st</sup> -stage steam extraction	C2	394.6	74.64	1.000	39.98	D2	394.6	74.64	1.000	39.98
Drainage water of RH1	C3	274.0	72.59	0.000	39.98	D3	274.0	72.59	0.000	39.98
2 <sup>nd</sup> -stage steam extraction	C4	353.6	55.55	1.000	75.80	D4	353.6	55.55	1.000	75.80
Drainage water of RH2	C5	225.9	53.88	0.000	115.78	D5	225.9	53.88	0.000	115.78
Steam to boiler for reheating	C6	353.6	55.55	1.000	636.24	D6	353.6	55.55	1.000	636.24
Inlet steam of IP turbines	C7	600.0	50.00	1.000	636.24	D7	600.0	50.00	1.000	636.24
3 <sup>rd</sup> -stage steam extraction	C8	482.8	23.64	1.000	31.28	D8	482.8	23.64	1.000	31.28
Drainage water of RH3	C9	198.5	22.93	0.000	147.06	D9	198.5	22.93	0.000	147.06
4 <sup>th</sup> -stage steam extraction	C10	381.2	11.65	1.000	28.19	D10	381.2	11.65	1.000	28.19
Steam extracted to small turbine	C11	381.2	11.65	1.000	42.46	D11	381.2	11.65	1.000	42.46
Exhaust steam of small turbine	C12	38.3	0.068	0.938	42.46	D12	38.3	0.068	0.938	42.46
5 <sup>th</sup> -stage steam extraction	C13	291.1	5.88	1.000	29.78	D13	291.1	5.88	1.000	30.74
Drainage water of RH5	C14	133.3	12.88	0.000	29.78	D14	141.1	5.58	0.000	30.74
Inlet steam of back pressure turbines	C15	291.1	5.83	1.000	252.26	D15	291.1	5.83	1.000	251.79
Inlet steam of LP turbines	C16	291.1	5.83	1.000	252.26	D16	291.1	5.83	1.000	251.79
Inlet steam of reboiler	C17	207.0	2.70	1.000	252.26	–	–	–	–	–
Drainage water of reboiler	C18	120.1	12.88	0.000	252.26	–	–	–	–	–
Steam extracted to RH6	–	–	–	–	–	D17	215.9	2.70	1.000	35.40
Drainage water of RH6	–	–	–	–	–	D18	130.1	12.88	0.000	66.14
Inlet steam of LSTG	–	–	–	–	–	D19	215.9	2.70	1.000	216.39

Steam extracted to RH7	–	–	–	–	–	D20	100.1	0.638	1.000	21.17
Drainage water of RH7	–	–	–	–	–	D21	87.5	0.638	0.000	21.17
Steam extracted to RH8	–	–	–	–	–	D22	63.9	0.238	0.974	20.96
Drainage water of RH8	–	–	–	–	–	D23	47.7	0.238	0.000	42.13
Exhaust steam of LSTG	–	–	–	–	–	D24	35.4	0.058	0.930	174.26
Exhaust steam of LP turbines	C19	35.4	0.058	0.907	252.26	D25	35.4	0.058	0.907	251.79
Condensed water	C20	35.4	0.058	0.000	294.72	D26	35.4	0.058	0.000	510.64
Inlet feedwater of HE1	C21	35.5	12.88	0.000	294.72	–	–	–	–	–
Inlet feedwater of HE2	C22	90.0	12.88	0.000	294.72	–	–	–	–	–
Outlet feedwater of HE2	C23	125.0	12.88	0.000	294.72	–	–	–	–	–
Inlet feedwater of RH8	–	–	–	–	–	D27	37.9	12.88	0.000	510.64
Inlet feedwater of RH7	–	–	–	–	–	D28	60.8	12.88	0.000	510.64
Inlet feedwater of RH6	–	–	–	–	–	D29	83.3	12.88	0.000	510.64
Inlet feedwater of RH5	C24	123.3	12.88	0.000	576.76	D30	122.8	12.88	0.000	576.77
Inlet feedwater of DEA	C25	153.3	12.88	0.000	576.76	D31	153.3	12.88	0.000	576.77
Outlet feedwater of DEA	C26	183.7	10.92	0.000	752.01	D32	183.7	10.92	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH3	C27	190.3	330.0	0.000	752.01	D33	190.3	330.00	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH2	C28	219.4	329.0	0.000	752.01	D34	219.4	329.02	0.000	752.02
Inlet feedwater of RH1	C29	268.6	328.0	0.000	752.01	D35	268.6	328.02	0.000	752.02
Inlet feedwater of boiler	C30	290.0	328.0	0.000	752.01	D36	290.0	328.02	0.000	752.02

*Table A3. Main parameters of the streams corresponding to the CO<sub>2</sub> capture process*

Streams	Stream Number	Temperature (°C)	Pressure (bar)	Mass Flowrate (kg/s)	Mole fraction (%)					
					CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	MEA	Other
Inlet flue gas	E1	58.7	1.20	1060.80	12.1	74.2	6.4	7.3	–	–
Rich amine solution	E2	53.4	1.11	5940.96	31 ppm	3 ppm	–	87.4	12.3	0.3
Vented flue gas	E3	50.4	1.01	924.60	2.6	79.8	6.9	10.7	–	–
Inlet rich amine solution of heat exchanger	E4	53.4	2.20	5940.96	31 ppm	3 ppm	–	87.4	12.3	0.3
Outlet rich amine solution of heat exchanger	E5	100.0	2.20	5940.96	0.7	3 ppm	–	86.9	12.2	0.2
Desorbed CO <sub>2</sub>	E6	99.3	2.10	196.71	59.5	119 ppm	19 ppm	40.4	540 ppm	0.1
Reflux	E7	40.0	2.20	40.55	767 ppm	4 ppb	1 ppb	99.6	24 ppm	0.3
Inlet lean amine solution of heat exchanger	E8	112.0	2.20	5784.80	387 ppm	–	–	87.5	12.3	0.2
Outlet lean amine solution of heat exchanger	E9	57.9	2.20	5784.80	5 ppm	–	–	87.6	12.3	0.1
Lean amine solution and makeup	E10	40.0	2.20	5804.76	1 ppm	–	–	87.7	12.3	–
High-purity CO <sub>2</sub>	E11	40.0	1.90	156.16	96.0	193 ppm	30 ppm	4	–	–
Separated CO <sub>2</sub>	E12	38.0	100.00	156.16	99.7	193 ppm	30 ppm	0.2	–	–

### **3.17. ENERGY SECURITY UNDER DECARBONIZATION SCENARIOS**



# Energy security under de-carbonization scenarios: An assessment framework and evaluation under different technology and policy choices



Jessica Jewell<sup>a,b,\*</sup>, Aleh Cherp<sup>b,c</sup>, Keywan Riahi<sup>a,d</sup>

<sup>a</sup> International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria

<sup>b</sup> Central European University, Budapest, Hungary

<sup>c</sup> Lund University, Lund, Sweden

<sup>d</sup> Graz University of Technology, Graz, Austria

## HIGHLIGHTS

- We explore energy security implications of long-term energy decarbonization scenarios.
- We define energy security as low vulnerability of vital energy systems.
- The trade-related risks are considerably lower in decarbonization scenarios.
- Diversity of energy systems is generally higher in the first half of the century.
- Vulnerability is lowest in scenarios with both high efficiency and renewable energy constraints.

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 17 October 2012

Received in revised form

15 October 2013

Accepted 17 October 2013

Available online 23 November 2013

### Keywords:

Energy security

Climate change

Indicators

## ABSTRACT

How would a low-carbon energy transformation affect energy security? This paper proposes a framework to evaluate energy security under long-term energy scenarios generated by integrated assessment models. Energy security is defined as low vulnerability of vital energy systems, delineated along geographic and sectoral boundaries. The proposed framework considers vulnerability as a combination of risks associated with inter-regional energy trade and resilience reflected in energy intensity and diversity of energy sources and technologies. We apply this framework to 43 scenarios generated by the MESSAGE model as part of the Global Energy Assessment, including one baseline scenario and 42 'low-carbon' scenarios where the global mean temperature increase is limited to 2°C over the pre-industrial level. By and large, low-carbon scenarios are associated with lower energy trade and higher diversity of energy options, especially in the transport sector. A few risks do emerge under low-carbon scenarios in the latter half of the century. They include potentially high trade in natural gas and hydrogen and low diversity of electricity sources. Trade is typically lower in scenarios which emphasize demand-side policies as well as non-tradable energy sources (nuclear and renewables) while diversity is higher in scenarios which limit the penetration of intermittent renewables.

© 2013 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

A radical transformation of energy systems is required to reduce greenhouse gas emissions and avoid long-term consequences from global climate change. However, policy makers are typically more concerned with *immediate* (rather than long-term) and *national* (rather than global) effects of energy policies. One such immediate national issue is energy security. Thus, understanding energy security implications of climate mitigation

policies is critically important for anticipating the degree of political support they are likely to command.

There are three main challenges to characterizing the energy security of low-carbon energy futures. First, there are scholarly disagreements on the meaning of and the ways to measure energy security. For example, there are debates on whether energy security includes economic, environmental and social considerations.<sup>1</sup> Other disagreements are over the most appropriate scale (national, regional, local, etc.) of analyzing energy security, the

\* Corresponding author at: Energy Group, International Institute for Applied Systems Analysis, Schlossplatz 1, Laxenburg, Austria. Tel.: +43 2236 807 445.

E-mail address: [jewell@iiasa.ac.at](mailto:jewell@iiasa.ac.at) (J. Jewell).

<sup>1</sup> For those scholars who consider environmental impacts of energy systems a "dimension" of energy security (Sovacool and Brown, 2010) the very question of the *relationship* between climate and energy security goals does not make sense, since in their view these goals are identical.



extent to which energy security is a generic or context-dependent concept, the relative importance of various risks (geopolitical, technological, natural, economic) and the most appropriate methods of assessing energy security.

Second, even the existing academic and policy consensus on what energy security is and how it can be evaluated is not always possible to extend into long-term future scenarios. Most existing studies project present energy security concerns such as oil and gas trade and resource scarcity into the future (e.g. Turton and Barreto, 2006; Rozenberg et al., 2010; Costantini et al., 2007; Bollen et al., 2010). While these studies provide useful insights, they do not account for the fact that if energy systems undergo radical transformations (for example, if oil is no longer the dominant fuel in the transport sector), new energy security concerns (such as trade in biofuels) may replace current ones. Other studies provide a more generic approach to evaluating future energy security based on overall net import dependency (McCollum et al., 2011) or import dependency and diversity combined into a single indicator (McCollum et al., 2013). However, there is little evidence that real-life energy security policies are guided by such highly aggregated and generic indicators. Thus, an appropriate method to assess energy security implications of long-term climate policies should be both reflective of policy concerns and suitable for future energy systems that may be radically different from present ones.

Third, assessing long-term energy security requires a concrete, preferably quantitative, representation of a future, or a range of potential futures. Over the past several decades the development of Integrated Assessment Models (IAMs) (Leimbach et al., 2009; Rao and Riahi, 2006; van Vuuren et al., 2011; Manne and Richels, 2004; Bosetti et al., 2011) which present detailed quantitative descriptions of low-carbon futures has made this possible.

The purpose of this paper is to develop and apply a method for assessing energy security implications of low-carbon energy futures under different policy and technology choices. It overcomes the three limitations of present energy security studies by:

- (a) formulating a coherent concept of energy security which both accurately reflects historic and current energy security policy concerns and yet is sufficiently generic to be applicable to energy systems which are radically different from present ones (Sections 2.1 and 2.2);
- (b) translating this concept into a framework for assessing energy security under radical transformations of energy systems (Section 2.3);
- (c) applying this assessment framework to the energy decarbonization pathways (described in Section 3) developed within the Global Energy Assessment (GEA, 2012) to assess energy security under various decarbonization scenarios (Section 4 presents the results Section 5 the discussion and Section 6 concludes with the policy implications).

## 2. Framework and indicators for evaluating future energy security

For the purposes of this analysis we define energy security as 'low vulnerability of vital energy systems'. In line with the Global Energy Assessment (GEA) (Cherp et al., 2012) and other mainstream definitions of energy security (for an overview see Winzer (2012)), this definition is sufficiently flexible to be applicable in diverse situations, including in future energy systems which may be very different from present ones. Evaluating energy security in accordance with this definition involves (1) identifying vital energy systems including those which may emerge under future

scenarios; (2) identifying vulnerabilities of such systems; and (3) developing, applying and interpreting indicators to characterize these vulnerabilities.

### 2.1. Vital energy systems

Energy security is about protecting energy systems whose failure may disrupt the functioning and stability of a society. Such *vital energy systems* can be defined in terms of their geographic boundaries (national, sub-national, regional or the world as a whole) or in terms of their sectoral boundaries (a primary energy source such as crude oil, an energy carrier such as electricity or an energy end-use such as transportation). Different combinations of geographic and sectoral boundaries yield a potentially large number of vital energy systems (e.g. "the global oil market", "the European electricity network" or "transportation in China") each of which can be the subject of an energy security assessment.

With respect to geographic boundaries, the current and historic focus of energy security policies has been national. This is logical, because historically nation states have been responsible for security in all areas and most energy policies are developed and implemented at the national level. At the same time, many contemporary energy security policies focus on regional or global energy systems rather than merely national ones. For example, the European Union's (EU) energy security policies address electricity systems in the EU and their integration with neighboring countries (European Parliament, 2006) as well as the Eurasian and global natural gas markets (European Union Council, 2004). Regional and global energy markets are also considered in energy security policies and policy-driven assessments in the UK (Wicks, 2009), Japan (Pant, 2006; Atsumi, 2007) and Australia (Australian Government Department of Resources Energy and Tourism, 2011, 2009). Concerns about the *global* oil market are clear from the presence and policies of international organizations such as the IEA and OPEC.

National, regional and global energy systems are likely to remain relevant to energy security in the future although their relative importance may change depending on the dynamics of energy trade and dependence. As explained in the next section, Integrated Assessment Models (IAMs) typically provide regional and global rather than national level resolution which restricts our energy security analysis to these two levels. However, the proposed framework can also be used for the analysis of national energy security if relevant data are available (for example, Jewell et al. (forthcoming) apply this framework to China, the EU, India and the US—major economies the size of global regions).

With respect to energy sectors, energy security studies typically focus on 'security of supply' comprised of primary energy sources. In particular, there is extensive literature on measuring security of oil supplies (see for example Gupta, 2008 and Greene, 2010). The IEA's Model of Short-term Energy Security (MOSES) evaluates oil, natural gas, coal, biomass, nuclear and hydropower supply as well as four energy carriers (biofuels and three types of oil products) (IEA, 2011; Jewell, 2011). There are a number of energy security studies which focus on electricity (Stirling, 1994; Grubb et al., 2006). Finally, a few studies focus on security of energy end-uses, sometimes called 'energy services security' (Jansen and Seebregts, 2009).

Projecting energy sectors into the future is less straightforward than projecting geographic boundaries of vital energy systems. In particular, key primary energy sources and energy carriers can change under radical energy transitions. For example, while oil lies at the heart of today's energy security concerns, over the long-term natural gas, electricity or biomass production could become central to ensuring energy security. Liquid energy carriers which today are mostly oil products could be replaced by biofuels,

**Table 1**  
Vital energy systems used for evaluating energy security at present and for future energy scenarios.

	Geographic boundaries	Sectoral boundaries		
		Energy sources	Energy carriers	Energy end-uses
<b>Present*</b>	Sub-national, national, regional, global	Oil, natural gas, hydropower, nuclear, biomass, renewable energy sources (RES)	Oil products, biofuels, electricity	Transportation, industry, buildings, exports
<b>Future</b>	National**, regional, global	Oil, natural gas, hydropower**, nuclear**, biomass**, RES**	Oil products, synthetic fuels, hydrogen, electricity, biofuels	Transportation, industry, residential & commercial, exports**

Notes:

\* As used in GEA (Cherp et al., 2012).

\*\* Show energy systems which can potentially be evaluated but are not evaluated in this paper.

synthetic fuels<sup>2</sup>, hydrogen or electricity. However, end-use sectors – transportation, industrial and residential & commercial – are unlikely to change in nature although their relative size and importance could. Thus, to evaluate future energy security we use generic categories of energy sources, energy carriers and energy end-uses. Table 1 compares these systems to the vital energy systems used in the analysis of present-day energy security in GEA (Cherp et al., 2012).

## 2.2. Vulnerabilities

The second step in constructing an energy security assessment framework is defining vulnerabilities of vital energy systems. As in the case of vital energy systems, vulnerabilities should be defined specifically enough to echo current and historical energy security concerns, yet generically enough to be applicable to future energy systems potentially very different from present ones.

Vulnerabilities of an energy system are a combination of its exposure to risks and resilience, i.e. its capacity to respond to disruptions. Some energy security assessments focus primarily on risks (e.g. APERC, 2007; Winzer, 2012), others focus primarily on resilience (e.g. Stirling, 1994, 2010) and some look at both risks and resilience (Kendell, 1998; Gupta, 2008; Jewell, 2011). Vulnerabilities may be physical (disruptions of energy flows) or economic (disruptive variations in energy prices and costs (see Keppler, 2007; Greene, 2010; Helm, 2002)) and may come in the form of shocks (rapidly unfolding short-term disruptions) or stresses (slowly approaching and longer-lasting phenomena) (Stirling, 2010; Cherp and Jewell, 2013).

The distinction between risks and resilience, physical and economic disruptions and shocks and stresses is relatively common in the literature, however, there is less agreement concerning more specific classification of vulnerabilities. The most widely proposed ‘dimensions’ of energy security cannot be used for the analysis of future energy security because of at least one of the following reasons:

1. They lack solid theoretic foundations and thus their use is limited to illustrating the current rather than conceptualizing potential future vulnerabilities. For example, the widely cited “four A’s of energy security” – “Affordability, Availability, Accessibility, and Acceptability” – which are similar to the “five A’s of health care” (Penchansky and Thomas, 1981), cannot be meaningfully used for assessing the vulnerability of energy carriers, energy end-uses or

primary energy sources other than fossil fuels whose role in future energy systems may not be as important as today.

2. They are open to a wide variety of interpretations which makes quantification difficult. For example, the concept of ‘affordability’ (as well as a variety of related terms such as ‘fair’ or ‘reasonable’ prices) is for the most part used rhetorically and can be interpreted to mean stability of prices, competitiveness, low prices or even protection from energy poverty (Cherp and Jewell, 2013).<sup>3</sup>
3. They are too narrow and/or too data-intensive to be used for generic quantitative evaluations either in present-day or in future energy systems. This relates, for example to many of the over 300 indicators (ranging from “energy literacy of users” to “annual volume of sales from woodlots”) for 20 dimensions of energy security proposed by Sovacool and Mukherjee (2011).

In this article we use a more universal way of structuring vulnerabilities which is based on generic ‘perspectives’ of energy security that have emerged over the last century (Table 2).

All three perspectives are likely to be relevant for analyzing energy security in the long-term although their nature may change as a result of low-carbon energy systems transformations. The sovereignty perspective has been around for over 100 years and is likely to persist in the future unless all types of politics and conflicting interests dissolve. At the same time, shifts in trade affecting national interdependencies and energy power balances would affect this perspective. Robustness concerns are not likely to subside but rather intensify as energy systems become more advanced, dynamic and integrated. Resilience is the most generic perspective since it does not depend on specific configurations of energy systems but rather reflects generic concerns arising from their exposure to complex and uncertain factors.

Shifting trade patterns, along with a growing reliance on renewable energy sources, would profoundly impact the geography of energy systems (network density, number and nature of connections and size of installations), which is at the heart of the robustness and resilience perspective. In some ways this transition would alleviate current concerns by, for example, avoiding choke points present in oil trade (Lehman Brothers, 2008). While a shift to renewables would mean increased deployment flexibility, both

<sup>3</sup> The IEA remarks that “Energy insecurity stems from the welfare impact of either the physical unavailability of energy, or prices that are not competitive or overly volatile” (Lefèvre, 2007, 12). Extremely low energy prices are in many ways just as dangerous as high prices since they can lead to under-investment in resource extraction or infrastructure (Alhaji, 2008) as most recently evidenced by an electricity shortage in China during the summer of 2011 following caps on electricity prices.

<sup>2</sup> Refers to liquefied coal and natural gas.

**Table 2**

Three perspectives on energy security.

Source: Summarized from Cherp and Jewell (2011).

Perspective	Sovereignty	Robustness	Resilience
<b>Historic roots</b>	War-time oil supplies and the 1970s oil crises	Electricity blackouts and concerns about resource scarcity	Liberalization of energy systems
<b>Key risks for energy systems</b>	Intentional actions by malevolent actors	Predictable natural and technical factors	Diverse and partially unpredictable factors
<b>Primary protection mechanisms</b>	Control over energy systems and institutional arrangements to prevent disruptive actions	Upgrading infrastructure and switching to more abundant resources	Increasing the ability to withstand and recover from various disruptions
<b>Parent discipline</b>	Security studies, international relations, political science	Engineering, natural science	Economics, complex system science

in terms of location and size of generation, the hyper-scalability of renewable energy sources (Walker and Cass, 2007) also has a downside, potentially resulting in the emergence of trade patterns similar to those of oil or natural gas today.

Although the energy security assessment framework we propose is in principle sufficiently flexible to address all these evolving concerns, we could not quantitatively evaluate some of them in this article. This is due to limitations of the integrated assessment model (MESSAGE) that generated the scenario data for our analysis. Similar to most other IAMs, MESSAGE models energy mixes in and energy trade between 11 world regions but not the specific topography of energy infrastructure or the specific geography of energy trade. In particular, exact spatial locations of energy infrastructure are not modeled and neither are bilateral trade flows. Instead there is a global pool from or to which regions can buy or sell energy.<sup>4</sup> Thus, many interesting and important energy security concerns associated with spatial characteristics of energy flows and infrastructure could not be addressed by this analysis.

### 2.3. Indicators

Quantitative evaluations of energy security are used to compare energy security of different countries (Gupta, 2008; Gnansounou, 2008; International Energy Agency, 2011; Le Coq and Paltseva, 2009), or plot the evolution of energy security over time (Lefèvre, 2007; Lösche et al., 2010; Sovacool and Brown, 2010) including analyzing future energy security (Turton and Barreto, 2006; Costantini et al., 2007). All such evaluations use indicators: quantitative proxies of vulnerabilities of energy systems. Hundreds of energy security indicators have been proposed in dozens of scholarly articles and policy papers, but only a small number of them can be used for evaluating energy security under long-term energy scenarios. Indicators for evaluating future energy security should meet the following criteria:

1. They should be policy relevant to current and/or historical energy security concerns;
2. They should be sufficiently generic to be applicable to energy systems which are radically different from present ones;
3. They should be possible to calculate from available and meaningful data in the model or scenario which is being used to represent the future;
4. They should provide information which is additional to that provided by other indicators;

5. They should reflect key vulnerabilities of vital energy systems and clarify policy trade-offs.

Criteria (1) and (2) were already discussed in Section 2.2 and can be illustrated by our choice of indicators for the sovereignty perspective. Import dependency is commonly cited as a major driver of energy security policies and rhetoric (Kuzemko, 2011; Greene, 2010). The global proxy of this measure is interregional energy trade<sup>5</sup> (expressed as absolute volume and relative to the total primary energy supply (TPES)). The other sovereignty indicator we use is the geographic concentration of exports of a particular fuel or carrier as measured by the diversity of exporting regions contributing to the tradable share of an energy commodity (Lefèvre, 2010; Costantini et al., 2007). This reflects the current energy security concern associated with oil that it is only produced in a small number of countries and regions. To meet criteria (2) and (5), we apply these two indicators not only to oil and gas, which dominate energy trade today, but also to coal and “new-fuels” (hydrogen, biofuels and synthetic fuels) which could become important in the future.

The resilience perspective is particularly relevant to criterion (2) since the future is associated with many complexities and uncertainties. The most commonly used indicator for resilience is the Shannon-Wiener diversity index which was first applied to electricity systems (Stirling, 1994) and has been subsequently used in Jansen et al. (2004), O’Leary et al. (2007) and many other studies. Finally, energy intensity is a commonly used indicator of an economy’s ability to deal with both physical and economic shocks and stresses (Gnansounou, 2008; Cherp et al., 2012).

A note should also be made about the indicators which we excluded because they did not meet one or more of the five criteria. Of all robustness indicators, very few can be meaningfully estimated in IAMs (i.e. they do not meet criterion 3). This is because most infrastructural attributes of energy systems are either not represented or are endogenously optimized (for example the replacement of power plants follows planned retirement ages which renders meaningless a key robustness concern such as ageing). Resource extraction compared with known reserves and resources is a robustness indicator which can in principle be analyzed in IAMs (Turton and Barreto, 2006; Kruyt et al., 2009). Due to space limitations we do not include this indicator in the present analysis but instead refer the reader to several related

<sup>4</sup> Except with natural gas trade for which bilateral trade is depicted for certain regions.

<sup>5</sup> In many instances interregional energy trade represents realistic energy security concerns (e.g. EU and China energy imports). In some other cases more granular representation of energy trade between nations rather than simply between world regions would be preferable. However, energy trade between individual nations so far cannot be modeled in long-term energy scenarios.

**Table 3**  
Indicators of long-term energy security.

Energy systems		Perspectives	
		Sovereignty	Resilience
Primary energy sources	Total Primary Energy Supply (TPES)	Global energy trade (absolute and relative to the TPES) and Net import dependence <sup>*</sup> Global fuel trade Regional diversity of fuel exports Global trade in carrier Regional diversity of carrier exports	Diversity of TPES and Energy intensity
	Oil, gas, coal		
Carriers	Hydrogen, synthetic fuels, electricity, biofuels		Diversity of primary energy sources used in carrier production
End-use sectors	Transport, industry, residential & commercial		Diversity of primary energy sources used in end-use sector

Notes: All indicator formulas are presented in the Appendix along with additional indicators which could be used in another study. All resilience indicators can be applied at both the global and regional level. Most sovereignty indicators can be applied at the global level except for net import dependence (marked with <sup>\*</sup>) which is applied at the regional level.

studies exploring similar sets of de-carbonization scenarios (Jewell et al., forthcoming; McCollum et al., in press). Finally, some indicators were excluded because they did not meet criteria 4; for example costs of imports and import dependence of specific end-use sectors did not provide information additional to the more generic import dependence indicator.

### 3. Methods and scenarios

We use the indicators developed in Section 2 and summarized in Table 3 to evaluate energy security under a set of de-carbonization scenarios generated by the MESSAGE IAM (Rao and Riahi, 2006; Messner and Strubegger, 1995; Riahi et al., 2007) in the framework of the GEA (Riahi et al., 2012). We compare the energy security under these transformational scenarios – further referred to as “low-carbon scenarios” – to the energy security under a Baseline (counterfactual) scenario also from the GEA. Since these scenarios provide detailed quantification of future developments of the energy system for various energy supply and demand-side configurations, we are able to apply each indicator to either the energy system as a whole (for example we measure the energy intensity for the economy as a whole) or a set of energy subsystems (for example, regional diversity of fuel or carrier exports for each globally traded fuel or carrier—seven in all: oil, gas, coal, hydrogen, electricity, synthetic fuels and biofuels). This application of the framework illustrates how the objective of measuring energy security can be combined with the concept of vital energy systems in order to provide a rigorous and robust evaluation of energy security under de-carbonization scenarios.

In all low-carbon scenarios the increase in the global mean temperature is stabilized with 50% probability to 2°C above pre-industrial levels by 2100 under medium GDP and population growth projections (in other words GHG concentration is stabilized at 450 ppm). This requires massive changes in both supply- and demand-side energy technologies so that the greenhouse gas (GHG) emissions from energy systems decline over the 21st century in stark contrast to the Baseline scenario as shown in Fig. 1. The exact nature of these changes varies among the low-carbon scenarios depending on the supply- and demand-side configurations as described below.<sup>6</sup>

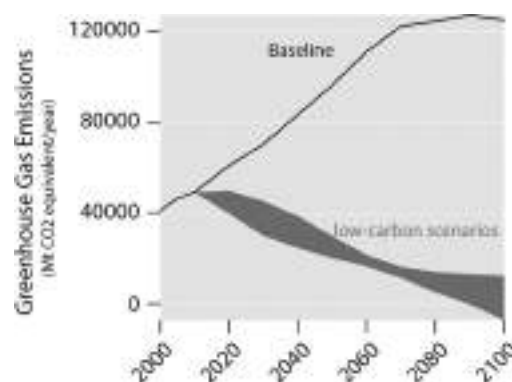


Fig. 1. Annual GHG emissions in the Baseline and low-carbon scenarios.

There are three dimensions of technological and policy choices which potentially affect energy security in the low-carbon scenarios. The first dimension concerns energy demand, where the low-carbon scenarios fall into three groups:

- Efficiency scenarios where the focus of policy and investment is on energy efficiency improvements resulting in significantly suppressed overall energy demand due to lower energy intensity;
- Supply scenarios where policy and investments are focused on low-carbon energy supply technologies resulting in more rapid transformation of the energy mix and relatively fast growth in energy demand;
- Mix where equal focus is given to supply- and demand-side policies and investments.

Fig. 2 shows energy intensity in the three groups of scenarios. Under a given GDP assumption, higher energy intensity translates into higher demand while lower intensity translates into lower demand.

The second dimension of choices affecting energy security is constraints imposed on supply-side technologies in selected scenarios, namely:

- Limited renewable energy sources (limitRES) scenarios where intermittent solar and wind energies make up no more than 20% of final energy consumption;
- Limited bioenergy (limitBE) scenarios with bioenergy limited to no more than 50% of the estimated global potential;

<sup>6</sup> This article highlights the main characteristics of low-carbon scenarios with a focus on energy-system changes which are particularly relevant to energy security. More extensive documentation can be found in the GEA report (Riahi et al., 2012) and the GEA web-database (<http://www.iiasa.ac.at/web-apps/ene/geadb>).

**Table 4**  
Low-carbon scenarios of energy transitions analyzed in this article.

	Supply		Mix		Efficiency	
	Advanced transport	Conventional transport	Advanced transport	Conventional transport	Advanced transport	Conventional transport
<b>Full portfolio of supply options</b>	SupplyATR Full	SupplyCTR Full	Mix ATR Full	MixCTR Full	EfficiencyATR Full	EfficiencyCTR Full
<b>Limited renewable energy sources</b>	SupplyATR limitRES	–	MixATR limitRES	MixCTR limitRES	EfficiencyATR limitRES	EfficiencyCTR limitRES
<b>Limited bioenergy</b>	Supply ATR limitBE	–	MixATR limitBE	MixCTR limitBE	EfficiencyATR limitBE	EfficiencyCTR limitBE
<b>Limited RES &amp; Limited bioenergy</b>	–	–	–	–	EfficiencyATR limitRES & limitBE	EfficiencyCTR limitRES & limitBE
<b>Nuclear phaseout (noNUC)</b>	SupplyATR noNUC	SupplyCTR noNUC	MixATR noNUC	MixCTR noNUS	EfficiencyATR noNUC	EfficiencyCTR noNUC
<b>No carbon capture and storage</b>	–	–	MixATR noCCS	MixCTR noCCS	EfficiencyATR noCCS	EfficiencyCTR noCCS
<b>Nuclear phaseout &amp; No carbon capture and storage</b>	–	–	–	–	EfficiencyATR noNUC & noCCS	EfficiencyCTR noNUC & noCCS
<b>No bioenergy CCS*</b>	SupplyATR noBECCS	–	MixATR noBECCS	–	EfficiencyATR noBECCS	EfficiencyCTR noBECCS
<b>No additional carbon sinks beyond the baseline*</b>	SupplyATR noSinks	–	MixATR noSinks	MixCTR noSinks	EfficiencyATR noSinks	EfficiencyCTR noSinks
<b>No bioCCS &amp; No sinks &amp; Limited BE*</b>	–	–	–	–	EfficiencyATR noBECCS & noSinks & limitBE	EfficiencyCTR noBECCS & noSinks & limitBE

Note:

\* These type of constraints had only a small effect on energy security and while included in the analysis are not specifically mentioned in the paper. Cells marked with “–” denote scenarios where the low-carbon energy transformation was found infeasible under the given combination of energy demand and supply-side restrictions.

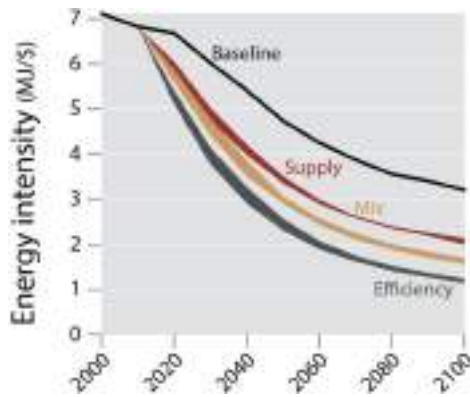


Fig. 2. Energy intensity in the Baseline and low-carbon scenarios.

- Nuclear phaseout (noNUC) scenarios where no additional nuclear capacity is built after 2020 and all nuclear power is phased out by 2060;<sup>7</sup>
- No carbon capture and storage (noCCS) scenario with no development of carbon capture and storage (CCS);
- No bioenergy CCS (noBECCS) scenarios where CCS technologies are not applied in conjunction with biomass combustion;
- No carbon sinks beyond the baseline scenarios where additional (non-energy) carbon sinks are not created.

The third dimension of choices within the low-carbon scenarios concerns the configuration of transport systems, namely:

- Conventional transportation (CTR) scenarios with transport systems relying primarily on liquid fuels;
- Advanced transportation (ATR) scenarios with transport systems increasingly relying on electric and hydrogen propulsion of vehicles.

Not all combinations of demand, supply and transport constraints are present among low-carbon scenarios. “Efficiency” scenarios allow for climate goals to be reached with a broader range of supply-side constraints (e.g. a combination of limitRES and limitBE or noNUC and noCCS). “Supply” scenarios allow for relatively few supply-side constraints (e.g. nuclear phaseout combined with no development of CCS is not possible). Similarly, “ATR” allows for more flexibility in the energy system and can meet 2°C stabilization under a wider range of energy supply restrictions. The full list of scenarios is presented in Table 4.

Different levels of energy demand and alternative assumptions about possible restrictions for supply-side technologies have major implications for the future portfolio of energy options. The GEA scenarios depict many possible evolutions of the energy system, exploring alternative routes of low-carbon energy transitions. Some scenarios are for example characterized by a relatively high contribution of renewables while others emphasize carbon capture and storage or nuclear energy. Energy technologies in the transport sector are also varied ranging from advanced electrification to continuous reliance on liquid fuels. Primary energy portfolios of the low-carbon scenarios for which we conduct our energy security analysis are shown in Fig. 3. For a more detailed discussion of the GEA scenarios, see Riahi et al., (2012).

<sup>7</sup> This assumes a 40-year life-span for nuclear power plants.

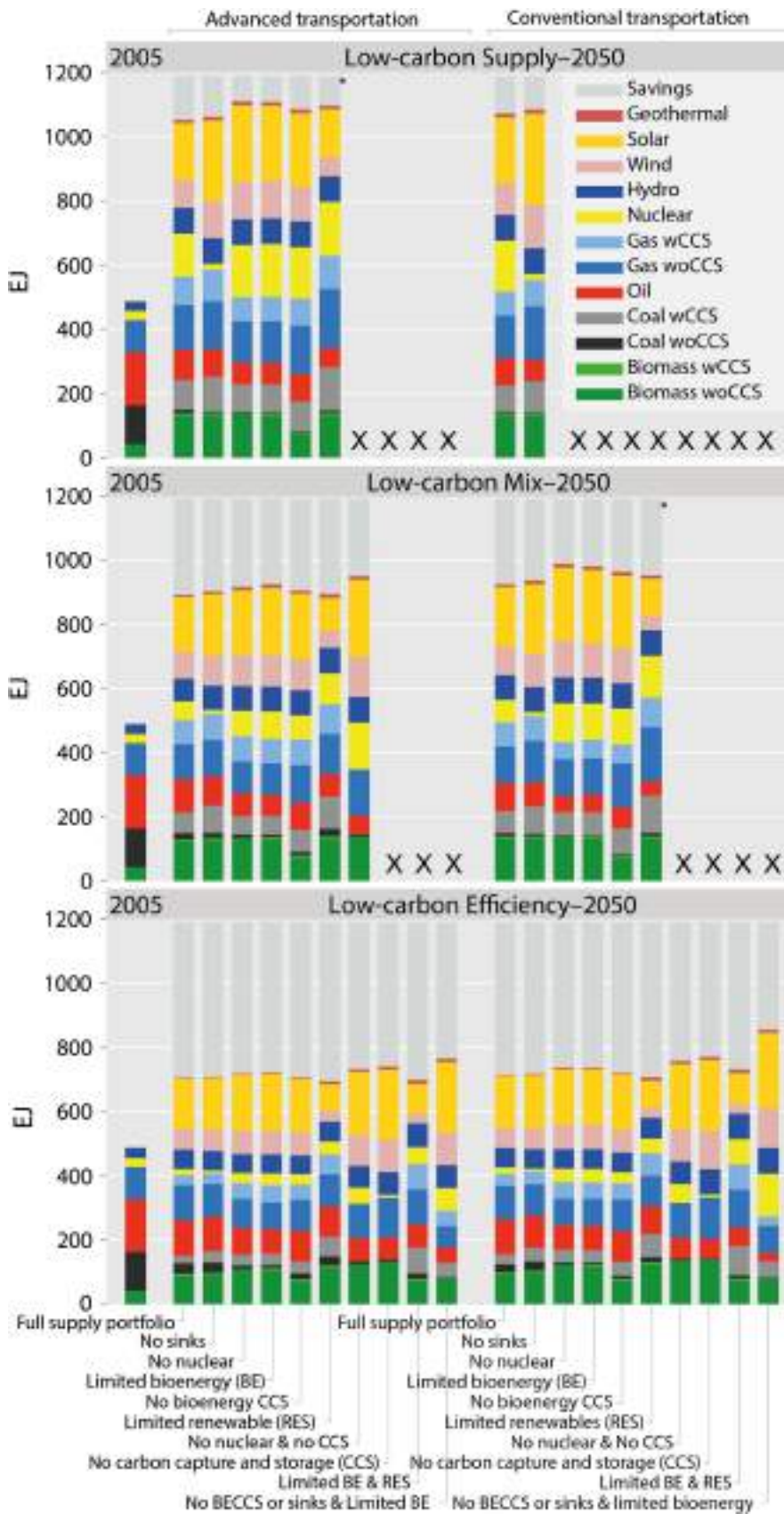


Fig. 3. Composition of the global TPES in 2005 and 2050 for low-carbon GEA scenarios. Note: figure modified from Riahi et al., (2012). 'X's indicate infeasible pathways.

## 4. Results

This section presents the results of assessing energy security in the GEA energy scenarios listed in Table 4 using the indicators listed in Table 3.

### 4.1. Sovereignty

#### 4.1.1. Global energy trade

In the Baseline scenario, with a higher level of demand and a high reliance on fossil fuels, global energy trade rises dramatically from the current 100 EJ/year to over 400 EJ/year by 2100. The levels of trade in the low-carbon scenarios are much lower, ranging from 40 EJ/year to 240 EJ/year by 2100. Trade initially rises in all low-carbon scenarios and declines in the second half of the century in certain Efficiency and Mix scenarios (Fig. 4). The lower level of trade in low-carbon scenarios is explained by (a) generally lower energy supply and use (especially in the Efficiency scenarios) and (b) a higher share of non-tradable energies (renewables and nuclear)<sup>8</sup> in the energy mix.

The impact of technology and policy choices on the levels of global energy trade is illustrated in Fig. 5. In general, the volume of trade correlates with the overall level of energy demand: under other equal assumptions, trade in Supply scenarios is higher than in Mix scenarios which is in turn higher than in Efficiency scenarios since higher overall demand increases the demand for tradable fuels.

In all Supply scenarios, energy trade increases to about one and a half times current levels by 2030. In Supply scenarios with no nuclear or with limited renewables trade continues to rise for the rest of the century. This is because when domestic sources (nuclear energy and renewables) are limited, the energy system is forced to use more globally-traded fuels. In all other supply scenarios, where the share of non-tradable energies (nuclear and renewables) in the energy mix is much higher, energy trade plateaus at ~100–140 EJ/year by 2100.

In all Mix scenarios, global energy trade rises to ~120–130 EJ/year by 2030. Subsequently the highest trade is in scenarios in which conventional transport is combined with limitations on renewables; these constraints require more tradable fuels in the energy system since the transport system continues to be dependent on liquid fuels and there are limitations on domestic sources. In contrast, the lowest trade is under advanced transport with no limitations on nuclear or renewables, especially combined with limitations on CCS. All of these supply choices lead to higher shares of non-tradable sources and electricity as a carrier in the energy mix.

In the majority of Efficiency scenarios, the initial moderate rise in energy trade is followed by a decline below the current levels by the end of the century. In Efficiency scenarios with limited renewables, energy trade does not decline and when limited renewables are combined with conventional transport and limited bioenergy the trade actually rises by the end of the century to about two and a half times the current level because of continued dependence on traded energy.

In summary, the higher the demand, the more easily the rise of energy trade is triggered by additional constraints:

- In Supply scenarios, higher trade is triggered by limitations on renewables or nuclear energy;
- In Mix scenarios, higher trade is triggered by limitations on renewables combined with conventional transport;
- In Efficiency scenarios, higher trade is triggered by limitations on RES and bioenergy combined with conventional transport.

Energy trade intensity (shown in Fig. 6) rises in the Baseline scenario from the current 20% to 25% by 2030 before leveling off at ~20%. In contrast, in all low-carbon scenarios, trade intensity peaks at a lower level and declines after 2030. Unlike trade volumes, trade intensity does not notably vary across Supply, Mix and Efficiency scenarios: though Efficiency scenarios are generally associated with lower trade volumes the overall energy demand is also lower which results in similar trade intensity to Supply and Mix scenarios.

At the same time, trade intensity is affected by supply-side constraints. In scenarios with no limitations on renewables, trade intensity declines to 1–10% by the end of the century. When renewables are limited, this decline is less pronounced (11–15% by the end of the century) since the world is pushed to using more tradable fuels. If limiting renewables is combined with conventional transport and limited bioenergy, the trade intensity of the low-carbon scenario is only marginally lower than that observed in the Baseline since the transport system continues to be dominated by liquids but is unable to take full advantage of domestic biofuels.

#### 4.1.2. Regional energy balances

A detailed analysis of regional energy security in low-carbon scenarios is beyond the scope of this article. Instead we present selected data to illustrate how the global picture may be reflected at the regional level.

Though in general regional import dependencies follow global trends they are also influenced by a region's resource availability and pace of economic development. Fig. 7 shows the import dependency of Western Europe and South Asia and the exports of the Middle East and North Africa region. Import dependency of both importing regions is lower than in the Baseline and is generally higher in scenarios with limited renewables since for both of these regions, their main domestic energy source is renewables. At the same time, the import dependency of Western Europe either declines or stays similar to the current level whereas in South Asia it initially peaks and in some scenarios stays above the current levels. While net energy exports from the Middle East and North Africa dramatically fall in all low-carbon scenarios and in the Baseline, the annual export volumes from this region initially rise before leveling off at current levels in the latter half of the century.

#### 4.1.3. Trade in individual fuels

Fig. 8 illustrates the trade in fossil fuels, which currently makes up the bulk of the global energy trade. The most striking difference between the Baseline and low-carbon scenarios is in relation to oil trade. Whereas in the Baseline scenario, oil trade steadily rises and more than doubles by the end of the century, in low-carbon scenarios it peaks around 2030 and then rapidly declines as oil is phased out of the energy system in order to decarbonize.

Natural gas trade rises in both the Baseline and low-carbon scenarios in the first half of the century. In the second half of the century, the trade in the Baseline continues to rise reaching over

<sup>8</sup> Nuclear energy is generated from uranium resources and enriched fuel, both of which are traded, however these were excluded for both theoretical and practical reasons. Since refueling a nuclear power plant typically provides fuel for two to three years (Nelson and Sprecher, 2008) and nuclear fuel can even be stockpiled for up to ten years (IAEA, 2007), most countries use nuclear energy as a way to curtail risks from imported fossil fuels. Practically, MESSAGE does not depict trade in either raw uranium and to the best of our knowledge no global IAM depicts trade in either enriched nuclear fuel or nuclear power plant components, which are the biggest energy security issues for nuclear power (Cherip et al., 2012).

100 EJ/year (more than oil trade at present). At the same time the low-carbon scenarios diverge falling roughly into three groups:

- (a) In one Supply and one Mix scenario with limitations on renewables, gas trade increases to levels comparable to the Baseline and exceeding present-day oil trade volumes. In these scenarios, with limited renewables, natural gas continues to be a critical part of the energy system until the end of the century (marked with dark gray lines in Fig. 8).
- (b) In several scenarios, gas trade plateaus (with some gradual growth or decline) at levels below the present volumes of oil trade and below the Baseline. These scenarios are: Supply combined with nuclear phase-out (leading to gas being used in electricity); Supply or Mix combined with conventional transport (leading to the use of gas-to-liquids in transport); Mix or Efficiency combined with limited renewables (leading to a lack of alternatives to gas); and Efficiency combined with conventional transport and limited bioenergy (leading to gas liquids being used in transportation instead of biofuels).
- (c) In other scenarios gas trade significantly declines in the latter half of the century. These include: the most advanced transport scenarios (where there is not a limitation on renewables or nuclear energy); and Efficiency scenarios with conventional transport and no limitations on bioenergy. In these scenarios, gas serves the role of a bridge fuel, being gradually replaced by other energy sources towards the end of the century.

In the Baseline scenario global coal trade rises from its current 10 EJ/year to over 90 EJ/year by 2100. Coal trade in low-carbon

scenarios varies depending on supply and demand constraints. In scenarios with limited CCS the use of coal is not compatible with GHG limitations so coal trade virtually disappears. Coal trade is higher in scenarios with limited renewables and nuclear (when combined with Mix or Supply) where it is used in combination with CCS to provide an alternative to electricity generation.

In addition to traditionally traded fossil fuels, some scenarios include significant trade in “new” fuels and carriers: biofuels, synthetic fossil fuels, and hydrogen (Fig. 9). In the Baseline scenario the trade in biofuels rises after 2040 to ca 20 EJ/year by the end of the century. In low-carbon scenarios, trade in biofuels increases to comparable levels (earlier in the century), but less so in scenarios where the production of bioenergy is limited since this in turn limits the extent of biofuel use. In all scenarios the levels of trade in biofuels are two to ten times lower than the volumes of oil trade at present. The trade in synthetic fuels (liquids produced from coal or gas) in the Baseline scenario rises over 40 EJ/year but stays below 12 EJ/year in all low-carbon scenarios.

In contrast to synthetic fuels, hydrogen trade is present in some low-carbon scenarios, but not in the Baseline scenario. Towards the end of the century, trade in hydrogen rises to levels comparable to oil trade today in Supply scenarios with advanced transport or a phaseout of nuclear energy. For the advanced transport scenarios this is because these scenarios assume a higher potential for fuel cell technologies which when combined with high demand drives up hydrogen trade. For the nuclear phaseout scenarios, this is because limitations on nuclear energy limit the number of regions where it is economically feasible to produce hydrogen, for which there is high demand around the world.

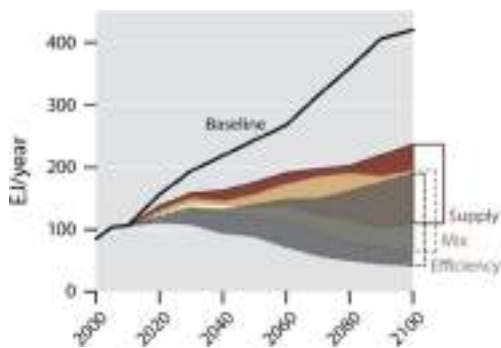


Fig. 4. Global energy trade in the Baseline and low-carbon scenarios.

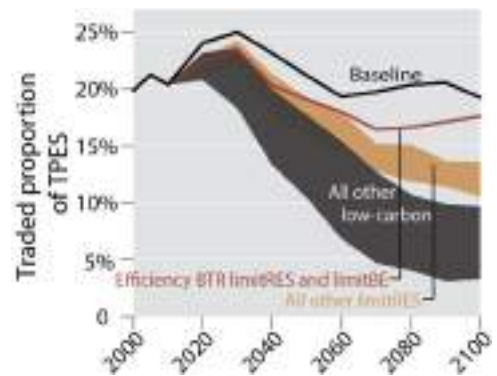


Fig. 6. Global trade intensity.

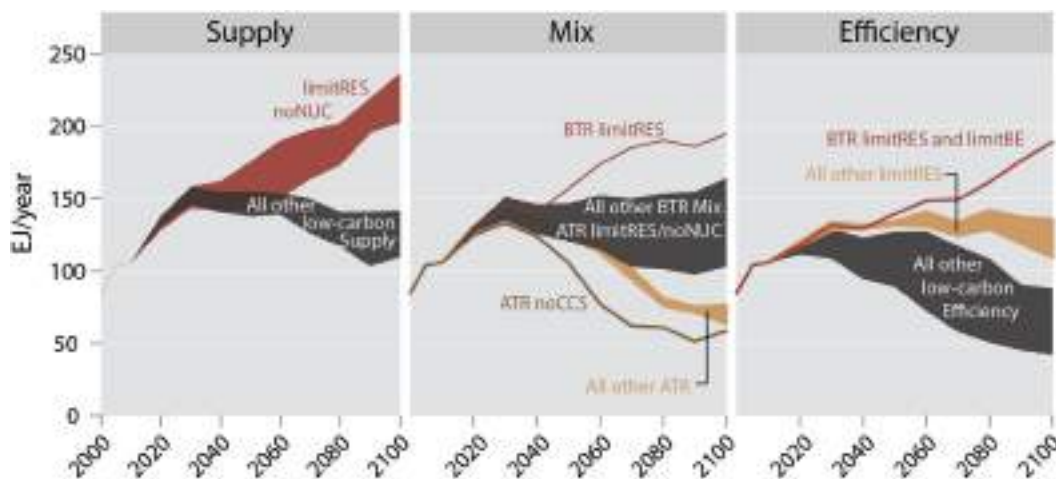


Fig. 5. Global energy trade and choices within the low-carbon scenarios.



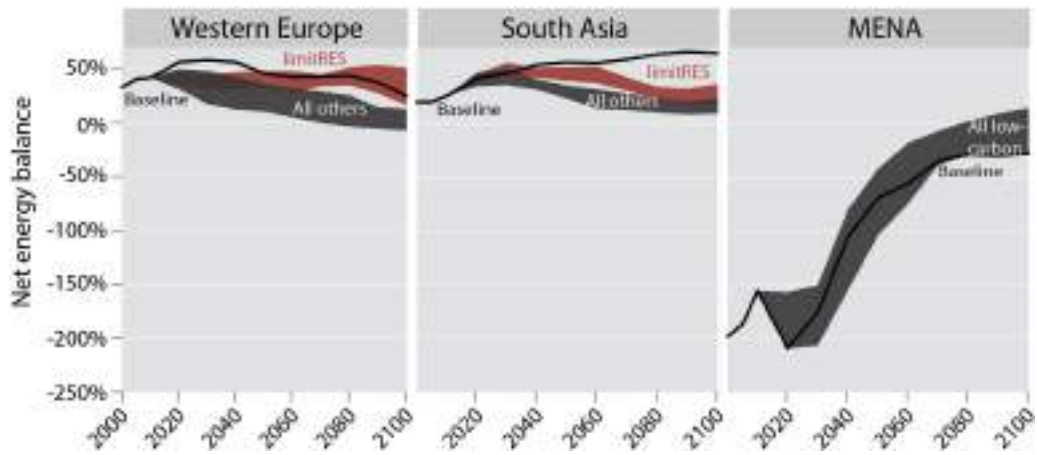


Fig. 7. Net energy balance of selected regions.

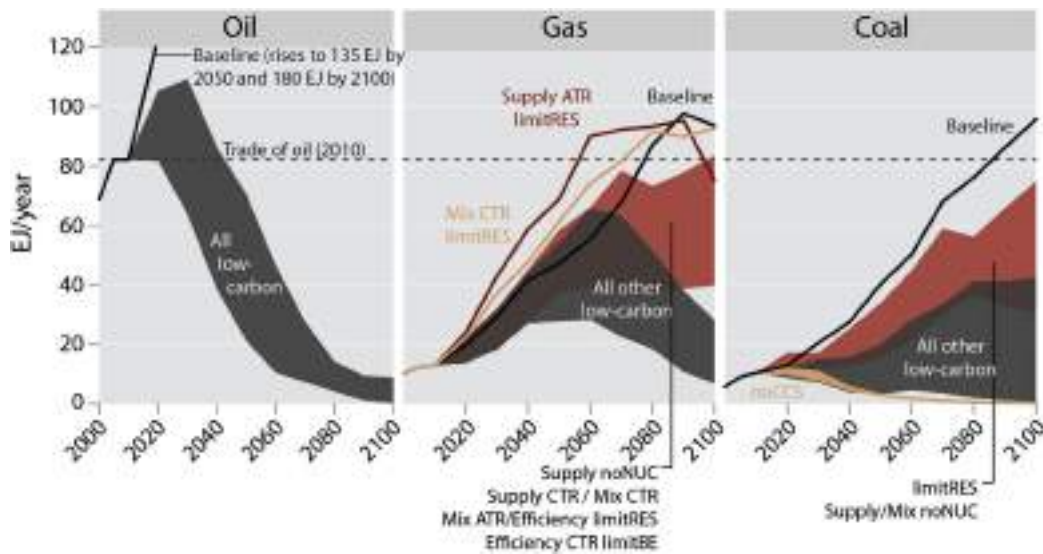


Fig. 8. Global trade in fossil fuels.

High volumes of trade may be especially risky if the fuel in question is primarily produced in a limited number of regions. Fig. 10 illustrates the geographic concentration of exports of tradable gas, coal and hydrogen (i.e. the fuels which are highly traded in some low-carbon scenarios).

In the case of limited renewables and other scenarios associated with higher gas trade (groups (a) and (b) in the explanation to Fig. 8 described on page 7) natural gas is indeed produced in fewer and fewer regions. This is because natural gas resources are unevenly distributed and large volumes of extraction inevitably lead to increasing geographic concentration of exports. In fact, in these scenarios (as well as in the Baseline) gas exports may become far more geographically concentrated than oil exports today.

Fig. 10 also illustrates that the geographic diversity of coal exports remains high even in scenarios with higher coal trade. The same is true with respect to biofuels (not shown on the Figure). This is because coal and bioenergy resources as well as the capacity to produce hydrogen are more evenly distributed around the world than natural gas or oil resources. The geographic diversity of hydrogen exports remains high under most scenarios but not all. Under supply scenarios with no nuclear development, the geographic diversity of hydrogen exports dips to that of oil's

today. This is because the limitations on nuclear limit where it is economically-feasible to produce hydrogen.

#### 4.2. Resilience

##### 4.2.1. Energy intensity

Fig. 2 illustrates that energy intensity in low-carbon declines at a much faster rate than in the Baseline. This decline in energy intensity means gains in energy security as economies become less sensitive to energy price fluctuations.<sup>9</sup>

##### 4.2.2. Diversity of primary energy supply

Fig. 11 illustrates the diversity of energy sources in the total primary energy supply (TPES), electricity generation and the transport sector. The diversity of TPES and electricity show largely similar trends: in the Baseline scenario it slowly but steadily rises whereas in low-carbon scenarios it rapidly rises between now and 2030 or 2040 and then either declines (to levels below the

<sup>9</sup> Energy intensity is an endogenous variable in these low-carbon scenarios and therefore its decline is essentially programmed in the model rather than being an independent outcome of pursuing climate protection targets.

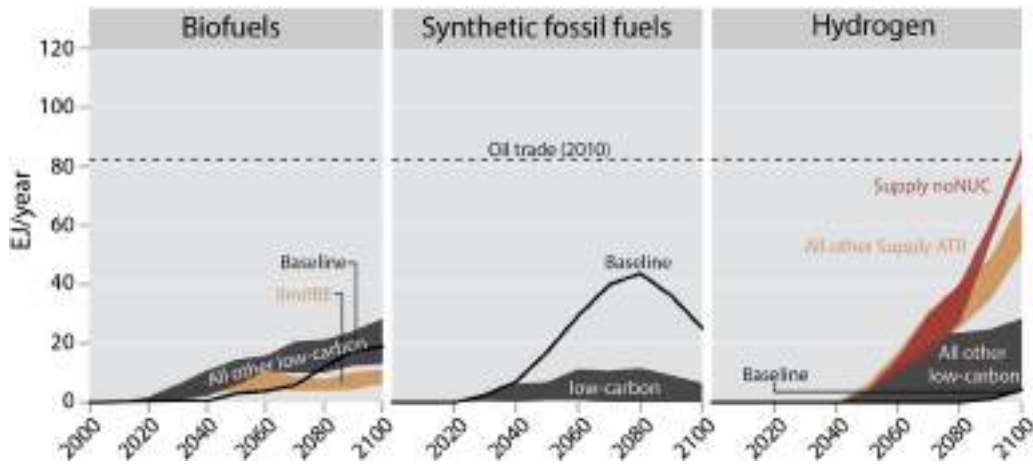


Fig. 9. Global trade in “new” fuels and carriers.

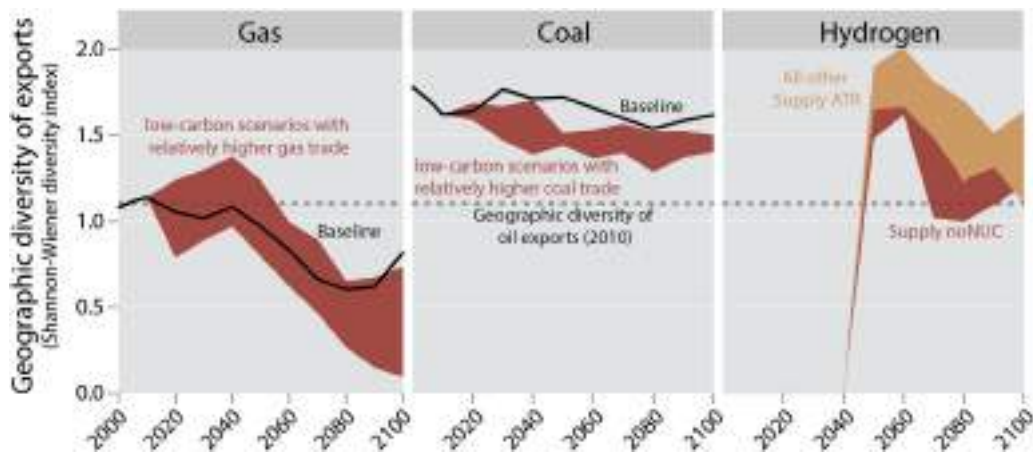


Fig. 10. Geographic diversity of supply of fuels with the highest global trade (depicted in Figs. 8 and 9).

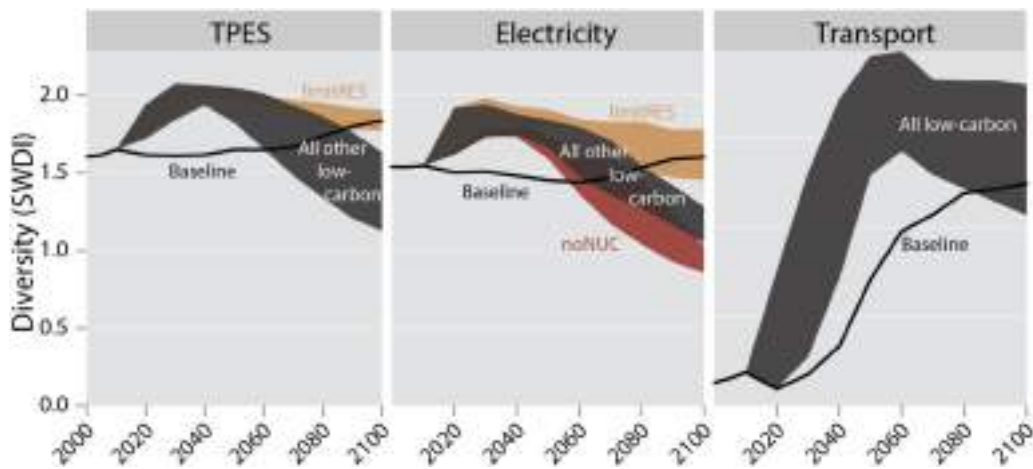


Fig. 11. Diversity of TPES, Electricity and Transport sector.

Baseline and the present value) or stays at an elevated level depending upon supply options. The mid-century peak in diversity in low-carbon scenarios occurs when “old” and “new” energy technologies coexist, it starts declining as the low-carbon energy sources replace carbon-intensive ones.

In scenarios with limited penetration of renewables, the diversity of TPES and electricity generation is comparable to

the baseline development and generally higher than today's diversity by the end of the century. This is because with limitations on renewables, no energy source is able to dominate the energy mix. In contrast, in scenarios with a phaseout of nuclear energy the diversity of electricity production declines to significantly lower levels than both the Baseline and the present value.

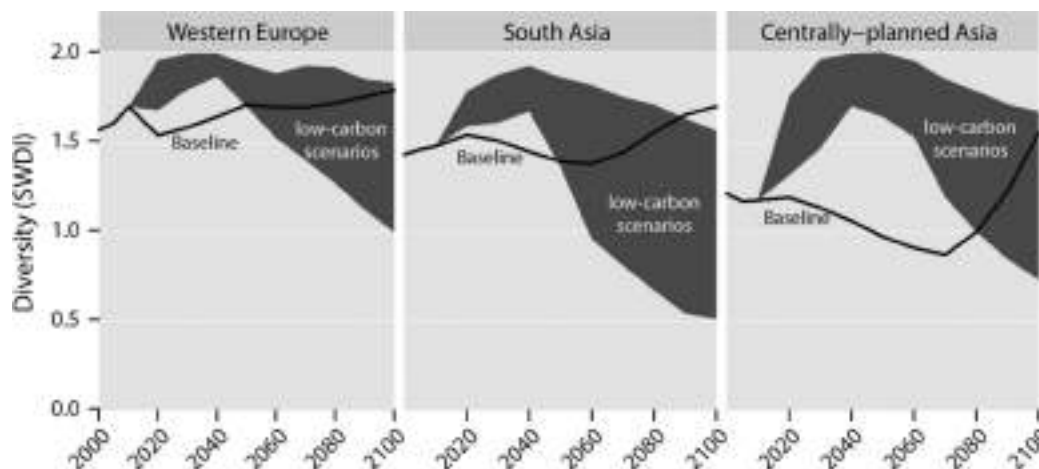


Fig. 12. Regional diversity of TPES.

The low diversity of energy sources used in transport is one of the main energy security concerns at present (Cherp et al., 2012). Diversity in this sector rises much more rapidly and stays higher for most of the century in low-carbon scenarios than in the Baseline. In other end-use sectors (industry as well as residential and commercial) the diversity of energy sources does not change significantly in either the Baseline or low-carbon scenarios.

In summary, the diversity of energy options in the medium-term (20–50 years) is higher in low-carbon scenarios than in the Baseline. In the longer term, the diversity of some low-carbon scenarios drops below the diversity of the Baseline because of the dominance of renewables, particularly in scenarios where renewables are not limited or where nuclear energy is.

#### 4.2.3. Diversity of energy supply at the regional level

Fig. 12 shows TPES diversity in Western Europe, South Asia (dominated by India) and Centrally-planned Asia (dominated by China). It illustrates that whereas the three representative regions generally repeat the global pattern (compare with Fig. 11, first graph), there are certain regional differences. For example the rise-decline pattern is more profound in the region which is dominated by rapidly developing China (Centrally-planned Asia). Diversity also reaches lower levels in populous South Asia with limited energy options.

## 5. Discussion

This section discusses how the long-term evolution of energy security in low-carbon scenarios depends on policy and technology choices.

### 5.1. Energy security in low-carbon scenarios

Table 5 lists selected energy security indicators in 2010, 2050 and 2100 in low-carbon scenarios and the Baseline.

By 2050, low-carbon scenarios perform better than the Baseline with respect to all energy security indicators except natural gas trade, which is higher in some scenarios. Especially notable are the decrease in oil trade and the increase in diversity of energy used for transport and electricity production.

By 2100, the picture becomes more nuanced. The overall energy trade and oil trade are both lower in low-carbon scenarios. However, in some low-carbon scenarios the levels of gas trade reach the level of oil trade today and its production becomes even more geographically concentrated than for oil today. Thus, while

oil ceases to be a major energy security issue, natural gas trade could acquire insecure patterns resembling those of the global oil market today. It should be noted, however, that natural gas does not dominate any of the end-use sectors to the extent that oil dominates the transport sector today, therefore even relatively high trade and concentration of natural gas production would be a lower energy security risk compared to the risks associated with present oil trade, particularly since the overall energy use in these high-trade scenarios would be much higher than at present. The diversity of energy sources in electricity generation and the overall TPES is also lower in some low-carbon scenarios than in the Baseline and at present. Both higher trade in natural gas and lower diversity of energy systems is associated with certain policy and technology choices assumed in some low-carbon scenarios as further explored in the next sub-section.

### 5.2. Impact of policy and technology choices on energy security in low-carbon scenarios

Potential long-term energy security concerns within low-carbon scenarios highlighted in the previous section are triggered by different combinations of demand and supply choices (Fig. 13):

- Higher gas and/or hydrogen trade is observed in Supply scenarios with limited renewables or nuclear energy phase-out;
- Lower diversity of electricity and TPES production is observed in scenarios with unlimited renewables, particularly combined with advanced transport and limitations on nuclear energy.

Both effects are more pronounced in Supply and Mix scenarios, particularly when nuclear energy is phased out. Fig. 13 shows that only a limited number of scenarios are not located in “dangerous” corners where either trade is very high or diversity is very low. The relatively “secure” scenarios are Efficiency with limitations on renewables where both high diversity and lower energy trade can be assured simultaneously.

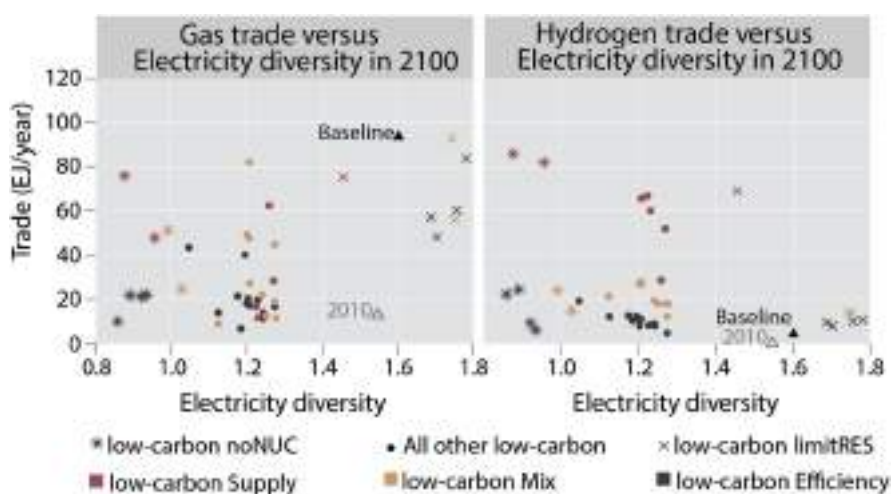
### 5.3. Compound energy security indices

This paper uses relatively straightforward methods of presenting energy security indicators for vital energy systems including trade-offs between different dimensions of energy security (e.g. on Fig. 13). In many cases, however, such a direct presentation of

**Table 5**  
Selected energy security indicators in 2010, 2050 and 2100 in GEAs pathways and the Baseline scenario.

Indicator	2010	2050		2100	
		Low-carbon	Baseline	Low-carbon	Baseline
total interregional trade	106 EJ	89–175 EJ	243 EJ	42–227 EJ	420 EJ
total interregional trade intensity	20%	10%–19%	21%	3%–18%	19%
Oil trade	82 EJ	21–71 EJ	135 EJ	0–8 EJ	179 EJ
Gas trade	9.4 EJ	28–68 EJ	47 EJ	7–98 EJ	94 EJ
Coal trade	1.1	0.8–1.1*	1.0	0.1–0.7*	0.8
Hydrogen trade	10 EJ	3–34 EJ	40 EJ	0–75 EJ	96 EJ
Geographic diversity of gas exports	1.6	1.4–1.5*	1.7	1.4–1.5*	1.6
Geographic diversity of coal exports	–	0–6 EJ	–	5–86 EJ	4
Geographic diversity of hydrogen exports	–	1.5–1.9*	–	1.1–1.6*	0
Electricity diversity	1.5	1.6–1.9	1.5	0.9–1.8	1.6
TPES diversity	1.7	1.8–2.1	1.7	1.1–1.9	1.8
Transport diversity	0.2	1.3–2.0	0.7	1.1–1.8	1.2

\* Only reports geographic diversity of exports for scenarios with high trade in that fuel or carrier (see Fig. 10).



**Fig. 13.** Diversity of electricity production, trade in gas and hydrogen in low-carbon scenarios. The lower right corner represents the most 'secure' situations with low trade and high diversity, whereas the upper left corner shows the 'danger zone' with high trade and low diversity.

multiple indicators may be insufficient to communicate the results of an energy security assessment. While it is necessary to use multiple indicators to portray an integrated picture of energy security, too much data can also lead to confusion, especially if indicators tell different stories. Thus, energy security studies often use compound indices - calculated from several different indicators - to reduce the amount of data and increase the accessibility of the results of an energy security assessment. However, most of the compound indices in the literature (e.g. Gupta, 2008; Scheepers et al., 2007) cannot be used to analyze energy security in long-term scenarios because of the data and assumptions they use.

One notable exception is the compound index based on the modified Shannon-Wiener diversity index which 'penalizes' energy sources for being imported (see the formula in the Appendix). This indicator was used in connection with long-term future energy security studies, including in Riahi et al. (2012) and McCollum et al. (2013). It was based on a more complex index originally proposed by Jansen et al. (2004) (who also suggested penalizing sources coming from unstable countries or scarce resources).

While this index shows the potential for aggregation, it has several limitations. It is useful when diversity and import dependency are within a moderate range of values and correlate with each other. In such situations the compound diversity index reduces the number of variables that need to be considered in the assessment and may be useful for monetization or other such calculations. However, this

index can obscure the policy trade-offs where diversity and import dependency tell different stories. In particular, this index fails to account for the fuel diversity of imports. For example if a country's energy system imports all of its energy, this compound diversity index will always be zero regardless of the how many sources it depends on.<sup>10</sup>

Thus, any aggregation must strike a very delicate balance between on the one hand reducing the amount of data and on the other hand staying true to the systems, vulnerabilities, and priorities of policy makers. Cherp and Jewell (2013) consider situations and methods for appropriately aggregating indicators as well as suggest alternative approaches to making sense of multiple indicators. For the purposes of this paper other approaches for presenting several indicators proved to be more suitable than aggregated indices.

## 6. Conclusions and policy implications

Mitigating dangerous climate change requires unprecedented policy commitment to transforming energy systems. The purpose of

<sup>10</sup> A country may rely only on imported natural gas or it may rely on imported natural gas, coal, oil, and bioenergy. While these two situations are by common sense drastically different, the compound diversity index does not distinguish them.

this article is to evaluate one major factor that influences such commitment: the energy security implications of de-carbonization. To achieve this aim, we propose a systematic energy security assessment framework that is sufficiently specific to be policy relevant and yet sufficiently generic to be applicable to energy systems radically different from the present ones, given all the uncertainties associated with possible configurations of such systems.

Our energy security assessment framework is based on the fact that policy-relevant energy security concerns focus on distinct and concrete vital energy systems rather than vague and abstract 'energy' as a whole. Under different energy scenarios some of today's vital energy systems would persist and evolve (e.g. generation of electricity and transport energy use), some could disappear (e.g. oil and its products) and some might emerge or radically expand (e.g. global markets for natural gas, biofuels and hydrogen). By evaluating vulnerabilities of both existing and potentially new energy systems this article portrays energy futures in the familiar light of policy-relevant energy security concerns.

We consider vulnerabilities of each of the vital energy systems as a combination of *risks* associated with energy trade and *resilience* represented by the diversity of energy options and energy intensity. This approach reflects two policy perspectives of energy security which have existed for most of the history of modern energy systems: 'sovereignty'—focused on the degree of domestic control over energy systems and 'resilience'—focused on the capacity of energy systems to respond to disruptions. We also note the third, 'robustness', perspective on energy security, but due to data and space limitations do not evaluate the robustness of future energy systems in this paper. We select indicators of vulnerabilities of future vital energy systems according to their policy relevance and data availability and apply these indicators to over 40 energy transformation scenarios developed within the Global Energy Assessment.

All in all, our results indicate that energy systems in low-carbon scenarios have lower trade and higher diversity than in the Baseline scenario. These gains are most profound in the mid-term perspective (by 2050) although most of them persist through 2100. In particular, present-day energy security risks associated with global oil trade rapidly subside and eventually disappear under low-carbon scenarios.

Both these results and the proposed energy security assessment framework have several novel policy implications. First, the finding that long-term de-carbonization has considerable energy security benefits should bring the global energy security and climate mitigation agendas closer together. While several previous studies have explored the energy security implications of climate mitigation policies for certain regions (Costantini et al., 2007; Criqui and Mima, 2012; Shukla and Dhar, 2011) or sectors (Grubb et al., 2006; Rozenberg et al., 2010), our paper explores and reaffirms these earlier findings more systematically and comprehensively. In particular, we contrast the very rapid rise of global energy trade and import dependence in the Baseline with the decline or stagnation of trade and imports in climate stabilization scenarios. While previous studies almost exclusively focus on fossil fuels (particularly oil) trade we show that future trade in all other fuels is unlikely to cause as serious energy security concerns as oil causes today.

Second, we identify several potential vulnerabilities of certain energy systems in some scenarios, particularly by the end of the century. With respect to sovereignty, this is a potentially large trade in gas and hydrogen<sup>11</sup> and with respect to resilience this is

low diversity of electricity generation options. We show that policy focus on energy efficiency *and* on limiting potential domination of solar energy make it possible to avoid both of these concerns simultaneously. These findings can inform long-term technology choices and policies.

Third, we indicate that energy security benefits of de-carbonization, apparent at the global scale, may not be equal for all countries and regions, a factor potentially defining national support for the global climate regime. This is consistent with other findings that climate policies lead to divergence between regional energy systems (Cherp et al., in Press). Although regional and national energy security implications of climate mitigation policies need to be studied separately, we do provide initial insights into this topic. In particular, we show that while exports of oil from Middle East and North Africa (MENA), decline in the climate stabilization scenarios, this decline is generally similar to the one expected in the Baseline. Because this initial observation contrasts the conventional wisdom that MENA would be a major loser of the global climate regime, it should be investigated in more details using a range of models and assumptions on fossil fuel resource availability (see a meta-review of literature on this topic in Jewell, (2013)).

Our study can also be used in *national* energy security assessments, which are increasingly being used to guide national energy policies, to characterize the global context within which national energy futures may develop (Australian Government Department of Resources Energy and Tourism, 2011; Wicks, 2009). In addition, the systematic, rigorous and yet flexible framework proposed here may be used by national policy makers to identify and assess energy security implications of different policy options and scenarios.

The analysis presented in this article also opens an extensive research agenda. First of all, our results come from one modeling framework and one set of assumptions. Evaluating energy security in other models and under different assumptions would help to validate both the framework and the findings of our research. Second, the results should be obtained for the national rather than the global level, possibly starting with major economies (China, EU, India and the US) which are more easily represented in IAMs. Third, it is important to explore the 'robustness' perspective on energy security for example by studying 'buffers' such as remaining resources and spare electricity generation capacity. Finally, detailed understanding of energy security concerns may allow introducing relevant constraints in energy models and thus producing more policy-realistic depictions of possible futures.

## Acknowledgements

This work was developed as part of the Seventh Framework Programme Low climate IMPact Scenarios and the Implications of Tight emission control Strategies (LIMITS) project Grant agreement no. 28246. The research also benefited from discussions during the *Global Energy Assessment* ([www.globalenergyassessment.org](http://www.globalenergyassessment.org)). Jessica Jewell did exploratory work for this project during the Young Scientists Summer Program (YSSP) at the International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), with support from the National Academy of Sciences, thanks to NSF Grant Number OISE-738129. The authors would also like to thank Volker Krey, Vadim Vinichenko, Nikolai Denisov, and Peter Kolp.

## Appendix. Formulas for Indicators

This appendix contains a description of all the indicators discussed in the paper and listed in Table 6.

<sup>11</sup> As discussed above, although significant, this trade will be less of an energy security concern than oil trade today because no end-use sector will depend upon gas to the extent the transport sector depends on oil today.

**Table 6**  
Indicators of energy security in long-term energy transformation scenarios.

Indicator	Energy security concern(s)	Unit	Definition (formula)*	Sector	Geography
<b>Sovereignty indicators</b>					
<b>Global energy trade (absolute)</b>	Disruption of trade flows by various factors	Ej/year	Total flows of trade between regions in a given year	TPES, oil, gas, coal, hydrogen, biomass, synfuels, electricity, uranium, oil products, other fuels and carriers	Global
<b>Global energy trade (intensity)</b>	Same as above	Share (0–1)	Global energy trade divided by global energy supply	As above (only <b>TPES</b> used in this article)	Global
<b>Geographic diversity of exports</b>	Same as above	Non-dimensional	SWDI or HHI	As above	Global
<b>Net import dependency</b>	Regional vulnerability to trade disruptions by various factors	share (0–1)	Net energy imports divided by total PES or total primary energy of a given source	As above (only <b>TPES</b> used in this article)	Regional
Cost of energy imports in relation to GDP	Regional vulnerability to trade disruptions by various factors	Share (0–1)	Energy import value divided by GDP	TPES or a particularly vulnerable fuel	Regional
Cost of energy exports in relation to GDP	Regional vulnerability to disruptions of energy exports	Share (0–1)	Energy export value divided by GDP	TPES	Regional
Carriers dependence on imported fuels	Vulnerability of carriers to trade disruptions	Share (0–1)	Share of energy carriers produced from imported sources divided by the total energy carrier	Electricity, hydrogen, and other carriers	Regional
End-use sectors dependence on imported fuels	Vulnerability of end-use sectors to trade disruptions	Share (0–1)	Share of end-use sectors produced from imported fuels	Transportation, industry, residential and commercial	Regional
<b>Resilience indicators</b>					
<b>Energy intensity</b>	Overall vulnerability to energy supply and price shocks	MJ/\$ GDP	TPES divided by GDP	<b>TPES</b>	Global or Regional
<b>Diversity of energy sources in primary energy supply (PES)</b>	Overall vulnerability to various primary energy source disruptions	Non-dimensional	SWDI or HHI	<b>TPES</b>	Global or Regional
<b>Diversity of primary energy sources in carriers</b>	Carrier vulnerability to various primary energy source disruptions	Non-dimensional	SWDI or HHI	<b>Electricity</b> , hydrogen, liquid fuels, and other carriers	Global or Regional
<b>Diversity of primary energy sources in end-use sectors</b>	End-use vulnerability to various primary energy source disruptions	Non-dimensional	SWDI or HHI	<b>Transportation</b> , industrial, residential and commercial	Global or Regional
End-use sector diversity of carriers	as above	Non-dimensional	SWDI or HHI	Transportation, industrial, residential and commercial	Global or Regional
<b>Robustness indicators</b>					
Reserves or Resource to production ratios	Vulnerability to energy shocks	Years	Reserves or resources divided by production rates	Oil, gas, and coal	Global or Regional
Average age of infrastructure	Reliability of energy conversion and transmission	Years in relation to projected life-time	The age of all infrastructural facilities	Electricity transmission and generation; potentially other carriers or fuels	Global or regional
Spare capacities for electricity generation	Reliability of electricity generation	%	Installed capacity divided by the critical or average load	Electricity	Regional
Rate of energy sector growth	Burden on energy systems associated with fast growth	%/year	The growth in energy supply (or use) in fuel, carrier or end-use	End-uses, carriers, sectors	Global or regional
Rate of energy export revenue decline	Instability associated with fast decline of energy export revenues	%/year	The change in energy export revenues year on year	Energy exports	Regional
<b>Compound indicators</b>					
Compound diversity index	Combined diversity and sovereignty concerns	Non-dimensional	Modified SWDI*	TPES	Regional

Bold text represents the indicators used or energy systems addressed in this article.

\* See the formulas and the explanation in the main text.



system can replace each other but the elements outside the system cannot (Cherp and Jewell, 2013). Indeed diversity indices were first proposed to measure the diversity of sources in an electricity system (Stirling, 1994) which are readily-substitutable; that is, there is no difference between electricity produced from a gas-fired power plant or a concentrated solar power system.

In this article, we present the diversity of TPES as well as the diversity of energy sources used for electricity generation and transport. The TPES diversity was calculated based on the proportion each primary energy source contributed to the TPES (using the substitution equivalent primary energy accounting method). The SWDI for electricity reflects the diversity of fuel sources used for electricity generation. Such an index can also be used for other carriers such as synfuels, liquid fuels in general or hydrogen. The SWDI is calculated for end-uses based on the diversity of primary energy sources by proportionally allocating different energy carriers to their respective sources (see Fig. 13). This proportional allocation needs to be tailored for the specific configuration of the energy system, actual or modeled. The way we apply the end-use diversity index accounts for disruptions which would occur at the primary energy level. It's also possible to measure the diversity of carriers (e.g. electricity vs. liquid fuels) used in an end-use sector.

We also apply the SWDI to the geographic diversity of exports. Measuring the geographic diversity of supply (or geographic concentration of supply) has been done in Jewell, (2011), Costantini et al. (2007) and Lefèvre (2007).<sup>14</sup> The geographic diversity of supply uses the same formula as the diversity of TPES, electricity and transportation, but  $p_i$  is the share of a given energy source from region  $i$  in the total interregional trade of that energy source or carrier.

As discussed in Section 5.3, some studies have used a compound diversity index (CDI) on the regional level to combine the import dependency and diversity on the regional level according to the following formula:

$$CDI = \sum_i \left\{ \left( 1 - m_i \left( 1 - \frac{S_i^m}{S_i^{m,max}} \right) \right) (p_i \ln(p_i)) \right\}$$

where,  $p_i$  is the share of the primary energy source  $i$  in the TPES;  $m_i$  is the share of imports of net imports in primary energy supply of resource  $i$ ; and  $S_i^m$  is the Shannon diversity index of import flows of resource  $i$  and  $S_i^{m,max}$  is the maximum possible value of the Shannon index if all regions exported an equal amount.

### Energy intensity

Energy intensity is the amount of energy used per dollar of GDP or value-added (in this paper MJ/US2005\$). In this study it is a unique indicator because it is partially-exogenous to the GEA-modeling framework. Thus while we calculated the other energy security indicators ex-post, we tested the effect energy intensity has on other aspects of energy security.

### Robustness indicators

Robustness indicators include resource scarcity, the rate of demand growth, aging and reliability of infrastructure, the presence of spare capacity, strategic stocks and resource buffers. As we explain in the main text it is often difficult to meaningfully represent these variables in Integrated Assessment Models because they are not depicted in a model, are exogenous or are endogenously optimized. Nevertheless they can be used for exploring the

relationship between different aspects of energy security as well as between energy security and climate mitigation measures as is done for example in Turton and Barreto (2006). Other robustness indicators which have been suggested in the literature on current energy security concerns include: rates of demand growth, reliability of electricity and heating supply, energy infrastructure age, spare storage capacities and number of import entry points (Cherp et al., 2012; Jewell, 2011; Winzer, 2012).

### References

- APERC (Asia Pacific Energy Research Centre), 2007. A Quest for Energy Security in the 21st Century: Resources and Constraints. Institute of Energy Economics, Japan, available at: [http://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC\\_2007\\_A\\_Quest\\_for\\_Energy\\_Security.pdf](http://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf).
- Alhaji, A.F., 2008. What is energy security? Definitions and concepts. *Oil, Gas & Energy Law Intell.* 6 (3).
- Atsumi, Masahiro, 2007. Japanese energy security revisited. *Asia-Pac. Rev.* 14 (1), 28–43, <http://dx.doi.org/10.1080/13439000701330353>.
- Australian Government Department of Resources Energy and Tourism, 2009. National Energy Security Assessment 2009. Commonwealth of Australia, available at: <http://www.aip.com.au/pdf/National-Energy-Security-Assessment-2009.pdf>.
- Australian Government Department of Resources Energy and Tourism, 2011. National Energy Security Assessment 2011. Canberra, AU, Commonwealth of Australia, available at: <http://www.aip.com.au/pdf/National-Energy-Security-Assessment-2011.pdf>.
- Bollen, Johannes, Hers, Sebastiaan, Bob van der, zwaan, 2010. An integrated assessment of climate change, air pollution, and energy security policy. *Energy Policy* 38 (8), 4021–4030, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.026>.
- Bosetti, Valentina, Carraro, Carlo, Duval, Romain, Tavoni, Massimo, 2011. What should we expect from innovation? A model-based assessment of the environmental and mitigation cost implications of climate-related R&D. *Energy Econ.* 33 (6), 1313–1320, <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2011.02.010>.
- British Petroleum, 2009. BP Statistical Review of World Energy June 2009. London: British Petroleum.
- Cherp, Aleh, Jewell, Jessica, 2011. The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration. *Curr. Opin. Environ. Sustainability* 3 (4), 202–212, <http://dx.doi.org/10.1016/j.cosust.2011.07.001>.
- Cherp, Aleh, Jewell, Jessica, 2013. Energy security assessment framework and three case-studies, in: Dyer, H., Trombetta, M.J. (Eds.), *International Handbook of Energy Security*. Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK and Northampton, MA, pp.231–277.
- Cherp, Aleh, Adenikinju, A, Goldthau, Andreas, Hughes, Larry, Jansen, Jaap C., Jewell, Jessica, Olshanskaya, Marina, et al., 2012. Chapter-5 Energy and Security, in *Global Energy Assessment: Toward a More Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, 325–384.
- Cherp, Aleh, Jewell, Jessica, Vadim Vinichenko, Nico Bauer, and Enrica De Cian. in press. "Global Energy Security Under Different Climate Policies, GDP Growth Rates and Fossil Resource Availabilities." *Climatic Change*. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0950-x>.
- Costantini, Valeria, Gracceva, Francesco, Markandya, Anil, Vicini, Giorgio, 2007. Security of energy supply: comparing scenarios from a European perspective. *Energy Policy* 35 (1), 210–226, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.11.002>.
- Criqui, Patrick, Mima, Silvana, 2012. European climate–energy security nexus a model based scenario analysis. *Energy Policy* 41, 827–842, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.061>.
- European Parliament, 2006. Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment. *Off. J. Eur. Union*, 22–27. (February 2).
- European Union Council, 2004. Council directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply. *Off. J. Eur. Union*, 92–96. (April 29).
- GEA, 2012: *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.
- Gnansounou, Edgard, 2008. Assessing the energy vulnerability: case of industrialised countries. *Energy Policy* 36 (10), 3734–3744, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.004>.
- Greene, David L., 2010. Measuring energy security: can the United States achieve oil independence? *Energy Policy* 38, 1614–1621, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.041>.
- Grubb, Michael, Butler, Lucy, Twomey, Paul, 2006. Diversity and security in UK electricity generation: the influence of low-carbon objectives. *Energy Policy* 34 (18), 4050–4062, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.09.004>.
- Gupta, Eshita, 2008. Oil vulnerability index of oil-importing countries. *Energy Policy* 36 (3), 1195–1211, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.011>.
- Helm, D., 2002. Energy policy: security of supply, sustainability and competition. *Energy Policy* 30, 173–184.

<sup>14</sup> In these publications, the authors use the HHI index, however, as discussed at the beginning of the section, which diversity index to use does not generally change the conclusions and some authors prefer the SWDI on theoretical grounds.



- IAEA (International Atomic Energy Agency), 2007. Considerations to Launch a Nuclear Power Programme, International Atomic Energy Agency, Vienna.
- IEA (International Energy Agency), 2011. Measuring Short-Term Energy Security. OECD/IEA, Paris.
- Jansen, Jaap C., Seebregts, Ad J., 2009. Long-term energy services security: what is it and how can it be measured and valued? *Energy Policy* 38 (4), 1654–1664, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.047>.
- Jansen, J.C.vanArkel,W.G., Boots, M.G., 2004. Designing indicators of long-term energy supply security. Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), available at: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04007.pdf>.
- Jewell, Jessica, 2011. The IEA Model of Short-Term Energy Security (MOSES). : primary energy sources and secondary fuels. OECD/ IEA, Paris.
- Jewell, Jessica, 2013. Energy Security and Climate Change Mitigation, the interaction in long-term global scenarios. Doctoral dissertation, Department of Environmental Sciences and Policy, Central European University, Budapest.
- Jewell, Jessica, Cherp, Aleh, Vinichenko, Vadim, Bauer, Nico, Kober, Tom, McCollum, David, van Vuuren, Detlef P, van der Zwaan, Bob, forthcoming. Energy security of China, India, the E.U. and the U.S. under long-term scenarios: results from six IAMs. accepted to *Climate Change Economics*.
- Kendall, James M., 1998. Measures of Oil Import Dependence. U.S. Energy Information Agency, Washington, DC, available at: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/issues98/oimport.html>.
- Keppeler, Jan Horst, 2007. Energy supply security and nuclear energy: concepts, indicators, policies, background study in the context of the NDD security of supply project.
- Kruyt, B, van Vuuren, Detlef P, De Vries, H.J.M., Groenening, H., 2009. Indicators for energy security. *Energy Policy* 37 (6), 2166–2181, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>.
- Kuzemko, Caroline, 2011. UK Energy governance in the twenty-first century: unravelling the ties that bind. Doctoral dissertation, Politics and International Studies, University of Warwick, Coventry.
- Le Coq, Chloé, Paltseva, Elena, 2009. Measuring the security of external energy supply in the European Union. *Energy Policy* 37 (11), 4474–4481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.069>.
- Lefèvre, Nicolas, 2007. Energy security and climate policy: assessing interactions. OECD/IEA, Paris.
- Lefèvre, Nicolas, 2010. Measuring the energy security implications of fossil fuel resource concentration. *Energy Policy* 38 (4), 1635–1644, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.003>.
- Lehman Brothers, 2008. Global Oil Choke Points. New York, January 18.
- Leimbach, Marian, Nico, Bauer, Baumstark, Lavinia, Edenhofer, Ottmar, 2009. Mitigation costs in a globalized world: climate policy analysis with REMIND-R. *Environ. Model. Assess.* 15 (3), 155–173, <http://dx.doi.org/10.1007/s10666-009-9204-8>.
- Löschel, Andreas, Ulf, Moslener, Rübhelke, Dirk T.G., 2010. Indicators of energy security in industrialised countries. *Energy Policy* 38 (4), 1665–1671, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.061>.
- Manne, Alan S., Richard G. Richels, 2004. MERGE: an Integrated Assessment Model for Global Climate Change, available at: <http://www.cepe.ethz.ch/education/EnergyPolicy/GERAD1.pdf>.
- McCollum, David, Nico Bauer, Katherine Calvin, Alban Kitous, and Keywan Riahi. In press. "Fossil Resource and Energy Security Dynamics in Conventional and Carbon-Constrained Worlds." *Climatic Change*. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0939-5>.
- McCollum, David L., Krey, Volker, Riahi, Keywan, 2011. An integrated approach to energy sustainability. *Nat. Climate Change* 1 (9), 428–429, <http://dx.doi.org/10.1038/nclimate1297>.
- McCollum, David L., Krey, Volker, Riahi, Keywan, Kolp, Peter, Grubler, Arnulf, Makowski, Marek, Nakicenovic, Nebojsa, 2013. Climate policies can help resolve energy security and air pollution challenges. *Clim. Change*, <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-013-0710-y>. (February 19).
- Messner, S., Strubegger, M., 1995. User's Guide for MESSAGE III, Working Paper WP-95-069. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, Austria.
- Neff, T., 1997. Improving energy security in Pacific Asia: diversification and risk reduction for fossil and nuclear fuels. Project Commissioned by the Pacific Asia Regional Energy Security (PARES) Massachusetts Institute of Technology Center Int. Stud. (December).
- Nelson, Paul, Christopher M. Sprecher, 2008. What Determines the Extent of National Reliance on Civil Nuclear Power? Nuclear Security Science & Policy Institute, College Station, TX, NSSPI-08-014. available at: [http://nsspi.tamu.edu/media/36556/p21\\_pub1.pdf](http://nsspi.tamu.edu/media/36556/p21_pub1.pdf).
- O'Leary, Fergal, Morgan Bazilian, Martin Howley, Brian O Gallachoir, 2007. Security of Supply in Ireland. Energy Policy Statistical Support Unit. available at: [http://www.seai.ie/Publications/Statistics\\_Publications/EPSSU\\_Publications/Energy\\_Security\\_in\\_Ireland/SEI\\_EPSSU\\_Security\\_of\\_Supply\\_Third\\_Report.pdf](http://www.seai.ie/Publications/Statistics_Publications/EPSSU_Publications/Energy_Security_in_Ireland/SEI_EPSSU_Security_of_Supply_Third_Report.pdf).
- Pant, Girijesh, 2006. Energy security in Asia: the necessity of interdependence. *Strategic Anal.* 31 (3), 523–542, <http://dx.doi.org/10.1080/09700160701432037>.
- Penchansky, R.R., Thomas, J.W., 1981. The concept of access: definition and relationship to consumer satisfaction. *Med. Care* 19 (2), 127–140.
- Rao, S., Riahi, Keywan, 2006. The role of non-CO<sub>2</sub> greenhouse gases in climate change mitigation: long-term scenarios for the 21st century. *Energy J.* 27 (3), 177–200.
- Riahi, Keywan, Grubler, Arnulf, Nakicenovic, Nebojsa, 2007. Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization. *Technol. Forecasting Soc. Change* 74 (7), 887–935, <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2006.05.026>.
- Riahi, Keywan, Dententener, Frank, Gielen, Dolf, Grubler, Arnulf, Jewell, Jessica, Klimot, Zbigniew, Krey,Volker, et al., 2012. Chapter 17 – Energy pathways for sustainable development, in *Global Energy Assessment: Toward a More Sustainable Future*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, 1203–1306.
- Rozenberg, Julie, Hallegette, Stéphane, Vogt-Schilb, Adrien, Sassi, Olivier, Guivarch, Céline, Waisman, Henri, Hourcade, Jean-Charles, 2010. Climate policies as a Hedge against the uncertainty on future oil supply. *Clim. Change* 101 (3–4), 663–668, <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-010-9868-8>.
- Scheepers, M., Seebregts, Ad J., de Jong, J., Maters, H., 2007. EU Standards for Energy Security of Supply: updates on the crisis capability index and the supply/demand index quantification for EU-27. ECN/Clingendael International Energy Programme, The Hague and Petten, NL. available at: <ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2007/e07004.pdf>.
- Shukla, P R, Dhar, Subash, 2011. Climate agreements and India: aligning options and opportunities on a new track. *Int. Environ. Agreements: Polit., Law Econ.* 11 (3), 229–243, <http://dx.doi.org/10.1007/s10784-011-9158-6>.
- Sovacool, Benjamin K, and Marilyn A Brown. 2010. "Competing Dimensions of Energy Security: an International Perspective." *Annual Review of Environment and Resources* 35 (1) (November 21): 77–108. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev-environ-042509-143035>.
- Sovacool, Benjamin K, Mukherjee, Ishani, 2011. Conceptualizing and measuring energy security: a synthesized approach. *Energy* 36 (8), 5343–5355, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.043>.
- Stirling, Andy, 1994. Diversity and ignorance in electricity supply investment: addressing the solution rather than the problem. *Energy Policy* 22 (3), 195–216, [http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215\(94\)90159-7](http://dx.doi.org/10.1016/0301-4215(94)90159-7).
- Stirling, Andy, 1998. On the Economics and Analysis of Diversity. Science Policy Research Unit (SPRU), University of Sussex, Brighton. Electronic Working Papers Series, Paper 28(December 18):1–156.
- Stirling, Andy, 2010. Multicriteria diversity analysis a novel heuristic framework for appraising energy portfolios. *Energy Policy* 38 (4), 1622–1634, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.023>.
- Turton, Hal, Barreto, Leonardo, 2006. Long-term security of energy supply and climate change. *Energy Policy* 34 (15), 2232–2250, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2005.03.016>.
- van Vuuren, Detlef P, Stehfest, Elke, Elzen, Michel G.J., Kram, Tom, Vliet, Jasper, Deetman, Sebastiaan, Isaac, Morna, et al., 2011. RCP2.6: exploring the possibility to keep global mean temperature increase below 2 °C. *Clim. Change* 109 (1–2), 95–116, <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-011-0152-3>.
- Walker, Gordon, Cass, Noel, 2007. Carbon reduction, 'the public' and renewable energy: engaging with socio-technical configurations. *Area* 39 (4), 458–469.
- Wicks, Malcom, 2009. Energy Security: a National Challenge in a Changing World. London, available at: <http://www.igd.com/Documents/Industry%20Reports/Energy/Energy%20Security%20a%20national%20challenge%20in%20a%20changing%20world%202009.pdf>.
- Winzer, Christian, 2012. Conceptualizing energy security. *Energy Policy* 46 (C), 36–48, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.067>.

### **3.18. LOW CARBON ENERGY ROADMAP FOR IRELAND**



## Technical support on developing low carbon sector roadmaps for Ireland

### Low Carbon Energy Roadmap for Ireland

Paul Deane, John Curtis, Alessandro Chiodi, Maurizio Gargiulo, Fionn Rogan, Denis Dineen,  
James Glynn, John FitzGerald and Brian Ó Gallachóir

20 December 2013

Economic & Social Research Institute  
Whitaker Square  
Sir John Rogerson's Quay  
Dublin 2  
Tel: (01) 863 2019  
Fax: (01) 863 2100  
john.curtis@esri.ie

E4sma  
Via Livorno 60  
Environment Park I-10144  
Turin, Italy  
Tel: (+39) 011 225 7351  
Fax: (+39) 011 225 7355  
maurizio.gargiulo@e4sma.com

University College Cork  
Environmental Research Institute  
Lee Road  
Cork  
Tel: (021) 490 3037  
Fax: (021) 427 6648  
b.ogallachoir@ucc.ie

# CONTENTS

KEY FINDINGS .....	5
INTRODUCTION .....	6
<b>PART I: CONTEXT, METHODOLOGY AND SCENARIOS .....</b>	<b>8</b>
1.1 Context .....	8
1.2 Methodology.....	10
1.2.1 Strengths of this approach .....	12
1.2.2 Limitations .....	13
1.3 Scenarios .....	14
1.3.1 Interim targets and the optimal path towards the 2050 goal .....	15
1.3.2 Ireland’s Low Carbon Roadmap to 2050.....	17
<b>PART II: 80% CO<sub>2</sub> emission reduction by 2050 .....</b>	<b>19</b>
2 Technology Solutions.....	19
2.1 Energy System Results .....	19
2.1.1 CO <sub>2</sub> Emissions .....	19
2.1.2 Energy System in 2050.....	22
2.2 Energy Efficiency .....	23
2.3 Renewable Energy.....	24
2.3.1 Renewable Heat-The year 2050 .....	25
2.3.2 Renewable Transport-The year 2050 .....	27
2.3.3 Renewable Electricity-The year 2050 .....	28
2.4 Gas, Electricity, Solid and liquid Fuels .....	30
2.4.1 Electrification .....	31
2.4.2 Gasification .....	32
2.4.3 Solid Fuels .....	33
2.4.4 Liquid Fuels .....	33
2.5 Import Dependency .....	34
2.6 Sectoral Results .....	34
2.6.1 Residential Sector .....	34
2.6.2 Services Sector .....	35
2.6.3 Transport Sector .....	36
2.6.4 Electricity Generation (Power) Sector .....	38
2.6.5 Industry.....	38

2.7	Energy Infrastructure .....	39
2.7.1	Gas .....	39
2.7.2	Oil.....	40
2.7.3	Biomass.....	41
2.7.4	Biofuels .....	42
<b>PART IIB: IMPLICATIONS FOR THE ECONOMY .....</b>		<b>43</b>
3	Macro-economic implications of decarbonisation .....	43
3.1	Competitiveness.....	43
3.2	Sectoral impacts .....	48
3.3	Investment in Energy .....	51
3.4	Energy costs .....	55
3.5	Summary .....	58
<b>Part III Moving to 95% CO2 reduction.....</b>		<b>60</b>
4	Technology solutions.....	61
4.1	Energy System Results .....	61
4.1.1	CO <sub>2</sub> Emissions .....	61
4.1.2	Energy System in 2050.....	64
4.2	Energy Efficiency .....	66
4.3	Renewable Energy.....	67
4.3.1	Renewable Heat-The year 2050 .....	67
4.3.2	Renewable Transport-The year 2050 .....	68
4.3.3	Renewable Electricity-The year 2050 .....	69
4.4	Gas, Electricity, Solid and liquid Fuels .....	72
4.4.1	Electrification .....	72
4.4.2	Gasification .....	73
4.4.3	Solid Fuels .....	73
4.4.4	Liquid Fuels .....	73
4.5	Import Dependency .....	74
4.6	Sectoral Results .....	74
4.6.1	Residential Sector .....	74
4.6.2	Services Sector.....	75
4.6.3	Transport Sector .....	76
4.6.4	Power Sector .....	78
4.6.5	Industry.....	79

4.7	Energy Infrastructure .....	80
4.7.1	Gas .....	80
4.7.2	Biomass.....	81
4.7.3	Biofuels .....	82
<b>PART IIIB: IMPLICATIONS FOR THE ECONOMY: 95% CO2 emissions reduction scenario .....</b>		<b>83</b>
5	Macro-economic implications of decarbonisation .....	83
5.1	Competitiveness.....	83
5.2	Investment in Energy .....	86
5.3	Energy costs .....	89
5.4	Summary .....	92
6	Recommendations for future work .....	94
APPENDIX A: MACRO-ECONOMIC SCENARIO .....		96
A.1	The Economy to 2050.....	96
A.2.	Demographic Assumptions.....	97
A.2.1.	Fertility.....	97
A.2.2.	Life Expectancy .....	97
A.2.3.	Participation Rates.....	98
A.2.4	Migration .....	99
A.2.5.	Education .....	99
A.2.6	Headship Rates .....	99
A.3.	Economic Assumptions.....	100
A.3.1.	Productivity & labour force .....	100
A.3.2.	Capital.....	101
A.3.3.	GDP Growth.....	101
A.4.	Macro-economic Results .....	101
A.5.	Economic Structure .....	102
A.6.	Economic Uncertainty .....	103
APPENDIX B Energy systems Scenario Results 2010 - 2050 .....		104
B.1.	Primary energy supply 2010 - 2050.....	104
B.2.	total final energy use by fuel 2010 - 2050 .....	105
B.2.	final energy use by Sector .....	106
Appendix C: Data for Graphs .....		107
Appendix D: Sectoral Demand Data .....		116
Agriculture Demand: .....		116

Services Demand: .....	116
Residential Sector Demand: .....	118
Industrial Sector Demand: .....	120
Transport Sector Demand: .....	121
References: .....	123

## KEY FINDINGS

**Significant investment in energy efficiency and renewable energy technologies** would be required for Ireland to transition to a low carbon economy by 2050. Investment by 2050 may be 30% higher in a low carbon energy system compared with a business as usual scenario and this is offset by a 33% reduction in fuel costs.

**Fossil fuels are incompatible** with a low carbon economy and their use could be greatly diminished. Oil consumption could reduce to 1 – 4 million barrels per annum by 2050 compared with 61 million barrels in a business as usual. Natural gas may still be used in 2050 but reduced limited to electricity generation with carbon capture and storage. Coal may be mostly removed from the energy system and peat could be removed entirely.

**Energy savings of 30%** may be achieved in the low carbon scenarios by 2050 and **bioenergy** (comprising woody biomass, liquid biofuels and biogas) **could become the dominant energy source**. This is in stark contrast to today where bioenergy supplies approximately 2% of final energy consumption and has significant implications for land use and for energy security. All the 6.9 GW of onshore wind energy may be harnessed and as carbon dioxide is further constrained also some offshore wind and solar power.

Significant **changes in infrastructure** may be required. Electrification of heat and transport could increase the electricity share of energy use from 18% to 25 – 40%. Gas networks are anticipated to deliver more biogas than natural gas to final customers, in addition to the natural gas to power plants with carbon capture and storage. Oil distribution could be replaced by liquid biofuel distribution, apart from kerosene use in aviation.

Significant changes may be envisaged for **energy consumers**. Private car transport could be completely electrified in 2050. Residential heating may switch from oil and gas to air source heat pumps and biogas.



## INTRODUCTION

The Department of the Environment, Community and Local Government has commissioned the Economic and Social Research Institute (ESRI) and University College Cork (UCC) to provide technical advice and guidance on the development of a low carbon roadmap for Ireland with the aim of achieving transition to a low carbon, climate resilient and environmentally sustainable economy in the period up to and including the year 2050.

The project incorporates three phases:

Phase 1. Develop a methodological approach for the analysis and a description of the anticipated outputs of the analysis.

Phase 2. Build i) a business as usual (BAU) reference scenario to 2050 and ii) a least cost low carbon scenario to achieve near zero emissions by 2050.

Phase 3. Revise the scenarios generated in Phase 2 based on comments from relevant Government Departments

The project focuses on energy supply and energy end-use in Ireland, i.e. Ireland's energy system. Energy use in Ireland currently accounts for approx two-thirds of Ireland's greenhouse gas emissions, with the bulk of the remainder (approximately 30%) accounted for by agriculture.

This report relates to Phase 3 of the project. It presents and discusses a revised Low Carbon Roadmap for Ireland. The focus is on technological changes in the energy system and the associated implications. While this is the final phase of this project, the authors view it as one stage only, in an ongoing process to inform and plan for Ireland's transition a low carbon economy.

As stated in the EU Energy Roadmap 2050<sup>1</sup>, *forecasting the long-term future is not possible*. The purpose of this Low Carbon Energy Roadmap for Ireland to 2050 is not to predict the future but to explore possible routes towards decarbonisation of the energy system, with a focus on

---

<sup>1</sup> European Commission (2011) *Energy Roadmap 2050*. Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions COM(2011)885/2

achieving this at least cost to the economy and to society. The roadmap provides insights into when changes in the fuel mix are likely to occur (e.g. transitioning from oil to biogas and biomass), the timing of new technologies (e.g. when and to what extent will electric vehicles penetrate the transport fleet) and the future role of electricity and gas infrastructure. It also emphasizes the scale of the challenge ahead and points to a number of areas of opportunity for Ireland as it transitions for a low carbon future. This roadmap does not stipulate which policies are necessary to achieve the transition; it rather focuses on the implications for the energy system of moving to a low carbon economy. The trajectory and milestones achieved in different periods do point to what the policy focus should be at different stages in the roadmap.

# PART I: CONTEXT, METHODOLOGY AND SCENARIOS

## 1.1 CONTEXT

In line with the NESC Secretariat report (Ireland and the Climate Change Challenge: Connecting 'How Much' with 'How To') the Government has decided realign climate policy moving beyond a sole compliance approach, and re-focussing on a whole-of-government and societal agenda. This is reflected in the *General Scheme of a Climate Action and Low Carbon Development Bill (CA&LCD Bill) 2013*. Key to achieving this reframing will be the development of a national low carbon roadmap informed by sectoral input with the aim of achieving transition to a low carbon, climate resilient and environmentally sustainable economy in the period up to and including the year 2050.

According to Head 4 of the CA&LCD Heads of Bill, *The Government shall arrange for the adoption and implementation of plans, ..., to enable the State to pursue and achieve transition to a low carbon, climate resilient and environmentally sustainable economy in the period up to and including the year 2050*. Article 5 stipulates that a key objective of a National Low Carbon Roadmap is to *articulate a national vision for the transition to a low carbon, climate resilient and environmentally sustainable economy over the period to 2050*.

Government Departments with responsibility for key sectors in the transition to a low carbon economy have already been tasked with the preparation of individual 2050 low-carbon sectoral roadmaps. Departments in the relevant areas are best placed in terms of ownership and understanding of their sectors, to frame the low-carbon vision/objective for their sectors and to manage the evaluation that is necessary to develop a robust and cost-effective policy platform for delivery of that vision in their area. The focus of this national low carbon energy roadmap is based on energy scenario analysis for the economy as a whole, which presents results both economy wide and at the sectoral level.

The European Council reconfirmed in February 2011 the EU objective of reducing greenhouse gas emissions by 80-95% by 2050 compared to 1990 levels from developed countries as a group (CEC (2011)). Ireland already faces challenging climate and energy targets for 2020 (Chiodi *et al.*, 2013) and further interim targets to 2050 will be agreed in the future (It is anticipated that targets for 2030 will be agreed over the next year). As we move towards a low carbon economy

there are choices that can reduce the negative socio-economic impacts and also realise potential opportunities that a low carbon economy will provide. In this regard, there are choices surrounding the timing of particular emissions targets, sectoral breakdown of targets, as well as associated policies that will play an important role in terms of minimising the cost even with a fixed endpoint for 2050.

The choice is not whether we move to a low carbon economy but how and when the transition to a low carbon economy should be achieved. The focus here is on achieving the transition at least cost to the economy and to society. The key issue is making well informed policy choices. That will be achieved by developing an understanding of the drivers in the energy system in the period to 2050. Modelling the energy system within the wider economy delivers such insights, providing a consistent framework to analyse policy choices. In the absence of such a modelling framework decisions about policy choices, as well as negotiations in Europe, will be much more challenging.

## 1.2 METHODOLOGY

The analysis in this report derives from scenario analysis using the Irish TIMES energy systems model (Ó Gallachóir *et al.*, 2013). The Irish TIMES model provides a range of energy system configurations for Ireland that each delivers projected energy service demand requirements optimised to least cost and subject to a range of policy constraints for the period out to 2050. It provides a means of testing energy policy choices and scenarios, and assessing the implications for a) the Irish economy (in certain areas, including energy prices, investments in the energy system, marginal CO<sub>2</sub> abatement costs, etc.), for b) Ireland's energy mix (fuels and technologies) and energy dependence, and for c) the environment (mainly focussing on greenhouse gas emissions). It is used to both examine baseline projections, and to assess the implications of emerging technologies and mobilising alternative policy choices such as meeting renewable energy targets and carbon mitigation strategies.

The Irish TIMES model was developed with TIMES (The Integrated MARKAL EFOM System) energy systems modelling tool. TIMES is a widely applied<sup>2</sup> linear programming tool supported by ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program), an Implementing Agreement of the International Energy Agency (IEA)<sup>3</sup>. TIMES is an economic model generator for local, national or multi-regional energy systems, which provides a technology-rich basis for estimating energy dynamics over a long-term, multi-period time horizon. The objective function to maximize is the total surplus. This is equivalent to minimizing the total discounted energy system cost while respecting environmental and many technical constraints. This cost includes investment costs, operation and maintenance costs, plus the costs of imported fuels, minus the incomes of exported fuels, minus the residual value of technologies at the end of the horizon.

---

<sup>2</sup> The MARKAL / TIMES family of modelling tools currently being used in 177 institutions across 69 countries

<sup>3</sup> See [www.etsap.org](http://www.etsap.org) for more details

The Irish TIMES model has been developed and calibrated by UCC and is driven by a macroeconomic scenario covering the period to 2050, which is based on the ESRI HERMES macroeconomic model of the economy. HERMES is used for medium-term forecasting and scenario analysis of the Irish economy and most recently the model has been used to generate the scenarios underpinning the 2013 edition of the ESRI's Medium-Term Review (FitzGerald *et al.* (2013)).

### Irish TIMES Energy Systems Model

The Irish TIMES full energy system model is the only model of its kind in Ireland. The model is unique as it considers all modes of energy use (electricity, heating and transport) across all sectors of the economy in an integrated fashion rather than treating individual modes or sectors in isolation, which can lead to sub optimal solutions. The model is a techno-economic linear optimisation model with the objective of producing a least cost energy system subject to defined constraints. TIMES models are used in over 70 countries worldwide and are being used to inform energy and climate policy in a number of EU Member States.

Fuel prices are based on IEA's current policy scenario in World Energy Outlook 2012 Report. Given the importance of renewable energy for the achievement of mitigation targets, Ireland's energy potentials and costs are based on the most recently available data (see Ó Gallachóir *et al.*, 2013 and Chiodi *et al.*, 2013 for details).

### Forecasts vs Scenarios

Results for the Irish TIMES energy system model should not be considered as forecasts for the future. Results provide insights into the impacts of a particular scenario, which considers a discrete set of input assumptions in relation to variables such as macroeconomic drivers, fuel prices, resource availability and technology costs. These assumptions should not be seen as prescriptive, but rather as a snapshot of potential outcomes that may be realized. Comparing different scenario results is where the richness lies. The objective of useful systems modelling is to provide an evidence base to inform policy decision regarding potential future energy system configurations.

In the absence of a modelling framework any analysis of the energy system over the coming decades would revert to educated guesswork, due to the multi-dimensional and intricate nature of energy systems. The modelling perspective taken in this analysis is that of a benevolent central planner: as if there was a single decision-maker taking rational choices surrounding all energy-related issues on technologies and fuels at the lowest cost to the economy and to society. This clearly does not reflect reality, where there are many decision makers and not all decisions are rational, but it does provide very useful guidance into how to achieve CO<sub>2</sub> emissions reductions to 2050 using a least-cost approach. The complex dynamics (incorporating technologies, fuel prices, infrastructure and capacity constraints) of the entire energy system, can be analysed through a modelling approach to better inform policy choices.

### 1.2.1 STRENGTHS OF THIS APPROACH

Something of the usefulness (and strength) of TIMES can be gleaned from its popularity: it is currently in use in over 70 countries. A key characteristic of this modelling tool is that it maintained, improved and updated through a collaborative research initiative co-ordinated by the International Energy Agency Energy Technology Systems Programme (IEA-ETSAP). The main “selling point” of the TIMES modelling framework is that it combines a detailed technology rich database with an economically optimizing solver. It is able to generate robust energy policy scenarios over long time horizons and it is able to offer strategic insight into long-term policy formation. This is especially important for the energy sector, which has such large capital investments with long project lifetimes.

The challenge of de-carbonizing the energy system is an enormous and expensive one and the insights that TIMES provides is both unique and very useful.

It produces energy pathways over multiple time slices for a long-term time horizon and the solutions of the scenario runs is in terms of technology choice; it also provides indicative results for the carbon price required to achieve certain reductions which can in turn be useful to inform policy design.

### 1.2.2 LIMITATIONS

Like all energy models, Irish TIMES has a number of limitations. In some instances these are simply limitations born of the structure of the model; they are inevitable based on the way the model is built. In other instances, they could be considered weaknesses and in these cases, work is on going to make improvements:

Macro-economic assumptions: This is a key limitation of the model. The results of the scenarios are tied to the assumption and results of the macro-economic model, which by themselves are inherently uncertain. While scenario analysis, by its nature, tries to counteract this uncertainty by producing a range of results, this uncertainty is nevertheless present.

Limited macro-economic feedback: This is a current weakness in the Irish TIMES model: there is currently no feedback between the output of the energy system analysis and the macro-economy. However, UCC and ESRI are engaged in a research project to develop this feedback response.

Time resolution: For the electricity sector, there are 12 time slices (seasonal, day, night and peak); these are inadequate to capture daily supply and demand curves. For the rest of the TIMES system, there are only seasonal time slices. This is a limitation of the model. It would become computationally unwieldy if the model had to make decade long decision as well as hourly decisions. A working solution to this shortcoming is achieved via *soft-linking* the model to more specialized power systems models, which has been pioneered by UCC (Deane *et al.*, 2012).

Behaviour: A further limitation of the Irish TIMES model is the limited capacity to simulate behavioural aspects. This is a limitation of most energy (and indeed macro-economic) models, in that consumer behaviour is generally limited to simple price response and non-price related behaviour in generally very poorly treated.

Specific Infrastructural costs: The Irish TIMES model does not currently have all necessary data to comprehensively consider the extra costs associated with the expansion of the gas network, shipping ports, or electrical transmission costs (other than onshore wind). These costs are considered in a simple manner and work is ongoing to improve the representation of these costs into future versions of the model



## 1.3 SCENARIOS

According to the Programme for the development of national climate policy and legislation<sup>4</sup>, *while near zero carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions in 2050 should set the context for the energy/built environment and transport sectoral roadmaps, generally reflecting the ambition at EU level, carbon neutrality is the more appropriate approach in the case of the agriculture sector.*

This report focuses on the near zero CO<sub>2</sub> emissions (complementing separate analysis on carbon neutrality in agriculture). The results for three distinct scenarios are presented in this report to explore transitions to a near zero CO<sub>2</sub> future.

- A **business as usual (BAU)** scenario does not impose emissions targets and is used as a reference case (counterfactual) against which to compare the two distinct near-zero CO<sub>2</sub> scenarios.
- In the **CO<sub>2</sub>-80 scenario** CO<sub>2</sub> emissions are constrained across the entire time horizon to be no greater than 80% below 1990 levels in 2050.
- In the **CO<sub>2</sub>-95 scenario** CO<sub>2</sub> emissions are constrained across the entire time horizon to be no greater than 95% below 1990 levels in 2050.

The CO<sub>2</sub> emissions pathways for the three mitigation policy scenarios are shown in Figure 2.1

The two low carbon scenarios, CO<sub>2</sub>-80 and CO<sub>2</sub>-95, might naturally be seen as incremental to each other but should be considered as mutually exclusive. In the context of 2050 CO<sub>2</sub> emissions, they mean very different outcomes in terms of the fuels and technologies used across the sectors. The chosen technologies, fuels and trajectories in the CO<sub>2</sub>-80 scenario cover the full period to 2050 and are not incremental towards achieving a more stringent 95% reduction in emissions in 2050. Achieving a more stringent 95% reduction is modelled in the CO<sub>2</sub>-95 scenario,

---

<sup>4</sup> DECLG 2012 *Programme for the development of national climate policy and legislation. Statement on progress at 28 December 2012.* Available from <http://www.environ.ie/en/Environment/Atmosphere/ClimateChange/PublicationsDocuments/FileDownload,32079,en.pdf>

which implies a different set of choices regarding technologies, fuels and investment profile across the entire time period to 2050.

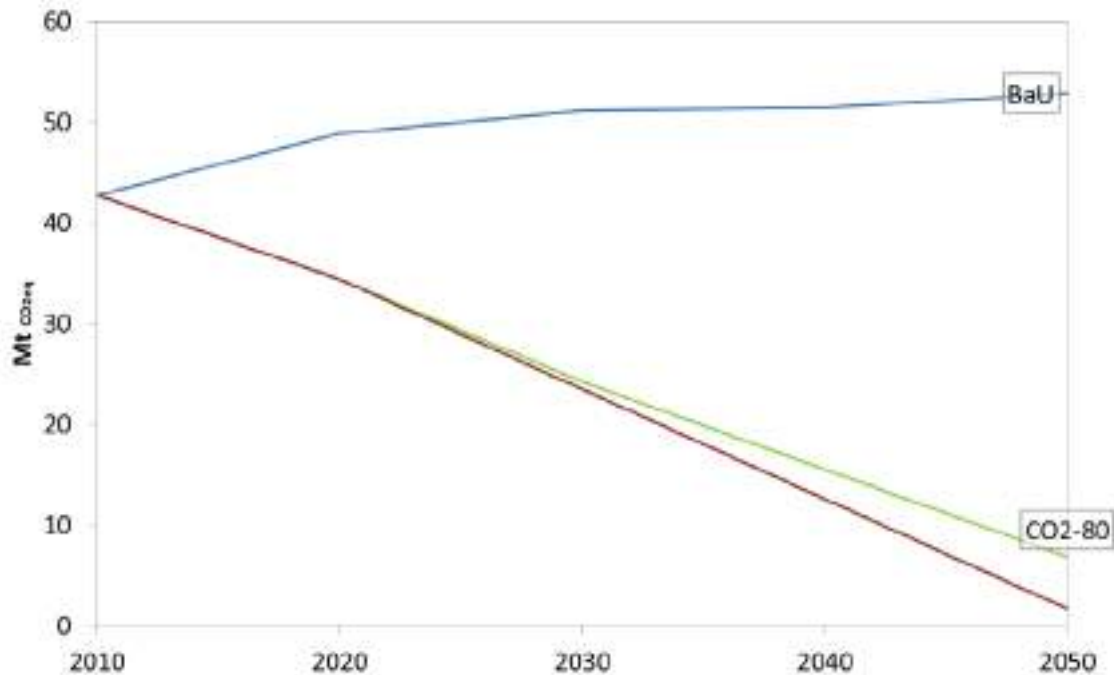


FIGURE 1-1: TRAJECTORY FROM 2010 TO CO<sub>2</sub> EMISSIONS REDUCTON TARGETS IN 2050

### 1.3.1 INTERIM TARGETS AND THE OPTIMAL PATH TOWARDS THE 2050 GOAL

In theory, interim targets in the context of a single end target are not efficient in economic terms. If the level of emissions in 2050 is the ultimate policy goal, it will generally not be cost optimal to also comply with interim emissions targets (e.g. in 2030 or 2040). For example, it would not be cost efficient to accelerate the depreciation of existing assets (e.g. coal-fired electricity generation plant) to comply with arbitrary interim targets. However, in practice, they make good sense, and will be necessary to achieve the 2050 targets in a smooth and controlled manner without significant distortion to the economy. This is borne out by analysis with the Irish TIMES model. In the absence of interim targets the investment profiles under the two low carbon scenarios would be the same as the BAU profile until the latest extent possible. As low carbon technologies are more expensive, it is likely that investment in such technology would be

delayed until absolutely required. The impact of such an approach is that there is the possibility that a potential Klondike-type investment rush in low-carbon technologies would occur post 2040.

#### The year 2030 and 2050

This report focuses primarily on the year 2050 and results are presented in that context. It is acknowledged that the year 2030 is important in terms of informing Ireland's engagement with the EU 2030 Energy and Climate White Paper. A more detailed consideration of potential 2030 emissions targets for Ireland and their associated economic impact is outside the scope of this work and would require separate analysis.

The scenario analysis suggests that using interim targets would entail additional energy system costs but that these additional costs would be relatively small. Under the CO<sub>2</sub>-80 scenario, the energy system costs are just 2% higher with interim targets versus no interim targets. Even though there are higher system costs with associated with interim targets there are a number of practical risks associated with setting a single terminal policy target for 2050.

The EU's Energy Roadmap suggests that if investment is postponed it will ultimately lead to greater costs and disruption in the longer term. Energy investments take time to produce results. Investment decisions today about replacing existing 30-40 year old infrastructure will affect the cost of achieving the 2050 emissions targets. Acting now with 2050 targets in mind can avoid costly changes in later decades and reduces lock-in effects.

If investment is postponed to the latest possible time there will be a relatively narrow window in which investment must occur both for large scale projects (e.g. power plants) as well as residential level investments. In such circumstances there is a high risk that capacity bottlenecks in the construction and engineering sectors will prevent the investment from occurring. In addition, if investment is deferred for 15-20 years there is a risk that priorities will change in the future and the investment not happen then either.

From a climate emissions perspective there is also a cost if investment is postponed until post 2040, as emissions mitigation in the intervening decades will be higher than otherwise. In the CO<sub>2</sub>-80 scenario cumulative emissions in the period to 2050 would be 30% higher if there are no interim targets. Also if action is delayed until post 2040 the implicit cost of carbon necessary to

achieve the 2050 emission targets will be substantially higher; as much as 50% higher in 2050 under the CO<sub>2</sub>-80 scenario without interim targets compared to with interim targets.

There are ongoing discussions and analysis at EU-level regarding pathways to and targets for 2030. It is not yet decided whether there will be separate targets for renewable energy or energy efficiency and the pathway analysis here focuses on emissions reduction. It does however consider the implications for energy efficiency and renewable energy associated with achieving emissions reduction milestones at least cost.

### 1.3.2 IRELAND'S LOW CARBON ROADMAP TO 2050

Table 1 summarises the results of this Low Carbon Energy Roadmap analysis for Ireland. It distinguishes between the *BAU* scenario and the range of results arising from the two low carbon scenarios considered (*CO<sub>2</sub>-80* and *CO<sub>2</sub>-95*). The results for 2030 are also shown separately. The overall results indicate that under a *BAU* scenario, energy-related CO<sub>2</sub> emissions are anticipated to rise by 50% relative to 1990 levels by 2030 and by 55% relative to 1990 levels by 2050. The Low Carbon Energy Roadmap results point to ~30% emissions reductions by 2030 relative to 1990 levels and 80% - 95% by 2050.

TABLE 1 IRELAND'S LOW CARBON ROADMAP TO 2050

Sector	2030 relative to 1990		2050 relative to 1990	
	BAU	Low Carbon	BAU	Low Carbon
<b>Electricity</b>	<b>45%</b>	<b>-56% to -58%</b>	<b>31%</b>	<b>-84% to -94%</b>
<b>Buildings</b>	<b>-11%</b>	<b>-53%</b>	<b>-11%</b>	<b>-75% to -99%</b>
Services	<b>5%</b>	-33%	-6%	-70% to -99%
Residential	<b>-16%</b>	-59%	-13%	-77% to -98%
<b>Transport</b>	<b>226%</b>	<b>104% to 122%</b>	<b>285%</b>	<b>-72% to -92%</b>
<b>Total</b>	<b>50%</b>	<b>-29% to -31%</b>	<b>55%</b>	<b>-80% to -95%</b>

The results shown in Table 1 also indicate the sectoral emissions reductions that contribute to Ireland's overall Low Carbon Energy Roadmap. Electricity generation achieves CO<sub>2</sub> emissions reduction of 56% - 58% below 1990 levels by 2030 and a reduction of 84% -94% by 2050. This compares with a 31% emissions growth by 2050 in the *BAU* scenario.

CO<sub>2</sub> emissions associated with energy use in buildings reduce in the Low Carbon Energy Roadmap by 53% by 2030 relative to 1990 levels and by 75% - 99% by 2050. This compares with an anticipated reduction of 11% by 2050 in the *BAU* scenario.

The scenario results show CO<sub>2</sub> emissions in transport growing to 104% - 121% above 1990 levels by 2030 in the Low Carbon Energy Roadmap and reducing by 72% - 92% below 1990 levels by 2050. This compares with a nearly threefold increase in emissions by 2050 in the *BAU* scenario above 1990 levels.

## PART II: 80% CO<sub>2</sub> EMISSION REDUCTION BY 2050

### 2 TECHNOLOGY SOLUTIONS

#### 2.1 ENERGY SYSTEM RESULTS

This section firstly presents the CO<sub>2</sub> emissions for the resultant energy systems from the BAU and 80% CO<sub>2</sub> emissions reduction scenarios for the period to 2050. Results are presented on a system wide basis and also for individual sectors. Energy usage in 2050 by sector and fuel are also presented along with the potential energy savings for each of the three scenarios.

##### 2.1.1 CO<sub>2</sub> EMISSIONS

Figure 2-1 shows the energy-related CO<sub>2</sub> emissions results for both the BAU and the CO<sub>2</sub>-80 scenarios. In the absence of mitigation policies beyond 2020, the BAU scenario results shows CO<sub>2</sub> emissions growing to approximately 51 MT by 2050, an increase of up 21% from 42 MT in 2010 (or 55% growth relative to 1909).

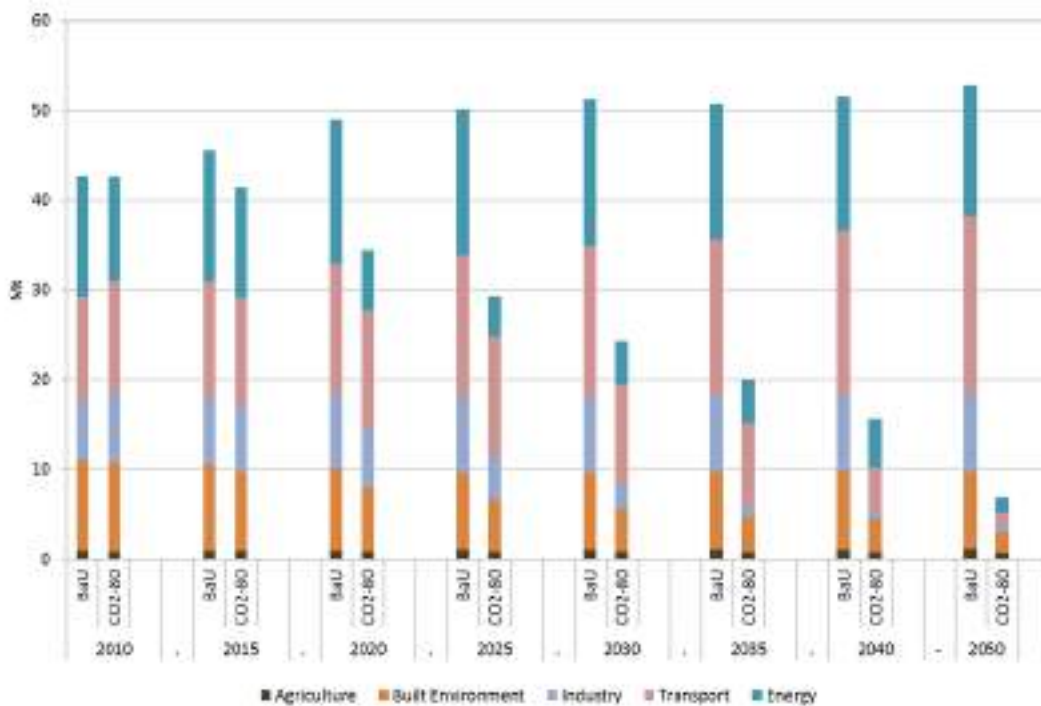


FIGURE 2-1: SECTORAL CO<sub>2</sub> EMISSIONS FOR HORIZON TO 2050 FOR BAU AND 80% REDUCTION SCENARIO

By contrast, in the  $CO_2$ -80 scenario the greatest reduction in emissions relative to 2010 is in the transport sector (from 11.6 MT to 1.5 MT  $CO_2$ -80%) followed then by electricity generation (from 13.3 MT to 1.3 MT  $CO_2$ - 80%). Figure 2-2 compares the *BAU* results with the  $CO_2$ -80 results.

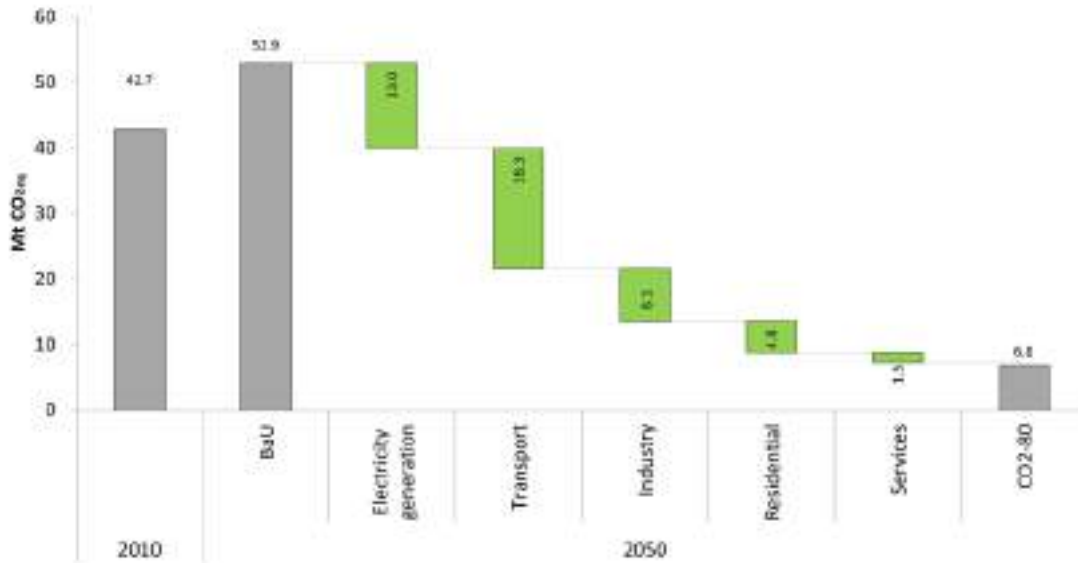


FIGURE 2-2: INCREMENTAL CHANGE IN CO<sub>2</sub> EMISSION REQUIRED BY EACH SECTOR TO REACH AN 80% REDUCTION IN CO<sub>2</sub> EMISSIONS RELATIVE TO BAU SCENARIO AND 2010.

The largest emissions savings (relative to BAU scenario) in the  $CO_2$ -80 scenario are made in the Transport sector (18.3Mt) with significant savings also made in electricity generation (13 MT).

Figure 2-3 decomposes the emissions reductions for the  $CO_2$ -80 scenario to summarize the contributions to mitigation arising from three key system wide effects, namely (1) energy efficiency, (2) renewable energy and (3) fuel switching amongst fossil fuels.

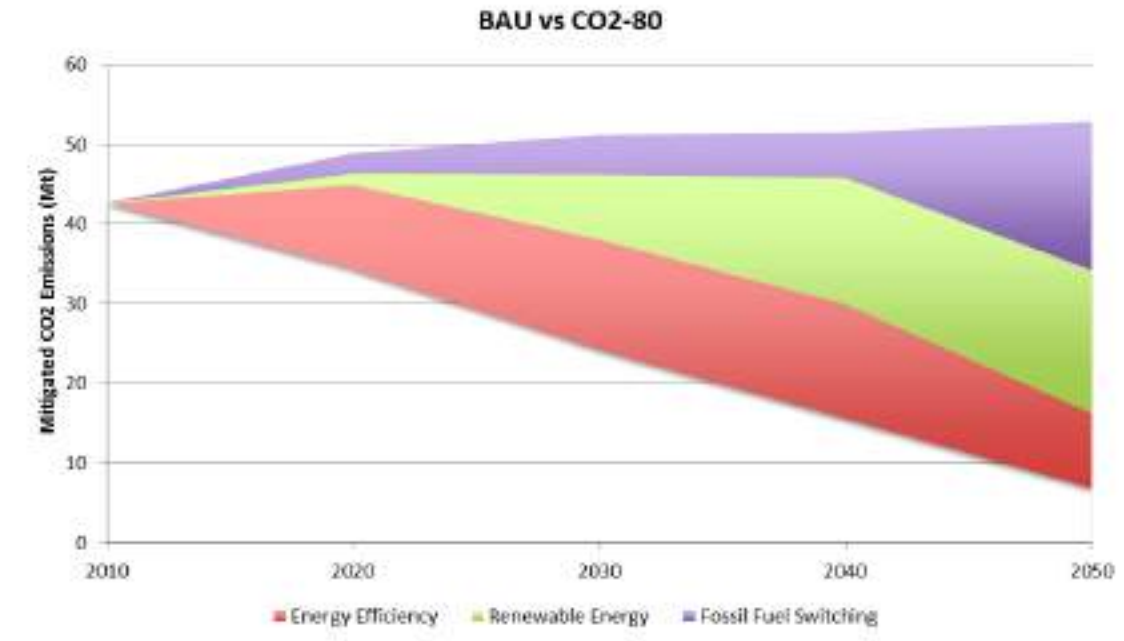


FIGURE 2-3: DECOMPOSITION OF 80% CO2 EMISSIONS REDUCTIONS SCENARIO VS BAU SCENARIO

Energy efficiency is the most cost optimal mitigation strategy and in the early part of the modelling time-horizon energy efficiency is responsible for more than 50% of the total mitigated emissions. This clearly points to an “energy efficiency first” trend. In the  $CO_2-80$  scenario, energy efficiency is responsible for a majority (39%) of the cumulative mitigated emissions

#### Energy Efficiency First

Energy efficiency is the most cost optimal mitigation strategy and in the early part of the modelling time-horizon energy efficiency is responsible for more than 50% of the total mitigated emissions.

The *renewable energy* effect combines the emissions mitigation due to wind, bioenergy, solar and geothermal sources; it also includes a very small quantity of imported electricity. [Note that individual sectors and their renewable energy content is presented and discussed later in the report]. In the  $CO_2-80$  scenario, its share of the overall mitigation effort steadily increases over time and it has a 35% share of the cumulative mitigated emissions.

Fossil *fuel switching* is the third emission reduction strategy. In the early part of the modelling time horizon fossil fuel switching achieves emissions mitigation by switching from coal to oil and



from coal and oil to gas; in the later part of the modelling time horizon, it is overwhelmingly the impact of carbon capture and sequestration (CCS). In the *CO<sub>2</sub>-80* scenario fossil fuel switching contributes 26% to the mitigation effort.

### 2.1.2 ENERGY SYSTEM IN 2050

Energy usage for different primary fuels and within different sectors of the energy system is presented in the following Sankey Diagrams for the target year of 2050. Note that associated tables of final primary energy requirement and final energy consumption by fuels are shown in the Appendix.

Figure 2-5 shows the BAU scenario energy system for 2050, which is very similar to the current energy system that substantially relies on oil and gas with a small share for renewables. The *CO<sub>2</sub>-80* scenario is represented in Figure 2-6, which shows a dramatic drop in reliance on oil, whereas bioenergy expands. Liquid biofuels are extensively used in transport, with biomass in industry. There is a significant expansion in wind energy and electricity used both in transport and heating for the residential sector.

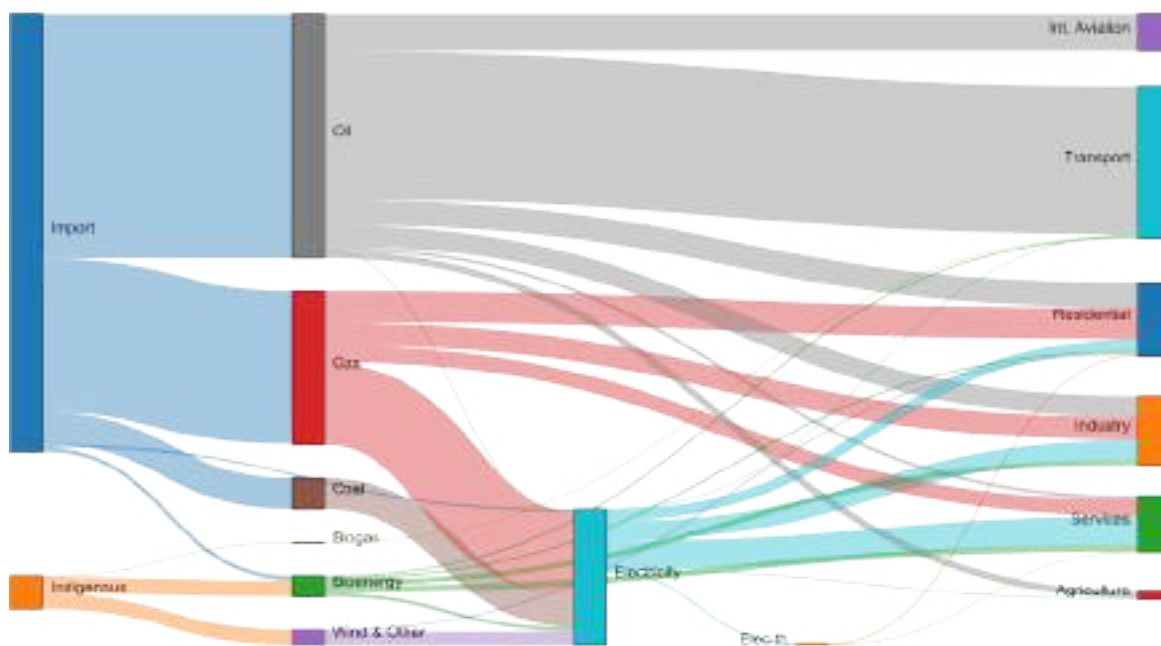


FIGURE 2-4: 2050 SANKEY DIGRAM FOR ENERGY SYSTEM UNDER BUISNESS AS USUAL SCENARIO

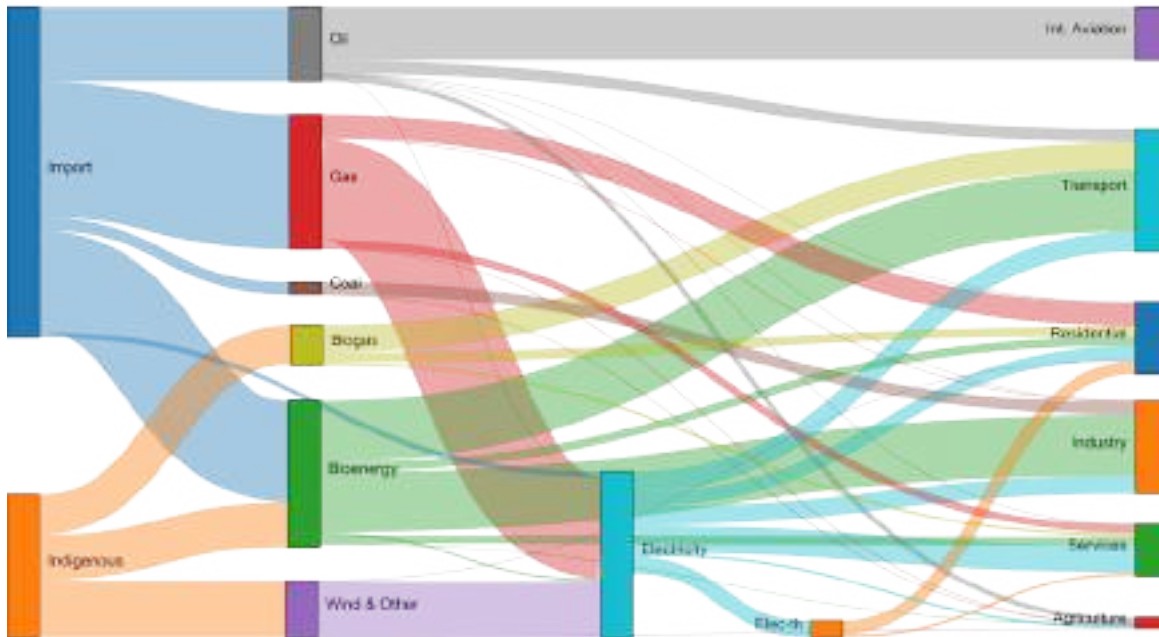


FIGURE 2-5: 2050 SANKEY DIGRAM FOR ENERGY SYSTEM UNDER CO2-80 SCENARIO

## 2.2 ENERGY EFFICIENCY

Energy savings are quantified in the model as a reduction in final energy consumption as compared to the BAU scenario. The BAU scenario does not assume any technology improvements over the time horizon to 2050 and is therefore a counterfactual against which the other scenarios can be compared. Note that figures quoted for final consumption do not include international aviation unless otherwise stated. International aviation represents approximately 1,590 ktoe)

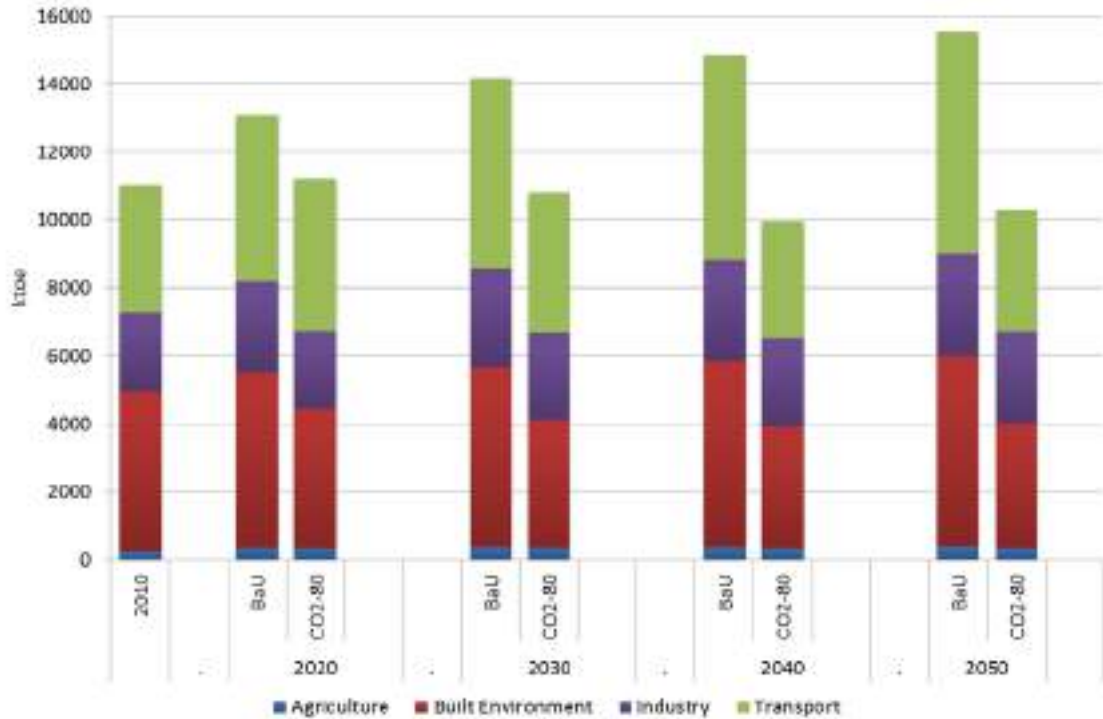


FIGURE 2-6: FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND CO2-80 REDUCTION SCENARIO

The *BAU* scenario in 2050 shows that the total final consumption of energy in 2050 is 15,522 ktOE. This is an increase of approximately 30% on 2010 levels. In the *CO<sub>2</sub>-80* reduction scenario, total final energy consumption drops to 10,295 ktOE. The sector with the greatest reduction in energy consumption (as compared to the BAU scenario) in absolute terms is the transport sector with a reduction of 2,950 ktOE (or 68%) followed by the Built Environment (residential and services sector) which shows a reduction of 1,039 ktOE in the residential sector and 865 ktOE on the services sector.

## 2.3 RENEWABLE ENERGY

This section details the modal results for renewable heat, transport and electricity from the energy system cost optimal analysis for the BAU scenario and the two CO<sub>2</sub> reduction scenarios. Note values below are presented in ktOE for the year 2050 unless otherwise specified.

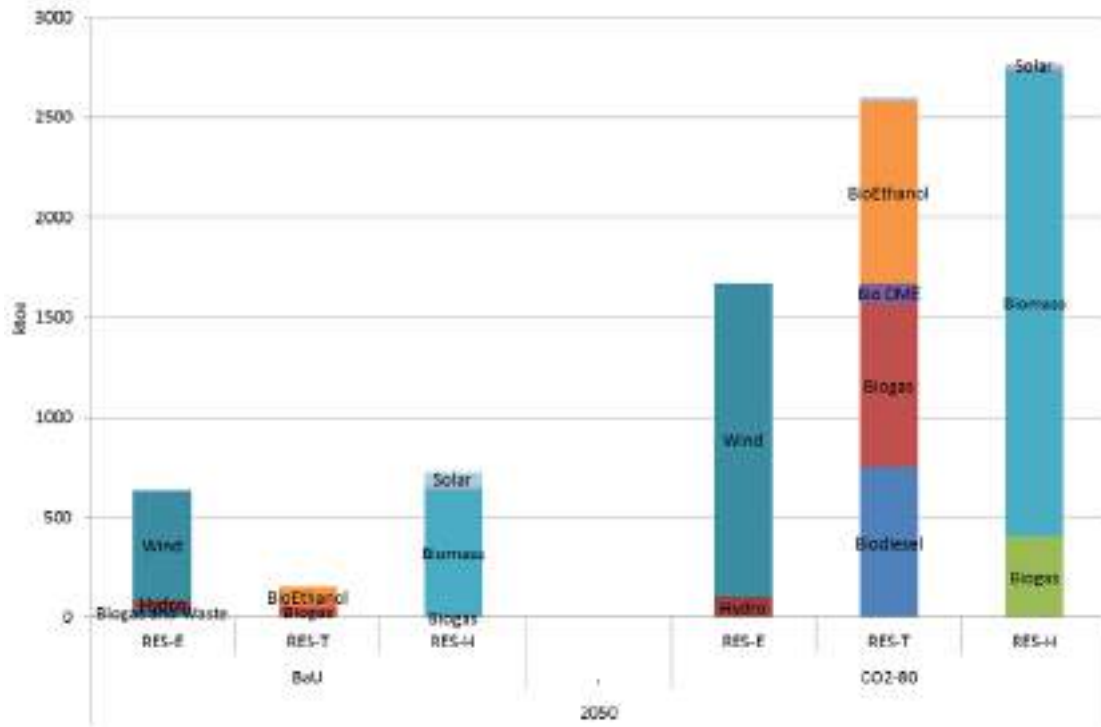


FIGURE 2-7: RENEWABLE ENERGY BY SCENARIO AND MODE OF ENERGY FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

### 2.3.1 RENEWABLE HEAT-THE YEAR 2050

Renewable heat supplied by bioenergy grows to a penetration level of 62% (2,761 ktoe) of total thermal energy use for the *CO2-80* scenario. This compares to 5% (724 ktoe) in the *BAU* scenario. In the *CO2-80* scenario 84% of renewable heat is supplied by solid biomass with 14% coming from biogas. Biomass is used predominantly in industry (1,783 ktoe) for heating and industrial processes with lower amounts of biomass (279 ktoe) used in the residential sector for space and water heating. The services sector also uses 247 ktoe for space and water heating.

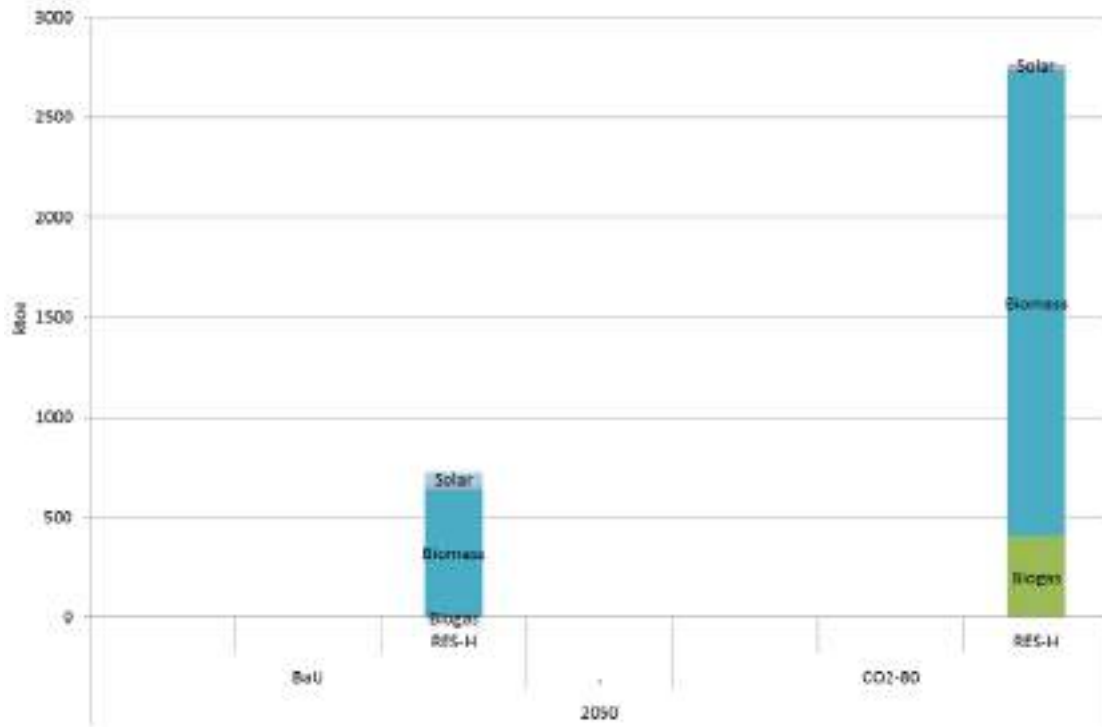


FIGURE 2-8: RENEWABLE HEAT FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

In the residential sector biomass meets the space and water heating demands of approximately 340,000 average dwellings. Within the residential sector biomass can only be used in rural dwellings as it is assumed that storage issues would not be practical in urban dwellings. Biogas (408 ktoe) is also used in residential sector for space and water heating and also in the service sector (102 ktoe). In the residential sector, biogas supplies 306 ktoe or approximately 373,000 average dwellings. Of the available indigenous resource for woody biomass (1,125 ktoe) approximately 1,006 ktoe is exploited for renewable heat with the remaining requirement (1,417 ktoe) imported from overseas. This is equivalent to between 3-4 MT of imported biomass or approximately 60 shipments per year<sup>5</sup>. This split is driven by cost differentials and a higher cost for imported biomass would see greater exploitation of the domestic resource. Within the model domestic biomass is constrained by land and resource availability and is incorporated into the model as cost curves with increasing costs associated with higher levels of exploitation. Values for Bioenergy resource availability (including wastes) are sourced from published

<sup>5</sup> Assumes NCV of 17GJ/tonne and shipments of 60 kT.

information from SEAI, COFORD and Teagasc (McEniry et al). Links to these reports are provided in the appendix.

The currently assumed available land resource for woody biomass such as willow and miscanthus is 177,000 hectares (approximately 4% of available agricultural land<sup>6</sup>) with just under 300,000 hectares (approximately 7% of available agricultural land) available for biogas from grass.

Renewable heat is also supplied by electric heat pumps and this is reported separately in TIMES model results. Electric heating supplies 410 ktoe of thermal energy to the residential sector meeting the demand of approximate 725,000 average dwellings. The decarbonisation of the electricity sector and high efficiencies of the technology enable the technology to appear in the cost optimal solution.

The model does not currently consider district heating systems in Ireland but it is planned to incorporate this technology for Ireland in the future.

### 2.3.2 RENEWABLE TRANSPORT-THE YEAR 2050

In 2050 Renewable Transport in the form of bioenergy and renewable generated electricity grows to a penetration of 92% of transport energy use in the *CO<sub>2</sub>-80* scenario. This is in contrast to 3% in the *BAU* scenario. Total final consumption for the sector is approximately 45% lower in 2050 (compared to the *BAU* scenario) due to technology switching, efficiency improvements and a reduction in demand due to demand response. Bioliquids are used in the freight and public transport while electricity is used in private transport and small amounts in public transport.

---

<sup>6</sup> The land area of Ireland is 6.9million hectares, of which about 4.2million hectares is used for agriculture or about 64% of total land area and 745,456 hectares for forestry or about 10.8% of total land

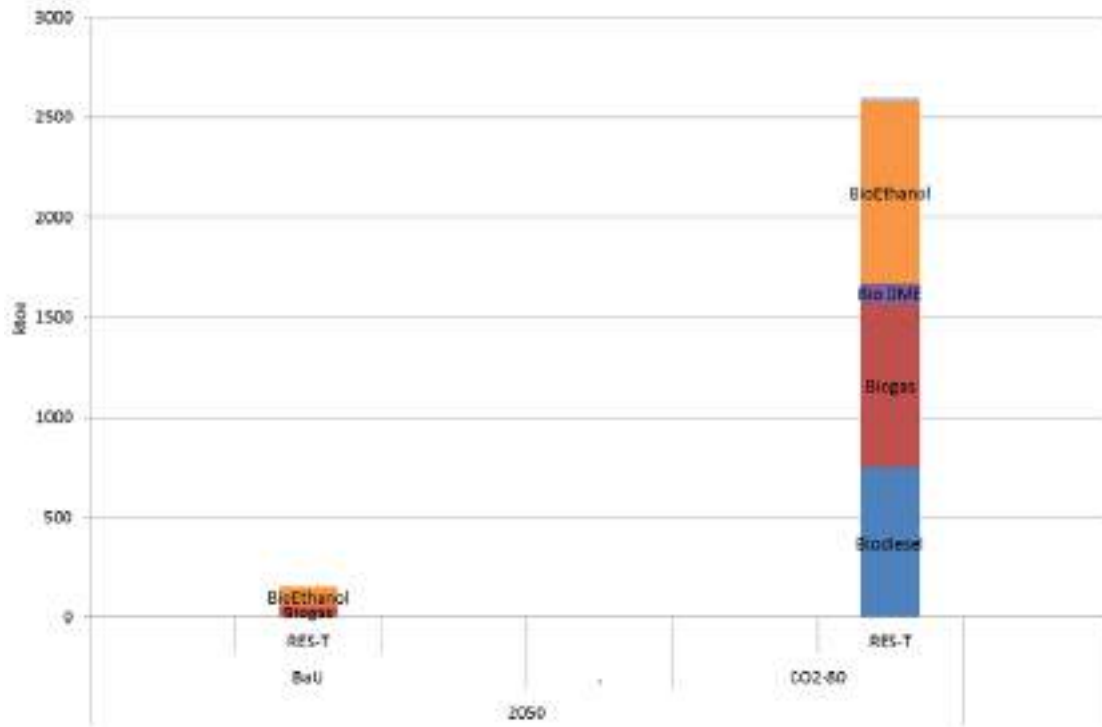


FIGURE 2-9: RENEWABLE TRANSPORT FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

The private car stock (just fewer than 3 million vehicles) is almost completely electric in 2050 (528 ktoe) with small amounts of gasoline required for hybrid vehicles. The demand for electricity adds an extra load on the power system (6 TWh) and increases the requirement for renewables. Freight has just under three times the energy demand of private transport at 1,875 ktoe and the main renewable contributions are made by ethanol (781 ktoe) and biogas (725 ktoe). The available indigenous resource for biofuels (liquids mainly from rape seed) in the TIMES model is relatively small at 100 ktoe, so the bulk of biofuels are imported.

### 2.3.3 RENEWABLE ELECTRICITY-THE YEAR 2050

The demand for electricity in 2050 is higher in the *CO<sub>2</sub>-80* scenario compared to the *BAU* scenario. The increase in demand for electricity is driven by growth in autonomous demand, an increased demand for electric heating in the residential and services sector and an increased demand for electricity in private transport.

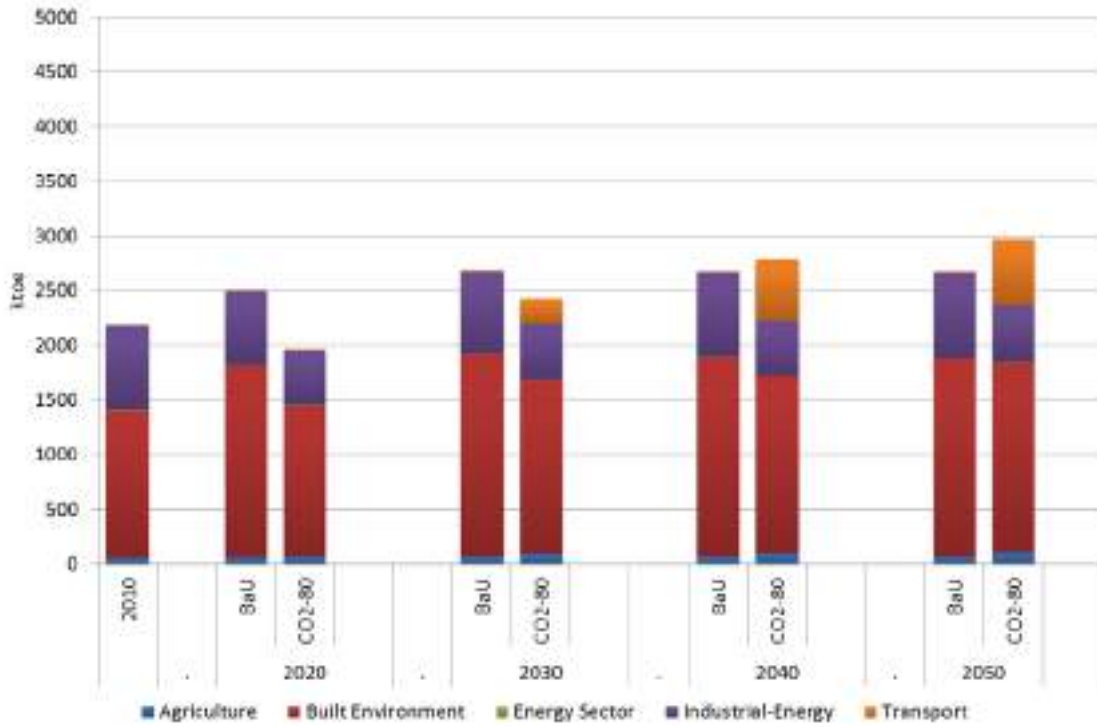


FIGURE 2-10: ELECTRICITY (RENEWABLE AND FOSSIL) CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

In 2050 the electricity demand is 2,975 ktoe [35 TWh] for the  $CO_2-80$  scenario. Almost all of the available 6.9 GW onshore wind resource is exploited and the remaining requirement for energy is provided by gas CCS and conventional Gas CCGT's. Within the model structure it is assumed that a carbon storage site is available. However the feasibility of CCS in Ireland may require a more in-depth study in relation to the technical feasibility and potential for the technology. In 2050 the  $CO_2$  intensity of the power system under a *BAU* scenario is 459 g $CO_2$ /kWh (compared with 2010 levels at 528 g $CO_2$ /kWh). The carbon intensity of the power system under the  $CO_2-80$  scenario is 38 g $CO_2$ /kWh.



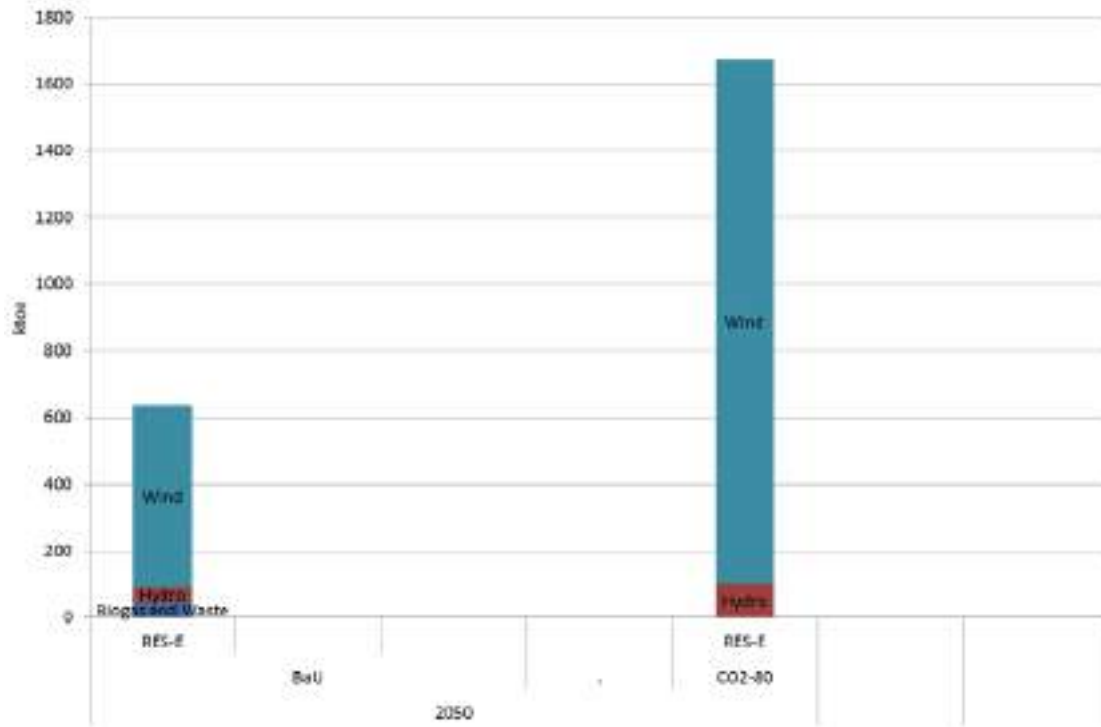


FIGURE 2-11: RENEWABLE ELECTRICITY FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

In the  $CO_2$ -80% scenario, no renewable source other than onshore wind energy (except existing hydro) makes a contribution in the cost optimal solution and the penetration of renewables (onshore wind and existing hydro) reaches 51% of electricity generation. Variable renewable electricity (in this case wind energy) in the current Irish TIMES model is constrained to a maximum instantaneous penetration limit of 70% in any timeslice and an overall annual generation limit of 50%. Work is on-going in UCC to verify the technical appropriateness of these and other power system assumptions using soft-linking techniques where a higher resolution dedicated power system model is used to analyse these issues in greater detail.

## 2.4 GAS, ELECTRICITY, SOLID AND LIQUID FUELS

As  $CO_2$  constraints are applied to the energy system two common pathways to decarbonisation emerge, one of electrification where a greater portion of the energy system switches to electricity as a secondary fuel and another of gasification where the use of gas becomes more

common in different sectors of the energy system. These two themes are presented and discussed below along with a discussion of the impact on solid and liquid fuels.

### 2.4.1 ELECTRIFICATION

The demand for electricity in 2050 is approximately 40% higher than 2010 levels for the CO<sub>2</sub>-80 scenario.

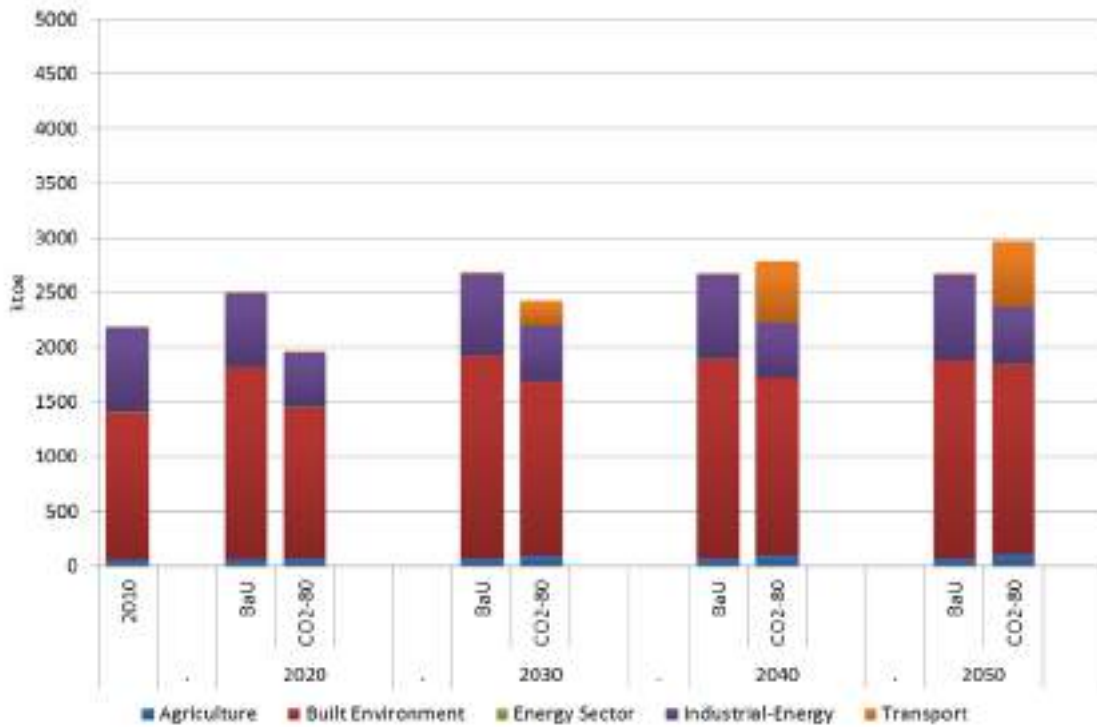


FIGURE 2-12: ELECTRICITY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 80% REDUCTION SCENARIOS

The growth of electricity within each sector of the energy system is varied. In absolute terms the largest growth is in the private transport sector with an increase in demand for electricity of over 600 ktoe on 2010 levels. Growth in the electrification of heating through heat pumps in the residential sector is also strong but total growth of electricity in the residential sector is softened somewhat by reduced demand for electricity in appliances and in the lower thermal requirement due to improved building regulations and retrofits. The growth in renewables and associated decarbonisation of the electricity sector enable a number of technologies such as electric vehicles and heat pump technology to come through in the cost optimal solution, this has the impact of ‘freeing’ up other energy resource such as biomass and biogas for use elsewhere in the energy system.

## 2.4.2 GASIFICATION

As the energy system trends towards lower CO<sub>2</sub> emission, gas (both natural and biogas) play an important role across a number of sectors of the energy system, as shown in Figure 2-13. Gas consumption in 2050 in the CO<sub>2</sub>-80 scenario is lower than the BAU scenario but is 19% above 2010 levels. However the usage patterns of gas are quite different to 2010 (with biogas blending, gas use for transport and natural gas electricity generation with CCS). Natural gas for non – electricity generation purposes reduces by approximately 40% from 2010 levels driven by a reduction in demand in the industrial sector where gas is replaced by biomass (1,704 ktoe) and to a lesser extent by coal CCS (in cement production).

The residential sector sees a strong usage of natural gas in the CO<sub>2</sub>-80 scenario (702 ktoe) which is similar on 2010 levels of 710 ktoe. Due to energy efficiency improvements and lower thermal demand per dwelling this level of natural gas use meets the thermal requirement of approximately 850,000 dwellings which is an increase of over 50% in dwellings connected to the gas network from 2011 levels (550,000 dwellings according to CSO 2011).

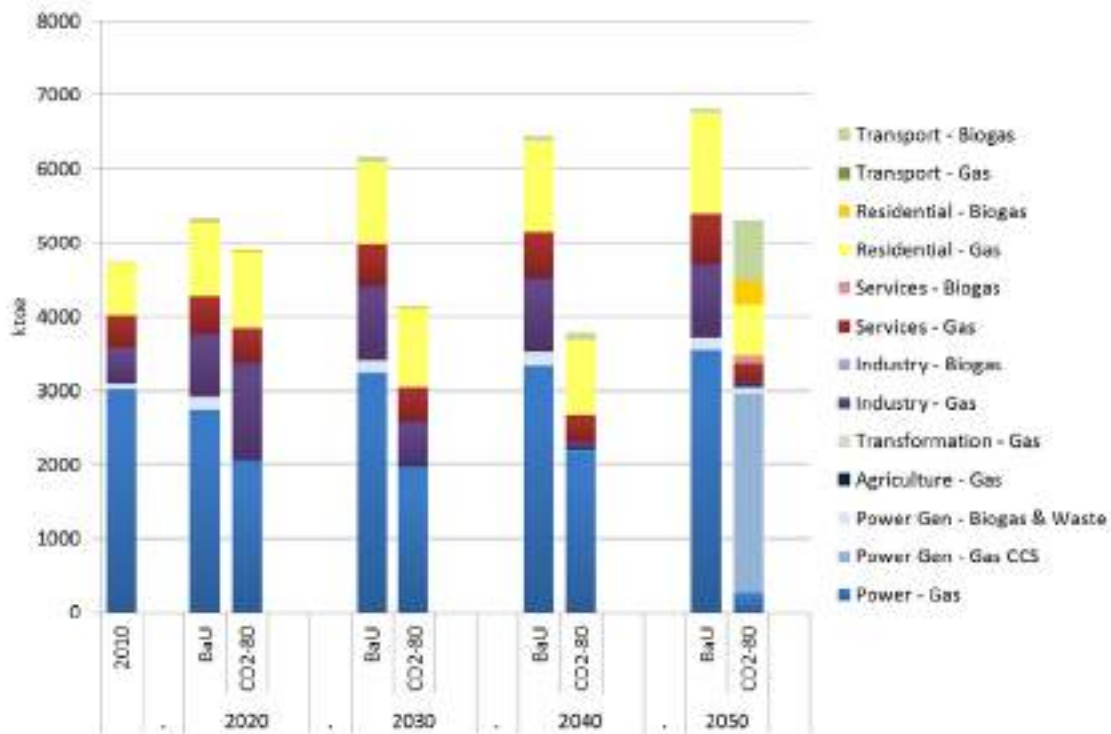


FIGURE 2-13: GAS USAGE BY SECTOR AND TYPE FOR BAU AND CO<sub>2</sub>-80 SCENARIOS

Biogas features in the cost optimal solution and provides 1,224 ktoe or 12% of total final energy consumption in 2050 meeting the needs of 370,000 average dwellings bringing the total number of average dwellings that use natural and biogas to just over 1.2 million dwellings. This equates to just under 300,000 hectares of land required for indigenous biogas production and is the full resource available to the TIMES model. Of this resource available for biogas, 67% is used in transport (mainly for freight), 25% is used in the residential sector and 8% in the services sector for heat.

Gas consumption for electricity generation is 3,045 ktoe in 2050 in the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenario which is similar to 2010 levels. Of this 3,045 ktoe, 2,072 ktoe is used in gas CCS power plants.

#### 2.4.3 SOLID FUELS

In the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenarios, coal and peat are almost completely removed from the energy mix replaced in part by biomass both indigenous and imported.

#### 2.4.4 LIQUID FUELS

Oil in 2050, except for use in international aviation (1,539 ktoe), is also almost removed from the energy mix and is replaced by bioliquids such as ethanol and biodiesel. Oil reduces from 58% of final consumption in 2050 in the BAU scenario to 6% in the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenario. Kerosene and diesel oil which are traditionally used in Ireland for home heating are replaced by electric thermal heating, biomass heating and increased use of gas for home heating. Diesel and petrol see a sharp decline in use from 2030 onwards in the transport sector being replaced by electricity for private transport and bioliquids for freight transport.

## 2.5 IMPORT DEPENDENCY

Energy dependence, as defined as the ratio of imported energy to primary energy consumption, decreases from approximately 91% in the BAU scenario to 70% in the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenario. Comparing the two energy systems (*BAU* and *CO<sub>2</sub>-80*) shown in Figure 2-4 and Figure 2-5, it is clear that import dependency changes from a reliance on imported oil and gas to a reliance on imported gas, biomass and biofuels. This will result in changes in the nature of future energy security that will require further investigation. brings

## 2.6 SECTORAL RESULTS

This section presents detailed results for each of the sectors of the energy system for the *BAU* and *CO<sub>2</sub>-80* scenarios.

### 2.6.1 RESIDENTIAL SECTOR

The residential sectors see a growth in population and dwellings out to the year 2050, over this period new building regulations and energy efficiency measures will see a reduction in the energy demand per dwelling. A reduction of approximately 30% in final energy demand is seen compared to the *BAU* scenario for the *CO<sub>2</sub>-80* scenario. The number of dwellings in 2050 grows to 2.3 million. Energy consumed per average dwelling drops from 20,000 kWh (SEAI 2012) to 10,600 kWh (2050). 40% of consumption in 2050 is for electricity (plug loads and electric heating) with the remainder being non-electrical consumption. This is a change in the traditional usage of electricity in the residential sector which is generally 25% for electricity and 75% for non-electrical consumption. The energy consumption associated with thermal demand for an average dwelling in 2050 is estimated to be 8,600 kWh/yr.

There will see a phasing out of some technologies such as oil fired boiler as the energy demand per dwelling drops and the cost of the technology is high. Only a small amount of oil (28 ktoe) remains in the *CO<sub>2</sub>-80* scenario in 2050. A strong use of natural gas is seen in the *CO<sub>2</sub>-80* scenario (702 ktoe) which is similar to 2010 levels of 710 ktoe. This level of natural gas use meets the thermal requirement of approximately 850,000 dwellings which is an increase of over 50% in

dwellings connected to the gas network from 2011 levels (550,000 dwelling CSO 2011). Biomass meets the space and water heating demands of approximately 340,000 average dwellings in 2050. Biogas (408 ktoe) is used in residential sector for space and water heating and it supplies 306 ktoe or approximately 370,000 average dwellings in 2050.

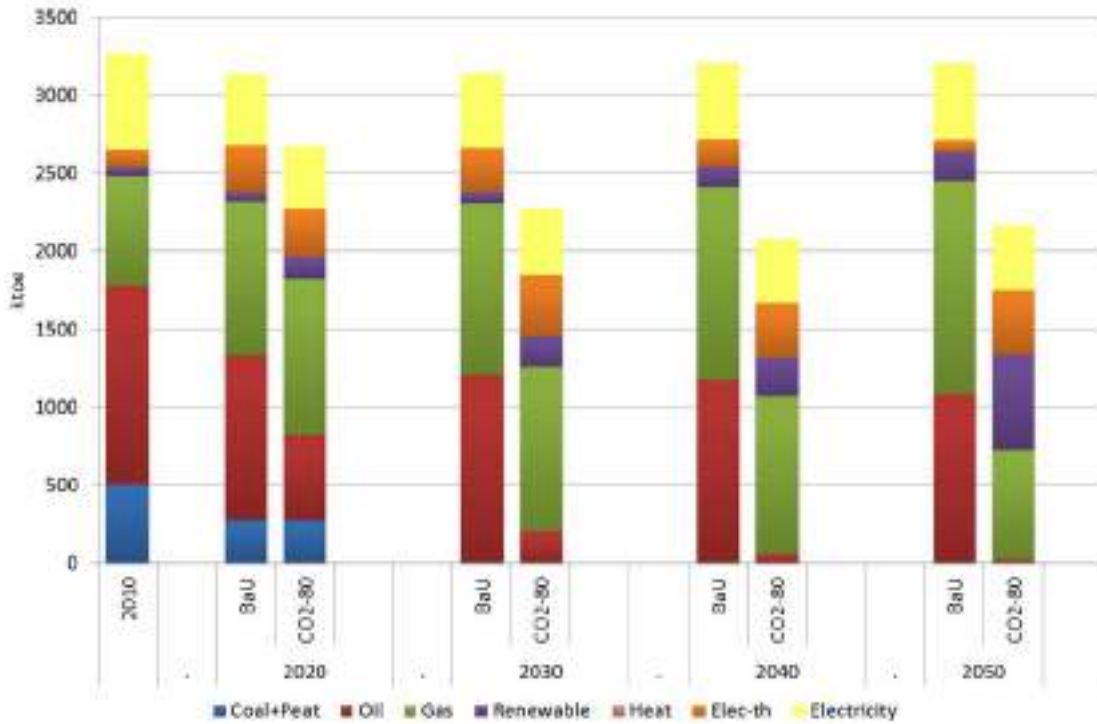


FIGURE 2-14-ENERGY COMSUMPTION IN THE RESIDENTIAL SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS BY FUEL TYPE

The trajectory to 2050 shows that use of coal and peat decline and are removed from the residential fuel mix as the CO<sub>2</sub> emissions associated with these fuels are too high. As the percentage of coal and peat drop, renewables such as woody biomass (in rural dwellings) and biogas comes into the mix and start to build from 2020 to 2050. A small amount of geothermal (24 ktoe) comes through in the CO<sub>2</sub>-80 scenario.

### 2.6.2 SERVICES SECTOR

Final energy demand in the Services Sector is approximately 36% lower in the CO<sub>2</sub> reduction scenarios compared to the business as usual scenario. Similar to the residential sector, the service sector sees a phasing out of oil use and an increased uptake in renewables such as biomass (246 ktoe) and biogas (102 ktoe) for space and water heating in the CO<sub>2</sub>-80 scenario.

Gas use sees a reduction in demand from 2011 figures of 400 ktoe to 260 ktoe in the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenario.

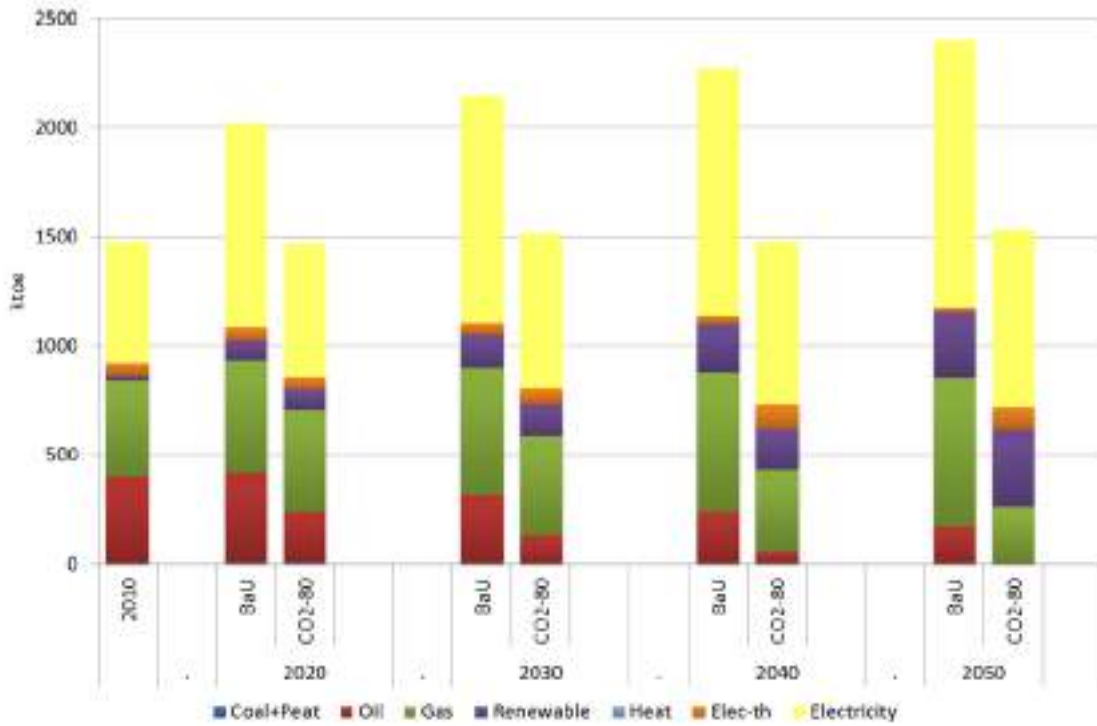


FIGURE 2-15-ENERGY COMSUMPTION IN THE SERVICES SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS BY FUEL TYPE

### 2.6.3 TRANSPORT SECTOR

The transport sector sees a strong reduction (approximately 45%) in energy use in 2050 in the 80% CO<sub>2</sub> reduction scenario compared to the BAU scenario. Diesel is the primary fuel used in transport out to the year 2030, thereafter it is replaced by renewables such as biodiesel and bioethanol.

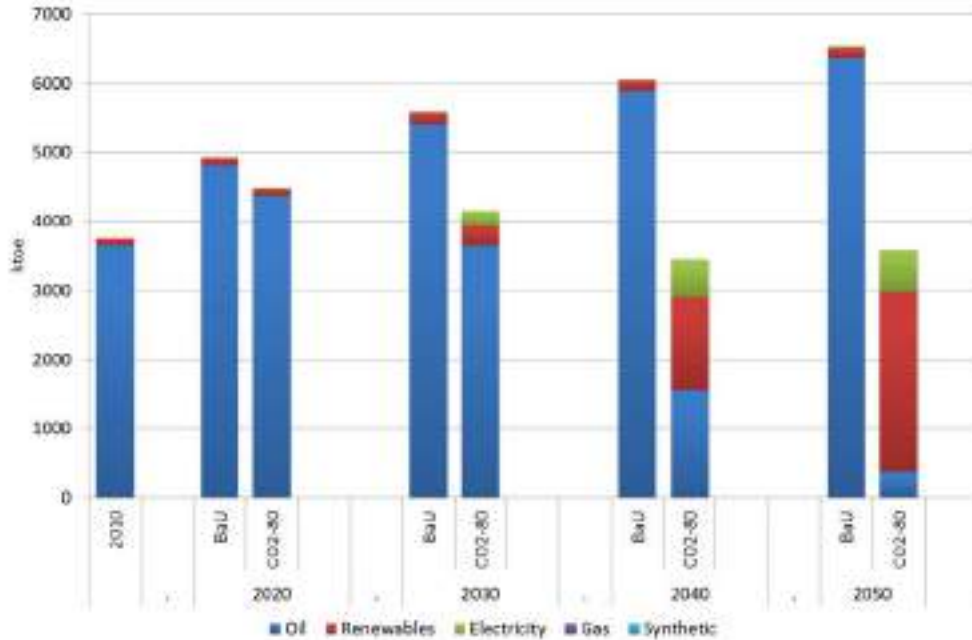


FIGURE 2-16-ENERGY COMSUMPTION BY FUEL TYPE IN TRANSPORT FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

In the CO<sub>2</sub>-80 scenario electric vehicles appear in the energy mix in 2030 and by 2050 all the private car fleet (approximately 3 million vehicles) are electrified. Freight transport which cannot be electrified is fuelled by biogas (725 ktoe) and the remainder is supplied by ethanol (781 ktoe) and diesel (208 ktoe).

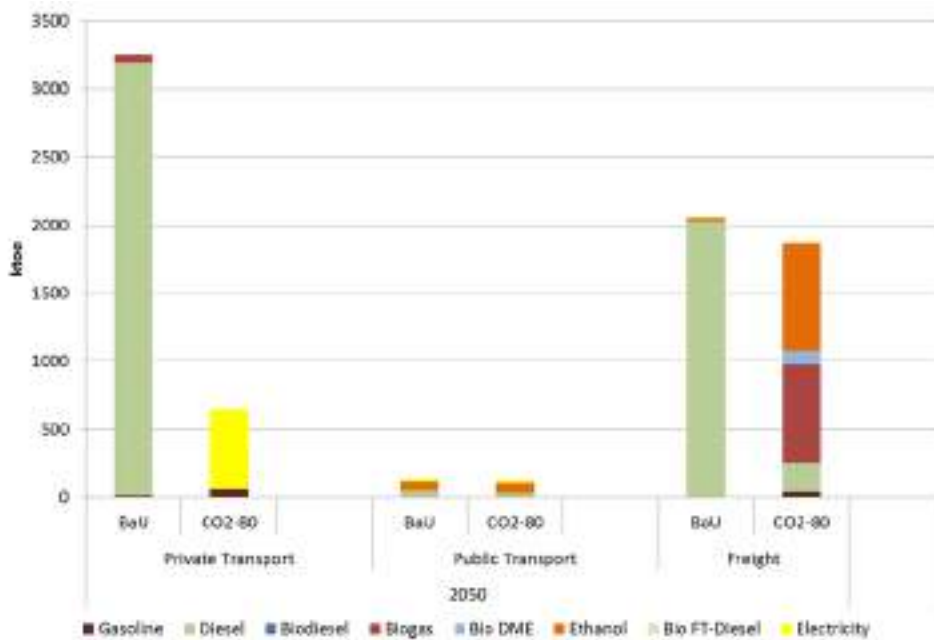


FIGURE 2-17- DETAILED BREAKDOWN OF ENERGY COMSUMPTION IN TRANSPORT FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS



## 2.6.4 ELECTRICITY GENERATION (POWER) SECTOR

The demand for electricity in 2050 is approximately 40% higher than 2010 levels (SEAI 2010 EB 2080 ktoe) for the scenario. This growth is due to the electrification of heat in the residential and services sector and also the electrification of the private car fleet. The power sector begins a strong decarbonisation trajectory and (similar to other sectors) coal and peat are dropped from the energy mix and the power system is mainly a dual-fuel system (gas and wind) in 2030 for the 80% reduction scenario.

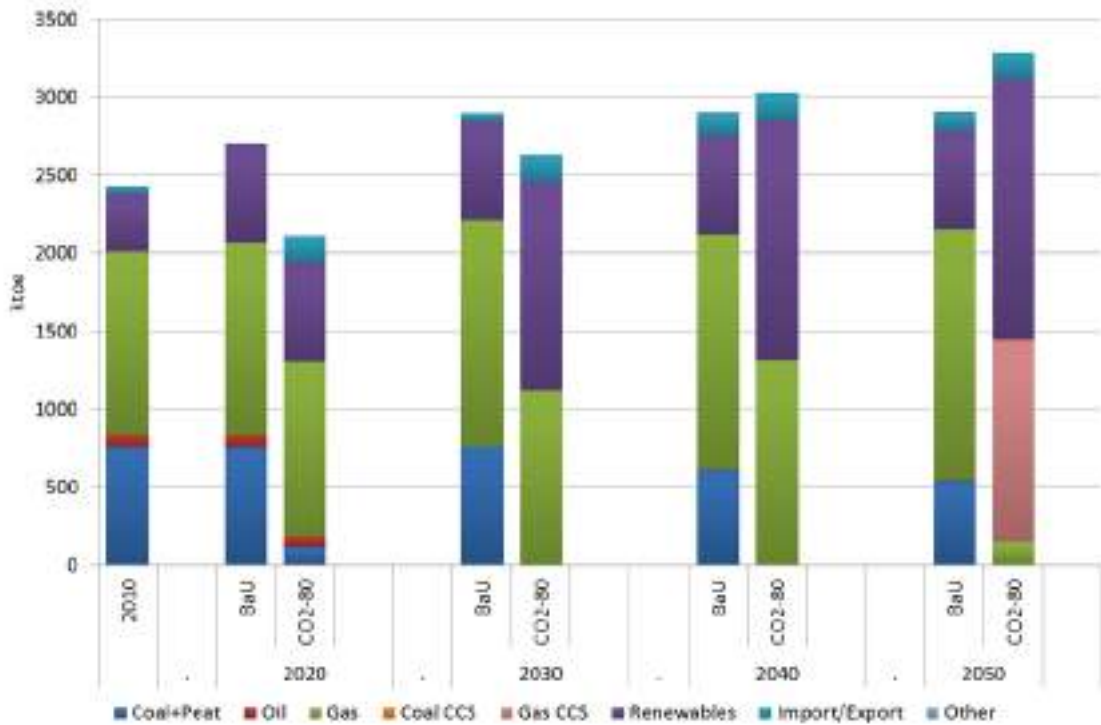


FIGURE 2-18-ENERGY COMSUMPTION IN THE POWER SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS BY FUEL TYPE

The power system is constrained to limit wind to 70% instantaneous penetration and 50% annual yield. Gas CCS appears in the energy mix in 2050 for the 80% reduction scenario and produces 1296 ktoe of energy. It is recommended that the results for the power sector be scrutinised more closely. UCC employ a soft-linking technique where the power sector results from Irish TIMES are re-examined at much higher resolution in an operational power system model.

## 2.6.5 INDUSTRY

The industrial sector sees a modest increase in final energy consumption in 2050 in all scenarios compared to 2010 levels of 2,280 ktoe. The  $CO_2-80$  scenario shows a relative reduction of 10%

against the *BAU* 2050 scenario. Industry has a large thermal requirement which is met predominantly by woody biomass (1,704 ktoe).

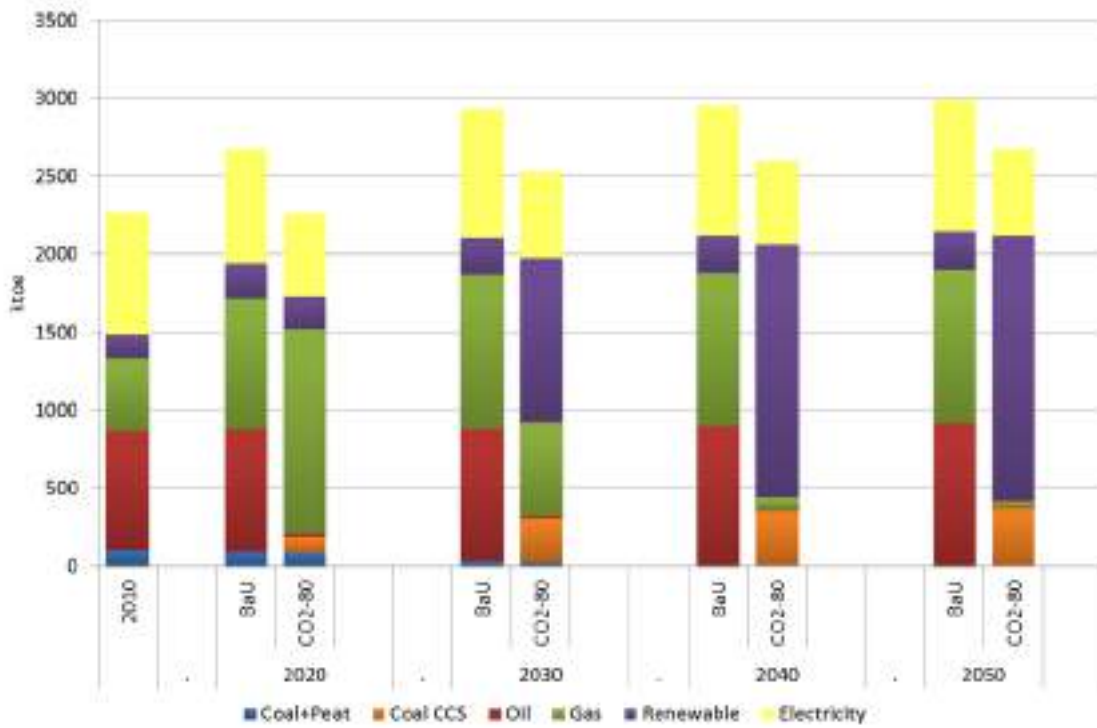


FIGURE 2-19: ENERGY CONSUMPTION IN THE INDUSTRIAL SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS BY FUEL TYPE

## 2.7 ENERGY INFRASTRUCTURE

To achieve emissions reduction of 80%, the analysis suggests that there will be dramatic changes in the quantities of fuels consumed, for instance, the decline of oil and gas in the residential sector and the expansion in biomass fuels, as well as the electrification of energy demand in both the residential and services sectors. Large scale fuel switching is not without potential significant implications for associated infrastructures, both private and publicly owned.

### 2.7.1 GAS

The *BAU* scenario sees in excess of 70% growth in sector wide (non-electricity generation) natural gas consumption by 2050, with expansion in demand coming from the residential, services and industry sectors. By contrast the CO<sub>2</sub>-80 scenario sees a contraction in natural gas

in the residential, services and industrial sectors by almost 40% by 2050. But biogas use increases, displacing natural gas with the net effect being roughly a 25% increase in gas use by 2050 compared to 2010. Gas consumption for electricity generation is 3,045 ktoe in 2050 in the CO<sub>2</sub>-80 scenario, which is similar to 2010 levels. Of this 3,045 ktoe, 2,072 ktoe is used in gas CCS power plants.

### 2.7.2 OIL

Oil is generally used for two purposes: as a transport fuel and for heating. For both uses oil consumption is projected to decline. In transport under the *BAU* there is a projected growth in oil use whereas in excess of a 90% decline is projected (excluding international aviation) under *CO<sub>2</sub>-80* scenario (largely due to fuel switching to renewable fuels and electric transport). For heating oils (residential and commercial sectors), there are reductions projected for 2050 in both the *BAU* and *CO<sub>2</sub>-80* scenario. In 2050 under the *CO<sub>2</sub>-80* scenario oil use in the services sector is projected at roughly 1% of current levels and at 2% of current levels in the residential sector. Such change in oil consumption will affect the capacity requirements for associated distribution infrastructure.

- In transport mineral oil based fuels will be partly displaced by renewable fuels, which in many instances can avail of the existing distribution network for transport fuels.
- In the case of heating fuels it is envisaged that the capacity of the distribution network will need to shrink dramatically.
- Even with rationalisation in the oil distribution network there is a risk that oil customers will be isolated from suppliers. The *CO<sub>2</sub>-80* scenario suggests that residential use of oil will decline to roughly 2% of current levels, equivalent to roughly 33,000 average dwellings. If there is a wide geographical dispersion of oil consumers the size of the market may not be of sufficient size to support a viable business model for the distribution network.

### 2.7.3 BIOMASS

The use of biomass fuels is anticipated to grow dramatically in the years to 2050 under the *CO<sub>2</sub>-80* scenario. It is envisaged that the majority of biomass fuels will be wood based (e.g. wood chips) and while a growth in indigenous supplies is envisaged, some 60% will need to be imported. The use of indigenous biomass is projected grow rapidly. In 2011 wood fuel production from Irish forestry totalled 0.9 million cubic metres (Kent (2012)<sup>7</sup>). Indigenous supplies could double that by 2030 but under the *CO<sub>2</sub>-80* scenario could increase to 5-fold current levels by 2050.

- In the decade to 2030 it is projected that imports of biomass will increase substantially, totalling almost 5 million cubic metres (which is more than 4-fold current wood fuel production from Irish forestry) under the low carbon scenarios. Imports are envisaged to grow to almost 8 million cubic metres by 2050 under the *CO<sub>2</sub>-80* scenario
- This has potential implications for the state's ports, whether they have sufficient capacity, including for bulk storage. By 2030 biomass imports could be equivalent to roughly a 60,000 tonne ship per fortnight rising to a shipment per week in 2050.
- The two primary destinations for biomass are in the residential sector and in power generation. Distribution to the residential sector will occur through normal distribution channels. The location of biomass fuelled power generation plants will significantly affect the number of associated traffic movements. To minimise the impact on the road network it would be preferable if new-build biomass power plants are located proximate to a sea port.
- While air borne particulate matter is not a major concern for air quality at present, the growth in the use of bio-mass fuels, particularly in the residential sector, could be an issue of concern in the future. Any measures to increase the use of biomass fuels will need to be mindful of potential air quality issues.

---

<sup>7</sup> Kent, T. 2012. Use of wood for heat in buildings in Ireland, UCD Earth Institute-NESC Workshop, 16 May 2012

#### 2.7.4 BIOFUELS

The use of biofuels (mostly as transport fuels) is anticipated to increase under both the BAU and 80% CO<sub>2</sub> emissions reduction scenario. Under the BAU scenario the growth is relatively modest whereas the dramatic increase in the implicit price of carbon under the CO<sub>2</sub>-80 scenario drives roughly a 20-fold growth in consumption compared to current levels. However, it is envisaged that roughly 50% of consumption levels in 2050 will be from imports.

- The expansion in liquid biofuel imports will offset the decline in imports of conventional mineral oil fuels. Accordingly there should not be any significant impact for the infrastructure and distribution network for transport fuels.

## **PART IIB: IMPLICATIONS FOR THE ECONOMY**

### **3 MACRO-ECONOMIC IMPLICATIONS OF DECARBONISATION**

#### **3.1 COMPETITIVENESS**

The movement to a low carbon energy system will impact the economy but it is not possible at this early stage to quantify the nature of such impacts. The current modelling framework does not incorporate a feedback mechanism between the developments in the energy system (i.e. Irish TIMES) and the wider economy (i.e. HERMES macroeconomic model). Developing such a feedback mechanism requires further research but the analysis, as is, demonstrates the potential scale of effects within the energy system of achieving low carbon policy targets by 2050. The feedback impact on the economy is potentially significant but its scale depends on how a low carbon roadmap is implemented in Ireland compared to its trading partners in Europe and around the world. It is also worth noting that all the impacts are not necessarily negative; there are potential opportunities across a range of areas including renewable fuels, technology development or low carbon services.

Based on the modelling in Irish TIMES modelling there is an implicit carbon price associated with achieving various levels of emissions reductions. Under the CO2-80 scenario the marginal abatement cost of carbon (priced in € per tonne of carbon dioxide) would increase to in excess of €335/tonne by 2050, as shown in Table 2. Assuming a similar carbon price in EU member states, for example through a mechanism such as the EU-ETS allowance prices, Irish exports should not lose competitiveness versus producers from other EU member states. Ireland will suffer a loss in competitiveness if carbon is not priced at similar levels elsewhere. As the majority of Irish trade is with EU countries, with 59% of exports to EU member states in 2012 (see Table 2 below), it will be important that the price of carbon within Ireland is similar to carbon prices within Europe. However, where competitors are from outside the EU, the price competitiveness of Irish exports will be eroded both in EU and non-EU markets. This will not be a problem unique to Ireland but will apply across EU member states. If Europe's major trading bloc partners do not follow similar measures to raise the cost of carbon the issue of cost competitiveness will become a pan-European issue to be resolved.

TABLE 2: MARGINAL ABATEMENT COSTS (IMPLICIT CARBON DIOXIDE PRICES), CO2-80 SCENARIO, - 2010 PRICES

	2020	2030	2040	2050
All emissions, €/tonne	74	88	235	336

TABLE 3: MAIN TRADING PARTNERS - 2012 €MILLION

	Exports	%	Imports	%
Great Britain and Northern Ireland	15,171.1	16.5	16,428.6	33
Other EU Countries	38,918.3	42.4	13,740.0	28
USA	18,156.9	19.8	6,441.4	13
Rest of World	19,494.9	21.3	12,541.1	26
Total	91,688.0	100.0	49,151.0	100
Source: CSO				

An increase carbon prices potentially rising to €336/tonne in 2050 under CO<sub>2</sub>-80 is severe compared to a current ETS price of less than €10/tonne or a carbon tax of €20/tonne. Compared to a current ‘average’<sup>8</sup> carbon price of €10/tonne, this is equivalent to an annual average growth rate of 10% per annum. It is useful to set such a growth in carbon prices in context by illustrating the impact of rising cost of carbon on the price of oil. The CO<sub>2</sub> ultimately emitted from a barrel of oil will vary by type of crude oil and depend on the types of refined products. For these calculations we assume that the combined liquid fuels from an average barrel of crude oil will produce a minimum of 317kg of CO<sub>2</sub> when consumed.<sup>9</sup> Table 4 shows projected real oil price and the associated CO<sub>2</sub> costs implied under the CO<sub>2</sub>-80 scenario. In 2013 carbon costs represent approximately 7% of the total price of oil. With rising carbon prices, as implied under scenario CO<sub>2</sub>-80, carbon costs would represent a bigger share of total oil costs even with the real price of

<sup>8</sup> While the carbon tax is €20/tonne, ETS allowance prices during 2013 have been as low as €3/tonne.

<sup>9</sup> “Carbon dioxide emissions per barrel of crude”, The Quiet Road, Jim Bliss, <http://goo.gl/iPuDME>

oil increasing. In 2020 and 2030 carbon costs are projected to be almost one quarter of the total cost of oil, rising to in excess of half the cost of oil by 2050. Under scenario CO<sub>2</sub>-80 the price of oil, including carbon costs, will be 23% higher in 2020 than today, almost 50% higher in 2030, over double today's price by 2040, and 2.4 times today's price by 2050. It is through higher real oil prices (incl. carbon costs) that the primary impact of low carbon policies will impact economic activity. Over the entire period to 2050 the projected annual average growth in oil prices (incl. carbon) is equivalent to 2.4%. This growth in real oil prices is comparable to the growth in Irish energy prices over the past decade, where gas, electricity and fuel oil prices increased by an average of 3-4% per annum.<sup>10</sup> This is not to say that the potential increases in carbon prices are neither substantial nor additional. They are of sufficient magnitude to dampen economic activity but given the timeframe in question and given potential innovation by businesses and households the scale of change in carbon prices need not be catastrophic for the economy. If energy practices remain 'business-as-usual', without innovation and technological change but carbon prices increase to the levels envisaged under CO<sub>2</sub>-80, there will be severe economic and social impacts.

In the context of a global low carbon economy with declining fossil fuel demand it is feasible that the price of oil will decline contrary to the assumptions on oil prices used in the CO<sub>2</sub>-80 scenario. But with a rising carbon prices, and with carbon representing a greater share of the total cost of a barrel of oil, fossil fuel prices including carbon costs are still likely to be significantly higher than current prices.

If the carbon tax is levied at rates similar to that implicit in the CO<sub>2</sub>-80 scenario the tax, it will generate significant increases in exchequer revenue. But as outlined earlier in the chapter, fossil fuel consumption is anticipated to dramatically decline in response to higher carbon prices so any initial increase in carbon tax revenue will be followed by a dramatic decline in such revenue. In the short term the additional revenue could be used to invest in the transition to renewable energy and provide supports to help households and business adapt to the new energy environment.

---

<sup>10</sup> Nominal energy prices have increased by an average of 6-7% per annum.



TABLE 4. IMPACT ON OIL PRICES UNDER CO2-80

		2013	2020	2030	2040	2050
Real Oil Price <sup>1</sup>	€/barrel	79.6	82.0	99.4	99.4	99.4
CO2 price - CO2-80	€/tonne	20.0 <sup>2</sup>	74.0	87.5	235.4	335.8
CO2 price	€/barrel	6.3	23.5	27.7	74.6	106.4
Oil price (incl. CO2)	€/barrel	85.9	105.5	127.1	174.0	205.8
Oil Cost Index - CO2-80	2013=100	100.0	122.8	148.0	202.6	239.6
Carbon as a share of oil price (incl. carbon)		7%	22%	22%	43%	52%
Average annual oil price growth rate (incl CO2), 2013-2050		2.4%				

<sup>1</sup> Based on MTR oil price assumptions 2020-30 and assumed real price unchanged to 2050

<sup>2</sup> Current carbon tax rate of €20/tonne

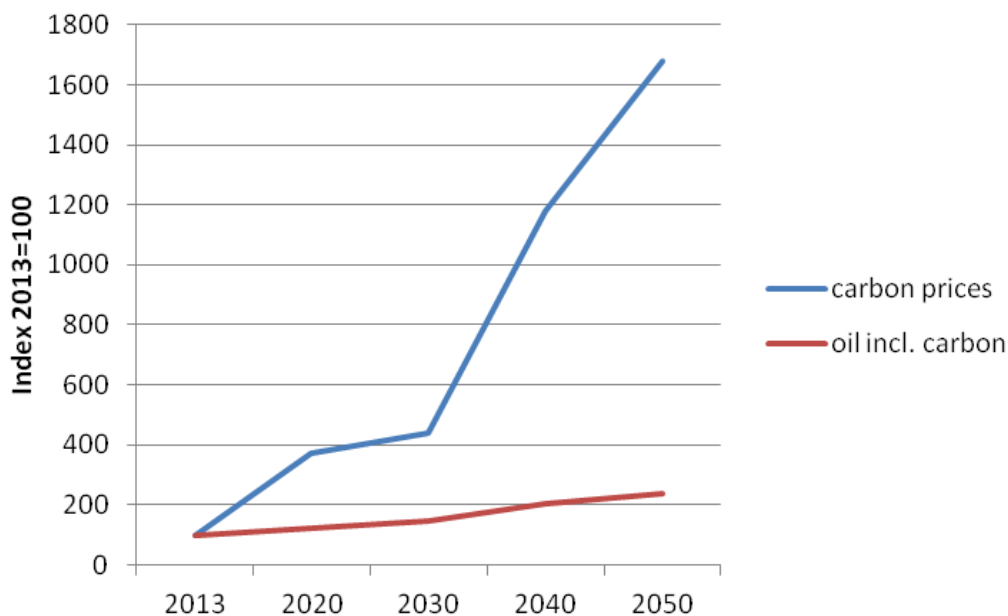
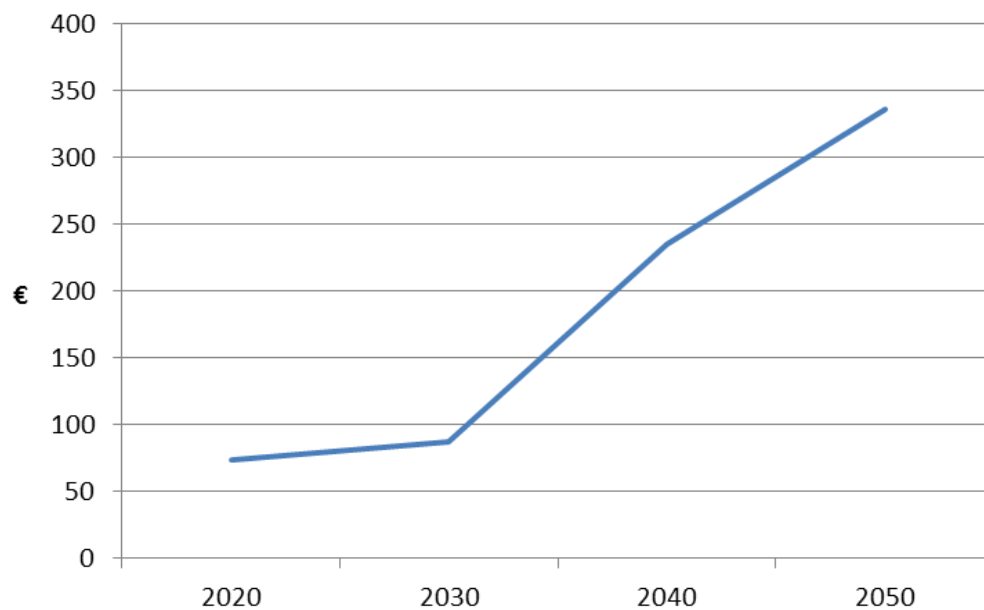


FIGURE 3-1: INDEX OF CARBON AND OIL PRICES, 2013=100

While the rise in the implicit cost of carbon will be a significant issue for cost competitiveness, two related issues are potentially more significant: the pace of increase in carbon prices and the long term expectations for real carbon prices. Dramatic price increases, especially if not anticipated, are more damaging as energy users cannot quickly adapt to minimise costs. Businesses can develop plans to accommodate predictable price increases, whereas volatile price fluctuations introduce additional costs and uncertainty. While climate change is in the

wider public dialogue there is no clear public discussion or reference to the long term cost of carbon. Carbon price expectations form part of the longer term expectation on energy prices, which in turn can influence investment decisions. Without a credible expectation of dramatically increasing carbon prices investment decisions will not be mindful to move towards low carbon alternatives.

The profile of carbon prices from the Irish TIMES modelling is not a uniformly increasing carbon price but one in which the price rapidly grows in the 2030-2050 period, as shown in the Figure 3-2 below. Such a price profile has positive and negative implications for the economy and a low carbon future. For existing sunk investments (whether boilers or power plants) the rising cost of carbon is not projected to be immediately prohibitive, which means that the natural lifecycle of most existing energy using equipment will cease prior to the projected dramatic carbon price increases post 2030.



**FIGURE 3-2: IMPLICIT CARBON PRICES UNDER SCENARIO CO2-80, €2010/TONNE**

The implication is that the low carbon roadmap will not force retire existing fully functioning equipment due to high carbon prices. In such circumstances the move to a low carbon economy does not introduce premature additional costs on businesses or households. When current equipment reaches the end of its useful life there will be an opportunity to invest in carbon efficient alternatives.

A potential negative aspect of the carbon price profile is that there is no mechanism that signals the very high price of carbon (consistent with the carbon roadmap policy ambitions) in the longer term. Even though the implicit price of carbon rises to €98 by 2030 under the CO<sub>2</sub>-80 scenario, there is a risk that investments in long life equipment (e.g. 15-20+ years) in 2030 might be based on carbon prices closer to €100/tonne than significantly higher prices post 2040, which are projected to reach €336/tonne by 2050. Into the future if expectations of carbon prices do not resemble the projected scenario price profiles the necessary investments in low carbon technologies will not occur.

## 3.2 SECTORAL IMPACTS

As there are no modelled feedback mechanisms from the Irish TIMES model to the HERMES macroeconomic model, we use other means to determine the potential sectoral impacts of a low carbon regime. While all sectors of the economy will be affected by rising fuel prices, input-output tables give some insight on the relative impacts across sectors. The most recent input-output tables for Ireland are for 2005 (CSO (2009)) and while the economy has suffered through a recession since then, the broad results from the tables should still be relevant for today's economy. The Leontief inverse of the input-output table can help evaluate to some extent the impact of a shock to energy prices but it should also be noted that input-output analysis assumes that the structure and behaviours in the economy are static over time and do not respond to new price incentives. For this reason, as well as the implied assumption of constant returns to scale, input-output analysis is likely to over estimate the effect of an energy price shock.

The 2005 input-output tables separately identifies the electricity and gas sector (NACE rev1, sector 40), which incorporates the generation, transmission, distribution of electricity and gas. Rising energy costs will affect all sectors that use electricity and gas but the input-output Leontief coefficients show the extent to which the value of output from each sector is dependent on other sectors. A unit change in demand for each sector's products (e.g. agriculture sector output) requires a specific amount of electricity and gas sector output. Table 5 reports the sector outputs that are most reliant, proportionately in value terms, on the output of the electricity and gas sector. For example, for each €1 of final demand of water services output (NACE 41, collection, purification and distribution of water) requires €0.095 of output from the electricity

and gas sector. Figures for the equivalent UK sectors are also included in the Table for comparison. The water services sector has the largest such coefficient across the economy and therefore a rise in energy costs (in electricity and gas) would have the largest proportionate effect on water treatment services. Ireland does not have very energy intensive industry and the impacts of rising energy cost within the sectors are generally equivalent or substantially lower than the UK. In Ireland the sectors where energy costs comprise a higher share of the value of total output include the production of bricks, lime, cement (NACE 26), metals production, mining and quarrying activity, wood products, rubber and plastics manufacture (see Table 5). In each of these sectors, with the exception of water services, energy costs represent a higher share of the value of output in the UK than Ireland. For the majority of the 53 sectors in the Irish input-output tables the value of electricity and gas used as input relative to the value of output in each sector is relatively low.

**TABLE 5. LEONTIEF INVERSE COEFFICIENTS FOR THE ELECTRICITY AND GAS SECTOR**

Sector	NACE rev1	Leontief multiplier	
		Ireland <sup>1</sup>	UK <sup>2</sup>
Water collection and distribution	41	0.095	0.079
Basic metals	27	0.057	0.105
Other non-metallic mineral products	26	0.057	0.105
Coal, peat, petroleum and metal ore extraction	10-13	0.052	0.066
Other mining and quarrying	14	0.051	0.077
Wood and wood products (excl furniture)	20	0.041	0.041
Rubber and plastics	25	0.035	0.049
Sewage and refuse disposal services	90	0.030	0.025
Hotel and restaurant services	55	0.027	0.022
Education	80	0.025	0.015
Agriculture, forestry and fishing	1-5	0.025	0.051
Retail trade and repair of household goods	52	0.024	0.019
Manufacture of food and beverages	15	0.023	0.047
Research and development services	73	0.022	0.020
Recycling	37	0.021	0.048
Public administration and defence	75	0.021	0.023
Pulp, paper and paper products	21	0.021	0.106
Textiles	17	0.021	0.044
Other services	93	0.021	0.011

<sup>1</sup> CSO (2009), <sup>2</sup> ONS (2011)

The sectors listed in Table 5 are potentially those most vulnerable to high energy costs. While all are important sectors, especially water treatment services, they are not the most significant sectors in the economy in terms of gross value added and employment.

Table 6 reports gross value added and employment by sector for 2012. The manufacturing sector has the highest value added and employs roughly 200,000 people, primarily in food processing, pharmaceuticals, IT/computers, and machine & equipment manufacture.

**TABLE 6. GROSS VALUE ADDED AND EMPLOYMENT BY SECTOR, 2012**

Sector (NACE rev2)	Description	Gross Value Added <sup>1</sup>	Employment <sup>2</sup>
A	Agriculture, forestry and fishing	2,346	85.8
B	Mining and quarrying	525	234.0
C	Manufacturing	34,423	
D	Electricity, gas, steam and air-conditioning supply	2,942	
E	Water Supply; sewerage, waste management	941	
F	Construction	2,300	101.8
G	Wholesale and retail trade, repair of vehicles	14,382	271.4
H	Transportation and storage	6,348	90.1
I	Accommodation and food services activities	2,904	119.8
J	Information and communication	13,568	80.3
K	Financial and insurance activities	13,940	101.4
L	Real estate activities	9,918	
M	Professional, scientific and technical activities	6,255	100.8
N	Administrative and support service activities	7,274	63.8
O	Public administration and defence	6,036	98.7
P	Education	8,395	144.7
Q	Human health and social work activities	11,884	243.7
R	Arts, entertainment and recreation	2,523	99.3
S	Other service activities	373	
T	Activities of households as employers	165	
U	Activities of extra-territorial organisations and bodies	2	
	Total	148,792	1837.9

1. Source: CSO, Gross Value Added at Current Basic Prices, 2012, €million, National Income and Expenditure 2012.

2. Source: CSO, Person aged 15 years and over in Employment, Thousand, Quarterly National Household Survey

The sector activities that are more exposed to rising energy prices (as identified in Table 5) are mostly sectors with lower gross value added. Both the wood products and rubber & plastics sectors, which have a relatively higher energy requirement, are in the manufacturing sector in Table 6 below.<sup>11</sup> Employment in these sub-sectors is approximately 5% of total employment in the manufacturing sector and on an economy-wide scale these sub-sectors are relatively small.

### 3.3 INVESTMENT IN ENERGY<sup>12</sup>

Regardless of whether a low carbon or business-as-usual scenario applies significant levels of investment will be required in the coming decades in both energy generation and energy using infrastructure. This includes investment in power generation plants, transport vehicles, heating boilers and equipment. The cost of a low carbon policy is not the absolute investment cost necessary to achieve the policy targets but the additional costs compared to the BAU scenario, which is illustrated in the figure below. The BAU and CO<sub>2</sub>-80 scenarios have similar investment profiles; increasing investment on a per annum basis until 2040, with investment levels beginning to plateau by 2050, as shown in Figure 3-3. Beginning in the 2020s additional investment is required in CO<sub>2</sub>-80 compared to the BAU if the 2050 emissions ambition is to be achieved at lowest cost. The level of additional investment gradually increases reaching approximately €3 billion per annum in the 2040s and 2050s, with total investment costs under the CO<sub>2</sub>-80 scenario reaching €14 billion per annum.

---

<sup>11</sup> The sector classifications in Table 3-4 and Table 3-5 are not equivalent. Table 3-4 uses NACE revision 1, whereas Table 3-5 uses NACE revision 2. In addition, the CSO does not publish the QNHS employment figures to the same sectoral detail as gross value added.

<sup>12</sup> 'Investment' in the Irish TIMES model includes conventional investment categories, such as power generation plant, but also includes consumption expenditure in energy using equipment such as the household sector's purchase of vehicles or domestic boilers. Investment costs include installation and build costs.

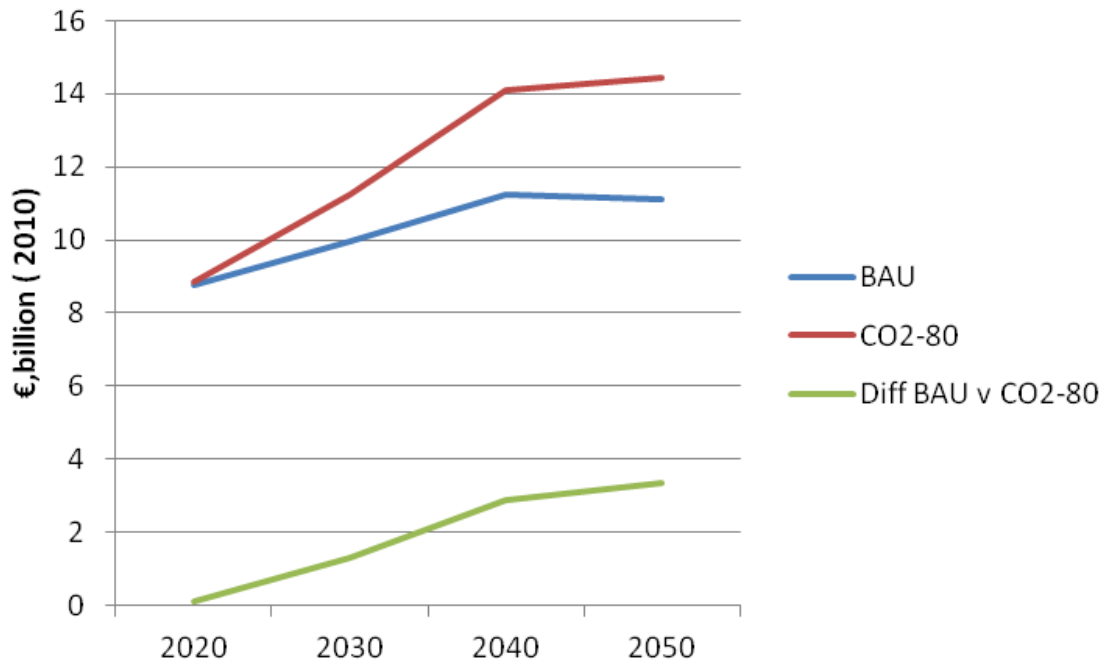


FIGURE 3-3: INVESTMENT UNDER BAU AND CO2-80 SCENARIOS

The Irish TIMES model provides some indication of where the burden of this additional investment will fall across the major sectors of the economy but doesn't distinguish between public and private sector. This breakdown is presented in Figure 3-4 and Table 7. Across the sectors investment costs are higher under the low carbon CO<sub>2</sub>-80 scenario but not substantially so with the exception of the transport sector. The additional investment costs in transport reflect, in part, higher vehicle costs for biofuel and electric vehicles compared with conventional fossil fuel vehicles. Under CO<sub>2</sub>-80 scenario by 2050 the majority of the transport fleet will use biofuels with much smaller shares using fossil fuels or electric vehicles. Both under the BAU and CO<sub>2</sub>-80 scenarios the assumed transport service demand (i.e. passenger or goods kilometres) is projected to increase but the investment cost becomes noticeably higher post 2040 under the CO<sub>2</sub>-80 scenario. The scenarios and associated costs are based on best current available information. Over time the relative cost differential between conventional fossil fuel based transport versus low carbon alternatives may narrow more than currently envisaged and the accordingly the additional transport investment costs may be less than projected. In addition, any transport policy interventions that achieve significant increases in public transport in the future (i.e. reduce reliance on private cars) are not assumed in the transport service demand projections. If in the future there is a reduction in the reliance on private cars, in commuting for instance, transport investment requirements would potentially be lower.

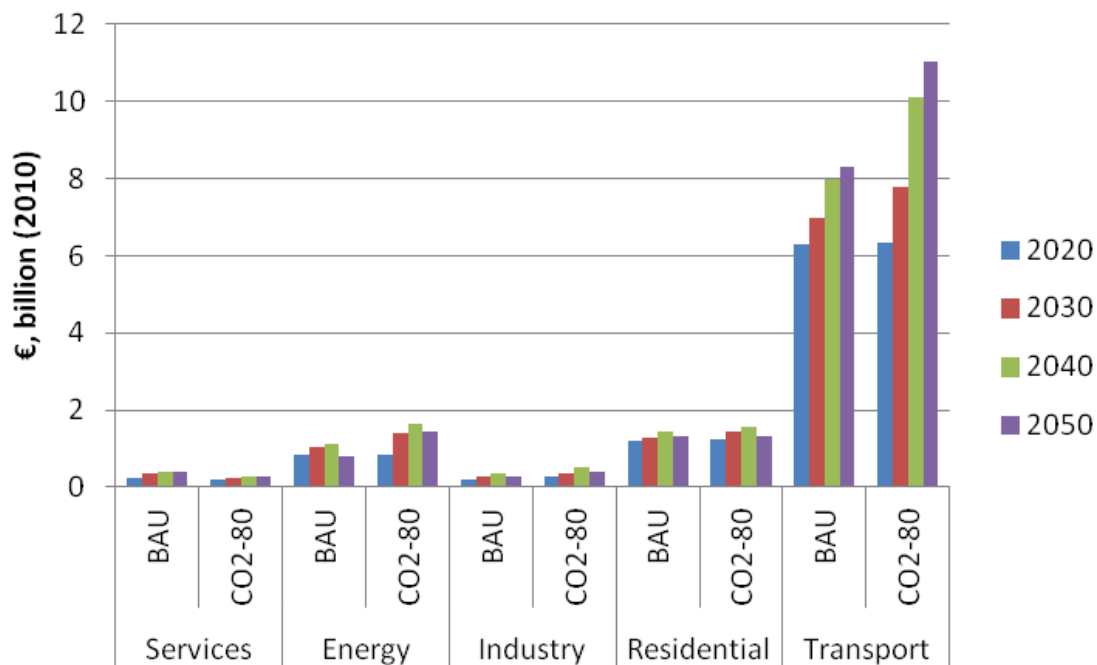


FIGURE 3-4: INVESTMENT BY SECTOR UNDER BAU AND CO2-80 SCENARIOS

TABLE 7. INVESTMENT BY SECTOR UNDER BAU & CO2-80 (BILLION, 2010)

Sector	Scenairo	2020	2030	2040	2050
Services	BAU	0.2	0.3	0.4	0.4
	CO2-80	0.2	0.3	0.3	0.3
Energy	BAU	0.8	1.0	1.1	0.8
	CO2-80	0.8	1.4	1.7	1.4
Industry	BAU	0.2	0.3	0.3	0.3
	CO2-80	0.3	0.4	0.5	0.4
Residential	BAU	1.2	1.3	1.4	1.3
	CO2-80	1.2	1.5	1.6	1.3
Transport	BAU	6.3	7.0	8.0	8.3
	CO2-80	6.3	7.8	10.1	11.0

As noted earlier, the models do not contain a feedback between the energy system and the wider economy. However, given the assumed projected growth rates for the economy, the economy as a whole should be able to bear the cost of this additional investment. The economic projections assume that the economy will grow relatively strong in the latter half of this decade, with more moderate growth in the 2020s, and just above 1% growth in the period to 2050. Over the last twenty years total investment in rich EU economies accounted for around 20 per cent of GDP each year (see Figure 3-5). While investment plummeted in Ireland since the recession,



with a return to growth and the economy expanding as projected total investment by 2050 could roughly quadruple current levels exceeding €67 billion per annum. Assuming historical investment norms the level of investment in 2050 should be roughly equivalent to the investment requirements under the low carbon scenarios.

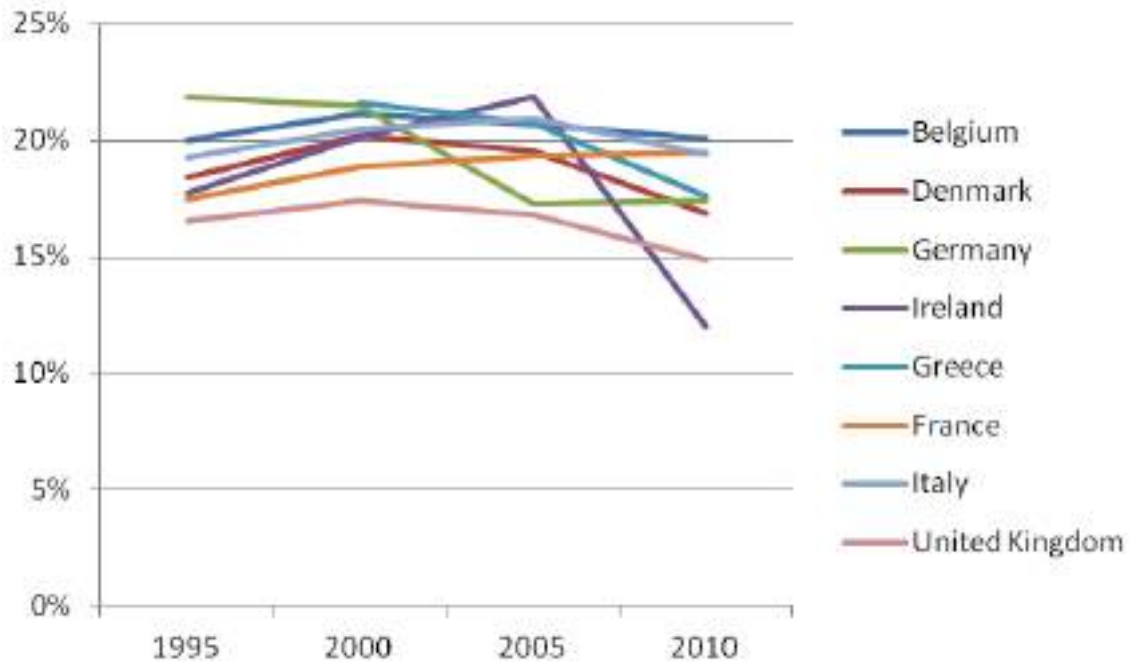


FIGURE 3-5: GROSS FIXED CAPITAL FORMATION AS SHARE OF GDP BY COUNTRY, SOURCE EUROSTAT

In the event of a low carbon objective similar to the CO<sub>2</sub>-80 scenario the relative profile of sector level investment will likely change (as shown in Table 7). The two tables below provide historical details of investment in Ireland by activity and sector. Neither of these tables is directly comparable with the investment categories in the Irish TIMES model (reported in Table 7) but they indicate how investment shares have varied historically both across activities and sectors. For instance, investment in transport equipment has varied between 13-20%, and building and construction has varied between 17-23% of total investment over the past twenty years (). Investment shares have also varied substantially in the sectors (e.g. other market services 24-37% - Table 9).

**TABLE 8. GROSS DOMESTIC FIXED CAPITAL FORMATION**

	1995	2000	2005	2010
Dwellings	36%	34%	39%	25%
Roads	4%	4%	5%	9%
Other building and construction	18%	20%	17%	23%
Costs assoc. with transfer of land & buildings	6%	5%	5%	1%
Transport equipment	14%	13%	14%	20%
Agricultural machinery	2%	1%	1%	1%
Other machinery and equipment	12%	14%	11%	14%
Other	8%	10%	8%	7%
Source: CSO (2013)				

Historically investment has evolved considerably responding to contemporary needs. Generally the scale of sector level investment under CO<sub>2</sub>-80 is within the historical ranges and the sectors would appear capable of financing and absorbing such investment.

**TABLE 9. GROSS DOMESTIC FIXED CAPITAL FORMATION BY SECTOR OF USE**

	1995	2000	2005	2010
Agriculture, forestry and fishing	6%	3%	2%	3%
Fuel and power products	5%	5%	5%	9%
Manufacturing products	12%	11%	9%	9%
Building and construction	2%	2%	2%	0%
Market services	70%	73%	77%	71%
- Dwellings (incl. transfer costs)	40%	36%	42%	26%
- Roads	4%	4%	5%	9%
- Other market services	24%	29%	27%	37%
Non-market services	5%	6%	5%	8%
Source: CSO (2013)				

### 3.4 ENERGY COSTS

While investment costs increase under the CO<sub>2</sub>-80 scenario, fuel costs decline. In essence the investment in low carbon alternatives, in particular wind for electricity generation, means that the cost of energy declines. In practice the lower annual fuel costs offset the increase in investment costs. Figure 3-6 compares fuel and investment costs under the two scenarios for 2050.<sup>13</sup> Total annual investment and fuel cost in 2050 are broadly similar under the BAU and

<sup>13</sup> Aggregate fuel costs here exclude costs associated with fuel transformation and distribution, which are incorporated in the sector fuel costs presented later.

CO<sub>2</sub>-80 scenarios (CO<sub>2</sub>-80 scenario is slightly lower). The share of fuel costs is just over 50% in the BAU scenario but less than 40% in the CO<sub>2</sub>-80 scenario. A significant outcome of the low carbon scenario is the potential for the increase in annual investment in low-carbon technologies to be partially offset by lower fuel bills.

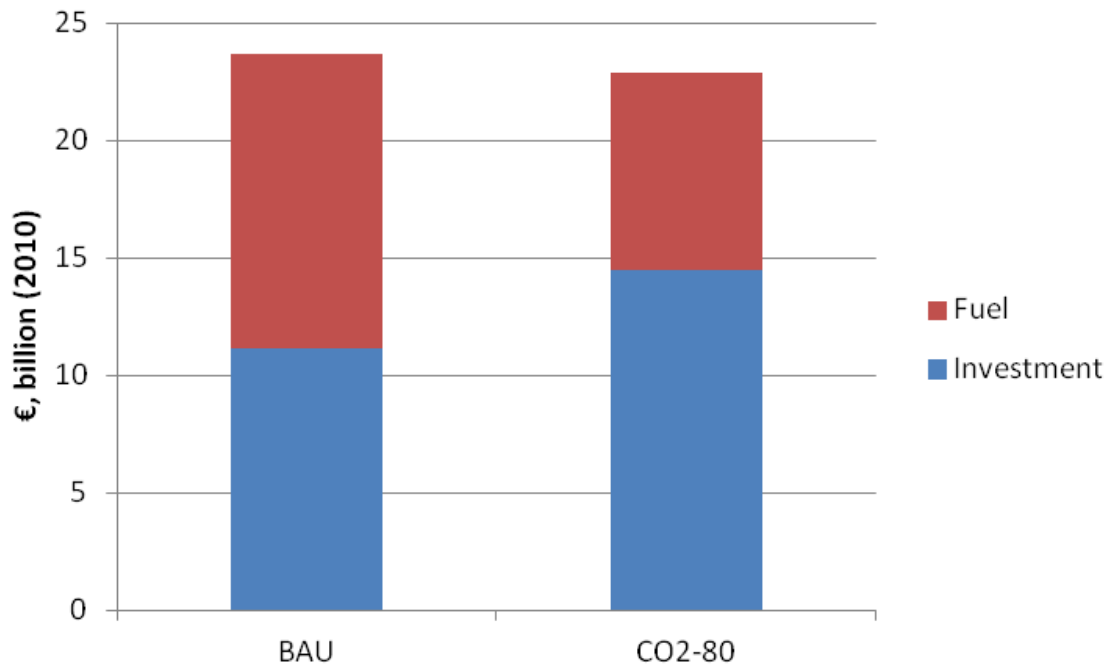


FIGURE 3-6: FUEL AND INVESTMENT COSTS IN 2050 UNDER BAU & CO<sub>2</sub>-80 SCENARIOS

Sector fuels costs are presented in Figure 3-7 and Table 10 but relate only to the energy component of fuel bills (incl. electricity) and exclude costs such as excise duties, PSO levies, and profit, which are normally incorporated in energy bills faced by households and businesses. Whether in the BAU or CO<sub>2</sub>-80 scenarios fuel bills are expected to increase reflecting growth in the economy and the population. Across all the sectors fuel costs are lower under the BAU than the CO<sub>2</sub>-80 scenario.

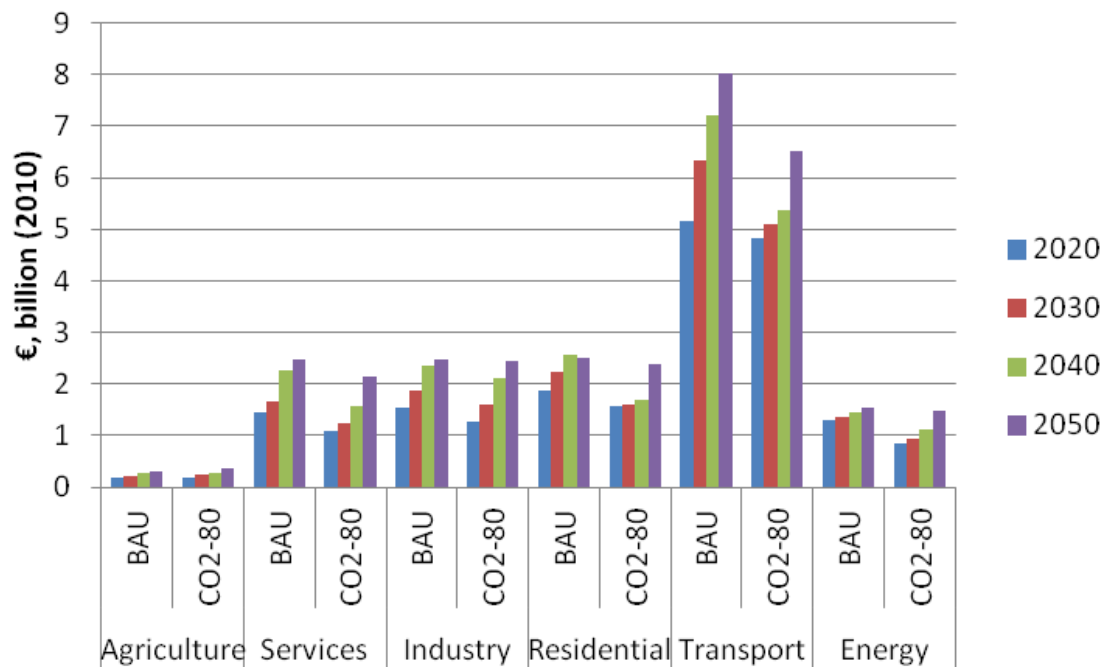


FIGURE 3-7: FUEL COSTS UNDER BAU & CO2-80 BY SECTOR

TABLE 10. FUEL COSTS BY SECTOR, BAU & CO2-80 SCENARIOS, €BILLION (2010)

Sector	Scenario	2020	2030	2040	2050
Agriculture	BAU	0.2	0.2	0.3	0.3
	CO2-80	0.2	0.2	0.3	0.3
Services	BAU	1.4	1.6	2.3	2.5
	CO2-80	1.1	1.2	1.6	2.2
Industry	BAU	1.5	1.9	2.3	2.5
	CO2-80	1.3	1.6	2.1	2.5
Residential	BAU	1.9	2.2	2.6	2.5
	CO2-80	1.6	1.6	1.7	2.4
Transport	BAU	5.2	6.3	7.2	8.0
	CO2-80	4.8	5.1	5.4	6.5
Energy	BAU	1.3	1.4	1.4	1.5
	CO2-80	0.9	0.9	1.1	1.5
Total	BAU	11.5	13.7	16.1	17.3
	CO2-80	9.8	10.7	12.1	15.3

The reduction in fuel costs under the CO<sub>2</sub>-80 scenario will lead to an improvement in the balance of trade, given the high import content of fuels. The import cost of fuels is anticipated to

continually increase under the BAU scenario, whereas under the CO<sub>2</sub>-80 scenario the import cost of fuels is largely static until after 2040 (see Figure 3-8). A number of factors drive the reduction in fuel import bill compared to the BAU scenario. There is an increase in 'free' renewables, such as wind, that displace fossil fuels; renewables such as biogas will be produced domestically and while more expensive than natural gas are not imported; and technological efficiency improvements also replace some of the fuel requirement under the BAU. Import fuel costs increase post 2040 because domestic supplies of biofuels and biomass need to be supplemented with imports.

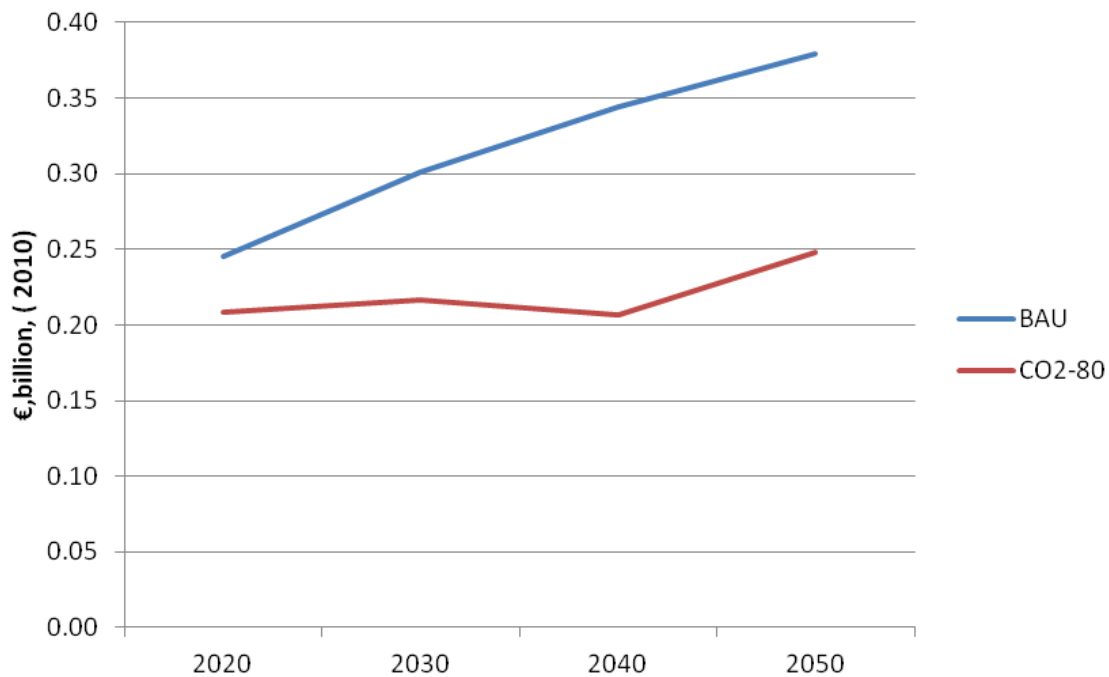


FIGURE 3-8: IMPORT FUEL COSTS UNDER BAU AND CO2-80 SCENARIOS

### 3.5 SUMMARY

It is not possible to project with certainty what the economic impact of low carbon on the economy will be. The change in the energy system will present both opportunities and challenges and it is impossible at this early stage to decipher how these may materialise. The move to low carbon will require additional investment but fuel bills will also decline, as will reliance on fuel imports. Rising carbon prices will affect economic activity but in the longer term

as fossil fuels represent a declining share of total energy the impact of rising fossil fuel prices on the economy will decline. If the wider global economy adapts a low carbon roadmap, demand for fossil fuels will decline significantly. Fossil fuel prices may decline too but the real price of fossil fuels, including the cost of carbon, should not fall if carbon is priced sufficiently high. An explicit and sufficiently high price for carbon will mean that developments in world fossil energy markets will not impede a low carbon future.

It is also difficult to decipher without further research the potential sector level economic impacts. Compared to other European economies Ireland does not have much energy intensive industry and consequently the impact of rising carbon prices may be more muted than elsewhere. Nonetheless, energy represents a significant cost to business and some sectors are more vulnerable to rising energy prices than others. Sudden dramatic changes will cause economic hardship but in the context of a 2050 target, there are more than three decades in which sectors can plan for and invest in the transition to low carbon.

## **PART III MOVING TO 95% CO2 REDUCTION**

## 4 TECHNOLOGY SOLUTIONS

### 4.1 ENERGY SYSTEM RESULTS

This section presents the resultant energy system CO<sub>2</sub> emissions for the BAU and the 95% CO<sub>2</sub> Emission reduction Scenario out to 2050. Results are presented on a system wide basis and also for individual sectors. Energy usage in 2050 by sector and fuel are also presented along with the potential energy savings for each of the three scenarios.

#### 4.1.1 CO<sub>2</sub> EMISSIONS

In the absence of mitigation, associated CO<sub>2</sub> emissions grow unabated and in year 2050 the BAU scenario shows the energy system emissions at approximately 51 MT up 21% from 42 MT in 2010. In the CO<sub>2</sub> emission reduction scenario the greatest reduction in emissions relative to 2010 is in the transport sector (from 11.6 MT to 0.5 MT CO<sub>2</sub>-95%) followed then by electricity generation (from 13.3 MT to 0.6 MT CO<sub>2</sub>-95%).

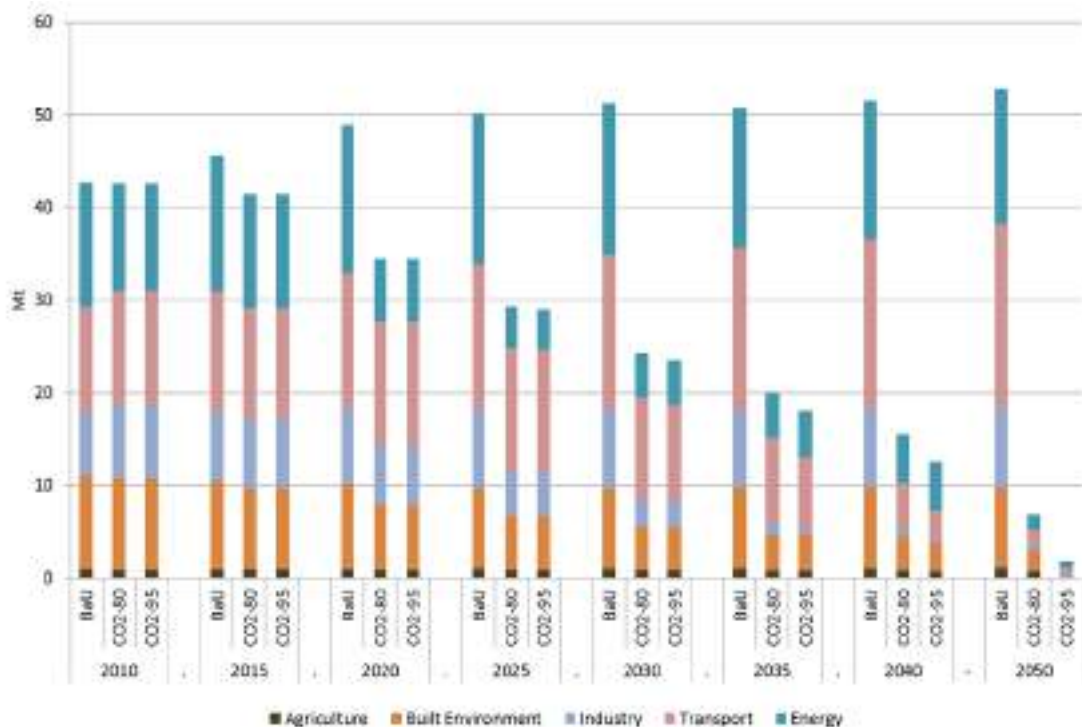


FIGURE 4-1: SECTORAL CO<sub>2</sub> EMISSIONS FOR HORIZON TO 2050 FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS



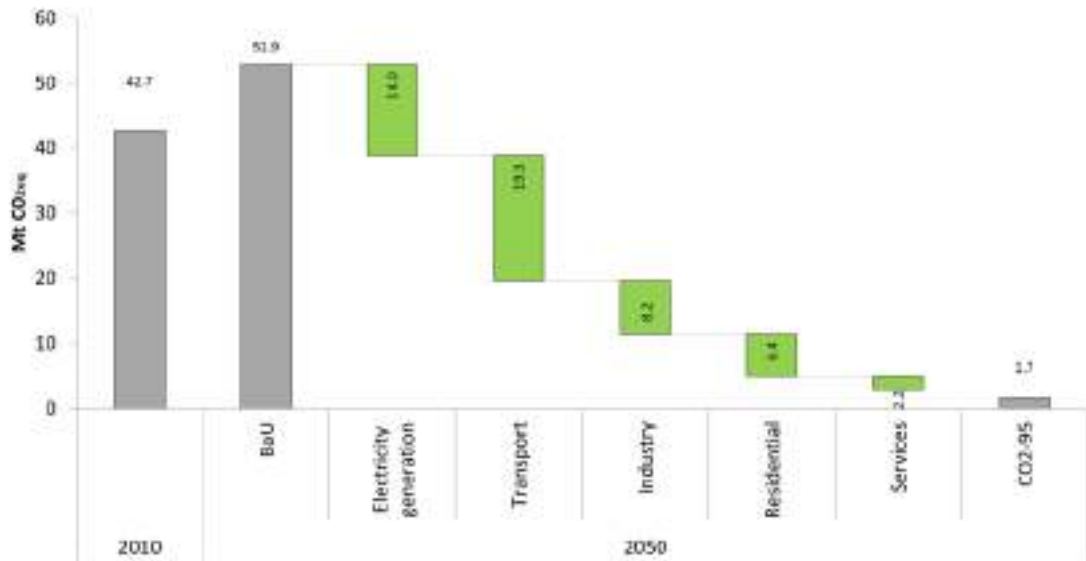


FIGURE 4-2: INCREMENTAL CHANGE IN CO<sub>2</sub> EMISSION REQUIRED BY EACH SECTOR TO REACH CO<sub>2</sub> 95% REDUCTION TARGETS RELATIVE TO BAU SCENARIO AND 2010<sup>14</sup>.

In the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario the largest emissions savings (relative to BAU scenario) are made in the Transport sector (19.3 MT) with significant savings also made in electricity generation (14 MT).

A simple decomposition analysis was used to summarize the mitigation contributions from (1) energy efficiency, (2) renewable energy and (3) fuel switching amongst fossil fuels.

<sup>14</sup> Agricultural reduction of 1MT is not shown in graph.

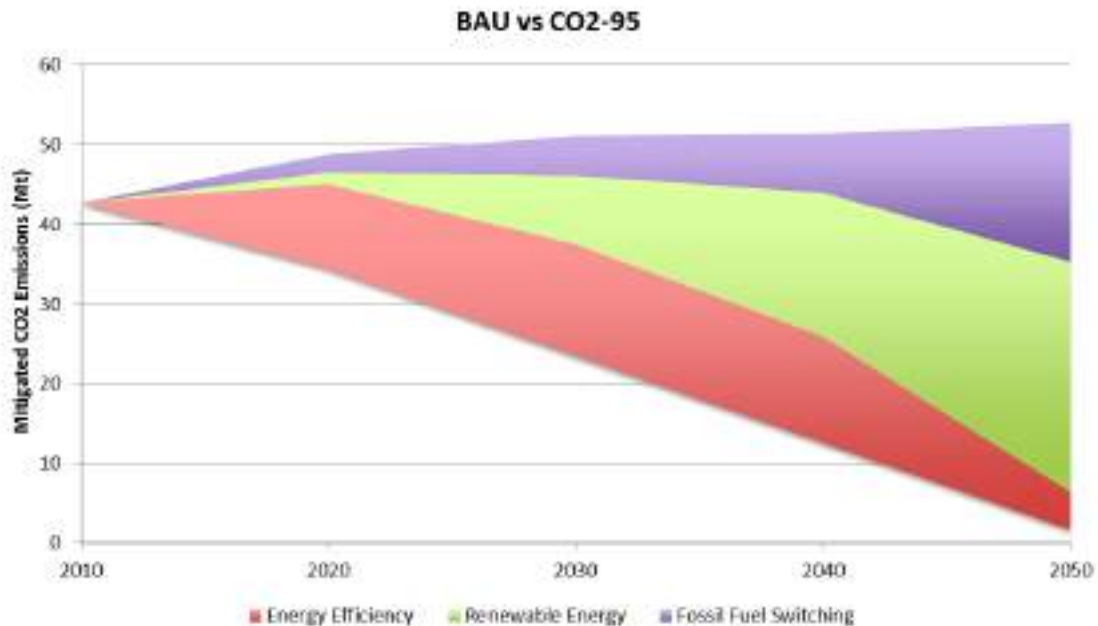


FIGURE 4-3: DECOMPOSITION OF 95% CO2 EMISSIONS REDUCTIONS SCENARIO VS BAU SCENARIO

The *energy efficiency* effect (GDP/total energy) is stripped of any hidden structural effects because for all scenarios (*BAU* & *CO<sub>2</sub>-95*), GDP is the same. Energy efficiency is the most cost optimal mitigation strategy and in the early part of the modelling time-horizon for the *CO<sub>2</sub>-95* scenario, energy efficiency is responsible for more than 50% of the total mitigated emissions. This is a clear “energy efficiency first” trend.

The *renewable energy* effect is emissions mitigation from wind, bioenergy, solar and geothermal sources; it also includes a very small quantity of imported electricity. In the *CO<sub>2</sub>-95* scenario, renewable energy has a majority share from 2040 and for the period as a whole it makes the largest contribution (43%) to cumulative emissions mitigation.

Fossil *fuel switching* is the third emission reduction strategy. In the early part of the modelling time horizon fossil fuel switching achieves emissions mitigation by switching from coal to oil and from coal and oil to gas. In the *CO<sub>2</sub>-95* scenario fuel switching as technical limits are reached, contributes 24% to the cumulative emissions reduction.

### 4.1.2 ENERGY SYSTEM IN 2050

Energy usage for different primary fuels and within different sectors of the energy system are presented in the following Sankey Diagrams for the target year of 2050. Note that associated tables of final primary energy requirement and final energy consumption by fuels are shown in the Appendix.

Figure 4-4 shows the BAU scenario, which is very similar to the current energy system that substantially relies on oil and gas with a small share for renewables. Under CO<sub>2</sub>-95 in Figure 2-7 oil has all but disappeared from the domestic energy system, as has gas except for use in power generation in combination with CCS technology. Bio-energy dominates, with biofuels used in transport, and biomass used for electricity generation. Electricity generation in the energy system expands greatly to service a growing use of electric heating in the residential and services sectors, as well as the domestic private car fleet.

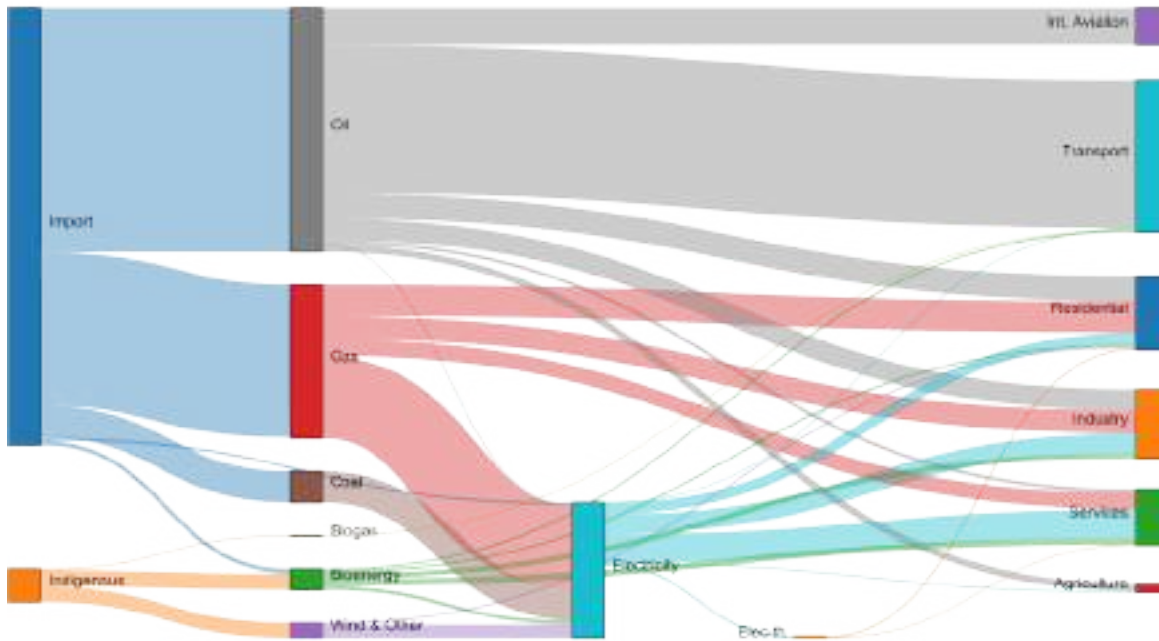


FIGURE 4-4: 2050 SANKEY DIGRAM FOR ENERGY SYSTEM UNDER BUISNESS AS USUAL SCENARIO

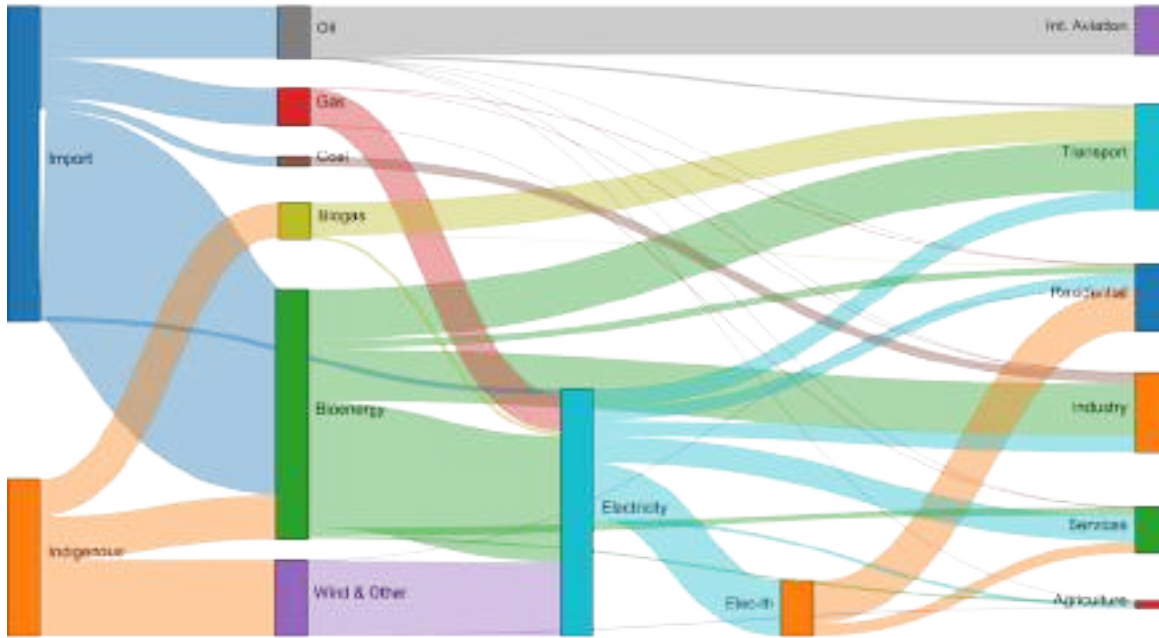


FIGURE 4-5: 2050 SANKEY DIGRAM FOR ENERGY SYSTEM UNDER 95% CO2 REDUCTION SCENARIO

## 4.2 ENERGY EFFICIENCY

Energy savings are quantified in the model as a reduction in final energy consumption as compared to the BAU scenario. The BAU scenario does not assume any technology improvements over the time horizon to 2050 and is therefore a counterfactual against which the other scenarios can be compared. Note that figures quoted for final consumption do not include international aviation unless otherwise stated. International aviation is approximately 1,590 ktoe)

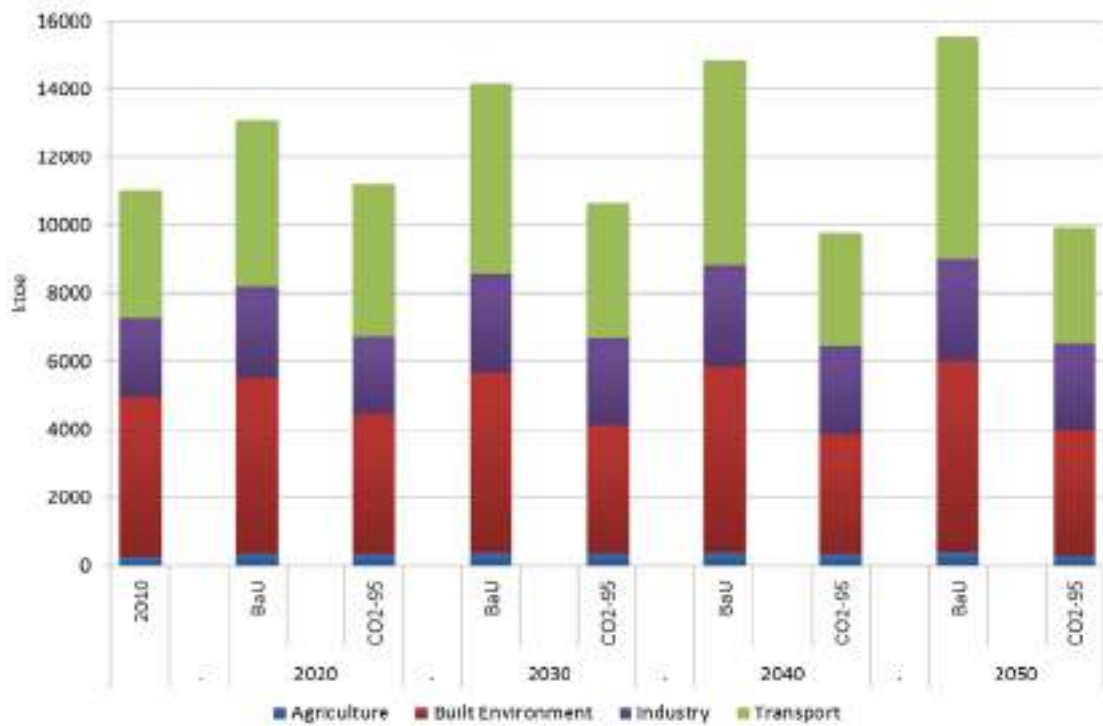


FIGURE 4-6: FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

The BAU scenario in 2050 shows that the total final consumption of energy in 2050 is 15,522 ktoe. This is an increase of approximately 30% on 2010 levels. In the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario total final consumption reduces to 9,928 ktoe with the largest absolute reductions (as compared to BAU 2050 scenario) seen in the built environment (1,892 ktoe) and the transport sector (3,110 ktoe).

### 4.3 RENEWABLE ENERGY

This section details the modal results for renewable heat, transport and electricity from the energy system cost optimal analysis for the BAU scenario and the 95% CO<sub>2</sub> emissions reduction scenario. Note values below are presented in ktoe for the year 2050 unless otherwise specified.

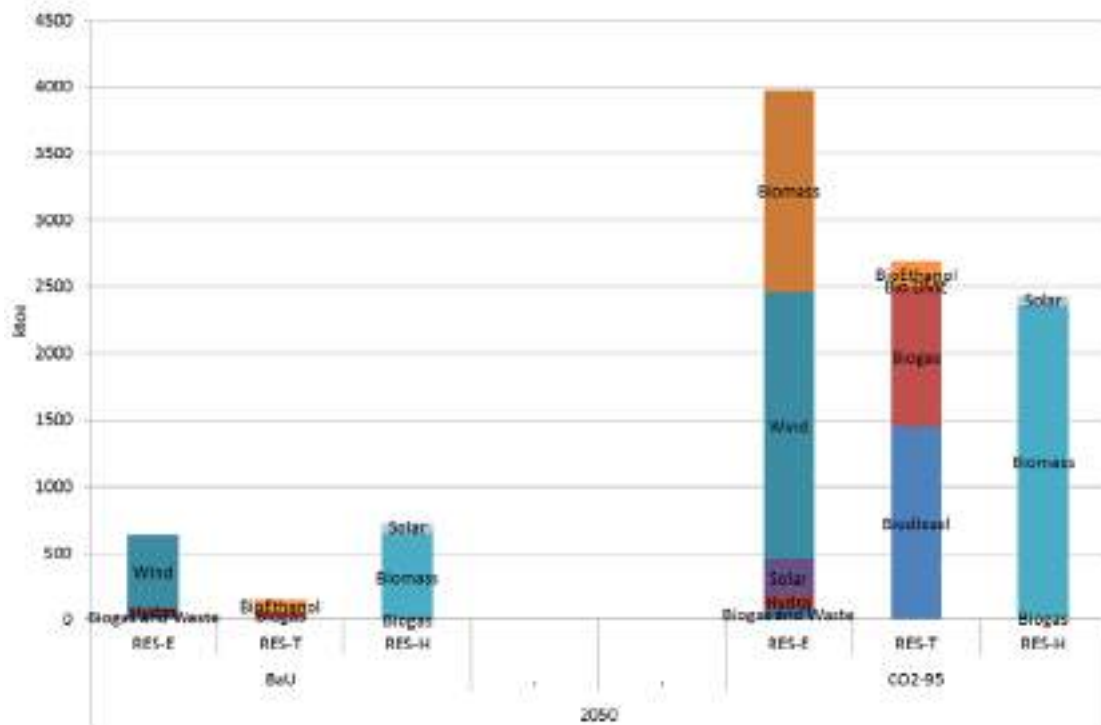


FIGURE 4-7: RENEWABLE ENERGY FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO AND BY MODE OF ENERGY

#### 4.3.1 RENEWABLE HEAT-THE YEAR 2050

Renewable heat supplied by bioenergy grows to a penetration level of 24% (2,340 ktoe) of total final consumption for the 95% reduction scenario. This is compared to 5% (724 ktoe) in the business as usual scenario.

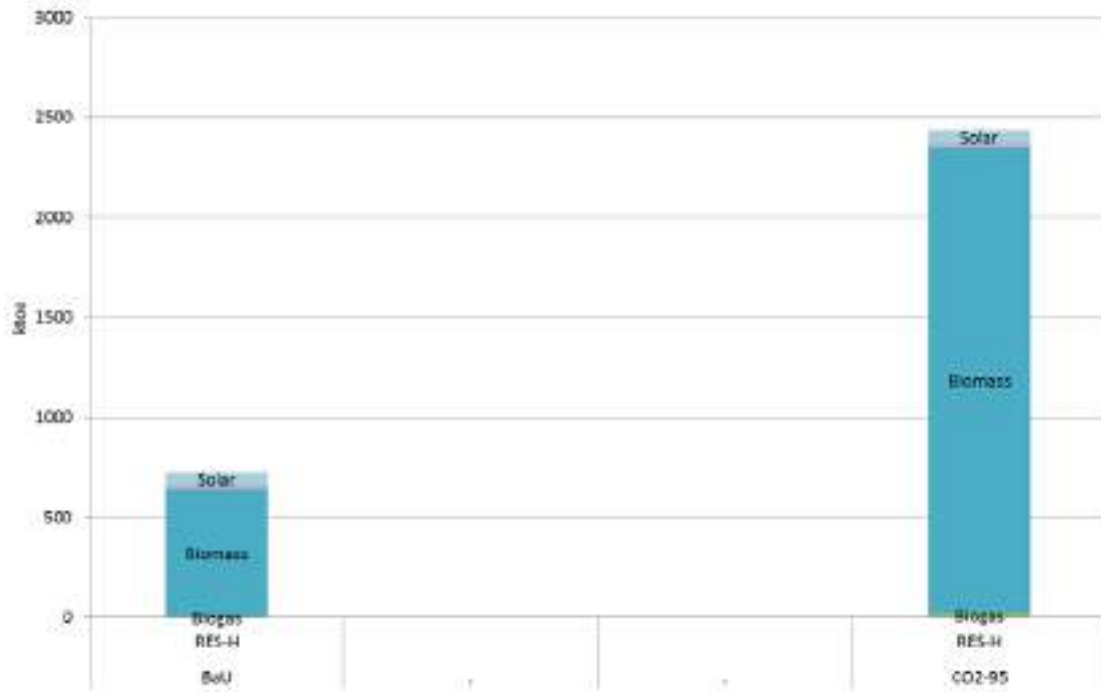


FIGURE 4-8: RENEWABLE HEAT FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS

The 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario sees a much stronger demand for renewable heat in relative terms and reaches 85% of total final consumption of heat. Imports of biomass increase by over a factor of three driven primarily by a need to produce low carbon electricity. This scenario sees a much stronger electrification of residential heat with over a 300% increase in supply of heat to the sector compared to the 80% reduction scenario. This has the impact of increased demand for electricity capacity in the power sector and the greater requirement for increased renewable electricity generation.

The model does not currently consider district heating systems

#### 4.3.2 RENEWABLE TRANSPORT-THE YEAR 2050

In 2050 Renewable Transport in the form of Bioenergy and Electricity grows to a penetration of 94% in the 95 % reduction scenario. This is in contrast to 3% in the BAU scenario. Total final consumption for the sector is approximately 46% lower in the reduction scenarios (compared to the BAU scenario) due to technology switching, efficiency improvements and a reduction in

demand due to demand response. Bioliquids are used in the freight and public transport while electricity is used in private transport and small amounts in public transport.

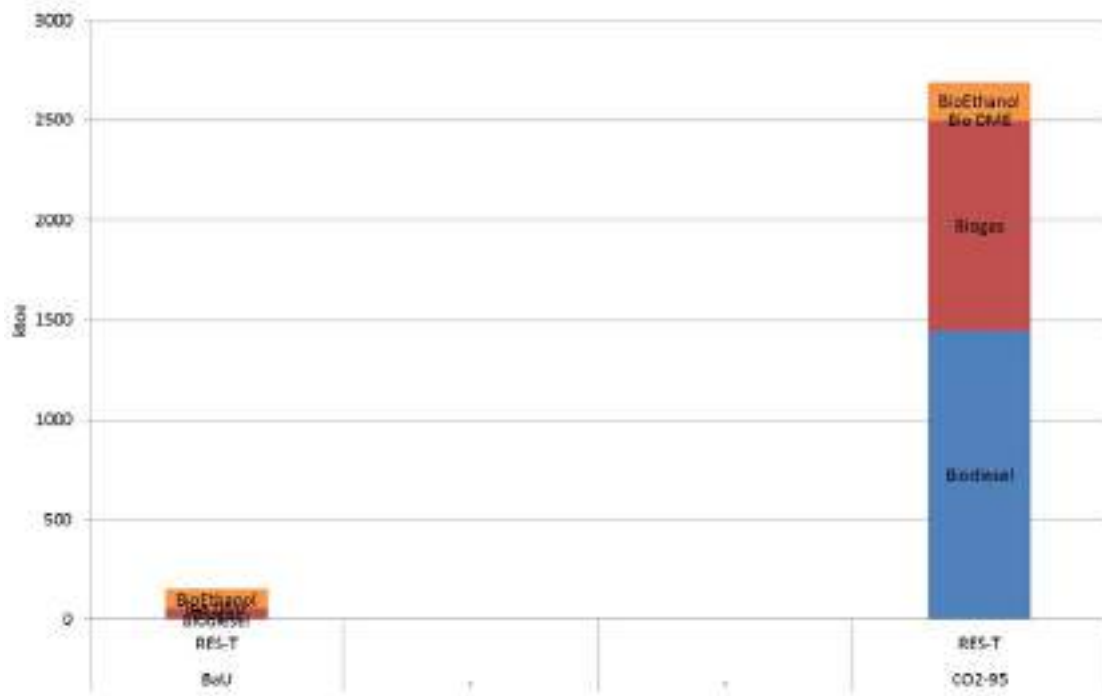


FIGURE 4-9: RENEWABLE TRANSPORT FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS

### 4.3.3 RENEWABLE ELECTRICITY-THE YEAR 2050

The demand for electricity in 2050 is higher in the 95% mitigation scenario compared to the BAU scenario. The increase in demand for electricity is driven by natural growth, a strong increase in demand for electric heating in the residential and services sector and an increased demand for electricity in private transport.



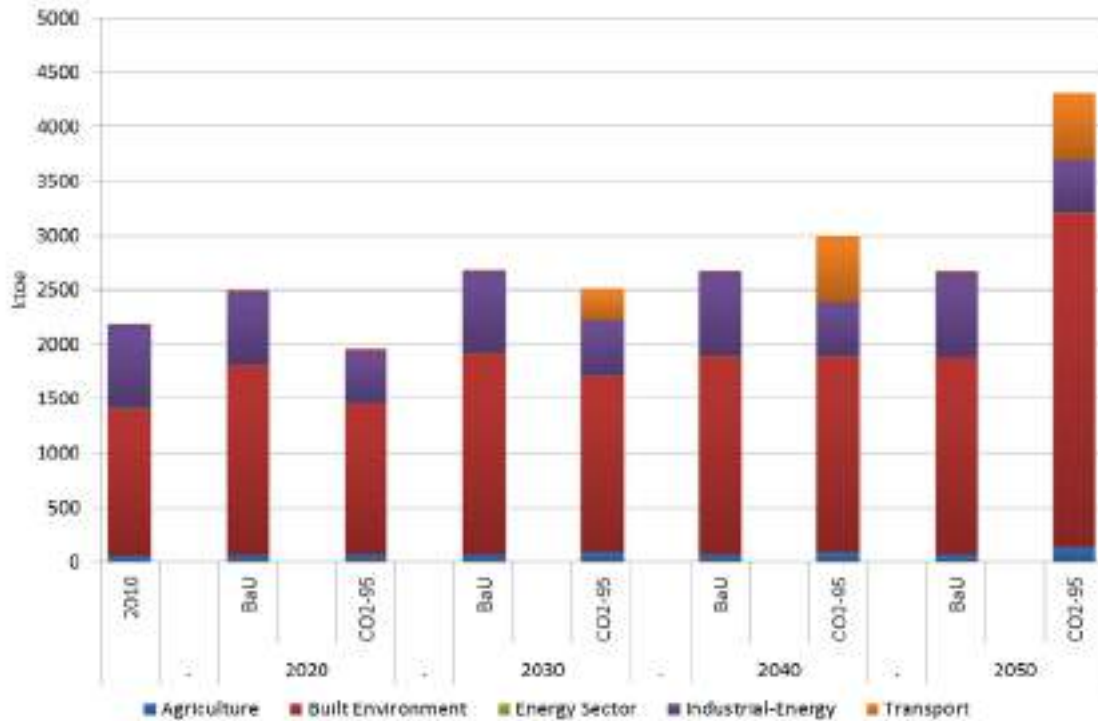


FIGURE 4-10: ELECTRICITY (RENEWABLE AND CONVENTIONAL) CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO

In 2050 the electricity demand is 4,308 ktoe [50 TWh] for the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario. In the 95% reduction scenario all of the available 6.9 GW onshore wind resource is exploited and the remaining requirement for energy is provided by offshore wind, biomass fired plant and a contribution from solar. In 2050 the CO<sub>2</sub> intensity of the power system under a BAU scenario is 459 gCO<sub>2</sub>/kWh which is just over 2010 levels at 528 gCO<sub>2</sub>/kWh. The carbon intensity of the power system under this carbon reduction scenario is 7 gCO<sub>2</sub>/kWh.

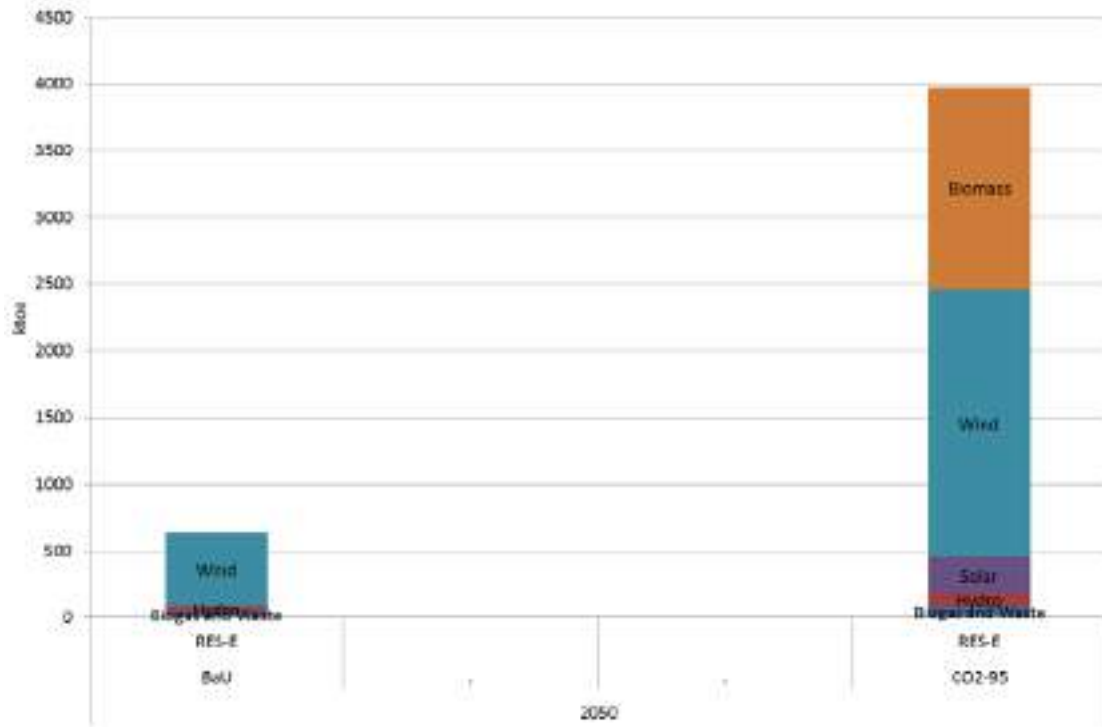


FIGURE 4-11: RENEWABLE ELECTRICITY FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

The 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario sees a marked increase in demand for electricity as the more binding CO<sub>2</sub> constraint drives an increase in electric heating. Under this scenario the model exploits 2 GW (440 ktoe) of the offshore wind resource and almost 4 GW (263 ktoe) of solar energy. Also because of the constraints on instantaneous penetration of wind generation and very strong CO<sub>2</sub> reduction targets the model exploits thermal power plant using wood fuel to meet the extra demand in electricity. Gas CCS does not come through in this emission reduction scenario as the residual emissions are too high.

## 4.4 GAS, ELECTRICITY, SOLID AND LIQUID FUELS

As CO<sub>2</sub> constraints are applied to the energy system two common pathways to decarbonisation emerge, one of electrification where a greater portion of the energy system switches to electricity as a primary fuel and another of gasification where the use of gas becomes more common in different sectors of the energy system. These two themes are presented and discussed below along with a discussion of the impact on solid and liquid fuels.

### 4.4.1 ELECTRIFICATION

The demand for electricity in 2050 is approximately 100% higher than 2010 levels for the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario.

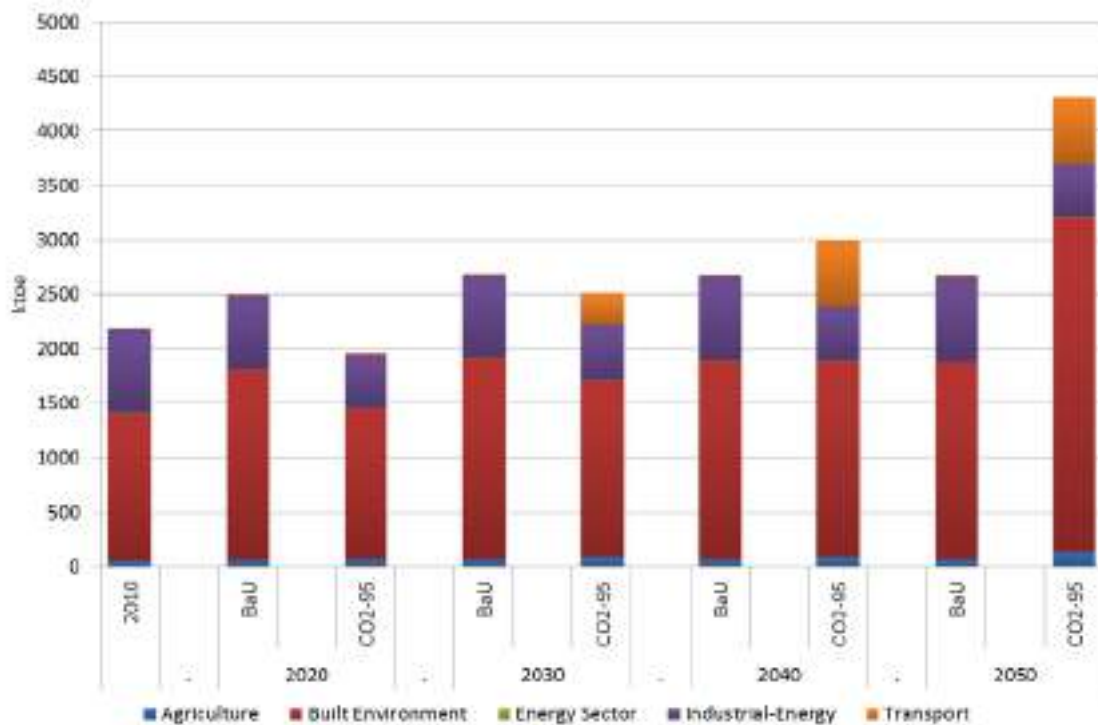


FIGURE 4-12: ELECTRICITY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

The growth of electricity within each sector of the energy system is varied. In absolute terms the largest growth is in the built environment with almost 1,246 ktoe of extra demand for electricity. This is driven by a very strong demand for electric heating replacing gas fired boilers.

#### 4.4.2 GASIFICATION

As the energy system trends towards a 95% CO<sub>2</sub> emission reduction, natural gas plays a diminishing role in the energy system as its associated emissions are too high.

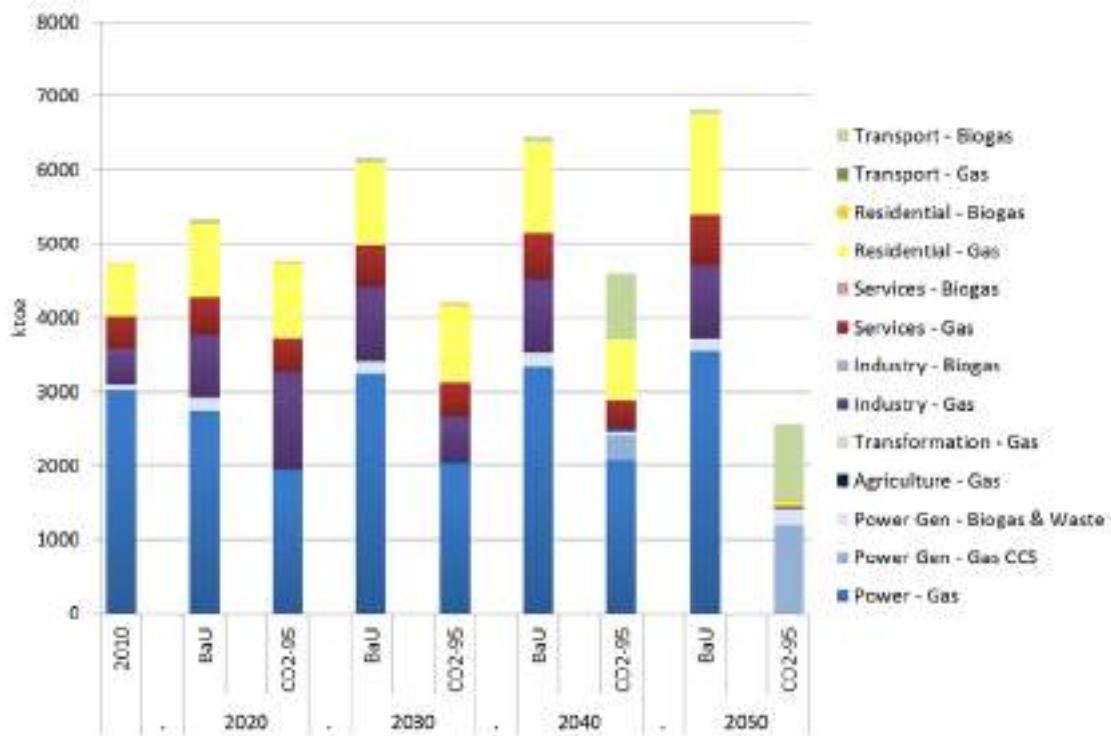


FIGURE 4-13: GAS USAGE BY SECTOR AND TYPE FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

In the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario the residual emissions from gas CCS exclude it from being in the cost optimal energy system solution and gas usage in electricity generation drops to 1,417 ktoe.

#### 4.4.3 SOLID FUELS

In the 95% CO<sub>2</sub> mitigation scenario, coal and peat are almost completely removed from the energy mix replaced in part by biomass both indigenous and imported.

#### 4.4.4 LIQUID FUELS

Oil in 2050, except for use in international aviation (1,539 ktoe), is also almost removed from the energy mix and is replaced by bioliquids such as ethanol and biodiesel. Oil reduces from 58% of

final consumption in 2050 in the BAU scenario to 2% in the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario. Kerosene and diesel oil which are traditionally used in Ireland for home heating are replaced by electric thermal heating, biomass heating and increased use of gas for home heating. Diesel and petrol see a sharp decline in use from 2030 onwards in the transport sector being replaced by electricity for private transport and bioliquids for freight transport.

## 4.5 IMPORT DEPENDENCY

Energy dependence, as defined as the ratio of imported energy to primary energy consumption, decreases from approximately 91% in the BAU scenario to 64% in the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario. A strong import dependence on imported bioenergy such as biomass and bioliquids emerges in the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario.

## 4.6 SECTORAL RESULTS

This section presents detailed results for each of the sector of the energy system for BAU and 95% CO<sub>2</sub> reduction mitigation scenarios.

### 4.6.1 RESIDENTIAL SECTOR

The residential sector see a growth in population and dwellings out to the year 2050, over this period new building regulations and energy efficiency measures will see a reduction in the energy demand per dwelling. A reduction of approximately 30% in final energy demand is seen compared to the BAU scenario for the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario. The number of dwellings in 2050 grows to 2.3 million. The trajectory to 2050 shows that use of coal and peat decline and are removed from the residential fuel mix as the CO<sub>2</sub> emissions associated with these fuels are too high. As the percentage of coal and peat drop, renewables such as woody biomass (in rural dwellings) and biogas comes into the mix and start to build from 2020 to 2050. Electric heating, primarily in the form of heat pump technologies, develop strongly in the residential sector post 2030.

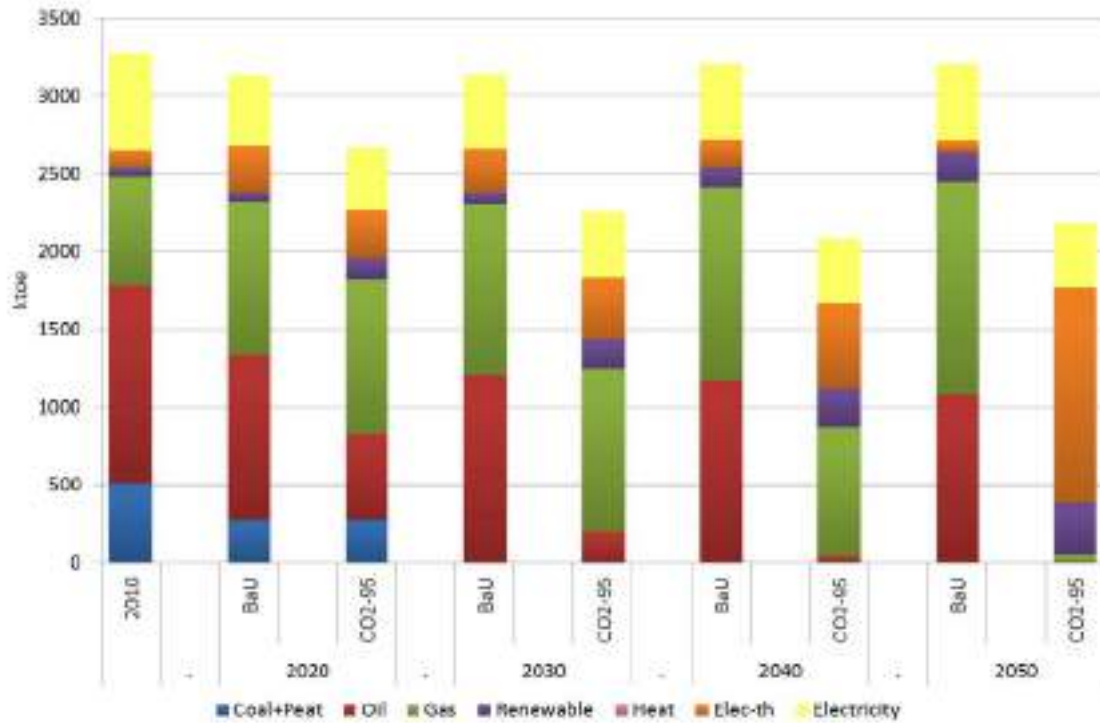


FIGURE 4-14-ENERGY CONSUMPTION IN THE RESIDENTIAL SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS BY FUEL TYPE

#### 4.6.2 SERVICES SECTOR

Final energy demand in the Services Sector is approximately 36% lower in the CO<sub>2</sub> reduction scenario compared to the business as usual scenario. Similar to the residential sector, the service sector sees a phasing out of oil use and an increased uptake in renewables such as biomass and biogas. The 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario sees gas usage being replaced by a much greater use of electricity and electric heating.

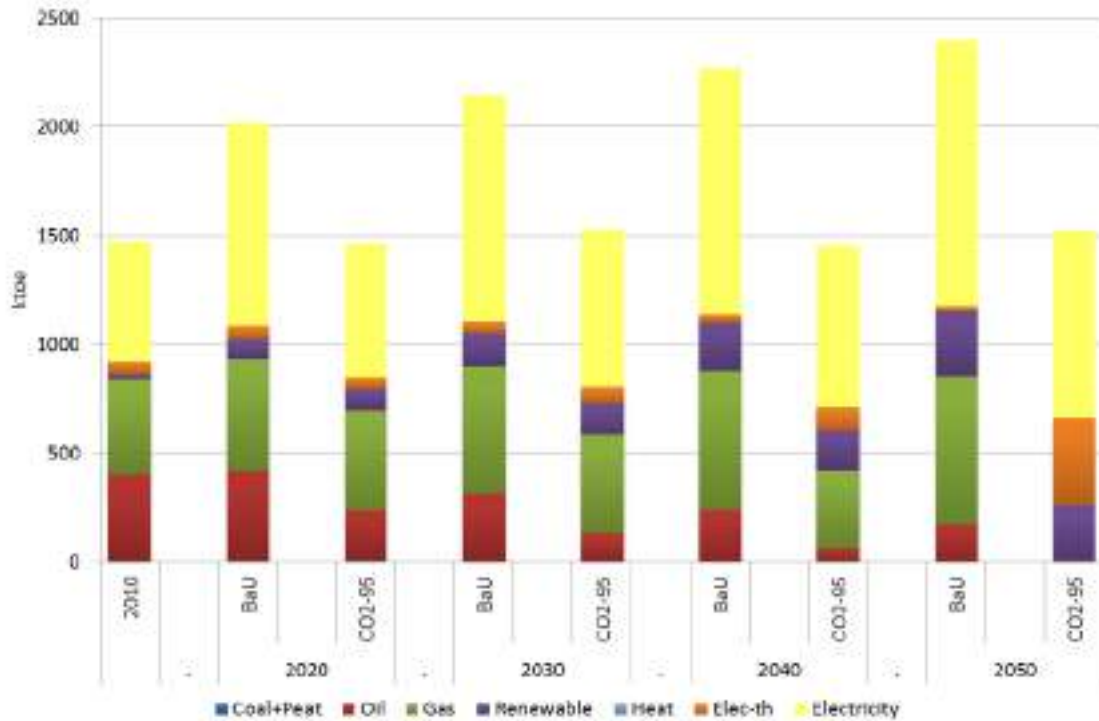


FIGURE 4-15-ENERGY COMSUMPTION IN THE SERVICES SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS BY FUEL TYPE

#### 4.6.3 TRANSPORT SECTOR

The transport sector sees a strong reduction (approximately 47%) in energy use in 2050 in the CO<sub>2</sub> reduction scenario compared to the BAU scenario. Diesel is the primary fuel used in transport out to the year 2030, thereafter it is replaced by renewables such as biodiesel and bioethanol.

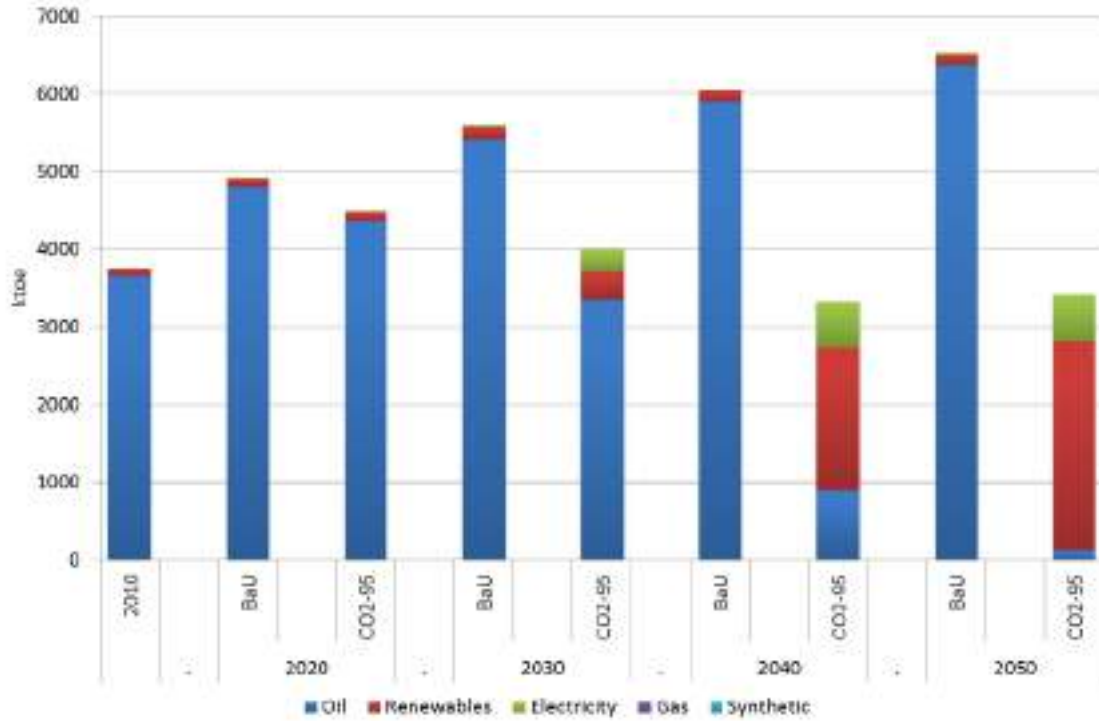


FIGURE 4-16-ENERGY COMSUMPTION IN THE TRANSPORT SECTOR FOR 2 SCENARIOS BY FUEL TYPE

In the 95% reduction scenario electric vehicles appear in the energy mix in 2030 and by 2050 all the private car fleet (approximately 3 million vehicles) is electrified in both scenarios. Freight transport which cannot be electrified is fuelled by biogas (725 ktoe) and the remainder is supplied by ethanol (781 ktoe) and diesel (208 ktoe).



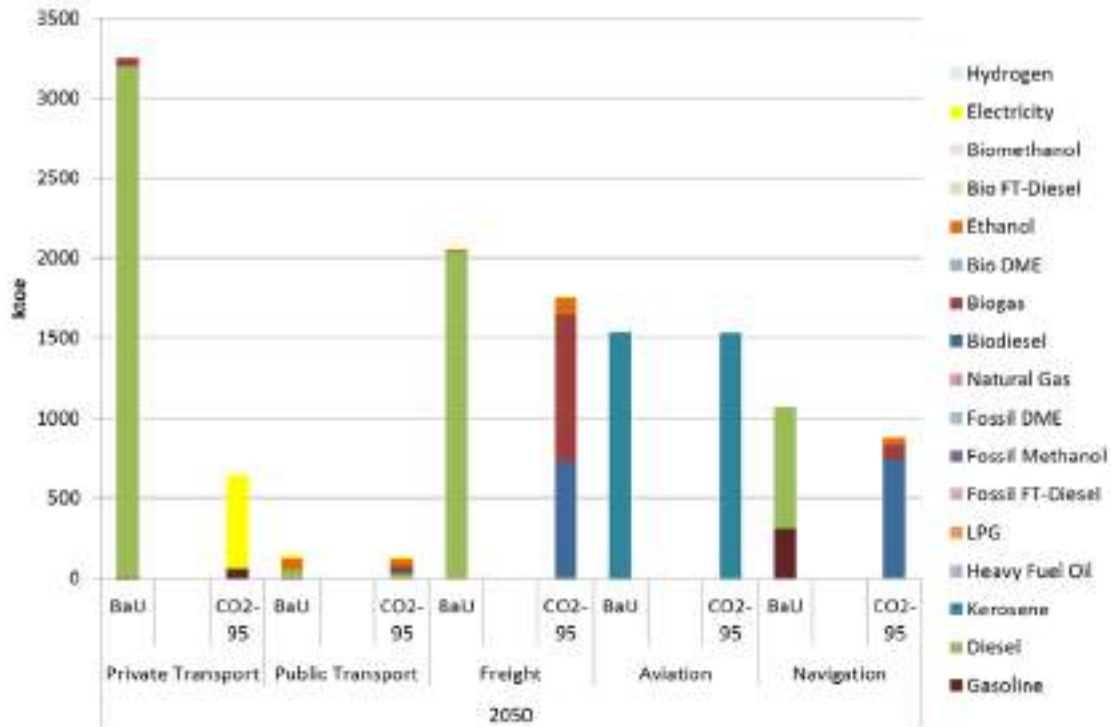


FIGURE 4-17- DETAILED BREAKDOWN OF ENERGY CONSUMPTION IN THE TRANSPORT SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO

#### 4.6.4 POWER SECTOR

The demand for electricity in 2050 is approximately 100% higher than 2010 levels (SEAI 2010 EB 2080 ktoe) for the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario. This growth is due to the electrification of heat in the residential and services sector and also the electrification of the private car fleet. The power sector begins a strong decarbonisation trajectory and (similar to other sectors) coal and peat are dropped from the energy mix and the power system is mainly a dual-fuel system (gas and wind) in 2030.

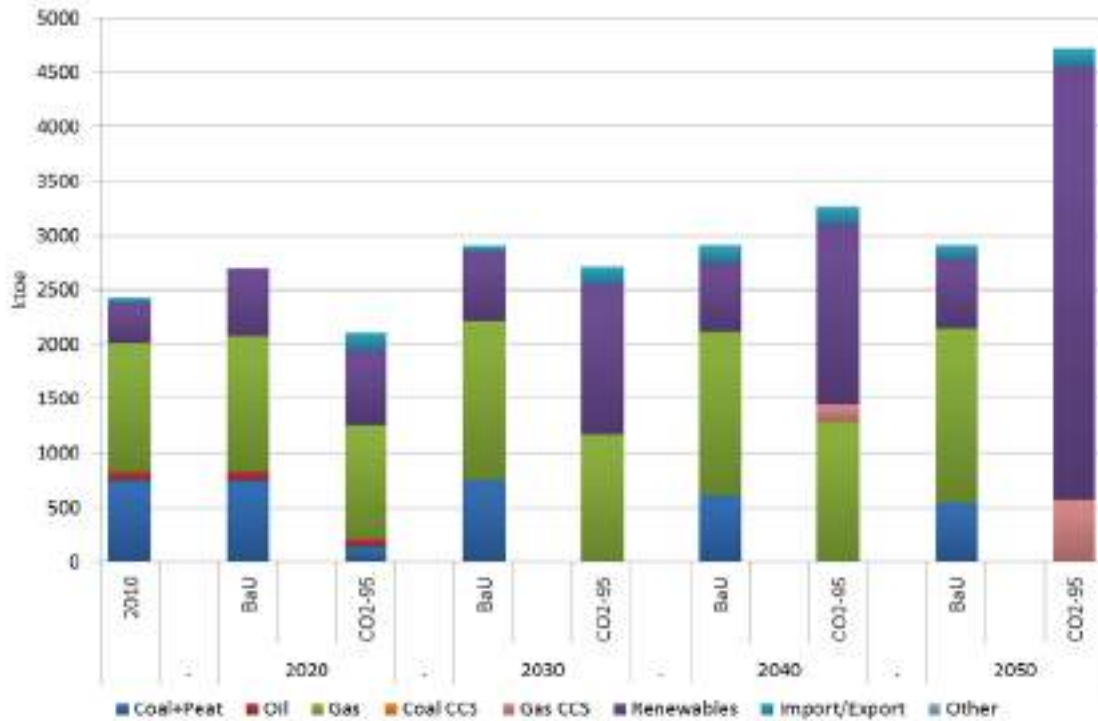


FIGURE 4-18-ENERGY COMSUMPTION IN THE POWER SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO BY FUEL TYPE

The power system is constrained to limit wind to 70% instantaneous penetration and 50% annual yield. In the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario a small amount of gas CCS can be accommodated as the residual CO<sub>2</sub> emissions make it incompatible with a low carbon solution. In this scenario biomass fired thermal generation is required producing 1,513 ktoe of electricity. In 2050 the available onshore wind resource (6.9 GW) is exploited and in the 95% reduction scenario other renewables such as offshore wind and solar appears in the generation mix.

#### 4.6.5 INDUSTRY

The industrial sector sees a modest increase in final energy consumption in 2050 in all scenarios compared to 2010 levels of 2,280 ktoe. The 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario shows a relative reduction of 16% against the BAU 2050 scenario. Industry has a large thermal requirement which is met predominantly by woody biomass.

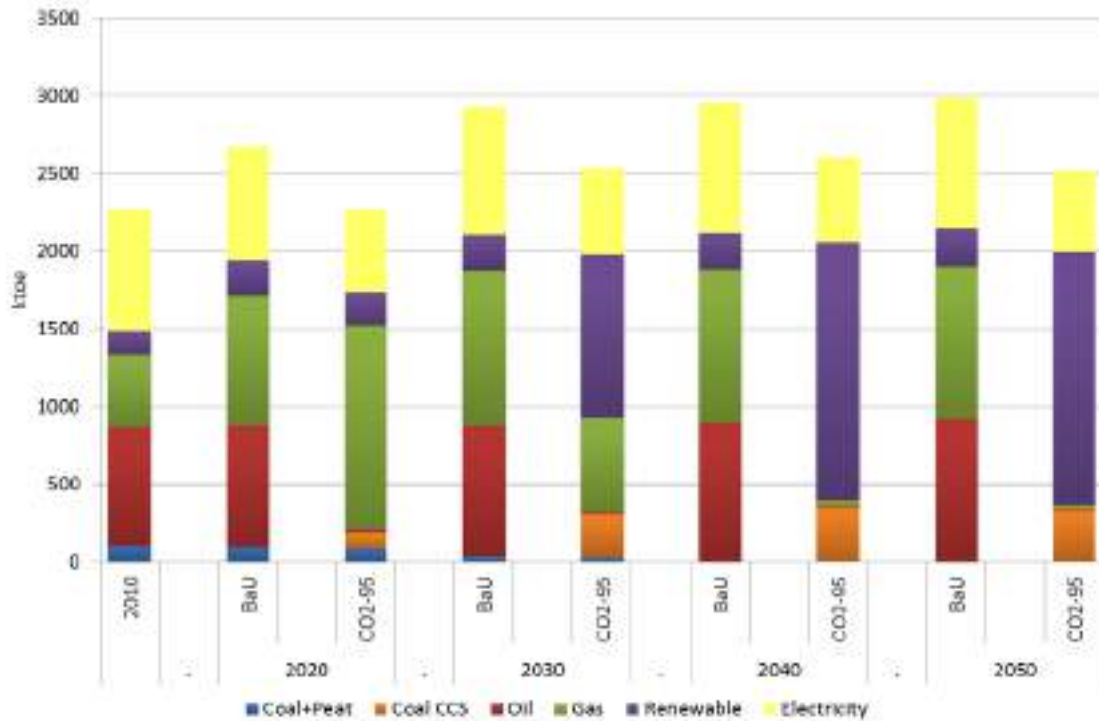


FIGURE 4-19: ENERGY COMSUMPTION IN THE INDUSTRIAL SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO BY FUEL TYPE

## 4.7 ENERGY INFRASTRUCTURE

To achieve the 2050 targets the analysis suggests that there will be dramatic changes in the quantities of fuels consumed, for instance, the decline of oil and gas in the residential sector and the expansion in biomass fuels, as well as the electrification of energy demand in both the residential and services sectors. Large scale fuel switching is not without potential significant implications for associated infrastructures, both private and publicly owned.

### 4.7.1 GAS

The BAU scenario sees in excess of 70% growth in sector wide (non-electricity generation) natural gas consumption by 2050, with expansion in demand coming from the residential, services and industry sectors. In the 95% CO<sub>2</sub> reduction scenario the residual emissions from gas CCS exclude it from being in the cost optimal energy system solution and gas usage in electricity generation drops to 1,417 ktoe.

#### 4.7.2 BIOMASS

The use of biomass fuels is anticipated to grow dramatically in the years to 2050. It is envisaged that the majority of biomass fuels will be wood based (e.g. wood chips) and while a growth in indigenous supplies is envisaged, some 60% will need to be imported. The use of indigenous biomass is projected grow rapidly. In 2011 wood fuel production from Irish forestry totalled 0.9 million cubic metres (Kent (2012)<sup>15</sup>).

- In the decade to 2030 it is projected that imports of biomass will increase substantially, totalling almost 5 million cubic metres (which is more than 4-fold current wood fuel production from Irish forestry) under the low carbon scenarios.
- This has potential implications for the state's ports, whether they have sufficient capacity, including for bulk storage. By 2030 biomass imports could be equivalent to roughly a 60,000 tonne ship per fortnight rising to a shipment per week in 2050. Under the CO2-95 scenario biomass imports of 3-4 60,000 tonne shipments per week are projected by 2050.
- The two primary destinations for biomass are in the residential sector and in power generation. Distribution to the residential sector will occur through normal distribution channels. The location of biomass fuelled power generation plants will significantly affect the number of associated traffic movements. To minimise the impact on the road network it would be preferable if new-build biomass power plants are located proximate to a sea port.
- While air borne particulate matter is not a major concern for air quality at present, the growth in the use of bio-mass fuels, particularly in the residential sector, could be an issue of concern in the future. Any measures to increase the use of biomass fuels will need to be mindful of potential air quality issues.

---

<sup>15</sup> Kent, T. 2012. Use of wood for heat in buildings in Ireland, UCD Earth Institute-NESC Workshop, 16 May 2012

### 4.7.3 BIOFUELS

The use of biofuels (mostly as transport fuels) is anticipated to increase under both the BAU and low carbon scenarios. Under the BAU scenario the growth is relatively modest whereas the dramatic increase in the implicit price of carbon under the CO<sub>2</sub>-95% scenario drives very strong levels of bioenergy use. However, it is envisaged that roughly 50% of consumption levels in 2050 will be from imports.

- The expansion in liquid biofuel imports will offset the decline in imports of conventional mineral oil fuels. Accordingly there should not be any significant impact for the infrastructure and distribution network for transport fuels.

## PART IIIB: IMPLICATIONS FOR THE ECONOMY: 95% CO2 EMISSIONS REDUCTION SCENARIO

### 5 MACRO-ECONOMIC IMPLICATIONS OF DECARBONISATION

#### 5.1 COMPETITIVENESS

As mentioned previously, the current modelling framework does not incorporate a feedback mechanism between the developments in the energy system (i.e. Irish TIMES) and the wider economy (i.e. HERMES macroeconomic model). It is therefore only possible to discuss competitiveness issues in a general context, as was the case in the discussion of the CO<sub>2</sub>-80 scenario earlier. That earlier discussion is also relevant under the CO<sub>2</sub>-95 scenario but is not repeated here.

The implicit carbon price associated with the CO<sub>2</sub>-95 scenario is shown in Table 11 and envisages the cost of carbon (priced in € per tonne of carbon dioxide) rising to almost €1800/tonne by 2050.

TABLE 11: IMPLICIT CARBON DIOXIDE PRICES, CO2-95 SCENARIO, - 2010 PRICES

	2020	2030	2040	2050
All emissions, €/tonne	74	90	318	1799

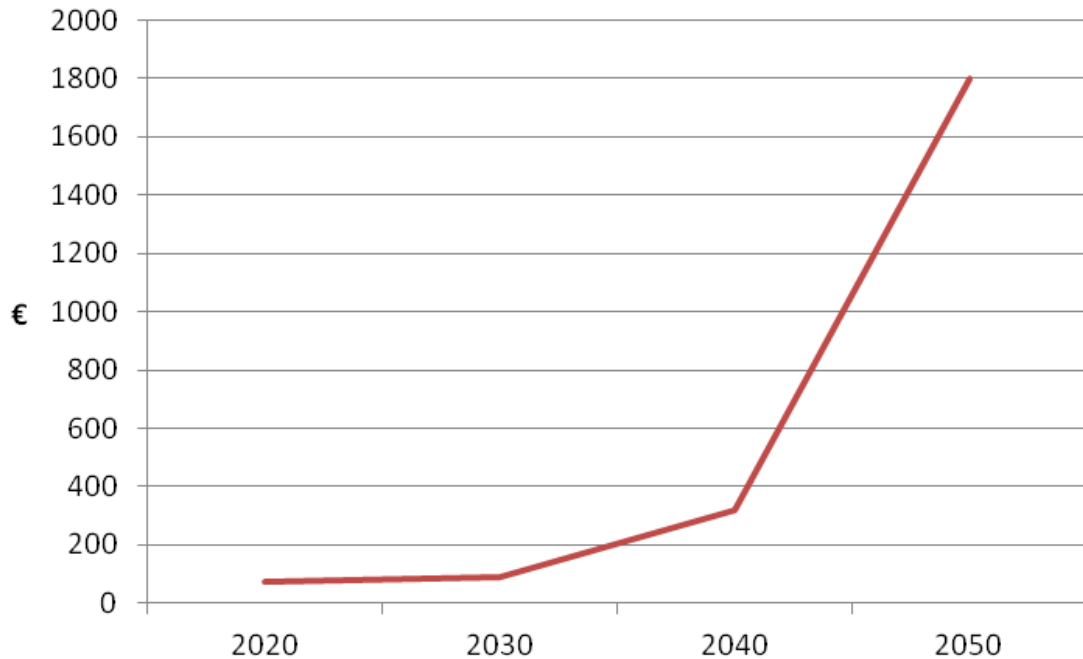


FIGURE 5-1: IMPLICIT CARON PRICES UNDER SCENARIO CO2-95, €2010/TONNE

For illustrative purposes it is useful to see what this profile of carbon prices will mean for oil prices. The CO<sub>2</sub> ultimately emitted from a barrel of oil will vary by type of crude oil and depend on the types of refined products. For these calculations we assume that the combined liquid fuels from an average barrel of crude oil will produce a minimum of 317kg of CO<sub>2</sub> when consumed.<sup>16</sup> In 2013 carbon costs represent approximately 7% of the total price of oil (see Table 12). In 2050 under scenario CO<sub>2</sub>-95, carbon costs would represent 85% of the total share oil costs. Figure 5-2 shows that the increase in the price of oil will be significant under the CO<sub>2</sub>-95 but relatively muted compared to the increase in the cost of carbon (almost 90-fold increase in price compared to today). Oil prices in 2050, including carbon costs, will be almost 8 times today's price.

<sup>16</sup> "Carbon dioxide emissions per barrel of crude", The Quiet Road, Jim Bliss, <http://goo.gl/iPuDME>

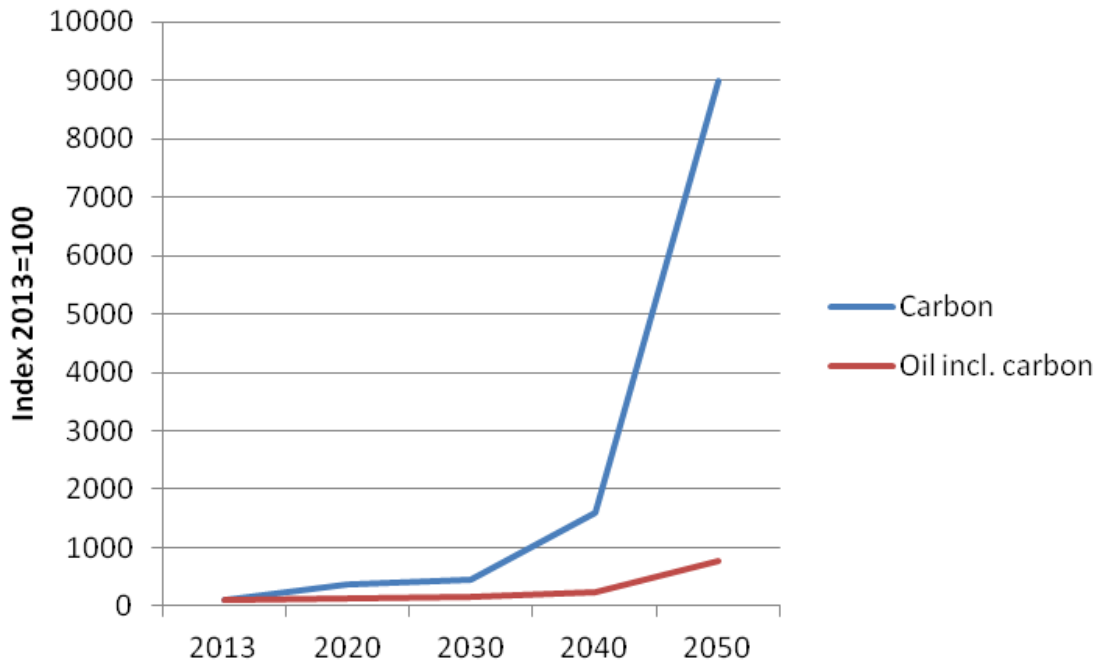


FIGURE 5-2: INDEX OF CARBON AND OIL PRICES, 2013=100

It is through higher real oil prices (incl. carbon costs) that the primary impact of low carbon policies will impact economic activity. In the period to up to 2040 the analysis suggests that oil prices would increase by roughly between 2-4.5% on annum. On an annual basis this would be a substantial increase in costs. In the past decade real prices for gas, electricity and fuel oil prices in Ireland have increased by comparable amounts, an average of 3-4% per annum.<sup>17</sup> The carbon reduction ambitions under the CO<sub>2</sub>-95 scenario are much more onerous (compared to CO<sub>2</sub>-80) and the costs of reducing carbon from the economy escalate. By 2040 in scenario CO<sub>2</sub>-95 all the 'easy' opportunities to remove carbon will have been exploited and the more expensive technologies and processes will be necessary to achieve the emissions reductions ambitions. The cost of carbon by 2050 is projected to reach almost €1800/tonne, with the knock-on effect on oil prices being roughly 13% annual growth post 2040. Price increases of this order in such a short period of time would have a detrimental impact on the economy, invariably causing substantial restructuring and associated effects.

<sup>17</sup> Nominal energy prices have increased by an average of 6-7% per annum.



TABLE 12. IMPACT ON OIL PRICES UNDER CO2-95

		2013	2020	2030	2040	2050
Real Oil Price <sup>1</sup>	€/barrel	80	82	99	99	99
CO2 price - CO2-95	€/tonne	20 <sup>2</sup>	74	90	318	1799
CO2 price	€/barrel	6	23	28	101	570
Oil price (incl CO2)	€/barrel	86	105	128	200	670
Oil Cost Index - CO2-95	2013=100	100	123	149	233	780
Carbon as a share of oil price (incl. carbon)		7%	22%	22%	50%	85%
Annual average growth rate in oil price (incl CO2)			3%	2%	5%	13%
Average annual oil price growth rate (incl CO2), 2013-2050		5.7%				

<sup>1</sup> Based on MTR oil price assumptions 2020-30 and assumed real price unchanged to 2050

<sup>2</sup> Current carbon tax rate of €20/tonne

## 5.2 INVESTMENT IN ENERGY

Compared to the CO<sub>2</sub>-80 scenario the level of investment required under the CO<sub>2</sub>-95 scenario is substantially higher. Substantially more carbon must be eliminated requiring more abatement and utilising more expensive technology. But regardless of carbon targets significant levels of investment will be required in the coming decades in both energy generation and energy using infrastructure. Power generation plants, transport vehicles, heating boilers etc., will be upgraded or replaced. Depending on the carbon ambition and the cost of carbon which technologies are cost effective will vary. Both under the BAU and CO<sub>2</sub>-95 scenarios energy system investment will increase on a per annum basis. Under the BAU investment levels begin to plateau beyond 2040 but continue to grow under CO<sub>2</sub>-95, as shown in Figure 5-3. The level of additional investment gradually increases reaching approximately €5 billion per annum by 2050, with total investment costs under the CO<sub>2</sub>-95 scenario reaching €16 billion per annum.

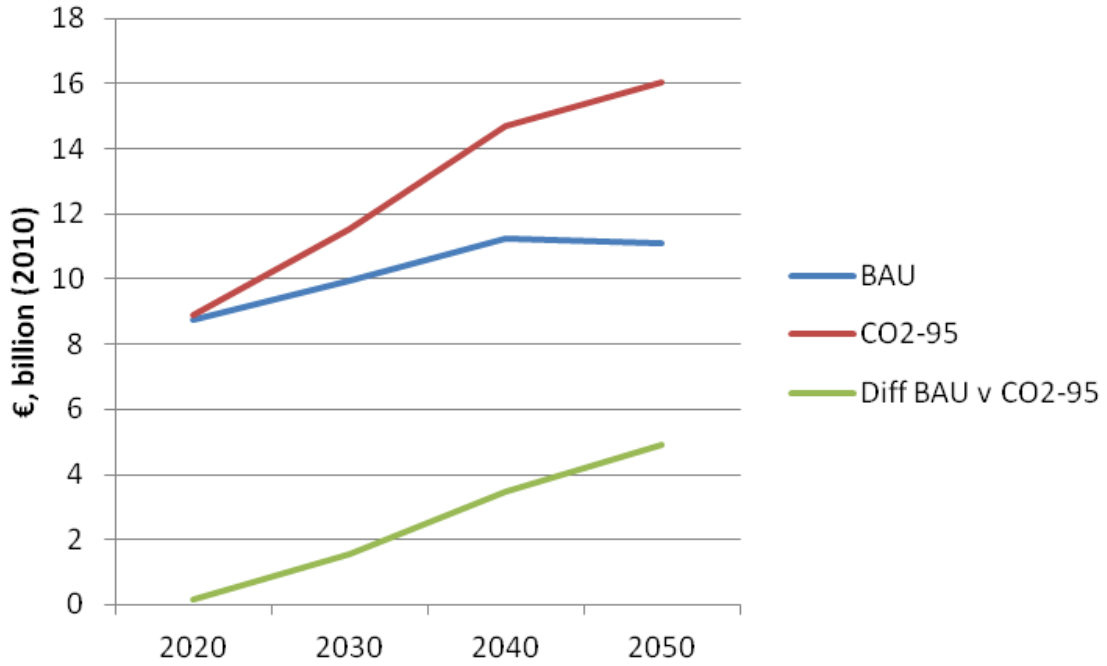


FIGURE 5-3: INVESTMENT UNDER BAU AND CO2-95 SCENARIOS

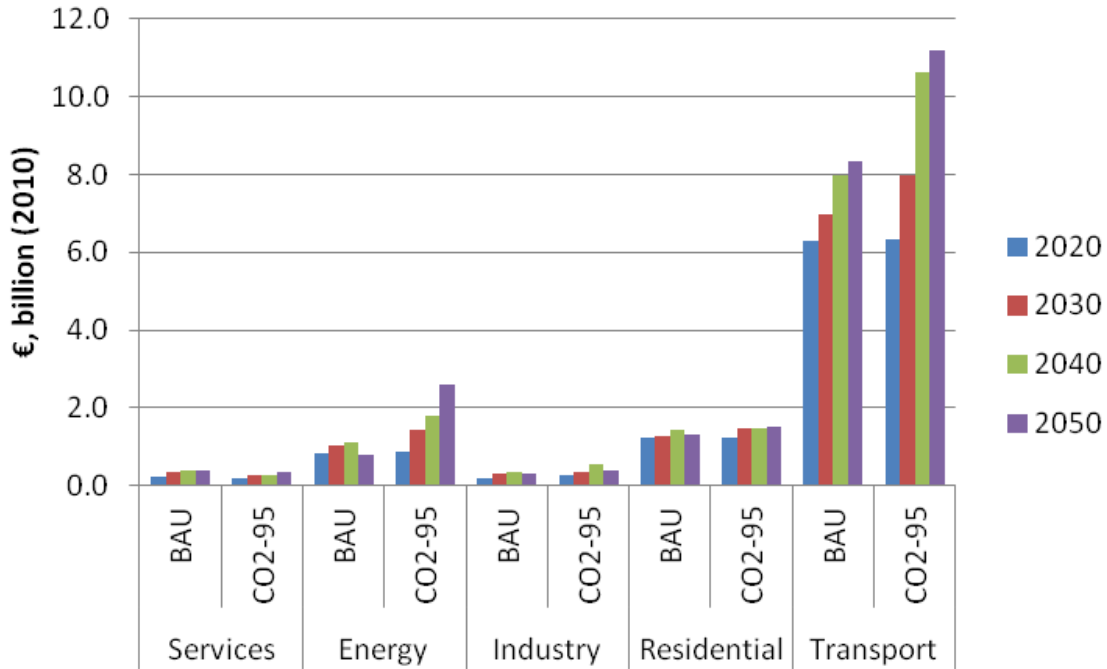


FIGURE 5-4: INVESTMENT BY SECTOR UNDER BAU AND CO2-95 SCENARIOS

At sector level, with the exception of the energy and transport sectors, annual investment under the BAU and CO<sub>2</sub>-95 scenarios are broadly similar, though generally higher under CO<sub>2</sub>-95 scenario (see Figure 5-4). In both the energy and transport sectors investment under the CO<sub>2</sub>-95 scenario is substantially higher than under BAU. Renewable transport in the form of biofuels and electricity grows to a penetration of 94% by 2050 requiring a significant investment in new equipment and infrastructure<sup>18</sup>. Most of the timing of the additional transport investment under the CO<sub>2</sub>-95 scenario is delayed until 2040 and later. Though the scale of investment in the energy sector is significantly less on an annual basis than transport (e.g. roughly €6-8 billion less, see Table 13), the level of additional energy investment under the CO<sub>2</sub>-95 scenario compared to the BAU is proportionately much greater. In the transport sector the additional investment under CO<sub>2</sub>-95 scenario is at most one-third greater than the BAU level. In the energy sector in 2050 investment under the CO<sub>2</sub>-95 scenario is over 3 fold the level under BAU.

**TABLE 13. INVESTMENT BY SECTOR UNDER BAU & CO<sub>2</sub>-95 (BILLION, 2010)**

<b>Sector</b>	<b>Scenario</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Services	BAU	0.2	0.3	0.4	0.4
	CO2-95	0.2	0.3	0.3	0.4
Energy	BAU	0.8	1.0	1.1	0.8
	CO2-95	0.9	1.4	1.8	2.6
Industry	BAU	0.2	0.3	0.3	0.3
	CO2-95	0.3	0.4	0.5	0.4
Residential	BAU	1.2	1.3	1.4	1.3
	CO2-95	1.2	1.5	1.5	1.5
Transport	BAU	6.3	7.0	8.0	8.3
	CO2-95	6.3	8.0	10.6	11.2

---

<sup>18</sup> Investment in the transport sector includes purchases of new bio-energy and electricity vehicles both for commercial and private use.

In many instances we associate low carbon or renewable energy fuel systems with a higher investment cost followed by lower fuels costs. For example, in solar and wind energy the fuels are free. At an aggregate level that becomes less so under the CO<sub>2</sub>-95 scenario. As illustrated in Figure 5-5 fuel costs under the BAU and CO<sub>2</sub>-95 scenarios are broadly similar in 2050, whereas investment costs are substantially higher in CO<sub>2</sub>-95 versus BAU.<sup>19</sup> In 2050 aggregate investment and fuel costs are 20% higher under the CO<sub>2</sub>-95 than BAU scenario.

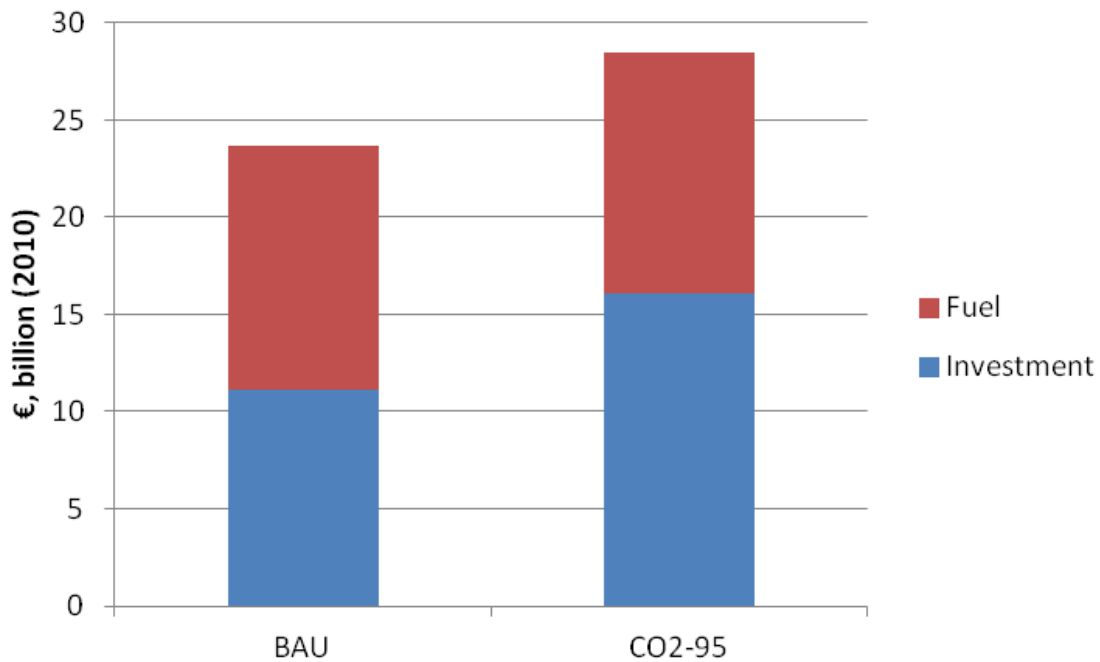


FIGURE 5-5: FUEL AND INVESTMENT COSTS IN 2050 UNDER BAU & CO<sub>2</sub>-95 SCENARIOS

### 5.3 ENERGY COSTS

Sector fuels costs are presented in Figure 5-6 and Table 14 but relate only to the energy component of fuel bills (incl. electricity) and exclude costs excise duties, PSO levies, and profit, which are normally incorporated in energy bills faced by households and businesses. In general across the sectors and under both scenarios, fuels costs are projected to increase. This reflects the underlying assumption of increases in service demand for heat, transport and electricity

<sup>19</sup> Aggregate fuel costs here exclude costs associated with fuel transformation and distribution, which are incorporated in the sector fuel costs presented later.

associated with a growing population and economy in the period to 2050. Figure 5-6 also illustrates two significant issues associated with the CO2-95 scenario. The first is the dramatic increase in fuels costs between 2040 and 2050, especially in the services, residential, transport and energy sectors. Energy costs in the services and residential sectors are projected to more than double between 2040 and 2050, whereas in the industry and transport sectors the increase is of the order of one-third. Such dramatic increases in fuel costs will negatively affect economic activity and competitiveness, as well as have significant welfare implications in the residential sector.

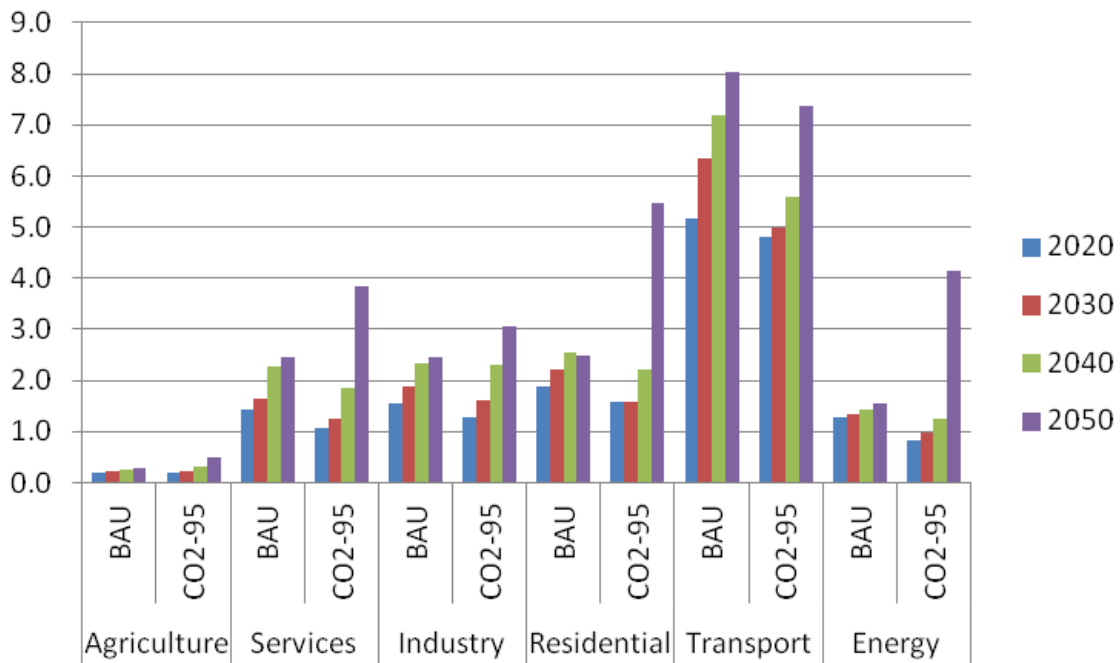


FIGURE 5-6: FUEL COSTS UNDER BAU & CO2-95 BY SECTOR

**TABLE 14. FUEL COSTS BY SECTOR, BAU & CO2-95 SCENARIOS, €BILLION (2010)**

<b>Sector</b>	<b>Scenario</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Agriculture	BAU	0.2	0.2	0.3	0.3
	CO2-95	0.2	0.2	0.3	0.5
Services	BAU	1.4	1.6	2.3	2.5
	CO2-95	1.1	1.2	1.9	3.8
Industry	BAU	1.5	1.9	2.3	2.5
	CO2-95	1.3	1.6	2.3	3.0
Residential	BAU	1.9	2.2	2.6	2.5
	CO2-95	1.6	1.6	2.2	5.5
Transport	BAU	5.2	6.3	7.2	8.0
	CO2-95	4.8	5.0	5.6	7.4
Energy	BAU	1.3	1.4	1.4	1.5
	CO2-95	0.8	1.0	1.2	4.1
<b>Total</b>	BAU	<b>11.5</b>	<b>13.7</b>	<b>16.1</b>	<b>17.3</b>
	CO2-95	<b>9.8</b>	<b>10.6</b>	<b>13.5</b>	<b>24.4</b>

One of the benefits of a switch to renewable fuels is the potential to reduce the country's dependence on imported fuels. Figure 5-7 clearly shows that under the CO<sub>2</sub>-95 scenario fuel import costs will be substantially less than under BAU. The reduction in import fuel costs under CO<sub>2</sub>-95 is due to an increase in domestic renewables such as wind and biomass that displace imported fossil fuels, as well as technological efficiency improvements that reduce the fuel requirement. However, import fuel costs increase post 2040 because domestic supplies of biofuels and biomass are exhausted (based on underlying assumptions on the resource) and need to be supplemented with imports, as shown in Figure 5-7. The modelling analysis assumes that there will not be a global shortage of biomass and biofuel resources.

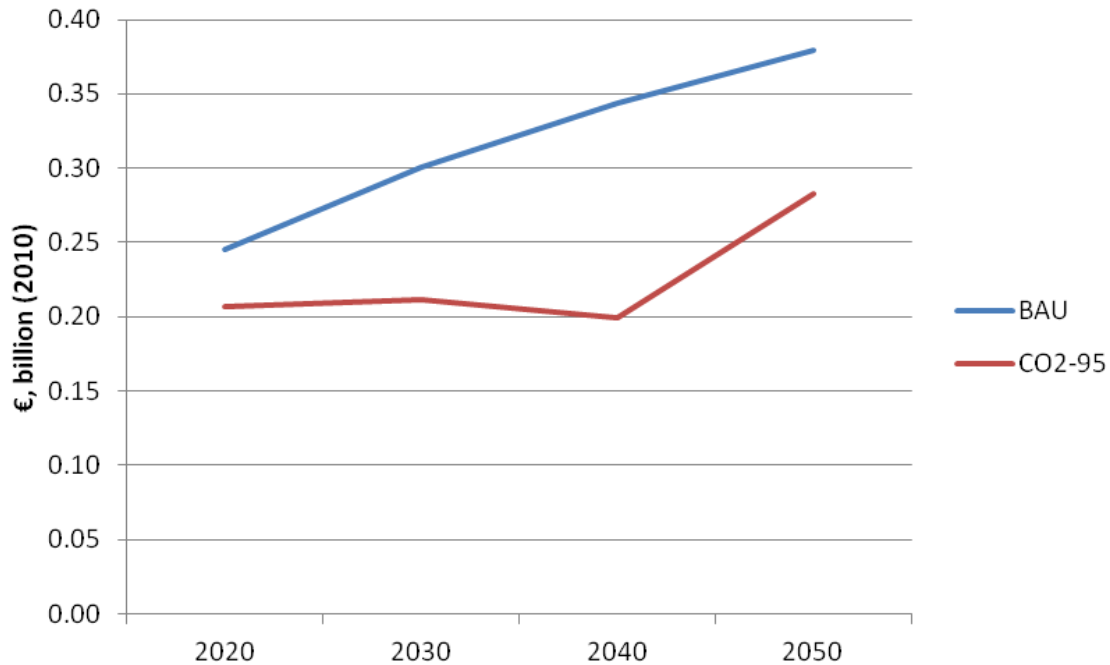


FIGURE 5-7: IMPORT FUEL COSTS UNDER BAU AND CO2-80 SCENARIOS

## 5.4 SUMMARY

It is not possible to project with certainty what the economic impact of low carbon on the economy will be. Nonetheless there are clear indicators that the economic impact under a carbon scenario similar to CO<sub>2</sub>-95 have the potential to be quite severe. While the CO<sub>2</sub>-95 scenario would present opportunities, given that much of the additional costs associated with such a low carbon scenario are both very large and concentrated in the period after 2040 the economic and social impacts would be significant and especially so without much time for businesses and households to adjust.

Under the CO<sub>2</sub>-95 scenario the cost of carbon is projected to reach almost €1800/tonne by 2050, with the knock-on effect on oil prices being equivalent to roughly 13% annual growth post 2040. In 2050 combined investment and fuel costs are 20% higher under the CO<sub>2</sub>-95 than BAU scenario. Cost increases of this order in such a short period of time would have a detrimental impact, invariably causing substantial restructuring and associated effects. Energy costs in the services and residential sectors are projected to more than double between 2040 and 2050.

Such dramatic increases in fuel costs will negatively affect economic activity and competitiveness, as well as have significant welfare implications in the residential sector.

The CO<sub>2</sub>-95 scenario also assumes significant levels of additional investment to meet the carbon reductions ambitions, particularly so the in the transport and energy sectors. Investment in the energy sector in 2050 is over 3 times the level under the BAU scenario. The feedback from the rising carbon costs on the economy was not modelled but it is likely that economic growth would be impacted and the appetite for expanded levels of investment potentially undermined.

All scenario analysis is subject to uncertainty. The level of uncertainty inherent in the CO<sub>2</sub>-95 scenario is substantially higher than under the two alternative scenarios examined. The large increase in carbon costs in the CO<sub>2</sub>-95 scenario, with associated knock-on effects through the economy, would precipitate structural change in the economy. It is extremely difficult to envisage what that would mean for growth, incomes and employment. There are clear indicators that a strategy similar to the CO<sub>2</sub>-95 scenario could have significant negative impacts but change also brings new opportunity. At this early stage it is impossible to determine likely outcomes. However, under such a scenario it is clear that early action, especially signalling long term carbon prices, is necessary to incentivise behavioural change and minimise the likelihood of more disastrous outcomes.



## 6 RECOMMENDATIONS FOR FUTURE WORK

The work presented in this report provides some very useful insights into the technology changes, challenges and issues associated with Ireland transitioning to a Low Carbon Energy Economy by 2050. It has the potential for future enhancements to improve and further inform the transition to a low carbon future.

This analysis is merely a first step however that was carried out to a tight timeframe. Additional analysis can provide new insights (for example in relation to the roadmap to 2030) and address some of the limitations associated with the current work that were highlighted in Section 1.2.2 (for example higher resolution modelling of the results for electricity generation).

In addition, a transition to a low carbon economy is a societal challenge that requires careful consideration of technology, cost and policy options and their alternatives. The journey is not static and should develop and evolve over time as new information is realized and model improvements incorporated.

The authors recommend the following topics for consideration of follow up analysis :

- **Focus on 2030** – in light of the EU 2030 White Paper on energy and climate change, additional analysis focusing explicitly on a roadmap for 2030 will assist Ireland in developing a strengthened negotiating position with respect to Member State burden sharing agreements.
- **Sensitivity analysis on key resource and technologies** – given the significant role of bioenergy in Ireland’s Low Carbon Energy Roadmap, and the uncertainties relating to availability of imports, costs, sustainability issues, it would be very useful to carry out sensitivity analysis on key parameters such as costs and resource constraints (for example biofuel import constraints, land use availability). Sensitivity analysis would also be useful to gain insights into the implications of technology risk, for example natural gas CCS power plants and availability of EVs.
- **Increased insights into power sector results** –Soft-linking power system results to an integrated gas and electricity model is recommended to better determine the impacts of variable electricity generation on power system operation

- **Focus on energy policy priorities** – this analysis focuses on the contribution of the energy system to emissions reduction – additional analysis is recommended focusing on the implications for energy security, on the implications of the resulting increased energy prices, on the policies required to achieve the levels of energy efficiency and renewable energy associated with a low carbon economy.
- **The role of infrastructure** – the modeling currently incorporates infrastructure costs in a simple way. Further insights can be gained by a more detailed assessment of the implications for the gas and electrical networks in particular but also for EV charging and biogas dispensing.
- **Feedback to the economy** – This analysis assesses a number of the implications for the economy associated with reducing CO<sub>2</sub> emissions. However, additional analysis would be beneficial incorporating a feedback mechanism between the energy system and the economy to analyse the structural changes to the economy associated with the transition to a low carbon economy.

The above elements comprise an important but not fully comprehensive list of additional analysis that can provide further insights into Ireland's transition to a low carbon future.

## APPENDIX A: MACRO-ECONOMIC SCENARIO

### A.1 THE ECONOMY TO 2050

The development of a carbon emissions roadmap for the economy to 2050 requires making assumptions about the nature of economic activity in the economy. During the period to 2050 the composition and size of the population will change, consumption patterns will evolve, and the nature of activity within the productive sectors will progress. Each of these factors will affect the nature of energy use and accordingly carbon emissions. Therefore, before contemplating how carbon policies might be best adjusted in the future we need to establish how existing policy mechanisms and technologies will evolve to enable an assessment of what is the gap to target in terms of 2050 carbon goals.

Modelling what will happen to the Irish economy over the next 40 years involves huge uncertainty. Invariably economic projections will be wrong, not least because they are intended to inform and change policy. But developing economic projections based on reasonable scenarios can illustrate a potential growth path for the economy, which in turn can be used to learn how energy demand might develop over the longer term.

The analysis here is based on the macroeconomic projections in the *Medium-Term Review: 2013-20* (MTR) that was recently published by the ESRI (FitzGerald *et al.* (2013)). We use the MTR's 'Recovery Scenario', which provides scenarios for the economy out to 2030 in some detail. The Recovery Scenario is the scenario within the MTR that projects the strongest economic growth path for the economy. In this context the scenario represents the strongest energy demand projection for the medium term. Underlying the Recovery Scenario is an assumption of return to growth in the EU economy and that the problems in the Irish financial sector are resolved. In such circumstances, the export sector of the economy is expected to grow, leading to increases in output and employment. The Recovery Scenario is discussed in detail in the MTR report.

Developing economic projections for the medium term to 2020 is difficult but there is considerably more uncertainty developing economic projections several decades into the future. Our approach for the period from 2030 to 2060 is very simple. The same models as used in the

MTR 2013-2020 are used to provide projections to 2030. For the period 2030-2050 we make extensive use of the ESRI's Demographic Model to take account of the dynamics of the population inherent in the current population structure. This model forecasts the population in the following year as being equal to the population in the base year, subject to births, deaths, and migration in the intervening period. The model accounts for the fact that the population is not distributed evenly by age group or by educational attainment, both of which affects the dynamics of the population. For example, births next year depend on the number of women in the relevant age groups and the assumptions about age-specific fertility. On the economy our approach has been to use a simplifying assumption that GDP will grow at a constant rate over the 2030-2050 period within the current structure of the economy. This assumption and its implications are discussed further below but it enables us to determine a reasonable scenario projection of likely energy demand during the period.

## A.2. DEMOGRAPHIC ASSUMPTIONS

### A.2.1. FERTILITY

While it is known that the educational attainment of women affects completed fertility and the timing of births (Fahey and Lunn, 2011) there is not, as yet, adequate evidence to allow the calibration of fertility to educational attainment in the Demographic Model. We impose an assumption about the Total Fertility Rate.<sup>20</sup> The current Total Fertility Rate (TFR) is around 2.05 – which would see the population just about replace itself in the long run. This is exceptionally high by European standards. Hence we assume an upper bound TFR of 2.0 – slightly below the level observed today (Table 1). This is assumed to hold out to 2060. The CSO in their population projections assume a 'High' TFR of 2.1 (CSO, 2013).

### A.2.2. LIFE EXPECTANCY

We assume that life expectancy rises broadly in line with the pattern assumed by the CSO in their population projections. Here we assume that male life expectancy at birth rises to 89.5 by 2061 whereas female life expectancy rises to 91.1 in 2061. The increase to 2041 is substantially

---

<sup>20</sup> This is an artificial measure of the number of children that a woman would have over her lifetime if she experienced the age specific fertility rates observed for a particular year.

driven by the assumption that life expectancy in Ireland, which is currently well below the best in the EU, will improve to narrow some of the gap with the best performing countries. With life expectancy still rising in countries such as France, this is the basis for the CSO's 2041 figure.

### A.2.3. PARTICIPATION RATES

In the Demographic Model the rate of labour force participation is differentiated by gender, age and educational attainment. The model assumes that the proportion of the population completing third level education remains broadly unchanged in the future at the current historically high level. However, because the final educational attainment of the current cohort of the population in their late twenties is much higher than for older cohorts, there will be a continuing increase in the average educational attainment of the total population of working age over the period to 2030.

The recent crisis has seen a fall in age and education specific labour force participation rates compared to the previous peak. For the future we make the rather conservative assumption that participation rates by gender, age and educational attainment will return to their previous peak by 2020. From 2020 onwards they are held unchanged. We also allow for some increase in the participation rate of the over 65s, reflecting the gradual increase in the retirement age.

Primarily because of rising educational attainment the age specific participation rates are expected to rise over time. The rise in rates would be particularly marked for women as there is a much bigger difference in their education specific participation rates than is the case for men.

Table 1: Demographic Assumptions

Assumptions		Annual Average		
		2013-20	2020-30	2030-50
<b>Emigration</b>		Number		
	Recovery Scenario	8750	-5000	-5000
<b>Total fertility Rate</b>		Number of children		
	Recovery Scenario	2.0	2.0	2.0
<b>Headship rates</b>				
	Recovery Scenario	Unchanged headship 2011		

#### A.2.4 MIGRATION

The single most uncertain variable in forecasting population in the medium term is the likely trajectory for migration. The past in Ireland has seen periods of exceptionally high emigration and exceptionally high immigration. Migration is very much driven by economic factors. We assume annual net immigration of 5,000 a year between 2020 and 2060

#### A.2.5. EDUCATION

We assume that the current share of each year cohort of young people completing the leaving cert and completing third level education remains unchanged in the future. However, because the educational attainment of previous cohorts was much lower than that for the cohort currently completing its education, there is a continuing impact on the population for some time to come. Because those with a good education earn substantially more than those with a limited education, reflecting higher productivity, rising average educational attainment in the population contributes to higher productivity. This productivity effect is estimated by the demographic model and it has its biggest impact over the next ten or fifteen years.

#### A.2.6 HEADSHIP RATES

An important factor in driving energy demand is the number of households. This is, in turn, driven by the size of the adult population and the extent to which they congregate in separate households. Compared to the rest of the EU 15, people in Ireland tend to establish an independent household at a much later age (Conefrey and FitzGerald, 2010). They tend to remain at home with family or share accommodation with a group of friends to a greater extent than is normal elsewhere for people in their twenties or early 30s. This may partly reflect the high cost of accommodation in Ireland over the last fifteen years as well as possibly differences in culture. We assume that headship rates remain as they are today.

### A.3. ECONOMIC ASSUMPTIONS

#### A.3.1. PRODUCTIVITY & LABOUR FORCE

We define productivity as output per person employed. For the period to 2030 the assumptions on productivity are taken from the recent MTR. For the period 2030-2060 the assumption on productivity is consistent with recent EU experience. We assume productivity growth (the growth in output per head) from 2030-60 of 1% a year. This would be similar to the rate seen in countries such as Belgium, France, Spain and the Netherlands over the last twenty years. Also, because of measurement difficulties, economies that are relying more on services growth may see slower growth in measured productivity. Thus we feel that when considering economic growth over a fifty year period an assumption of an upper bound for productivity growth of one per cent a year is realistic. The demographic assumptions set out above were applied to the Demographic Model. The resulting growth in the labour force is shown above in Table 2.

Table 2: High Level Economic Assumptions

		Annual Average %		
		2013-20	2020-30	2030-60
	Productivity	1.8	1.2	1.00
	Labour Force	0.6	0.7	0.2

### A.3.2. CAPITAL

An alternative approach to modelling GDP growth would be to use a simple production function and make assumptions concerning the growth in the labour and capital input over the relevant period. However, for simplicity we have assumed that the capital stock adjusts so as to facilitate the growth rate determined as set out below. Experience with other EU rich countries over the last twenty years would suggest that this would involve investment equal to around 20 per cent of GDP each year<sup>21</sup>. Within this total for investment, investment in dwellings would be between 4 per cent and 5 per cent of GDP (Conefrey and FitzGerald, 2010) with public infrastructural investment being around 2 per cent of GDP each year.

### A.3.3. GDP GROWTH

We estimate the average growth in GDP over the fifty year period using the following formula.

$$\Delta \log(Y) = \Delta \log(F) + \Delta \log(P)$$

Where:

Y	=	GDP
F	=	Labour Force
P	=	Labour Productivity

The labour market is assumed to adjust so that by 2030 the economy is close to full employment. Thus the growth in employment for the period 2030-60 should be similar to the growth in the labour force.

## A.4. MACRO-ECONOMIC RESULTS

As a result of the assumptions made above, we present a scenario for the growth in GDP over the period 2013-60. The detailed results for the period 2013-30 are taken from the MTR. The results for the full period to 2060 are summarised in Table 3.

---

<sup>21</sup> In the Irish case a more appropriate denominator would be GNP.



Table 3: Annual Average Growth of GDP 2011-2050

Average annual growth %		
2013-20	2020-30	2030-50
3.8	2.1	1.2

While Table 3 shows the average growth rates over a very long period of almost half a century, the pattern of growth within that period is affected by the demographic trends. This means that, on the assumptions made, there would be significant variation over time in the growth rate due to differences in the growth rate of the labour force.

Table 4: Number of Households

	2013-20	2020-30	2030-50
Average annual growth %	1.0	1.1	0.6
Number of households, million	1.73	1.90	2.21

Table 4 shows the results for the number of households, which involves a substantial increase in the number of households over the period, reaching almost 2.4 million households by 2050.

## A.5. ECONOMIC STRUCTURE

In forecasting energy demand it is not enough to have scenarios about the growth in GDP, the population and the number of households. It is also necessary to make some assumptions about the structure of output in the economy. This poses major difficulties as, in principle, it requires a fully worked out model of the economy to produce such data. While detailed results for MTR Recovery Scenario are available out to 2030 using the HERMES model, there are no good grounds for forecasting the change in structure after that date. As a result we use the composition of output from that HERMES simulation out to 2030 and assume that the economic structure does not change in terms of output shares after that date.

## A.6. ECONOMIC UNCERTAINTY

The economic figures used in this analysis are not intended to be forecasts of future economic outturns. Instead they represent a scenario of one possible outcome for the economy through the period to 2050. What is certain is that the scenario will be wrong, as detailed forecasts of the economy in the long term are subject to huge margins of error. Any other scenario will be subject to the same issues. We use a single rather than multiple scenarios because the purpose of the economic scenario to 2050 is to develop a likely energy demand profile from the economy. A single economic scenario is sufficient for that purpose. The output from the ESRI demographic model in terms of population and household formation will be largely unchanged under alternative scenarios. The key demographic issue is migration, which we cannot realistically model in the long term. Also, as mentioned earlier there are no good grounds for forecasting the change in the structure of the economy beyond 2030 - we have assumed it constant. The substance of the conclusions based on multiple economic scenarios would not be substantially different than what is presented here.

## APPENDIX B ENERGY SYSTEMS SCENARIO RESULTS 2010 - 2050

### B.1. PRIMARY ENERGY SUPPLY 2010 - 2050

	Growth %	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
	2010-2050	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	34.4%	1.8%	0.7%	0.2%	0.3%	14,436	19,408	95.3%	91.6%
Coal and Peat	-29.3%	1.4%	-1.5%	-2.2%	-1.1%	2,031	1,436	13.4%	6.8%
Oil (incl. Int Aviation)	47.8%	2.4%	0.7%	0.5%	0.4%	7,713	11,397	50.9%	53.8%
Oil (excl. Int Aviation)	42.3%	2.0%	0.6%	0.5%	0.4%	6,939	9,872	45.8%	46.6%
Natural Gas	40.1%	0.8%	1.5%	0.5%	0.6%	4,692	6,575	31.0%	31.0%
<b>Renewables (Total)</b>	143.1%	6.5%	1.1%	0.7%	0.8%	679	1,651	4.5%	7.8%
Hydro	-15.7%	-1.3%	0.0%	0.0%	-0.4%	52	43	0.3%	0.2%
Wind	125.2%	8.5%	0.0%	0.0%	0.0%	242	545	1.6%	2.6%
Biomass	294.2%	10.1%	2.1%	0.8%	1.2%	211	830	1.4%	3.9%
Bioliquids	-0.1%	-2.6%	1.4%	0.2%	1.0%	93	93	0.6%	0.4%
Biogas	-2.0%	-0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	58	57	0.4%	0.3%
Other Renewables	243.8%	-37.3%	39.5%	22.6%	5.5%	24	82	0.2%	0.4%
<b>Electricity Imports</b>	195.0%	-100.0%	-	10.2%	-1.9%	40	119	0.3%	0.6%
<b>Total</b>	39.7%	2.0%	0.7%	0.3%	0.4%	15,156	21,178		

FIGURE B-1 BAU SCENARIO PRIMARY ENERGY SUPPLY 2010 - 2050

	Growth %	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
	2010-2050	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	-47.6%	-0.7%	-1.9%	-2.7%	-1.1%	14,436	7,561	95.3%	50.6%
Coal and Peat	-78.4%	-8.8%	-6.7%	0.7%	0.2%	2,031	439	13.4%	2.9%
Oil (incl. Int Aviation)	-59.5%	0.1%	-1.6%	-4.1%	-3.2%	7,713	3,127	50.9%	20.9%
Oil (excl. Int Aviation)	-76.9%	-0.7%	-2.2%	-5.8%	-5.6%	6,939	1,602	45.8%	10.7%
Natural Gas	-14.8%	0.3%	-1.7%	-1.0%	0.8%	4,692	3,995	31.0%	26.7%
<b>Renewables (Total)</b>	962.6%	6.0%	9.5%	5.2%	3.7%	679	7,216	4.5%	48.3%
Hydro	100.9%	5.5%	0.6%	0.5%	0.5%	52	104	0.3%	0.7%
Wind	547.6%	8.5%	8.5%	1.5%	0.9%	242	1,568	1.6%	10.5%
Biomass	1205.2%	7.6%	12.4%	4.7%	2.2%	211	2,749	1.4%	18.4%
Bioliquids	1600.8%	-0.3%	10.1%	17.6%	2.8%	93	1,575	0.6%	10.5%
Biogas	1943.7%	-0.2%	0.0%	0.0%	35.5%	58	1,193	0.4%	8.0%
Other Renewables	14.3%	-37.3%	17.9%	34.8%	1.6%	24	27	0.2%	0.2%
<b>Electricity Imports</b>	320.3%	15.4%	0.0%	0.0%	0.0%	40	170	0.3%	1.1%
<b>Total</b>	-1.4%	-0.2%	-0.4%	-0.5%	0.9%	15,156	14,947		

FIGURE B-2 CO2-80 SCENARIO PRIMARY ENERGY SUPPLY 2010 - 2050

	Growth %	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
	2010-2050	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	-70.9%	-0.8%	-2.1%	-3.4%	-5.9%	14,436	4,197	95.3%	26.1%
Coal and Peat	-80.4%	-8.1%	-7.5%	0.7%	-0.8%	2,031	399	13.4%	2.5%
Oil (incl. Int Aviation)	-67.2%	0.1%	-2.1%	-5.3%	-3.6%	7,713	2,529	50.9%	15.7%
Oil (excl. Int Aviation)	-85.5%	-0.7%	-2.8%	-7.8%	-7.5%	6,939	1,004	45.8%	6.2%
Natural Gas	-73.0%	0.0%	-1.2%	-1.3%	-10.0%	4,692	1,269	31.0%	7.9%
<b>Renewables (Total)</b>	1623.5%	6.4%	9.6%	6.2%	7.4%	679	11,704	4.5%	72.8%
Hydro	100.9%	5.5%	0.6%	0.5%	0.5%	52	104	0.3%	0.6%
Wind	729.9%	9.4%	8.1%	1.8%	2.8%	242	2,009	1.6%	12.5%
Biomass	2985.7%	7.6%	12.4%	5.1%	10.9%	211	6,499	1.4%	40.4%
Bioliquids	1580.1%	-0.7%	13.6%	11.2%	5.7%	93	1,556	0.6%	9.7%
Biogas	1943.7%	-0.2%	0.0%	31.0%	3.4%	58	1,193	0.4%	7.4%
Other Renewables	1338.7%	-37.3%	17.9%	46.1%	20.7%	24	344	0.2%	2.1%
<b>Electricity Imports</b>	320.3%	15.4%	0.0%	0.0%	0.0%	40	170	0.3%	1.1%
<b>Total</b>	6.0%	-0.2%	-0.4%	-0.4%	1.6%	15,156	16,071		

FIGURE B-3 CO2-95 SCENARIO PRIMARY ENERGY SUPPLY 2010 - 2050

## B.2. TOTAL FINAL ENERGY USE BY FUEL 2010 - 2050

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	42.9%	1.9%	0.7%	0.5%	0.4%	9,441	13,492	79.1%	78.8%
Coal and Peat	-100.0%	-4.9%	-22.0%	-100.0%	-	619	0	5.2%	0.0%
Oil (incl. Int Aviation)	45.2%	1.9%	0.9%	0.5%	0.4%	7,206	10,463	60.4%	61.1%
Oil (excl. Int Aviation)	37.9%	1.3%	1.0%	0.5%	0.4%	6,431	8,871	53.9%	51.8%
Natural Gas	87.4%	3.8%	1.4%	0.7%	0.6%	1,616	3,029	13.5%	17.7%
<b>Renewables (Total)</b>	181.0%	4.7%	2.4%	1.7%	1.7%	312	876	2.6%	5.1%
Biomass	244.0%	6.8%	2.4%	1.9%	1.6%	187	642	1.6%	3.8%
Bioliqids	1.4%	-2.1%	3.7%	-2.3%	1.0%	93	94	0.8%	0.5%
Biogas	583.5%	21.2%	0.0%	0.0%	0.0%	8	57	0.1%	0.3%
Other Renewables	243.8%	-37.3%	39.5%	22.6%	5.5%	24	82	0.2%	0.5%
<b>Electricity</b>	25.6%	1.6%	0.7%	0.0%	0.0%	2,186	2,747	18.3%	16.0%
<b>Total</b>	43.4%	2.0%	0.8%	0.5%	0.4%	11,939	17,114		

FIGURE B-4 BAU SCENARIO FINAL ENERGY DEMAND 2010 - 2050

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	-61.9%	0.6%	-2.1%	-4.3%	-3.7%	9,441	3,598	79.1%	30.3%
Coal and Peat	-39.1%	-2.8%	-3.9%	1.3%	0.6%	619	377	5.2%	3.2%
Oil (incl. Int Aviation)	-69.6%	-0.6%	-1.7%	-5.0%	-4.4%	7,206	2,191	60.4%	18.4%
Oil (excl. Int Aviation)	-90.7%	-1.7%	-2.4%	-7.8%	-10.8%	6,431	599	53.9%	5.0%
Natural Gas	-36.3%	5.6%	-2.7%	-3.5%	-3.6%	1,616	1,029	13.5%	8.7%
<b>Renewables (Total)</b>	1594.2%	6.2%	11.4%	7.4%	4.5%	312	5,279	2.6%	44.4%
Biomass	1103.6%	8.0%	12.9%	4.2%	1.0%	187	2,247	1.6%	18.9%
Bioliqids	1822.0%	1.6%	9.2%	17.0%	3.6%	93	1,780	0.8%	15.0%
Biogas	14522.1%	21.2%	0.0%	4.8%	29.6%	8	1,225	0.1%	10.3%
Other Renewables	14.3%	-37.3%	17.9%	34.8%	1.6%	24	27	0.2%	0.2%
<b>Electricity</b>	37.7%	-0.9%	2.1%	1.3%	0.7%	2,186	3,011	18.3%	25.3%
<b>Total</b>	-0.4%	0.6%	-0.3%	-0.7%	0.3%	11,939	11,888		

Figure B-5 CO2-80 Scenario Final Energy Demand 2010 – 2050

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
<b>Fossil Fuels (Total)</b>	-77.3%	0.6%	-2.4%	-5.8%	-6.8%	9,441	2,140	79.1%	18.6%
Coal and Peat	-45.5%	-2.8%	-3.9%	1.3%	-0.5%	619	337	5.2%	2.9%
Oil (incl. Int Aviation)	-76.0%	-0.6%	-2.2%	-6.6%	-4.5%	7,206	1,726	60.4%	15.0%
Oil (excl. Int Aviation)	-97.9%	-1.7%	-3.1%	-11.2%	-19.7%	6,431	134	53.9%	1.2%
Natural Gas	-95.3%	5.5%	-2.7%	-5.2%	-24.3%	1,616	76	13.5%	0.7%
<b>Renewables (Total)</b>	1519.2%	6.2%	12.0%	8.5%	2.5%	312	5,045	2.6%	43.8%
Biomass	1107.3%	8.0%	12.9%	4.4%	0.8%	187	2,254	1.6%	19.6%
Bioliqids	1667.6%	1.2%	12.3%	11.0%	5.5%	93	1,637	0.8%	14.2%
Biogas	12722.1%	21.2%	0.0%	31.5%	1.9%	8	1,074	0.1%	9.3%
Other Renewables	236.5%	-37.3%	17.9%	34.7%	13.3%	24	80	0.2%	0.7%
<b>Electricity</b>	98.3%	-0.9%	2.5%	1.8%	3.6%	2,186	4,336	18.3%	37.6%
<b>Total</b>	-3.5%	0.5%	-0.4%	-0.7%	0.2%	11,939	11,521		

Figure B-6 CO2-95 Scenario Final Energy Demand 2010 - 2050

## B.2. FINAL ENERGY USE BY SECTOR

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
Industry	29.6%	0.8%	0.8%	0.9%	0.1%	2,280	2,955	19.1%	18.0%
Transport (Incl. Int. Aviation)	64.1%	1.1%	2.0%	1.1%	0.7%	4,624	7,590	38.7%	46.3%
<i>Transport (Excl. Int. Aviation)</i>	<i>57.2%</i>	<i>1.1%</i>	<i>1.4%</i>	<i>1.3%</i>	<i>0.8%</i>	<i>3,850</i>	<i>6,052</i>	<i>32.2%</i>	<i>36.9%</i>
Residential	-2.0%	-0.4%	0.0%	0.0%	0.2%	3,270	3,205	27.4%	19.5%
Commercial / Public	53.7%	2.1%	1.1%	0.6%	0.6%	1,476	2,269	12.4%	13.8%
Agriculture / Fisheries	30.8%	1.1%	0.7%	0.5%	0.4%	298	390	2.5%	2.4%
<b>Total</b>	<b>37.3%</b>	<b>0.8%</b>	<b>1.2%</b>	<b>0.8%</b>	<b>0.5%</b>	<b>11,947</b>	<b>16,408</b>		

FIGURE B-7 BAU SCENARIO FINAL ENERGY DEMAND 2010 - 2050

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
Industry	14.1%	-0.2%	0.1%	1.1%	0.3%	2,280	2,600	19.1%	22.6%
Transport (Incl. Int. Aviation)	7.8%	0.9%	1.5%	-0.4%	-1.2%	4,624	4,984	38.7%	43.4%
<i>Transport (Excl. Int. Aviation)</i>	<i>-10.5%</i>	<i>0.9%</i>	<i>0.7%</i>	<i>-0.8%</i>	<i>-1.8%</i>	<i>3,850</i>	<i>3,445</i>	<i>32.2%</i>	<i>30.0%</i>
Residential	-36.3%	-0.5%	-1.5%	-1.6%	-0.9%	3,270	2,084	27.4%	18.1%
Commercial / Public	0.2%	1.0%	-1.0%	0.3%	-0.2%	1,476	1,478	12.4%	12.9%
Agriculture / Fisheries	16.1%	1.1%	0.0%	0.6%	-0.2%	298	346	2.5%	3.0%
<b>Total</b>	<b>-3.8%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.2%</b>	<b>-0.3%</b>	<b>-0.7%</b>	<b>11,947</b>	<b>11,492</b>		

FIGURE B-8 CO2-80 SCENARIO FINAL ENERGY DEMAND 2010 - 2050

	Growth % 2010-2050	Average annual growth rates %				Quantity (ktoe)		Shares %	
		2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2010	2050	2010	2050
Industry	14.0%	-0.2%	0.2%	1.1%	0.3%	2,280	2,598	19.1%	22.9%
Transport (Incl. Int. Aviation)	5.3%	0.9%	1.5%	-0.7%	-1.2%	4,624	4,867	38.7%	43.0%
<i>Transport (Excl. Int. Aviation)</i>	<i>-13.5%</i>	<i>0.9%</i>	<i>0.7%</i>	<i>-1.1%</i>	<i>-1.8%</i>	<i>3,850</i>	<i>3,329</i>	<i>32.2%</i>	<i>29.4%</i>
Residential	-36.3%	-0.5%	-1.5%	-1.7%	-0.8%	3,270	2,082	27.4%	18.4%
Commercial / Public	-1.8%	1.0%	-1.1%	0.4%	-0.5%	1,476	1,449	12.4%	12.8%
Agriculture / Fisheries	10.2%	1.1%	0.0%	0.6%	-0.7%	298	328	2.5%	2.9%
<b>Total</b>	<b>-5.2%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.2%</b>	<b>-0.4%</b>	<b>-0.7%</b>	<b>11,947</b>	<b>11,325</b>		

FIGURE B-9 CO2-95 SCENARIO FINAL ENERGY DEMAND 2010 - 2050

## APPENDIX C: DATA FOR GRAPHS

Total CO2 Emissions (MT)					
Scenario	2010	2020	2030	2040	2050
<i>BaU</i>	42.73	48.89	51.13	51.50	52.86
<b>CO2-80</b>	42.73	34.40	24.25	15.54	6.83
<b>CO2-95</b>	42.73	34.40	23.49	12.58	1.67

TABLE FOR DATA FROM FIGURE 1-1: TRAJECTORY FROM 2010 TO CO2 EMISSIONS REDUCTON TARGETS IN 2050

Period	2010	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Scenario	BaU	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
<b>Agriculture</b>	0.9	0.9	0.8	1.0	0.8	1.0	0.7	1.0	0.7
<b>Transport</b>	11.6	14.7	13.4	16.7	11.3	18.3	5.0	19.7	1.4
<b>Built Environment</b>	10.2	9.2	7.0	8.7	4.6	8.8	3.7	8.7	2.4
<b>Energy</b>	13.4	15.9	6.7	16.3	4.8	15.0	5.3	14.7	1.7
<b>Industry</b>	6.7	8.1	6.4	8.5	2.7	8.5	0.8	8.7	0.6

TABLE FOR FIGURE 2-1: SECTORAL CO2 EMISSIONS FOR HORIZON TO 2050 FOR BAU AND 80% REDUCTION SCENARIO

Period	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Energy Efficiency</b>	-	73%	51%	40%	21%
<b>Renewable Energy</b>	-	10%	30%	44%	39%
<b>Fossil Fuel Switching</b>	-	17%	18%	16%	40%

TABLE FOR FIGURE 2-3: DECOMPOSITION OF 80% CO2 EMISSIONS REDUCTIONS SCENARIO VS BAU SCENARIO

Units	(ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Sector\		BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
<b>Agri</b>	Biomass	0	0	0	6	0	12	0	17
	Coal	0	0	0	0	0	0	0	0
	Electricity	59	67	62	83	64	92	67	103
	Gas	0	0	0	12	0	23	0	34
	Geo	0	0	0	0	0	0	0	0
	Heat	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	299	264	314	252	326	217	338	185
	Solar	0	0	0	1	0	2	0	3
	<b>Total</b>	<b>358</b>	<b>331</b>	<b>376</b>	<b>353</b>	<b>390</b>	<b>346</b>	<b>404</b>	<b>344</b>
<b>Indus</b>	Renewables	224	212	234	1,050	238	1,621	240	1,705
	Coal	98	88	31	28	0	0	0	0
	Coal CCS	0	100	0	285	0	356	0	377
	Electricity	735	535	820	554	836	543	842	555
	Gas	837	1,312	990	603	984	76	986	33
	Oil	782	20	851	7	898	4	918	4
	<b>Total</b>	<b>2,675</b>	<b>2,267</b>	<b>2,926</b>	<b>2,527</b>	<b>2,955</b>	<b>2,600</b>	<b>2,986</b>	<b>2,674</b>
<b>Trans</b>	Renewables	121	118	165	277	142	1,347	151	2,596
	Electricity	6	14	13	225	15	549	21	609
	Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	6,184	5,745	6,894	5,134	7,433	3,087	7,951	1,968
	Synthetic	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>4,920</b>	<b>4,486</b>	<b>5,587</b>	<b>4,151</b>	<b>6,052</b>	<b>3,445</b>	<b>6,530</b>	<b>3,580</b>
	Oil excl int av	4,793	4,354	5,409	3,649	5,895	1,549	6,358	375
<b>Built Env</b>	Renewables	148	240	227	345	360	433	484	958
	Coal	279	279	0	0	0	0	0	0
	Electricity	1,385	1,011	1,517	1,133	1,615	1,166	1,717	1,228
	Elec-th	369	364	337	468	216	460	100	516
	Gas	1,499	1,467	1,683	1,503	1,869	1,390	2,043	962
	Heat	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	1,472	780	1,519	336	1,413	113	1,257	34
<b>Total</b>	<b>5,151</b>	<b>4,141</b>	<b>5,282</b>	<b>3,786</b>	<b>5,474</b>	<b>3,562</b>	<b>5,601</b>	<b>3,697</b>	

TABLE FOR FIGURE 2-6: FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND CO2-80 REDUCTION SCENARIO

Units (ktoe)	BaU	BaU	BaU	CO2-80	CO2-80	CO2-80
	RES-E	RES-T	RES-H	RES-E	RES-T	RES-H
<b>Biogas and Waste</b>	46.4	-	-	0.0	-	-
<b>Hydro</b>	43.4	-	-	103.5	-	-
<b>Ocean</b>	0.0	-	-	0.0	-	-
<b>Solar</b>	0.0	-	-	0.0	-	-
<b>Wind</b>	545.2	-	-	1567.7	-	-
<b>Biomass</b>	0.0	-	-	0.0	-	-
<b>Biodiesel</b>	-	1.4	-	-	750.0	-
<b>Biogas</b>	-	57.2	-	-	816.1	-
<b>Bio DME</b>	-	0.0	-	-	105.3	-
<b>BioEthanol</b>	-	92.5	-	-	906.0	-
<b>Bio-FT Diesel</b>	-	0.0	-	-	10.6	-
<b>Bio Methanol</b>	-	0.0	-	-	7.8	-
<b>Biodiesel</b>	-	-	0.0	-	-	0.0
<b>Biogas</b>	-	-	0.0	-	-	408.5
<b>Biomass</b>	-	-	642.2	-	-	2326.1
<b>Geothermal</b>	-	-	23.9	-	-	23.9
<b>Solar</b>	-	-	58.3	-	-	3.4

TABLE FOR FIGURE 2-7: RENEWABLE ENERGY BY SCENARIO AND MODE OF ENERGY FOR BAU AND CO2-80

Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
<b>Agriculture</b>	59	67	62	83	64	92	67	103
<b>Energy Sector</b>	5	5	5	5	4	4	3	3
<b>Industrial-Energy</b>	680	497	757	514	772	503	778	515
<b>Transport</b>	6	14	13	228	15	557	21	610
<b>Built Environment</b>	1,755	1,375	1,853	1,601	1,831	1,627	1,817	1,744

TABLE FOR FIGURE 2-10: ELECTRICITY (RENEWABLE AND FOSSIL) CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS



Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
Agriculture - Gas	0	0	0	12	0	23	0	34
Services - Gas	514	463	581	452	632	372	681	260
Services - Biogas	0	21	0	13	0	0	0	102
Power - Gas	2,742	2,063	3,233	1,972	3,343	2,193	3,546	264
Power Gen - Gas CCS	0	0	0	0	0	0	0	2,702
Power Gen - Biogas & Waste	187	1	186	0	186	10	186	79
Transformation - Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry - Gas	837	1,312	990	603	984	76	986	33
Industry - Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0
Residential - Gas	985	1,003	1,102	1,051	1,237	1,018	1,362	702
Residential - Biogas	11	26	0	29	0	0	0	307
Transport - Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport - Biogas	46	9	57	16	57	92	57	816
<b>Total</b>	<b>5,323</b>	<b>4,900</b>	<b>6,149</b>	<b>4,147</b>	<b>6,439</b>	<b>3,785</b>	<b>6,818</b>	<b>5,299</b>

TABLE FOR FIGURE 2-13: GAS USAGE BY SECTOR AND TYPE FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS.

Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
Kerosene	1,334	1,335	1,430	1,430	1,484	1,496	1,539	1,544
Gasoline	802	711	462	259	294	291	320	105
Diesel	3,979	3,630	4,931	3,377	5,587	1,232	6,024	250
LPG	1	1	3	0	0	0	0	0
Heavy Oil	0	0	0	0	0	0	0	0
Renewables	121	118	165	277	142	1,347	151	2,596
Electricity	6	14	13	225	15	549	21	609
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosene (no INT AVIATION)	11	11	13	13	13	25	15	19
<b>Total with Aviation</b>	<b>6,243</b>	<b>5,809</b>	<b>7,004</b>	<b>5,568</b>	<b>7,522</b>	<b>4,916</b>	<b>8,055</b>	<b>5,105</b>
<b>Total no Aviation</b>	<b>4,920</b>	<b>4,486</b>	<b>5,587</b>	<b>4,151</b>	<b>6,052</b>	<b>3,445</b>	<b>6,530</b>	<b>3,580</b>

TABLE FOR FIGURE 2-17- DETAILED BREAKDOWN OF ENERGY COMSUMPTION IN TRANSPORT FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS

Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
Biogas and Waste	46	0	46	0	46	0	46	0
Coal	756	117	756	0	609	0	543	0
Coal CCS	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	1232	1128	1454	1122	1506	1313	1605	146
Gas CCS	0	0	0	0	0	0	0	1297
Hydro	45	88	45	93	45	98	43	104
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0
Ocean	0	0	0	0	0	0	0	0
Oil	79	62	0	0	2	2	1	2
Other	0	0	0	0	1	0	1	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0
TradeEn ELC	0	170	55	170	145	170	119	170
Wind	545	547	545	1243	545	1439	545	1568
Wood	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLE FOR FIGURE 2-18-ENERGY COMSUMPTION IN THE POWER SECTOR FOR BAU AND CO2-80 SCENARIOS BY FUEL TYPE

Period	2010	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Commodity\Scenario	BaU	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
Agriculture	0.86	0.93	0.82	0.97	0.81	1.01	0.69	1.05	0.00
Transport	11.60	14.72	13.39	16.71	10.44	18.25	2.83	19.69	0.41
Built Environment	10.16	9.24	7.03	8.68	4.60	8.78	3.17	8.69	0.14
Energy	13.36	15.93	6.75	16.31	4.93	14.98	5.35	14.74	0.62
Industry	6.74	8.07	6.41	8.47	2.71	8.48	0.55	8.70	0.49

TABLE FOR FIGURE 4-1: SECTORAL CO2 EMISSIONS FOR HORIZON TO 2050 FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIOS

	2010	2020	2030	2040	2050
Energy Efficiency	-	73%	51%	34%	9%
Renewable Energy	-	11%	31%	47%	56%
Fossil Fuel Switching	-	16%	18%	19%	34%

TABLE FOR FIGURE 4-3: DECOMPOSITION OF 95% CO2 EMISSIONS REDUCTIONS SCENARIO VS BAU SCENARIO

		2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
		BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
<b>Agri</b>	Biomass	0	0	0	6	0	11	0	85
	Coal	0	0	0	0	0	0	0	0
	Electricity	59	67	62	83	64	88	67	140
	Gas	0	0	0	12	0	22	0	0
	Geo	0	0	0	0	0	0	0	1
	Heat	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	299	264	314	252	326	206	338	1
	Solar	0	0	0	1	0	2	0	57
	<b>Total</b>	<b>358</b>	<b>331</b>	<b>376</b>	<b>353</b>	<b>390</b>	<b>328</b>	<b>404</b>	<b>283</b>
	<b>Inds</b>	Renewables	224	213	234	1,050	238	1,662	240
Coal		98	87	31	28	0	0	0	0
Coal CCS		0	100	0	285	0	356	0	337
Electricity		735	535	820	553	836	542	842	526
Gas		837	1,316	990	605	984	34	986	26
Oil		782	20	851	9	898	4	918	3
<b>Total</b>		<b>2,675</b>	<b>2,270</b>	<b>2,926</b>	<b>2,530</b>	<b>2,955</b>	<b>2,598</b>	<b>2,986</b>	<b>2,517</b>
<b>Trans</b>		Renewables	121	116	165	359	142	1,842	151
	Electricity	6	14	13	285	15	596	21	607
	Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	6,184	5,748	6,894	4,839	7,433	2,429	7,951	1,716
	Synthetic	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>4,920</b>	<b>4,487</b>	<b>5,587</b>	<b>3,998</b>	<b>6,052</b>	<b>3,329</b>	<b>6,530</b>	<b>3,420</b>
	Oil excl int av	4,793	4,357	5,409	3,354	5,895	891	6,358	123
<b>Built Env</b>	Renewables	148	238	227	337	360	437	484	589
	Coal	279	279	0	0	0	0	0	0
	Electricity	1,385	1,011	1,517	1,149	1,615	1,153	1,717	1,275
	Elec-th	369	365	337	472	216	651	100	1,789
	Gas	1,499	1,456	1,683	1,497	1,869	1,187	2,043	50
	Heat	0	0	0	0	0	0	0	0
	Oil	1,472	782	1,519	331	1,413	103	1,257	6
	<b>Total</b>	<b>5,151</b>	<b>4,131</b>	<b>5,282</b>	<b>3,785</b>	<b>5,474</b>	<b>3,531</b>	<b>5,601</b>	<b>3,709</b>

TABLE FOR FIGURE 4-6: FINAL ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

	BaU	BaU	BaU	CO2-95	CO2-95	CO2-95
Units (ktoe)	RES-E	RES-T	RES-H	RES-E	RES-T	RES-H
Biogas and Waste	46			83	-	-
Hydro	43	-	-	104	-	-
Ocean	0	-	-	0	-	-
Solar	0	-	-	264	-	-
Wind	545	-	-	2,009	-	-
Biomass	0	-	-	1,513	-	-
Biodiesel	-	1	-	-	1,448	-
Biogas	-	57	-	-	1,053	-
Bio DME	-	0	-	-	0	-
BioEthanol	-	93	-	-	189	-
Bio-FT Diesel	-	0	-	-	0	-
Bio Methanol	-	0	-	-	0	-
Biodiesel	-	-	0	-	-	0
Biogas	-	-	0	-	-	21
Biomass	-	-	642	-	-	2,328
Geothermal	-	-	24	-	-	24
Solar	-	-	58	-	-	57

TABLE FOR FIGURE 4-7: RENEWABLE ENERGY FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO AND BY MODE OF ENERGY

	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
(ktoe)	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
Agriculture	59	67	62	83	64	88	67	140
Energy Sector	5	5	5	5	4	4	3	3
Industrial-Energy	680	497	757	513	772	503	778	486
Transport	6	14	13	289	15	601	21	617
Built Environment	1,755	1,376	1,853	1,620	1,831	1,804	1,817	3,063

TABLE FOR FIGURE 4-10: ELECTRICITY (RENEWABLE AND CONVENTIONAL) CONSUMPTION BY SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO

	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
<b>Units (ktoe)</b>								
Agriculture - Gas	0	0	0	12	0	22	0	0
Services - Gas	514	461	581	452	632	356	681	0
Services - Biogas	0	20	0	13	0	0	0	0
Power - Gas	2,742	1,938	3,233	2,043	3,343	2,085	3,546	4
Power Gen - Gas CCS	0	0	0	0	0	314	0	1,188
Power Gen - Biogas & Waste	187	1	186	0	186	74	186	225
Transformation - Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Industry - Gas	837	1,316	990	605	984	34	986	26
Industry - Biogas	0	0	0	0	0	0	0	0
Residential - Gas	985	994	1,102	1,044	1,237	832	1,362	50
Residential - Biogas	11	26	0	20	0	0	0	21
Transport - Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport - Biogas	46	11	57	25	57	888	57	1,053
<b>Total</b>	<b>5,323</b>	<b>4,767</b>	<b>6,149</b>	<b>4,214</b>	<b>6,439</b>	<b>4,604</b>	<b>6,818</b>	<b>2,567</b>

TABLE FOR FIGURE 4-13: GAS USAGE BY SECTOR AND TYPE FOR BAU AND 95% REDUCTION SCENARIO

	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
<b>Units (ktoe)</b>								
Kerosene	1,334	1,334	1,430	1,431	1,484	1,495	1,539	1,548
Gasoline	802	713	462	258	294	274	320	68
Diesel	3,979	3,631	4,931	3,082	5,587	592	6,024	32
LPG	1	1	3	0	0	0	0	0
Heavy Oil	0	0	0	0	0	0	0	0
Renewables	121	116	165	359	142	1,842	151	2,689
Electricity	6	14	13	285	15	596	21	607
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0
Kerosene (no INT AVIATION)	11	11	13	14	13	25	15	24
<b>Total with Aviation</b>	<b>6,243</b>	<b>5,810</b>	<b>7,004</b>	<b>5,415</b>	<b>7,522</b>	<b>4,799</b>	<b>8,055</b>	<b>4,945</b>
<b>Total no Aviation</b>	<b>4,920</b>	<b>4,487</b>	<b>5,587</b>	<b>3,998</b>	<b>6,052</b>	<b>3,329</b>	<b>6,530</b>	<b>3,420</b>

TABLE FOR FIGURE 4-17- DETAILED BREAKDOWN OF ENERGY COMSUMPTION IN THE TRANSPORT SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO

	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Units (ktoe)	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
<b>Biogas and Waste</b>	46	0	46	0	46	0	46	83
<b>Coal</b>	756	145	756	0	609	0	543	0
<b>Coal CCS</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Gas</b>	1,232	1,057	1,454	1,167	1,506	1,290	1,605	2
<b>Gas CCS</b>	0	0	0	0	0	150	0	570
<b>Hydro</b>	45	88	45	93	45	98	43	104
<b>Nuclear</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ocean</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Oil</b>	79	62	0	0	2	2	1	0
<b>Other</b>	0	0	0	0	1	0	1	3
<b>Solar</b>	0	0	0	0	0	29	0	264
<b>TradeEn ELC</b>	0	170	55	170	145	170	119	170
<b>Wind</b>	545	592	545	1,287	545	1,531	545	2,009
<b>Wood</b>	0	0	0	0	0	0	0	1,513

TABLE FOR FIGURE 4-18-ENERGY COMSUMPTION IN THE POWER SECTOR FOR BAU AND 95% EMISSIONS REDUCTION SCENARIO BY FUEL TYPE

## APPENDIC D: SECTORAL DEMAND DATA

### AGRICULTURE DEMAND:

80% Scenario	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Units (ktoe)	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
AGR	358	342	376	359	390	355	404	356

95% Scenario	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
Units (ktoe)	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
AGR	358	342	376	359	390	346	404	319

### SERVICES DEMAND:

80% Scenario	Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Description	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
CCLE	Space Cool.Large.	88	88	92	92	95	95	97	97
CCOK	Cooking.	103	101	108	106	111	109	115	111
CCSE	Space Cool.Small.	38	38	39	39	41	41	42	42
CHLE	Space Heat.Large.	447	434	464	443	475	443	487	443
CHSE	Space Heat.Small.	187	181	194	185	199	190	204	185
CLIG	Lighting.	325	320	372	372	408	408	447	447
COEL	Other Electric.	374	368	431	431	477	477	525	525
CPLI	Public Lighting.	82	80	88	86	92	90	97	97
CREF	Refrigeration.	45	45	49	49	51	51	54	54
CWLE	Water Heat.Large.	124	115	129	127	132	129	135	135
CWSE	Water Heat.Small.	53	50	55	54	57	55	58	58

95% Scenario	Units (ktoe)	2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Description	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
CCLE	Space Cool.Large.	88	88	92	92	95	95	97	97
CCOK	Cooking.	103	101	108	106	111	109	115	111
CCSE	Space Cool.Small.	38	38	39	39	41	41	42	42
CHLE	Space Heat.Large.	447	427	464	443	475	433	487	399
CHSE	Space Heat.Small.	187	181	194	185	199	181	204	173
CLIG	Lighting.	325	320	372	372	408	399	447	433
COEL	Other Electric.	374	368	431	431	477	467	525	510
CPLI	Public Lighting.	82	80	88	86	92	90	97	94
CREF	Refrigeration.	45	45	49	49	51	51	54	52
CWLE	Water Heat.Large.	124	115	129	127	132	129	135	131
CWSE	Water Heat.Small.	53	49	55	54	57	55	58	56



RESIDENTIAL SECTOR DEMAND:

80% Scenario		2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Description	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
RCDR	Clothes Drying.	28	28	29	29	30	30	30	30
RCOK	Cooking	79	79	81	81	82	82	83	83
RCWA	Clothes Washing	31	31	32	32	32	32	32	32
RDWA	Dish Washing	29	29	30	30	30	30	31	31
RHME	Space Heat.Multi.All.Existing.	54	53	50	45	39	34	35	29
RHMN	Space Heat.Multi.All.New	41	41	59	52	76	65	89	73
RHRE	Space Heat.Single.Rural.Ex	480	473	411	398	358	342	289	271
RHRN	Space Heat.Single.Rural.New	85	84	120	117	155	148	182	171
RHUE	Space Heat.Single.Urban.Ex	728	717	696	633	664	589	632	537
RHUN	Space Heat.Single.Urban.New	79	78	111	101	143	127	168	143
RLIG	Lighting	131	129	138	138	143	143	147	147
ROEL	Other Electric	148	146	162	160	168	164	173	168
ROEN	Other Energy	0	0	0	0	0	0	0	0
RREF	Refrigeration	70	70	72	72	73	73	74	74
RWME	Water Heat.Multi.All.Existing.	17	15	15	14	12	10	11	10
RWMN	Water Heat.Multi.All.New	28	25	43	39	59	50	72	69
RWRE	Water Heat.Single.Rural.Ex	147	127	125	118	109	97	88	85
RWRN	Water Heat.Single.Rural.New	56	48	88	82	120	107	145	140
RWUE	Water Heat.Single.Urban.Ex	227	207	217	191	207	165	197	191
RWUN	Water.Heat.Single Urban New	52	48	83	73	113	92	137	132

95% Scenario		2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Description	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
RCDR	Clothes Drying.	28	28	29	29	30	30	30	30
RCOK	Cooking	79	79	81	81	82	82	83	81
RCWA	Clothes Washing	31	31	32	32	32	32	32	32
RDWA	Dish Washing	29	29	30	30	30	30	31	31
RHME	Space Heat.Multi.All.Existing.	54	53	50	45	39	32	35	24
RHMN	Space Heat.Multi.All.New	41	41	59	53	76	62	89	62
RHRE	Space Heat.Single.Rural.Ex	480	473	411	398	358	334	289	254
RHRN	Space Heat.Single.Rural.New	85	84	120	116	155	145	182	160
RHUE	Space Heat.Single.Urban.Ex	728	717	696	633	664	559	632	442
RHUN	Space Heat.Single.Urban.New	79	78	111	101	143	121	168	118
RLIG	Lighting	131	129	138	138	143	140	147	143
ROEL	Other Electric	148	146	162	160	168	164	173	168
ROEN	Other Energy	0	0	0	0	0	0	0	0
RREF	Refrigeration	70	70	72	72	73	73	74	74
RWME	Water Heat.Multi.All.Existing.	17	15	15	14	12	10	11	10
RWMN	Water Heat.Multi.All.New	28	25	43	40	59	49	72	69
RWRE	Water Heat.Single.Rural.Ex	147	129	125	116	109	95	88	85
RWRN	Water Heat.Single.Rural.New	56	49	88	81	120	104	145	140
RWUE	Water Heat.Single.Urban.Ex	227	203	217	191	207	160	197	185
RWUN	Water Heat.Single.Urban.New	52	47	83	73	113	88	137	128

INDUSTRIAL SECTOR DEMAND:

80%			202	2020	203	2030	204	2040	205	2050	
Scenario			0		0		0		0		
Unit	Description		BaU	CO2-	BaU	CO2-	BaU	CO2-	BaU	CO2-	
				80		80		80		80	
ICH	PJ	Other Chemicals		287	283	318	294	326	326	333	303
INF	PJ	Other	Non Ferrous	379	374	420	388	430	430	440	400
		Metals									
INM	PJ	Other	Non Metallic	94	93	103	97	103	103	103	91
		Minerals									
IOI	PJ	Other	Non energy intensive	711	700	764	707	764	764	762	694
ICM	Mt	Cement		5	5	5	5	6	5	6	5
ILM	Mt	Lime		0	0	0	0	0	0	0	0

95%			202	2020	203	2030	204	2040	205	2050	
Scenario			0		0		0		0		
Unit	Description		BaU	CO2-	BaU	CO2-	BaU	CO2-	BaU	CO2-	
				95		95		95		95	
ICH	PJ	Other Chemicals		287	283	318	294	326	326	333	283
INF	PJ	Other	Non Ferrous	379	374	420	388	430	430	440	374
		Metals									
INM	PJ	Other	Non Metallic	94	93	103	95	103	103	103	80
		Minerals									
IOI	PJ	Other	Non energy intensive	711	700	764	707	764	764	762	648
ICM	Mt	Cement		5	5	5	5	6	5	6	5
ILM	Mt	Lime		0	0	0	0	0	0	0	0

TRANSPORT SECTOR DEMAND:

80% Scenario			2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Units	Description	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80	BaU	CO2-80
TAI	PJ	Aviation International	55	55	59	59	62	62	64	64
TAV	PJ	Aviation Generic	0	0	1	1	1	1	1	1
TNA	PJ	Navigation	34	32	38	35	41	36	45	37
TNB	PJ	Navigation Bunker	3	3	3	3	3	3	3	3
TBI	MPk m	Road Bus Intercity	5,69	5,604	6,02	5,936	6,27	6,131	6,52	6,328
TBU	MPk m	Road Bus Urban	1,42	1,422	1,50	1,484	1,56	1,568	1,63	1,582
TCL	MPk m	Road Car Long Dist	44,6	44,02	51,7	50,93	55,7	54,52	59,8	58,06
TCS	MPk m	Road Car.Short Dist	11,2	11,03	12,9	12,77	13,9	13,98	15,0	15,00
TMO	MPk m	Road Moto	522	506	571	562	600	587	630	611
TTL	MPk m	Rail Pass. Light	128	128	136	136	141	141	147	147
TTP	MPk m	Rail Pass. Heavy	1,94	1,915	2,05	2,028	2,14	2,095	2,22	2,162
TFR	MTk m	Road Freight	22,2	21,92	24,9	24,60	27,2	26,01	29,6	27,85
TTF	MTk m	Rail Freight	369	364	415	408	452	442	492	477

95% Scenario			2020	2020	2030	2030	2040	2040	2050	2050
TIMES Code	Units	Description	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95	BaU	CO2-95
TAI	PJ	Aviation International	55	55	59	59	62	62	64	64
TAV	PJ	Aviation Generic	0	0	1	1	1	0	1	0
TNA	PJ	Navigation	34	32	38	35	41	36	45	37
TNB	PJ	Navigation Bunker	3	3	3	3	3	3	3	3
TBI	MPk m	Road Bus Intercity	5,69 0	5,604	6,02 6	6,026	6,27 2	6,131	6,52 3	6,328
TBU	MPk m	Road Bus Urban	1,42 2	1,401	1,50 7	1,507	1,56 8	1,533	1,63 1	1,582
TCL	MPk m	Road Car Long Dist	44,6 93	44,02 3	51,7 08	50,93 3	55,7 84	54,52 9	59,8 56	58,06 1
TCS	MPk m	Road Car.Short Dist	11,2 06	11,03 8	12,9 65	12,77 0	13,9 86	13,98 6	15,0 07	15,00 7
TMO	MPk m	Road Moto	522	514	571	562	600	587	630	592
TTL	MPk m	Rail Pass. Light	128	128	136	136	141	141	147	142
TTP	MPk m	Rail Pass. Heavy	1,94 4	1,915	2,05 9	2,028	2,14 3	2,095	2,22 9	2,028
TFR	MTk m	Road Freight	22,2 58	21,92 4	24,9 84	24,60 9	27,2 39	25,40 1	29,6 31	27,85 3
TTF	MTk m	Rail Freight	369	364	415	408	452	442	492	448

## REFERENCES:

CEC. 2011. *A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050.*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2011) 112.

Conefrey, T. and J. Fitz Gerald, 2010. "Managing Housing Bubbles in Regional Economies Under EMU: Ireland and Spain", *National Institute Economic Review*, Vol. 211, No. 1, pp. 211-299.

CSO. 2009. *Supply and Use and Input-Output Tables 2005*, Stationery Office, Dublin.

CSO. 2013. *National Income and Expenditure 2012*, Stationery Office, Dublin.

CSO, 2013, *Population and Labour Force Projections*, Dublin: The Stationery Office.

Fahey, T. And P. Lunn, 2011, *Households and Family Structures in Ireland*, Dublin: The ESRI and the Family Support Agency.

FitzGerald, J., Kearney, I., Bergin, A., Conefrey, T., Duffy, D., Timoney, K., and Žnuderl, N. 2013. *Medium-Term Review: 2013-2020*, No. 12, ESRI Forecasting Series ESRI, Dublin.

Kent, T. 2012. *Use of wood for heat in buildings in Ireland*, UCD Earth Institute-NESC Workshop, 16 May 2012.

CEC. 2011. *A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050.*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2011) 112.

Chiodi A., Gargiulo M., Rogan F., Deane J.P., Lavigne D., Rout U.K. and Ó Gallachóir B.P. 2013 *Modelling the impacts of challenging 2050 European climate mitigation targets on Ireland's energy system* **Energy Policy** Vol 53 pages 169 – 189

Chiodi A., Gargiulo M., Lavigne D., Rout U.K. and Ó Gallachóir B.P. 2013 *Modelling the impacts of challenging 2020 non-ETS GHG emissions reduction targets on Ireland's energy system* **Energy Policy** Vol 62, Pages 1438-1452

CSO. 2009. *Supply and Use and Input-Output Tables 2005*, Stationery Office, Dublin.

CSO. 2013. *National Income and Expenditure 2012*, Stationery Office, Dublin.

Deane J.P., Chiodi A., Gargiulo M. and Ó Gallachóir B.P. 2012 *Soft-linking of a power systems model to an energy systems model*. **Energy** Vol 42, Pages 303-312

FitzGerald, J., Kearney, I., Bergin, A., Conefrey, T., Duffy, D., Timoney, K., and Žnuderl, N. 2013. *Medium-Term Review: 2013-2020, No. 12*, ESRI Forecasting Series ESRI, Dublin.

Kent, T. 2012. Use of wood for heat in buildings in Ireland, UCD Earth Institute-NESC Workshop, 16 May 2012.

IEA 2012 *World Energy Outlook 2012*. Published by IEA Publications, Paris, France: 2012

McEniry J. et al, 2013. How much Grassland Biomass is available in Ireland in excess of Livestock requirements. Available online at [http://t-stor.teagasc.ie/bitstream/11019/451/1/ijafr\\_67-80.pdf](http://t-stor.teagasc.ie/bitstream/11019/451/1/ijafr_67-80.pdf)

Ó Gallachóir B.P., Chiodi A., Gargiulo M., Deane J.P., Lavigne D. and Rout U.K. 2013 *Irish TIMES Energy Systems Model (CCRP 2008 3.1)*. Report published by EPA. Available from <http://www.epa.ie/pubs/reports/research/climate/ccrpreport.html>

Ó Gallachóir B.P., Chiodi A., Gargiulo M., Deane J.P., Lavigne D. and Rout U.K. 2013 *Irish TIMES Energy Systems Model (CCRP 2008 3.1)*. Report published by EPA. Available from <http://www.epa.ie/pubs/reports/research/climate/ccrpreport.html>

ONS. 2011. *United Kingdom Input-Output Analytical Tables 2005*, Office of National Statistics.

[SEAI 2012. Bioenergy Supply Curves in Ireland 2010-2030. Available online at \(http://www.seai.ie/Publications/Energy\\_Modelling\\_Group/Energy\\_Modelling\\_Group\\_Publications/BioEnergy\\_Supply\\_Curves\\_for\\_Ireland\\_2010\\_-\\_2030.pdf\)](http://www.seai.ie/Publications/Energy_Modelling_Group/Energy_Modelling_Group_Publications/BioEnergy_Supply_Curves_for_Ireland_2010_-_2030.pdf)

[SEAI 2011. Bioenergy Roadmap to 2050: Available online at http://www.seai.ie/Renewables/Bioenergy\\_Roadmap.pdf](http://www.seai.ie/Renewables/Bioenergy_Roadmap.pdf)

### **3.19. LOW-CARBON AND ENERGY STRATEGIES FOR THE EU**



# GAIA

ÖKOLOGISCHE PERSPEKTIVEN FÜR  
WISSENSCHAFT UND GESELLSCHAFT  
ECOLOGICAL PERSPECTIVES FOR  
SCIENCE AND SOCIETY

1 | 2012



Mit freundlicher Unterstützung von



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Bundesamt für Raumentwicklung ARE

- **FOCUS:** 20 YEARS AFTER THE EARTH SUMMIT
- EU POLICY AND ENVIRONMENTAL GOVERNANCE
- LAND USE MANAGEMENT



GAIA is available online at [www.ingentaconnect.com/content/oekom/gaia](http://www.ingentaconnect.com/content/oekom/gaia)  
[www.oekom.de](http://www.oekom.de) | B 54649 | ISSN 0940-5550 |  
GAIAEA 21/1, 1–80 (2012)

# Low-carbon and Energy Strategies for the EU

## The European Commission's Roadmaps: A Sound Agenda for Green Economy?

*Renewable energy sources will play a prominent role in Europe's low-carbon economy and energy system in the future. But the European Commission holds reservations against a power sector completely based upon renewable energies because it underestimates their low-cost potential. Even more optimistic results could have been reached if several methodological biases had been avoided. And the potential for greening the economy in Europe could be far bigger. However, political and institutional factors might have influenced the assumptions and methodological choices.*

Christian Hey

**Low-carbon and Energy Strategies for the EU.** The European Commission's Roadmaps: A Sound Agenda for Green Economy?  
GAIA 21/1 (2012): 43–47 | **Keywords:** climate mitigation, decarbonization, energy scenario, renewable energies, roadmapping

Two communications by the European Commission, the *Roadmap for Moving to a Competitive Low-carbon Economy* (Low-carbon Roadmap, European Commission 2011 a) and the subsequent *Energy Roadmap 2050* (European Commission 2011 b), offer a framework for the transformation of Europe's energy economy. The *Low-carbon Roadmap* sets an overall mitigation target for 2050, a sectoral break-down of this target, and milestones to be achieved in the interim decades. Key targets are an overall 80 percent greenhouse gas (GHG) emissions reduction by 2050 and a 25 percent reduction by 2020. The *Energy Roadmap 2050* specifies how the energy sector, particularly the power sector, should contribute to meeting the reduction targets.

The approach of the European Commission must be seen in the context of the current green economy debate (OECD 2011), which discusses ways of decoupling resource consumption and economic growth. The green growth concept is based on the assumption that there is no fundamental contradiction between the objective of keeping human activity within safe boundaries (Rockström et al. 2009) and continued economic growth. But the green growth promise needs to answer critical questions: To what degree can economic growth and far-reaching GHG reductions be achieved simultaneously? Can this decoupling be accomplished without shifting problems from one environmental issue to another? Is a technology neutral approach to decarbonization appropriate?

tion to protect the global commons (Sinn 2008, Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen 2010, SVR 2011, chapter 6). On the other side, the emerging de-growth literature raises doubts about the technological optimism of the green growth agenda with the arguments that backstop-technologies are not always available, that one-dimensional solutions might create new problems in other areas, and that the rebound effect will limit the success of resource efficiency strategies (Jackson 2009, Seidl and Zahrnt 2010, Sorrell 2010, Westley et al. 2011).

The *Low-carbon Roadmap* and the *Energy Roadmap 2050* provide arguments against both of these sceptical schools of thought. The economic modelling underlying the roadmaps suggests that in the case of GHG mitigation the green growth promise is realistic. The European Commission develops an interesting counterargument against claims that unilateral mitigation increases cost, but does little to save the climate. The key point is that cost differences between a European low-carbon economy and the rest of the world – and therefore potential negative effects on European competitiveness – are limited, both in the case of coordinated global action and in the case of unilateral action. Coordinated global action creates a level playing field among regions; hence higher mitigation costs will not lead to a competitive disadvantage. In the case of unilateral action for GHG mitigation, the European Commission works on the assumption that there will be a consid-

>

### Overall Assessment – the Economic Rationale

The green growth agenda is challenged from two sides: on the one side, neoclassical economists tend to perceive pollution abatement as a cost and see little economic rationale for unilateral ac-

**Contact:** Dr. Christian Hey | German Advisory Council on the Environment (SRU) | Luisenstr. 46 | 10117 Berlin | Germany | Tel.: +49 30 2636960 | E-Mail: christian.hey@umweltrat.de

© 2012 C. Hey; licensee oekom verlag.  
This is an article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License (<http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/>), which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

erable increase in fossil fuel prices due to the continued growth of global energy demand. The resulting higher prices would lower the differential cost between a low-carbon and a business-as-usual economy (European Commission 2011c). This justifies the claim by the European Commission that the *Low-carbon Roadmap* is in line with the *Europe 2020 Strategy for Smart, Sustainable and Inclusive Growth* (European Commission 2010b). This point is enhanced by the *Energy Roadmap*: in 2050, overall energy system costs will be similar in all scenarios including the reference scenario, which only assumes an overall reduction of GHG emissions of 40 percent (European Commission 2011 d). The key difference between a moderate and a low-carbon scenario is that – independent of technology choice – a low-carbon scenario requires a considerably higher level of capital investment during the transition period.

### Positive Driver for Development

The European Commission does not interpret this investment purely as a cost – as mainstream economists would tend to do – but rather as a positive driver for the development of lead markets for low-carbon technologies, for technological innovation and, ultimately, for economic growth. It estimates that the transition to a low-carbon economy would need an additional investment of 1.5 percent of European gross domestic product, which would bring investment in the European economy back to pre-crisis levels (European Commission 2011 a). In effect, the *Low-carbon Roadmap* is considered as an instrument to avert the pending economic crisis. As additional benefits, the European Commission mentions lower vulnerability to energy price fluctuations and other environmental and health benefits. These broader co-benefits of investing in a low-carbon economy are not sufficiently taken into account by mainstream economists.

The 2050 target of a domestic 80 percent GHG emissions reduction is, however, only at the lower end of the range of required emissions reductions. It still leaves scope for economic optimization and burden sharing among different sectors' reduction efforts. A 95 percent target would require the full mobilization of all available options independent of costs (Öko-Institut and Prognos AG 2009).<sup>1</sup> It would, of course, be interesting to see if such a more ambitious target is also compatible with the green growth promise (Edenhofer et al. 2009, Hulme et al. 2009) or if it requires changes beyond the transformation of technological systems. Such an analysis would contribute to a better-informed discussion on

the more recent new limits to growth debate (Jackson 2009, Sorrell 2010). Due to considerably higher costs, this target might risk coming into conflict with short-term economic growth objectives, but as unmitigated climate change will also have negative effects on the economy, this trade-off would merit more serious reflection.

### A Long-term Transformation

A successful long-term transformation also needs an effective early start. The *Low-carbon Roadmap* fails to launch an initiative to achieve a more ambitious short-term reduction. The existing 20 percent GHG emissions reduction target for 2020 (adopted by the EU institutions in 2008) will be easy to achieve due to the drop in emissions caused by the current financial and economic crisis. Even though the European Commission and other study groups warn about delayed action (European Commission 2010a, Jaeger et al. 2011), there is no winning majority in the Council of Member States for moving towards a 30 percent target. Many studies – and indeed the European Commission's own analysis – show that an overly slow reduction curve in this decade may increase the risk of getting locked-in technologies which deliver modest reductions today but are incompatible with the 2050 targets. Modest short-term reductions will require an even steeper reduction curve later. This could lead to stranded investments and/or a failure to meet the targets (Unruh 2000, SRU 2011 a, chapter 8). The problem of technological lock-in is especially persistent in the power and the transport sectors. If, for instance, modest targets do not discourage investments in new coal power plants, then this new generation capacity may dominate the sector for decades and make the transition to low-carbon sources more difficult. The same applies for long-lived infrastructures, which might become obsolete in a low-carbon economy. Overall, the *Low-carbon Roadmap* paints a fairly optimistic picture, but it leaves a number of key questions unanswered, namely on how to start the transition early and on the economics of a more ambitious GHG target.

### Technology Choices: Technology Neutrality versus Priorities?

In the context of the climate mitigation debate the concept of technology neutrality plays a key role. Technology neutrality means that all low-carbon technologies – nuclear energy, coal and gas with carbon capture and storage (CCS), and renewable energy – are equally welcome as long as they deliver emissions reductions at competitive costs. Technology choice is usually considered to be market-driven and not policy-driven. An ideal-type technology-neutral transition towards a low-carbon economy is often presented as a “cap-and-trade” system in which mitigation costs and their relationship to the carbon price determine technology choice. However, the idea of technology neutrality has a number of prob-

<sup>1</sup> Adopting the so-called budget approach proposed by the German Advisory Council on Global Change (WBGU 2009) would imply that industrialized countries need to achieve a reduction of more than 90 percent in order not to exceed their fair share of a global budget of 750 gigatons GHG emissions between 2010 and 2050. This global budget is calculated on the assumption that with this level of reduction it is with a high probability possible to avoid a temperature increase above two degrees Celsius. National carbon budgets are then determined on the basis of an equal per capita allocation.



lems being also related to the critical green economy discourse. The concept invites a shifting of problems – the solving of one problem at the expense of creating another. Measures to mitigate GHG emissions can often have negative effects on other environmental objectives, such as maintaining the life-supporting functions of ecosystems, respecting biodiversity targets and minimizing risks to future generations (SRU 2011 a, chapter 2). There are also more technical problems. Infrastructure needs, for instance, may in some cases be technology-specific. A massive deployment of off-shore wind energy in the North Sea would require strong north-south grid connections to bring the electricity from its source to consumers in the south (see figure). In contrast, a nuclear energy strategy is best served by east-west interconnectors that can make full use of France's nuclear energy.

Technology neutrality also assumes that all technologies can coexist in harmony. But traditional large-scale electricity generation is not easily compatible with high shares of intermittent renewable sources, as the latter would require more flexibility than the former can offer, both technically and economically. Finally there is a political dimension: not all low-carbon technologies are publicly accepted. This is especially the case for nuclear energy after the Fukushima nuclear disaster. Cost considerations, there-

**FIGURE:** What technologies will guarantee Europe's energy supply? The European Commission relies on renewables like off-shore wind turbines – however, other low-carbon technologies should play a certain role as well.



fore, should not be the only decision criterion used when making a choice between low-carbon technologies.

Officially, the European Commission's approach towards the low-carbon economy is technologically neutral (European Commission 2011 b). The idea of technology neutrality reflects the institutional constraints of the EU (Calliess and Hey 2012, SRU 2011 a, chapter 6). Two of the EU's essentially constitutional characteristics – the internal market and the Lisbon Treaty – limit the competence of the EU to steer directly the choice of energy sources, as this would be inconsistent with the principles of a liberalized European energy market and with matters deemed to be of national sovereignty.

## Low-carbon Energy Scenarios

Such arguments against technology neutrality are not reflected in the *Low-carbon Roadmap* and only to a very limited degree in the *Energy Roadmap 2050*. This can be illustrated with the example of the power sector. The suggested reduction pathway for the power sector is ambitious: the EU Commission proposes a close to complete GHG phase-out by 2050 (93 to 99 percent). This is based upon economic assessments that suggest that the power sector has the lowest long-term mitigation costs. The *Low-carbon Roadmap* assumes that in 2050 renewable sources will account for 50 to 55 percent of total electricity production, whereby a continued reliance on nuclear and coal and gas with CCS fill the gap (European Commission 2011 c).<sup>2</sup> But it has turned out in 2011 – after the Fukushima accident, when the German energy policy changed away from nuclear energy and considerable problems with the development of CCS became evident (Esken et al. 2010, Knopf et al. 2010) – that a decarbonization strategy mainly relying upon a nuclear renaissance and strong deployment of CCS is illusionary. Following this path will undermine the credibility of the low-carbon agenda.

This may explain the different approach of the *Energy Roadmap 2050* which is much more favorable for renewable energies. Its analysis uses the same data but adopts a different approach and compares the respective economic performance of different low-carbon technology mixes. Furthermore, it abstains from expressing a preference for any particular technology mix, but energy efficiency plays an important role in all scenarios. In the five different low-carbon scenarios, renewable sources achieve a share between 59 and 97 percent of total electricity generation. So even in a “nuclear scenario”, the assumed growth of nuclear generation is minimal compared to the assumed growth of electricity from renewable sources. In sum, the European Commission outlines that the share of electricity generated from renewable sources will at least be able to quadruple between 2008 and 2050. In addition, the Commission concludes that overall ener-

<sup>2</sup> This is quite close to the scenarios commissioned by or written in close cooperation with the European power sector (EURELECTRIC 2011, ECF 2010).

gy system costs will not differ significantly between the scenarios and that they will reach levels of around 2 600 billion Euro annually between 2011 and 2050 (European Commission 2011 d, table 6). So while rhetorically advocating a technology-neutral approach and emphasizing the benefits of nuclear and CCS technology, the analysis of the European Commission effectively makes the case for a transition towards renewable energy as the dominant, yet not the only low-carbon source of electricity.

Interestingly, therefore, the high renewables scenario does not fare well in the Commission's opinion. There is a cost leap between a renewable share of about 60 percent and one of 97 percent: the high renewables scenario leads to the relatively highest electricity price increases of 82 percent – compared to ranges of 34 to 52 percent in the other scenarios (European Commission 2011 d, p. 31). The average price after tax, covering running, and investment cost per megawatt hour electricity, is assumed to amount to 199 Euro. This is between 35 and 52 Euro higher than in the other scenarios (European Commission 2011 d, table 10). The Commission identifies a number of reasons for this significant difference. The renewable scenario requires the highest infrastructure investments, which are 30 to 40 percent above the investment needs of the other scenarios running up to 2050, mainly for electricity storage and connecting off-shore wind energy to the grid. Further cost drivers are very high installed capacities compared to electricity generation. Due to a lack of assumed storage capacity, the scenario requires fossil fuel-based power plants with CCS with a capacity of 53 gigawatt to back up intermittent renewable power. Overall, the relatively weak performance of the renewable energy scenario is primarily due to a number of outdated cost-driving technology assumptions related to the high volatility of renewable energy sources, which do not appropriately reflect the state of knowledge in this field. For example, by far the cheapest available storage technology is pump storage in combination with existing hydropower generation. The German Advisory Council on the Environment (SRU) has identified considerable low-cost pump storage potential in Norway, which, if used, could scale down considerably renewable electricity generation overcapacities and reduce storage costs (SRU 2011 b).<sup>3</sup>

## Conservative Assumptions

A further bias of the analysis underlying the *Energy Roadmap 2050* is that its assumptions on cost reductions as a function of market penetration are extremely conservative, especially with regard to wind power, which will dominate the renewable power mix. The argument put forward by the European Commission that no sig-

nificant cost reductions for wind energy (maximum minus ten percent) can be expected by 2050, is not in line with current research. For example, the German Research Centre for Aeronautics and Space (DLR) quotes cost reductions of 75 percent for off-shore wind energy over the same period (SRU 2011 a, p. 89). Also the more conservative *Technology Roadmap* by the International Energy Agency (IEA 2009, p. 17) assumes cost reductions of 23 to 38 percent for wind energy (see also IPCC 2011, p. 591).

There are also considerable doubts whether the assumed cost reductions for nuclear power and CCS technology hold up to close scrutiny. As the Commission itself argues, additional investment will be needed in order to minimize nuclear risk and to comply with an ambitious safety philosophy. Nevertheless, the scenario works with a drop in capital costs for the third generation of nuclear reactors by close to 20 percent between 2010 and 2050.

It is beyond the scope of this article to analyze whether the *PRIMES Model*, which is at the core of the energy system simulations for the European Commission, is accurately designed to calculate an optimized renewable power mix which addresses the issue of intermittency, energy storage, and grid investment. An alternative model which simulates a cost-optimized renewable power mix on an hourly basis is the *Remix Model* by the DLR. It has been used by the SRU to identify a low-cost, fully renewables-based power mix for Europe and North Africa. This model is part of a backcasting approach, starting from a defined situation in 2050: a 100 percent renewable electricity scenario that was calculated for 36 countries of the European and North-African region. Backcasting is structurally prone to provide more optimistic results for system transitions than forecasting approaches inherent in the *PRIMES Model* (Hertin et al. 2010). The result of the SRU-DLR scenario for the EU is in sharp contrast to that of the analysis carried out by the European Commission, as it puts the average cost of a fully-renewable power system at 65 Euro per megawatt hour (SRU 2011 b, annex I). Although the figures cannot be directly compared with the *Energy Roadmap 2050* scenarios due to methodological differences, they show that other long-term scenarios arrive at considerably lower costs than that of the European Commission.

## Conclusion

The European Commission has undergone a notable change from a one-sided pro-nuclear agent in the early 1990s (Hey 1994) to an advocate of a balanced low-carbon energy mix and later to a moderate supporter of a system mainly relying on renewable electricity. However, it continues to hold reservations against a power sector completely based upon renewables. The arguments used to support these reservations are flawed. On the other hand, a fundamental system preference might be premature, considering the energy policy orientations of most member states, the limited competence of the EU to define the national power mix, and the influence of the power sector in the EU. If the current trends

<sup>3</sup> The union of the electricity industry EURELECTRIC (2011) has also identified unused pump storage potential in Europe's mountainous regions, which would at least double existing storage capacity. Moreover, CAES technology (Compressed Adiabatic Air-Energy Storage), which has considerably higher conversion efficiency than hydrogen-based storage technologies (SRU 2011 b), has not been systematically analyzed by the Commission.



seen with the dynamic development of renewable electricity and the relative stagnation of conventional power continue, the current rather moderate pro-renewable position may still be reviewed and strengthened in later policy cycles.

The *Low-carbon Roadmap* and the *Energy Roadmap 2050* make impressive cases for the green growth agenda. The roadmaps and the extensive research presented in the impact assessments accompanying them show that deep cuts in GHG emissions and the required transformation of the energy system within a few decades are compatible with a growth agenda. The Commission shows that the necessary investments and the technological innovation associated with those investments can help stabilize the economy and improve competitiveness. There is a lead market advantage that can come from an early reduction of GHG emissions. It is also shifting over to the politically and institutionally difficult path of advocating for renewable energy sources as the dominant energy in the decades to come. Rhetorically, however, the Commission continues to insist on a technology-neutral approach of decarbonization as this is more compatible with the institutional and political realities of the EU than is a clear-cut technology system decision.

A thorough analysis of the required transformation suggests, however, that a successful and efficient political strategy for a low-carbon energy system should not be based on the concept of technology neutrality. The reason is that this might risk the creation of systemic inconsistencies between different technologies and a shifting of problems. Instead, the strategy should be driven by technology choices that make use of sustainability criteria. Energy efficiency and renewable energy development that occurs within a strong framework for protecting biodiversity should merit priority treatment.

## References

- Calliess, C., C. Hey. 2012. Erneuerbare Energien in der Europäischen Union und EEG: Eine Europäisierung von unten? In: *20 Jahre Recht der erneuerbaren Energien*. Edited by T. Müller, M. Schütt. Baden-Baden: Nomos. 219–253.
- ECF (European Climate Foundation). 2010. *Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe*. Volume 2: Policy recommendations. Den Haag: ECF.
- Edenhofer, O. et al. 2009. *RECIPE – The economics of decarbonization. Synthesis report*. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK).
- Esken, A. et al. 2010. *RECCS plus: Regenerative Energien im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- EURELECTRIC. 2011. *Hydro in Europe: Powering renewables*. Brussels: EURELECTRIC.
- European Commission. 2010 a. *Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage*. (COM) 265 final. Brussels: European Commission.
- European Commission. 2010 b. *Europe 2020. A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*. (COM) 2020 final. Brussels: European Commission.
- European Commission. 2011 a. *A roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050*. COM (2011) 112/4. Brussels: European Commission.
- European Commission. 2011 b. *Energy Roadmap 2050*. COM (2011) 885/2. Brussels: European Commission.
- European Commission. 2011 c. *Impact assessment. A roadmap for moving to a competitive low-carbon economy in 2050*. SEC (2011) 288 final. Brussels: European Commission.
- European Commission. 2011 d. *Energy Roadmap 2050*. SEC (2011) 1565/2, part 1/2. Brussels: European Commission.
- Hertin, J., C. Hey, F. Ecker. 2010. The future of the European electricity supply: Moving from energy-mix projections to renewables-based scenarios. *Renewable Energy Law and Policy Review* 1/2: 131–139.
- Hey, C. 1994. *Umweltpolitik in Europa. Fehler, Risiken, Chancen. Ein Greenpeace-Buch*. Munich: Beck.
- Hulme, M., H. Neufeldt, H. Colyer, A. Ritchie (Eds.). 2009. *Adaptation and mitigation strategies: Supporting European climate policy. The final report from the ADAM Project*. Norwich: Tyndall Centre for Climate Change Research, University of East Anglia.
- IEA (International Energy Agency). 2009. *Technology roadmap wind energy*. Paris: IEA.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2011. *Special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Jackson, T. 2009. *Prosperity without growth. Economics for a finite planet*. London: Earthscan.
- Jaeger, C. C., L. Paroussos, D. Mangalagu, R. Kupers, A. Mandel, J. D. Tabara. 2011. *A new growth path for Europe. Generating prosperity and jobs in the low-carbon economy*. Potsdam: European Climate Forum.
- Knopf, S., F. May, C. Müller, J. P. Gerling. 2010. Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60/4: 76–80.
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development). 2011. *Towards green growth*. Paris: OECD.
- Öko-Institut, Prognos AG. 2009. *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Berlin: World Wide Fund For Nature (WWF).
- Rockström, J. et al. 2009. A safe operating space for humanity. *Nature* 461/7263: 472–475.
- Seidl, I., A. Zahrnt (Eds.). 2010. *Postwachstumsgesellschaft. Konzepte für die Zukunft. Ökologie und Wirtschaftsforschung*. Volume 87. Marburg: Metropolis.
- Sinn, H.-W. 2008. *Das Grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*. Berlin: Econ.
- Sorrell, S. 2010. Energy, economic growth and environmental sustainability: Five propositions. *Sustainability* 2/6: 1784–1809.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen). 2011 a. *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.
- SRU. 2011 b. *Pathways towards a 100% renewable electricity system*. Berlin: SRU.
- SVR (Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung). 2011. *Verantwortung in Europa wahrnehmen – Herausforderungen im Inland. Jahresgutachten 2011/2012*. Wiesbaden: SVR.
- Unruh, G. C. 2000. Understanding carbon lock-in. *Energy Policy* 28/12: 817–830.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen). 2009. *Kassensturz für den Weltklimavertrag: Der Budgetansatz*. Sondergutachten. Berlin: WBGU.
- Westley, F. et al. 2011. Tipping toward sustainability: Emerging pathways of transformation. *AMBIO* 40/7: 726–780.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen. 2010. *Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung*. Berlin: Bundesministerium der Finanzen (BMF).

Submitted September 5, 2011; revised version accepted January 2, 2012.

### Christian Hey



Born 1961 in Saarlouis, Germany. Diploma in science of public administration and a PhD in political sciences. Doctoral thesis on sustainable mobility in Europe. Secretary General of the German Advisory Council on the Environment (SRU) and Chair of the Energy Working Group of the European Environment and Sustainable Development Advisory Councils (EEAC). Research interests: EU environment, transport, energy policy and governance.

**3.20. DECARBONIZATION OF FOSSIL FUELS  
AS A STRATEGY TO CONTROL GLOBAL WARMING**



# Decarbonization of fossil fuels as a strategy to control global warming

Tasneem Abbasi, S.A. Abbasi\*

Centre for Pollution Control & Environmental Engineering, Pondicherry (Central) University, Pondicherry 605 014, India

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 25 April 2010

Accepted 22 November 2010

## ABSTRACT

With the world reaching near-total consensus on the seriousness of the global warming impacts, and on the urgency to halt further warming, R & D efforts have intensified many-fold to find ways and means of global warming control. One of the avenues being explored is 'decarbonization' of fossil fuel use by either decarbonizing the fuels before they are burnt or by capturing the CO<sub>2</sub> they emit on combustion.

In this paper the various available options are reviewed in the context of their economic and environmental viability. It emerges that even as the goal is very enchanting, the possibility of its realization appears remote. It also follows that the only sure method of reducing greenhouse gas emissions presently available to humankind is by reducing consumption of energy and other resources.

© 2011 Published by Elsevier Ltd.

## Contents

1. Introduction .....	1828
2. CO <sub>2</sub> capture and sequestration before or after fossil fuel combustion .....	1829
2.1. In-plant carbon dioxide capture and sequestration (ICCS): pre-combustion and post-combustion capture of CO <sub>2</sub> in power plants .....	1829
2.2. Storage/disposal of captured CO <sub>2</sub> .....	1829
2.2.1. Other avenues of CO <sub>2</sub> sequestration .....	1830
3. Generating hydrogen from fossil fuels with simultaneous CO <sub>2</sub> sequestration .....	1831
4. Direct decarbonization of fossil fuels with solid carbon capture .....	1832
References .....	1833

## 1. Introduction

If ways and means can be found to 'capture' CO<sub>2</sub> which is released during the use of fossil fuels, further global warming can be halted. Or if fossil fuels can be decarbonized before they are burnt, by recovering solid carbon from them, the same objective can be achieved. It will also give the world atleast 200 more years to fully shift to alternative energy sources because CO<sub>2</sub> capture will enable the use of the existing reserves of fossil fuels (which are expected to last 200 years) without the risk of worsening global warming that has already occurred.

And if ways can be found to capture the CO<sub>2</sub> that has already been released into the atmosphere? That would be absolutely fantastic because then we can reverse global warming and bring our ailing earth (with is getting increasingly 'feverish') back to normal!

These are enchanting prospects. But, as of now neither carbon nor CO<sub>2</sub> capture, in power plants or from the atmosphere, is any-

where near economic feasibility. Worse, all options seem to be fraught with serious ecological and societal risks. Not the least of the challenge is associated with the overall magnitude of the task: as much as 25 billion tonnes of CO<sub>2</sub> is generated worldwide by anthropogenic activities every year [19] and all of it has to be captured and safely sequestered if the globe is to be stopped from getting warmer than it already has. As things stand, it will be quite some time before truly eco-friendly as well as cost-effective decarbonization technologies are developed, if at all. Nevertheless, given the great promise of this option, intensive R&D efforts are being made across the world which are briefly reviewed in this paper.

The review is specifically focused on four broad approaches to decarbonization being currently pursued:

- (i) Capture and sequestration of CO<sub>2</sub> before or after fossil fuel combustion
- (ii) Fossil fuel hydrogen production with CO<sub>2</sub> sequestration
- (iii) Direct decarbonization of fossil fuels by solid carbon capture
- (iv) Capture of atmospheric CO<sub>2</sub>

Various innovative ideas are being advanced for each of the broad approaches. Of these a few are under large-scale field-testing,

\* Corresponding author. Tel.: +91 94432 65262.

E-mail address: [prof.s.a.abbasi@gmail.com](mailto:prof.s.a.abbasi@gmail.com) (S.A. Abbasi).



for example CO<sub>2</sub> sequestration for an enhanced oil recovery [13,37], but most are still undergoing the preliminary proof-of-the-concept scrutiny or technical feasibility assessment [15,38].

## 2. CO<sub>2</sub> capture and sequestration before or after fossil fuel combustion

### 2.1. In-plant carbon dioxide capture and sequestration (ICCS): pre-combustion and post-combustion capture of CO<sub>2</sub> in power plants

In this route CO<sub>2</sub> is sought to be captured and securely stored in geologic formations (e.g., deep coal seams, depleted oil and gas reservoirs), the ocean, saline aquifers, terrestrial ecosystems, etc. [31].

Two technological approaches are being pursued: pre-combustion or post-combustion (Fig. 1). In the former approach (Fig. 1A), the fossil fuel is reformed or gasified to a syngas (predominantly, a mixture of H<sub>2</sub> and CO), which is further processed to H<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub> mixture. After capturing CO<sub>2</sub> from the gas, hydrogen is used for power generation as a non-carbon fuel. In the other approach, CO<sub>2</sub> is captured after combustion of a fossil fuel (e.g., from flue gases at power stations) using air (Fig. 1B) or oxygen (Fig. 1C). The advantage with using oxygen for combustion instead of air is that the flue gas doesn't get diluted with nitrogen, and consists mainly of water vapor and CO<sub>2</sub>. After condensation of water, an almost pure CO<sub>2</sub> stream results for sending to the sequestration unit.

One of the routes to precombustion decarbonization is the sorption-enhanced water-gas shift (SEWGS) process [38]. In this process carbon dioxide is removed from a synthesis gas at elevated temperature by adsorption. Simultaneously, carbon monoxide is converted to carbon dioxide by the water-gas shift reaction. The periodic adsorption and desorption of carbon dioxide is induced by a pressure swing cycle, and the cyclic capacity can be amplified by purging with steam. Among the sorbents, hydrotalcite-based materials have been found particularly attractive and commercial

high-temperature shift catalysts are utilizable for the conversion of carbon monoxide.

Even though, on surface ICCS appears to be a very attractive route to making the fossil fuel use a clean exercise, in practice ICCS is an energy-intensive and costly process involving several steps: CO<sub>2</sub> capture, pressurization, liquefaction, transportation and final disposal [34]. The last, and the most crucial of the three steps, which may involve injection of liquid CO<sub>2</sub> (L-CO<sub>2</sub>) into geologic formations, or in aquifers, is fought with major ecological and societal risks.

It has been estimated by the Intergovernmental Panel on Climate Change [19] that the addition of the ICCS provision to any power plant would increase the fuel usage by 11–40% and the cost of energy from a new power plant with CCS will go up by 21–91% [31]. Even partial reduction in carbon emissions to 112 g/kWh would increase the kWh cost by about 32% [15]. A carbon tax as high as \$100–300/tonne would be necessary to make CO<sub>2</sub> sequestration viable with the current technology [18]. The net cost of CO<sub>2</sub> disposal, however, could be significantly reduced if CO<sub>2</sub> sequestration is accompanied by an enhanced oil recovery [8], or if the power plant is located near depleted natural gas wells where recovered CO<sub>2</sub> could be re-injected. But such favorable sites are only few, and far between.

### 2.2. Storage/disposal of captured CO<sub>2</sub>

Capturing CO<sub>2</sub> is only half of the challenge; the more difficult half is to 'lock-away' the captured gas. The quantities involved are staggering, of the order of billions of tonnes per year. Some of the ongoing large-scale demonstration and field testing projects, mainly for CO<sub>2</sub> sequestration for an enhanced oil recovery, are:

- Deep saline aquifer disposal of CO<sub>2</sub> (about 1 million tonnes/year) captured from an offshore natural gas processing platform, at Norway.

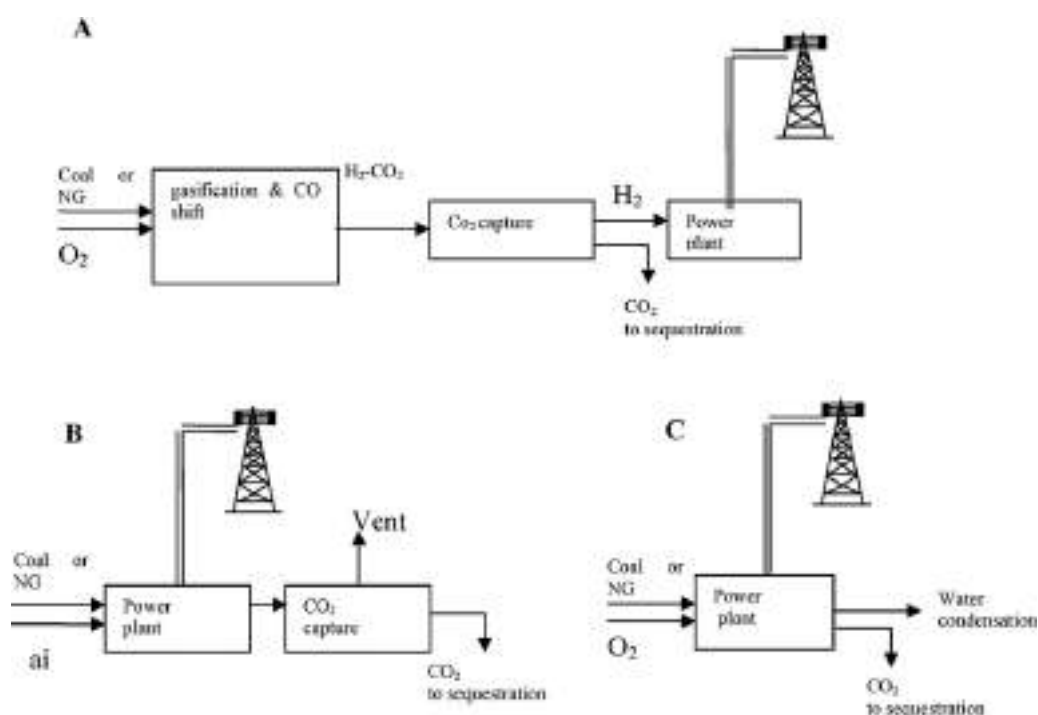


Fig. 1. Fossil fuel decarbonization strategies: (A) post-combustion; (B) pre-combustion, with air; (C) pre-combustion with oxygen.

Adopted from [31].

- Sequestration of over 28 million tonnes/year of CO<sub>2</sub> for an enhanced oil recovery, at USA.
- Enhanced gas recovery demonstration project of 8 million tonnes CO<sub>2</sub>/year capacity, at The Netherlands.
- A project in which 3 million tonnes of CO<sub>2</sub> per year is injected into a coal seam, European Union.
- Capture of 1.5 million tonnes CO<sub>2</sub> per year and piping it to Weyburn (Canada) for enhanced oil recovery, at USA/Canada.
- Capturing of CO<sub>2</sub> from natural gas (NG) processing and re-injection for enhanced NG recovery; 1.2 million tonnes CO<sub>2</sub>/year, at Algeria.
- Disposal of 0.1 million tonnes CO<sub>2</sub>/year in saline formation and a depleted gas field, at Australia.
- Capture of 0.01 million tonnes of CO<sub>2</sub> per year and disposal in a deep land-based saline formation, European Union.

Implementation of these technologies on a large-scale worldwide as a solution for the fossil fuel-related environmental problems would become feasible only if three major challenges are overcome [16]:

- (i) Significant reduction in cost.
- (ii) An assessment of key risk factors associated with the long term environmental impact.
- (iii) Finding adequate sinks or 'storehouses' for the captured CO<sub>2</sub>.

Deep ocean CO<sub>2</sub> sequestration has been proposed but it has more opponents than advocates because of its possibly very serious impact on the aquatic environment in the form of ocean acidification and other major disruptions in the marine and oceanic life. As it is, oceans have come under serious threat due to the acidification that has already occurred [5,26,33] as a consequence of having absorbed nearly a third of all extra CO<sub>2</sub> that has been emitted in the last 200 years. If oceans are forced to absorb more CO<sub>2</sub> the consequences can be catastrophic [11].

Geological disposal seems to be a less expensive option than ocean sequestration, but it has major hazards associated with it. For example, leakage of CO<sub>2</sub> from the storage site could lower the pH of water-bodies causing the leaching of harmful trace elements in freshwater aquifers and can adversely affect soil chemistry [6]. It can also exacerbate the adverse impact of acid rain [2–4], thus compounding the associated risks [1,20–25]. Although CO<sub>2</sub> injection into geologic formations is being practiced by petroleum industry for an enhanced oil recovery [8], it is not yet possible to predict with confidence the storage volumes, formation integrity and storage permanence over long time periods.

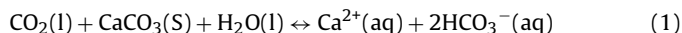
It would not be easy to find safe and secure spaces for storing the 25 billion tonnes of CO<sub>2</sub> produced annually worldwide. When such sites are located, it will not suffice to just assess the capacity of each prospective storage site but the probability of CO<sub>2</sub> leaking from it over a reasonable period of time will also have to be assessed. Two classes of risks must be considered for CO<sub>2</sub> storage sites: gradual and sudden [35]. The gradual risk includes 'domino effect' whereby one adverse impact becomes the trigger for another adverse impact which, in turn, propagate the impact chain further and further [21,24,25]. According to some estimates, even 1% leak rate could cancel out the sequestration effort in a century [10]. On the other hand, a sudden leakage could be catastrophic for humans and animals, considering potentially high human risk of a sudden CO<sub>2</sub> release. At the site of the lake Nahos in Africa, about three thousand people were asphyxiated when there was an abrupt release of CO<sub>2</sub> [31]. Given this antecedent, there will always be strong popular opposition to the location of CO<sub>2</sub> storage sites anywhere close to populated areas.

Another major concern is that the CCS route described above is technically feasible only for centralized sources, such as power

plants, and large chemical plants. But those sources account for only about a half of the total CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere [19], and another half comes from domestic heat sources and transportation involving myriads of small dispersed sources of CO<sub>2</sub> that would be technically and economically prohibitive to capture and dispose. Taking all the above facts into consideration, it has been estimated that realistically only 20–40% of CO<sub>2</sub> emissions could be sequestered by 2050, which may prove 'too little too late' to prevent seriously adverse impact on climate [29].

### 2.2.1. Other avenues of CO<sub>2</sub> sequestration

The environmental and direct human safety risks associated with geologic and ocean CO<sub>2</sub> sequestration have prompted efforts to seek more environmentally 'benign' means of CO<sub>2</sub> sequestration. Attempts are being made to develop methods with which permanent containment of the disposed CO<sub>2</sub> can be achieved while avoiding negative environmental impact of the sequestration. Mineral carbonation is considered as a possible route: for example, the mineral olivine (Mg<sub>2</sub>SiO<sub>4</sub>) can be used to convert CO<sub>2</sub> into an environmentally benign mineral magnesite (MgCO<sub>3</sub>). It has also been proposed to mix liquid CO<sub>2</sub> (L-CO<sub>2</sub>) with pulverized limestone and water and release the resulting emulsion in the oceans at a depth below 500 m [17]. When L-CO<sub>2</sub> is mixed with CaCO<sub>3</sub> and water, the following equilibrium is established:



The reaction lifts the pH around the release point by about 2 units, which is close to the ambient pH value. According to the proposers of this option, the bi-carbonate solution will have an indefinite sequestration time. But these CO<sub>2</sub> sequestration methods are prohibitively expensive and would increase the cost of CO<sub>2</sub> disposal in the ocean by 150%. Moreover oceanic disposal of large quantities of CO<sub>2</sub> in this manner is fraught with great risks mentioned earlier.

Among other ideas is the possible use of micron-sized carbon particles to stabilize L-CO<sub>2</sub> on the ocean floor by creating a protective carbon-CO<sub>2</sub>-hydrate 'skin' that would prevent L-CO<sub>2</sub> from interacting with seawater and, subsequently, changing its pH [30]. At the pressure of 100 bar and higher at the ocean floor and at the temperature prevailing there, L-CO<sub>2</sub> and water are not miscible, and the two liquids may remain separated into two phases similar to an oil-water system. The proposed concept is based on the assumption that if the L-CO<sub>2</sub>-water system indeed behaves like a two-phase oil-water system, it could be stabilized by micron-sized carbon particles in the same way as stabilization of oil-water emulsions by a film of highly dispersed solid particles occurs during the production of crude oil. In addition, the presence of polar groups on the surface of carbon particles could catalyze (or enhance) the formation of solid CO<sub>2</sub> hydrates (CO<sub>2</sub>·nH<sub>2</sub>O, where 6 < n < 8) that would form a layer between seawater, carbon particles and L-CO<sub>2</sub> phase. If this happens, L-CO<sub>2</sub> will be protected by a double 'skin' of two solid phase layers: Carbon and CO<sub>2</sub>-hydrate (Fig. 2). Computer simulations indicate that the CO<sub>2</sub>-hydrate layer retards the CO<sub>2</sub> dissolution rate in water by a factor of 2.7 [12]. The presence of an additional carbon layer, in all likelihood, would further slow down the dissolution process.

In order for the CO<sub>2</sub> droplet to sink at the depth of 500 m (where seawater density is 1.027 g/mL), the carbon:L-CO<sub>2</sub> ratio should be 1:9 (by weight) or greater. At the seawater depths of 500 m and greater, the CO<sub>2</sub> hydrate has the density 1.12 g/mL, i.e., about 10% greater than seawater, which would allow significantly reducing the amount of carbon required to sink the carbon:L-CO<sub>2</sub> droplet. Further, it would suffice to inject the carbon-laden L-CO<sub>2</sub> droplets at the depth of 500 m, instead of 3000 m that would be required for L-CO<sub>2</sub> injection without carbon. This would substantially lower the cost of CO<sub>2</sub> sequestration by reducing the length of pipelines

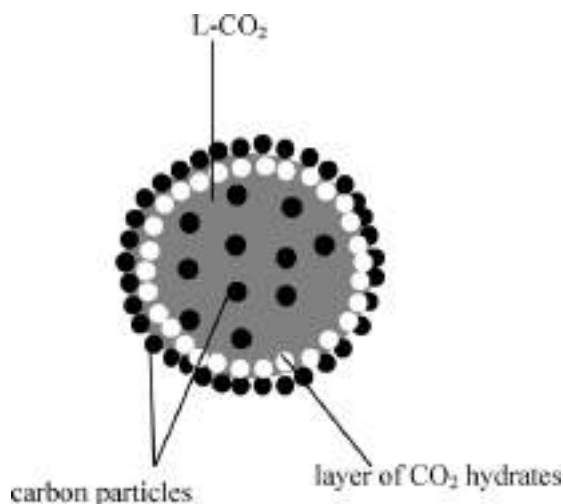


Fig. 2. Representation of the formation of a double layer of hydrates (white bullets) and carbon (black bullets) around liquid CO<sub>2</sub> droplet.

and decreasing the energy consumption. It would also increase the number of sites along the coastline that could be used for CO<sub>2</sub> sequestration.

Very preliminary 'proof-of-the-concept', experiments using silicone oil (density 0.971 g/mL) as a L-CO<sub>2</sub> model have demonstrated that the oil droplets with suspended carbon black particles sank to the bottom of a beaker filled with seawater, and the resulting carbon–oil–seawater system was stable for over 15 months. But the proposed concept would be technically and economically viable only if large quantities of carbon are available; from this viewpoint any carbonaceous material, including coal particles, natural carbonates, petroleum coke, etc. could potentially be applicable.

But whether the above-mentioned approaches to sequester CO<sub>2</sub> will really be environmentally benign? This question cannot be answered in the affirmative unless sufficiently large-scale and long duration tests are performed. A vast amount of fundamental and applied research and field-testing will be needed before the economic viability and environment-friendliness of these CO<sub>2</sub> disposal methods are established.

### 3. Generating hydrogen from fossil fuels with simultaneous CO<sub>2</sub> sequestration

This strategy revolves round generation of hydrogen from natural gas, petroleum or coal, coupled with CO<sub>2</sub> sequestration (Winter, 2009). According to this strategy, chemical energy of a fossil fuel is converted to chemical energy of hydrogen, and CO<sub>2</sub>, which is a byproduct, is captured and sequestered (thus preventing it from reaching the atmosphere). In the case of coal as a feed, the hydrogen that is generated almost entirely comes from the water used in the reaction (with the energy conversion efficiency of 50–60%), while, in the case of natural gas (NG), half of hydrogen comes from water and another half from NG (with the energy conversion efficiency of 70–75%). The charm of this approach is that even as it is based on the energy infrastructure of carbonaceous fuels, it actually generates and utilizes an ecologically clean fuel, i.e. hydrogen, in the bargain. The present NG reserves are sufficient to support the hydrogen fuel initiative for several decades. It has been projected that by 2040 the annual production of hydrogen would be about 150 million tonnes, and it may replace 18.3 million barrels/day of petroleum provided that, by that time, the hydrogen fuel cell vehicles have been made 2.5 times more efficient than gasoline cars [9].

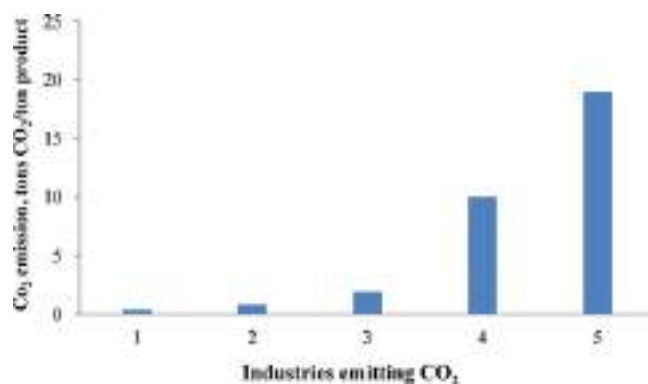


Fig. 3. Comparison of CO<sub>2</sub> emissions from different industrial sources.

The strategy of hydrogen production coupled with CO<sub>2</sub> sequestration has been advocated by a number of research groups worldwide with a special emphasis on steam methane reforming (SMR) as the technology of choice for production of hydrogen [7]. SMR is by far the most widely used process for the industrial manufacture of hydrogen, amounting to about 80% of the hydrogen produced in USA. The remaining 20% is a byproduct of chemical processes such as chlor-alkali production. In contrast, water electrolysis represents only a small fraction of the emergent hydrogen market. The SMR process can be expressed by the equation:



The technology for SMR is well developed and is applicable to a wide range of scales, from less than one tonne/h H<sub>2</sub> (small decentralized units) to about 100 tonnes/h H<sub>2</sub> (large ammonia manufacturing plants). The global warming potential (GWP) of hydrogen production via the SMR process is 13.7 kg CO<sub>2</sub> (equivalent) per kg of net hydrogen produced. This calculation assumes that CO<sub>2</sub> accounts for 77.6% of the system's GWP, which is defined as a combination of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O emissions expressed as CO<sub>2</sub> equivalence for a 100 year timeframe [36]. Thus, a typical SMR hydrogen plant with the capacity of one million standard cubic meters of hydrogen per day produces over 0.4 million m<sup>3</sup>/day of CO<sub>2</sub>. This rate of CO<sub>2</sub> generation is very high, more than even the CO<sub>2</sub> emissions (per unit of product) from some highly polluting industries (Fig. 3). Hence the necessity to capture and sequester CO<sub>2</sub> if SMR technology has to be made 'clean'.

The economics of hydrogen production by SMR process with CO<sub>2</sub> capture and disposal in a saline aquifer has been assessed [12]. It has been estimated that this would add about 25–30% to the cost of hydrogen production. The costs of avoiding CO<sub>2</sub> emissions would be about US\$20 (about Rs 900) per tonne of CO<sub>2</sub> avoided. The U.S. National Research Council (NRC) estimates that the cost of centralized hydrogen production by SMR with added CO<sub>2</sub> sequestration would be about 18.5% higher than the cost without CO<sub>2</sub> capture [32].

The possibility of decentralized (or distributed) production of hydrogen (e.g., on-site SMR reformers at gas-filling stations) has also been considered but the cost of CO<sub>2</sub> capture and sequestration associated with distributed hydrogen production is prohibitive. Another major worry about the SMR process is that increased production of hydrogen by SMR will jack up the demand for NG and what is an oil insecurity problem at present may transform to an NG insecurity problem. As the resources of light hydrocarbon fuels (NG, liquefied petroleum gas, naphtha) will gradually dwindle, heavier carbonaceous feed stocks such as heavy oil, oil shale, tar sands and coal, would have to be used in production of hydrogen. However, these feed stocks have significantly higher carbon-to-hydrogen ratio than NG, and, thus, would produce about

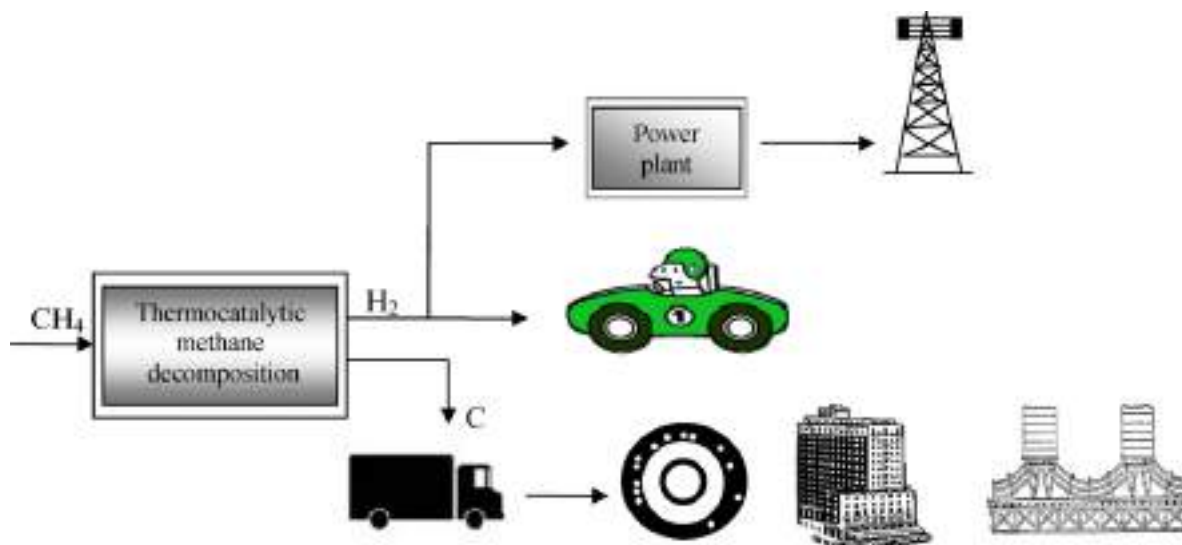


Fig. 4. The direct decarbonization concept.

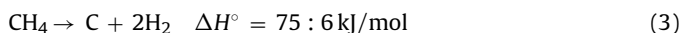
Adopted from [31].

twice as much CO<sub>2</sub> emission per unit of hydrogen production [34], thereby enhancing the quantities of CO<sub>2</sub> to be captured and sequestered per unit mass of hydrogen production. These feed stocks also contain various impurities, e.g., sulfur, nitrogen, mercury, etc., that would significantly complicate the gasification and purification processes. The oil shale deposits found in the U.S. (the states of Colorado, Wyoming and Utah) are among the largest in the world; the oil contained in these deposits is estimated at about 1.5–1.8 trillion barrels of recoverable shale oil, sufficient to meet U.S. consumption for several centuries. Likewise, the vast resources of coal in U.S. could potentially last for about 250 years if consumed at the current consumption rate. Driven by the possibility of utilizing all this fuel, the development of advanced gasification technologies for the production of syngas and hydrogen is being attempted vigorously [37]. However, success of such attempts squarely depends on the development of cost-effective and environmentally safe methods for sequestering billion of tonnes of CO<sub>2</sub> per year. Given the past experience with all major anthropogenic activities, there are always unforeseen impacts which show up in most unexpected ways – as acid rain, ozone hole, and global warming have – and ‘environmentally benign’ sequestration of massive quantities of CO<sub>2</sub> may never be possible.

#### 4. Direct decarbonization of fossil fuels with solid carbon capture

Avenues are also being explored to decarbonize fossil fuels by recovering and sequestering solid carbon instead of gaseous CO<sub>2</sub> [14,27,31]. This initiative is based on effecting dissociation of hydrocarbons to hydrogen and elemental carbon in an air–water free environment. It is generally referred to as ‘direct decarbonization’, since it involves direct extraction of carbon from fossil fuels. Since methane (as NG) is the most preferred feedstock for the present-day and, in all likelihood, near–future production of hydrogen, this discussion would centre around the decarbonization of methane although the concept is applicable to any gaseous or even liquid hydrocarbon fuel.

Decarbonization of methane occurs as follows:



This reaction is moderately endothermic, and the energy requirement per mole of hydrogen produced (37.8 kJ/mol H<sub>2</sub>)

is considerably less than that for the steam reforming process (63.3 kJ/mol H<sub>2</sub>). Hydrogen produced in the process (Fig. 4) can be used as a carbon-free energy carrier, e.g., a fuel for transportation and power generation. The other product – carbon – can be utilized in a variety of traditional and novel ways. It can also be stored (or sequestered) in a more safe manner than is possible with CO<sub>2</sub>. Although the methane decomposition reaction seems to produce only half as much hydrogen as the SMR reaction, it uses less methane than the strongly endothermic SMR process and if the energy losses due to CO<sub>2</sub> sequestration are considered, the overall energy efficiencies for the SMR and methane decomposition processes become comparable (60 and 58%, respectively). Moreover, in the latter option, the chemical energy of the product (carbon) is not lost, but is stored away for possible future use.

The major problem with the methane dissociation reaction is that methane is one of the most stable organic molecules, due to its strong C–H bonds ( $E_{\text{dis}} = 436 \text{ kJ/mol}$ ) and the lack of polarity. The reaction (3) requires an energy input in the form of very high-temperature (>1200 °C) heat or electrical discharge (or plasma). There are several technological options for methane dissociation to hydrogen and carbon, which are summarized in Fig. 5. Of these, thermal decomposition has been practiced since 1930s for production of carbon black (with hydrogen as byproduct which also becomes a supplementary fuel). A Norwegian company has developed and operated on a limited commercial scale a thermal plasma process for decomposition of methane and other hydrocarbon feedstocks to hydrogen and carbon black. Although technologically simple, the process is energy intensive: It was estimated that up to 1.9 kWh of electricity is consumed for each cubic meter of hydrogen produced [31].

The temperature needed for methane dissociation can be reduced by the use of catalysts. Metal based and carbon based catalysts have been developed for the use in thermo-catalytic decomposition (TCD) of methane. Of these, metallic catalysts have been most commonly used for the TCD process but they suffer from deactivation problem associated with carbon build up on the catalyst surface. In some processes, the catalyst is regenerated by combustion of carbon (which also provides heat input to the process), but this results in considerable CO<sub>2</sub> emissions. Another serious problem arising from the oxidative regeneration of metal catalysts relates to unavoidable contamination of hydrogen with carbon oxides, which would require an additional purification step.

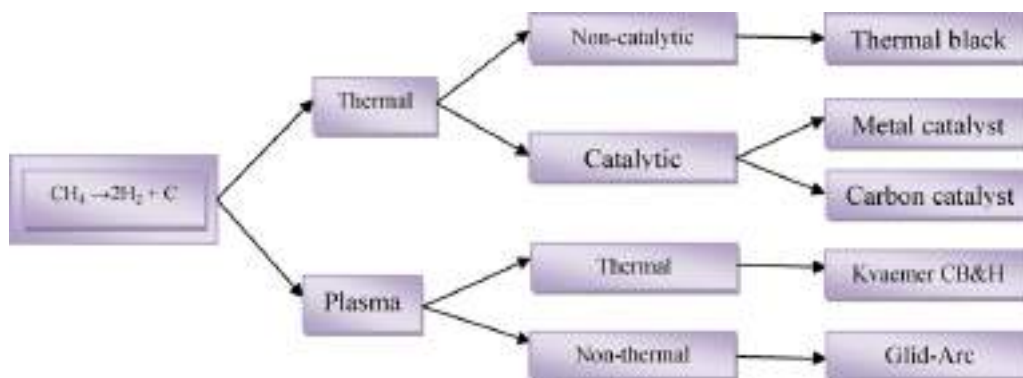


Fig. 5. Various pathways for the decomposition of methane to hydrogen and carbon.

At optimal operational conditions, high-value filamentous carbon (or multi-wall carbon nanotubes) could also be produced as a product of the metal-catalyzed methane decomposition process.

In contrast to metal-based catalysts, carbon catalysts are resistant to sulfur and temperature. It has been shown that efficient catalytic methane decomposition can be accomplished over high surface area disordered carbons at the temperatures typical of the SMR process (800–900 °C). X-ray diffraction (XRD) studies of carbon catalysts indicate that after their exposure to hydrocarbons, the 'columnar' or stacking direction gets more ordered than before. Thus, carbons produced by decomposition of methane or propane have a more ordered structure compared to amorphous carbon, but they are less structurally ordered than graphite (which is characteristic of the so-called turbostratic carbon). Novel active and stable catalysts for metal- and carbon-catalyzed decomposition of methane and light hydrocarbons into hydrogen and value added carbon products have to be developed if the efficiency and sustainability of the TCD process has to be improved and its commercial potential is to be enhanced.

Techno-economic evaluation of methane TCD indicates that the hydrogen production cost is a function of the selling price of the carbon that is produced. The carbon produced in the carbon-catalyzed methane decomposition process is a sulfur and ash-free product that could be marketed at good selling price. At the same time, it must be noted that the annual worldwide consumption of all carbon products amounts to only 15–20 million tonnes, which is much lesser than the quantities of carbon that would be generated if reasonable quantities of hydrogen were to be produced via methane TCD. Hence the gain from carbon selling would, infact, be rather limited unless new avenues of carbon use open up.

Among the prospects of increased carbon use is in the building and construction materials. Traditional construction materials can be substituted for advanced carbon-based materials, e.g., carbon-carbon composites, manufactured graphites, etc. Carbon fiber composites are used for some of the automotive parts and components where the need for special properties of weight and strength outweigh cost considerations. The next generation of commercial airliners under development by Boeing and Airbus is expected to make extensive use of carbon fiber composite construction. The advantages of using carbon composites over traditional materials (e.g., steel) are that they do not corrode, are 5 times lighter than steel, and can be installed without the use of heavy construction equipment.

In recent years, there has been an increasing attention focused on environmental impact of the concrete usage. Concrete is the most dominant construction material (60% of the entire infrastructure) with the worldwide annual production capacity of 5 billion tonnes, requiring close to 1.5 billion tonnes of cement [28]. Cement industry generates immense amounts of CO<sub>2</sub> emissions (on an aver-

age, one tonne of CO<sub>2</sub> per tonne of cement). There is a global effort aimed at developing alternatives to concrete that are more sustainable and environment friendly. The replacement of concrete with carbon materials would result in huge reductions in overall CO<sub>2</sub> emissions due to phasing out of cement manufacturing plants. Recent developments show a great potential of using carbon-based products as additives and, eventually, substitutes for cement.

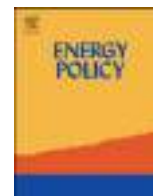
It may also become feasible to utilize the carbon products of methane decomposition for manufacturing of structural carbon materials (similar to commercial carbon composites and manufactured graphites) that could potentially replace concrete. Manufactured graphites and other commercial carbon composite materials are made by mixing petroleum coke particles with a binder-pitch. Similar products could be produced from the carbon obtained in methane decomposition by binding it with low cost and abundant byproduct of oil refining: petroleum pitch. Carbon particles produced by carbon-catalyzed decomposition of methane exhibit semidisordered (turbostratic) structure, and in many respects are similar to petroleum coke particles, but much cleaner, since they do not include sulfur, heavy metals and other impurities. The hardness of TCD-produced carbon particles is between that of graphite and diamond. NG-derived carbon filaments and turbostratic carbon particles have been formed into carbon bricks (using petroleum pitch as a binder) that show a mechanical strength close to that of commercial composite materials.

## References

- [1] Abbasi SA, Abbasi N. The likely adverse environmental impacts of renewable energy sources. *Applied Energy* 2000;65:121–44.
- [2] Abbasi T, Kannadasan T, Abbasi SA. Impact of acid rain on chromium toxicity. *International Journal of Environmental Studies* 2009;66:765–71.
- [3] Abbasi SA, Soni R. Stress-induced enhancement of reproduction in earthworm *Octochaetus pattoni* exposed to chromium (VI) and mercury (II)—implications in environmental management. *International Journal of Environmental Studies* 1983;22:43–7.
- [4] Abbasi SA, Soni R. Teratogenic effects of chromium (VI) in environment as evidenced by the impact on larvae of amphibian *Rana tigrina*: implications in the environmental management of chromium. *International Journal of Environmental Studies* 1984;23:131–7.
- [5] Abbasi T, Abbasi SA. Ocean acidification—the newest threat to global environment. *Critical Reviews in Environment Science & Technology*; in press.
- [6] Abbasi SA. Extraction and spectrophotometric determination of vanadium (V) with N-[p-N,N-dimethylanilino-3-methoxy-2-naphtho]hydroxamic acid. *Analytical Chemistry* 1976;48:714–7.
- [7] Audus H, Kaarstad O, Kowal M. Decarbonization of fossil fuels: hydrogen as an energy carrier. In: *Proceedings of the XI world hydrogen energy conference*. 1996.
- [8] Ayatollahi S, Tauseef SM, Guzman C. Compositional model optimizes gas lift. *Oil & Gas Journal* 2005;102:37–42.
- [9] Cameron DS. Fuel cells science and technology 2008. *Platinum Metals Review* 2009;53:147–54.
- [10] DOE. Basic research needs for solar energy utilization. Report of the US Department of Energy Basic Energy Sciences Workshop on Solar Energy Utilization. Publ. Argonne Nat. Lab; 2005.

- [11] Doney SC, Fabry VJ, Feely RA, Kleypas JA. Ocean acidification: the other CO<sub>2</sub> problem. *Annual Review of Marine Science* 2009;1:169–92.
- [12] Fer I, Haugan P. Dissolution from a liquid CO<sub>2</sub> lake disposed in the deep ocean. *Limnology and Oceanography* 2003;48:872–83.
- [13] Flavin C. Low-carbon energy: a roadmap. In: *Worldwatch Paper*; 2008. p. 1–49.
- [14] Fulcheri L, Schwob Y. From methane to hydrogen, carbon black and water. *International Journal of Hydrogen Energy* 1995;20:197.
- [15] Gambini M, Vellini M. CO<sub>2</sub> emission abatement in CC-IGCC power plants: energy and economic comparisons. *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Proceedings* 2009;8:247–61.
- [16] Gambini M, Vellini M. Hydrogen use in an urban district: environmental impacts in a possible scenario based on coal. In: *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Proceedings*, 8. 2009. p. 611–25.
- [17] Golomb D, Angelopoulos A. A benign form of CO<sub>2</sub> sequestration in the ocean. In: *DOE NETL workshop on carbon sequestration science*. 2001.
- [18] Herzog H. CO<sub>2</sub> sequestration. In: Slott R, editor. *Proceedings of greenhouse gas reduction programs and technologies symposium*. 2002. p. 11–2.
- [19] IPCC. Intergovernmental panel on climate change. Fourth assessment report. Paris: Working Group III; 2007.
- [20] Khan FI, Abbasi SA. Accident hazard index: a multi-attribute method for process industry hazard rating. *Process Safety and Environmental Protection* 1997;75:217–24.
- [21] Khan FI, Abbasi SA. Inherently safer design based on rapid risk analysis. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 1998;11:361–72.
- [22] Khan FI, Abbasi SA. Assessment of risks posed by chemical industries—application of a new computer automated tool MAXCRED-III. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 1999;12:455–69.
- [23] Khan FI, Abbasi SA. Analytical simulation and PROFAT II: A new methodology and a computer automated tool for fault tree analysis in chemical process industries. *Journal of Hazardous Materials* 2000;75:1–27.
- [24] Khan FI, Abbasi SA. Risk analysis of a typical chemical industry using ORA procedure. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2000;14:43–59.
- [25] Khan FI, Abbasi SA. Risk analysis of an epichlorohydrin manufacturing industry using the new computer automated tool MAXCRED. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 1997;10:91–100.
- [26] Kleypas JA, Feely RA, Fabry VJ. Impacts of ocean acidification on coral reefs and other marine calcifiers: a guide for future research. St. Petersburg, FL, USA; 2006. p. 88.
- [27] Lynum S, Hildrum R, Hox K, Huglahl J. Kværner based technologies for environmentally friendly energy and hydrogen production. In: *Proceedings of the 12th world hydrogen energy conference*. 1998.
- [28] Mak S. Where are construction materials headed; 2003. [www.dbce.csiro.au/inno-web/0899/sustainable.htm](http://www.dbce.csiro.au/inno-web/0899/sustainable.htm).
- [29] Moriarty P, Honnery D. Intermittent renewable energy: the only future source of hydrogen? *International Journal of Hydrogen Energy* 2007;32:1616–24.
- [30] Muradov N. Role of carbon in environmentally “benign” sequestration of CO<sub>2</sub>. In: *Proceedings of the XVII World Hydrogen Energy Conference*. 2008.
- [31] Muradova NZ, Veziroglu TN. “Green” path from fossil-based to hydrogen economy: an overview of carbon-neutral technologies. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008;33:6804–39.
- [32] NRC (National Research Council). *The hydrogen economy. Opportunities, costs, barriers and R&D needs*. Washington, DC: National Academies Press; 2004.
- [33] Raven J, Caldeira K, Elderfield H. *Ocean acidification due to increasing atmospheric carbon dioxide*. London: Royal Society; 2005.
- [34] Shinnar R, Citro F. Decarbonization: achieving near-total energy independence and near-total elimination of greenhouse emissions with available technologies. *Technology in Society* 2008;30:1–16.
- [35] Sokolow R. Can we bury global warming? *Scientific American* 2005:49–55.
- [36] Spath P, Mann M. Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming. Technical Report, NREL, NREL/TP-570-27637; 2000.
- [37] Steinberg M. From Manhattan project to global warming the science and technology of CO<sub>2</sub> mitigation. In: *TMS annual meeting*. 2008. p. 3–18.
- [38] van Selow ER, Cobden PD, Verbraeken PA, Hufton JR, Van Den Brink RW. Carbon capture by sorption-enhanced water–gas shift reaction process using hydrotalcite-based material. *Industrial and Engineering Chemistry Research* 2009;48:4184–93.

### **3.21. THE DECARBONIZATION OF THE WORLD'S ENERGY MATRIX**



## Viewpoint

## The “decarbonization” of the world’s energy matrix

José Goldemberg\*, Luiz Tadeo Prado

Institute of Electrotechnics and Energy, University of São Paulo, São Paulo, Brazil

## ARTICLE INFO

## Article history:

Received 18 March 2010

Accepted 18 March 2010

Available online 14 April 2010

## Keywords:

Carbon intensity

Decarbonization

Copenhagen commitments

## ABSTRACT

“Decarbonizing” the world’s energy matrix is the strategy being implemented by most countries to reduce CO<sub>2</sub> emissions and thus contribute to achieve the ultimate objectives of the Climate Convention. The evolution of the carbon intensity ( $I_c = \text{CO}_2/\text{GDP}$ ) in the period 1990–2007 was encouraging but not sufficient to reduce the growth of carbon emission. As a result of COP-15 in Copenhagen these countries (and regions) made pledges that could lead to more reduction: for the United States a 17% reduction in CO<sub>2</sub> emissions by 2020 below the level of 2005; for the European Union a 20% reduction in CO<sub>2</sub> emissions by 2020 below the 1990 level; for China a 40–45% reduction in the carbon intensity and for India a 20–25% reduction in carbon intensity by 2020. We analyzed the consequences of such pledges and concluded that the expected yearly rate of decrease of the carbon intensity follows basically the “business as usual” trend in the period 1990–2007 and will, in all likelihood, be insufficient to reduce carbon emissions up to 2020.

© 2010 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

The objective of the Climate Convention adopted, in 1992, in Rio de Janeiro was the “stabilization of greenhouse gas concentrations at a level that would prevent dangerous anthropogenic interference with the climate system”. More recently it has been widely accepted that the concentration of such gases should not surpass 450 ppm in volume. Despite that, emissions of CO<sub>2</sub>, the major contributor to greenhouse gas (GHG) emissions, have been growing at a rate of almost 2% per year and concentration in the atmosphere approaching the level of 400 ppm in volume.

The Kyoto Protocol, adopted in 1997, attempted to limit the GHG emissions of Annex I countries (developed countries) by adopting mandatory caps on their emissions to be reached by 2012. Non-Annex I countries were exempted from mandatory reductions in emissions. The United States, until recently the major emitter, with approximately 25% of the world’s emissions and which has not ratified the Kyoto Protocol, was surpassed by China’s emissions. For these reasons it is fair to say that the Kyoto Protocol will not reach its objectives until 2012. As a consequence a determined effort was made to reach an agreement in the 15th Conference of the Parties to the Convention (COP-15) that met in Copenhagen in December 2009 to strengthen or replace the Kyoto Protocol along the lines of the “Bali roadmap” adopted 2 years earlier in COP-13. Such roadmap called for “enhanced national/

international action on mitigation of climate change” basically through the following actions:

- for developed country parties: “measurable, reportable and verifiable nationally appropriate commitments or actions, including quantified emissions, limitation and reductions objectives” and
- for developing countries: “nationally appropriate mitigation actions (NAMAS) in a measurable, reportable and verifiable manner”.

The Copenhagen accord adopted at COP-15 did not set targets and timetables for emission reductions for developed countries but stated that “Annex I Parties commit to implement individually or jointly the quantified economy-wide emissions targets for 2020 to be submitted to the Secretariat of the Convention by 31 January 2010”. This is a new procedure quite different from the Kyoto Protocol, and introduces “voluntary pledges”, which allowed the United States to join the other developed countries through the submissions of quantified emissions reductions. The developing countries were not committed to quantified reductions but their voluntary pledges will be subject to “international measurement, reporting and verification”.

Most significant contributors to the emissions (China, United States, the European Union, India, Brazil and others) presented their pledges in different forms: the European Union pledged a reduction of 20% of their CO<sub>2</sub> emissions by 2020 below the 1990 level; the United States a 17% reduction below the level of 2005.

China and India informed the Secretariat of the Convention that they endeavour to reduce not the absolute value of their

\* Corresponding author. Tel.: +55 11 30915053; fax: +55 11 3091 5056.  
E-mail address: goldemb@iee.usp.br (J. Goldemberg).



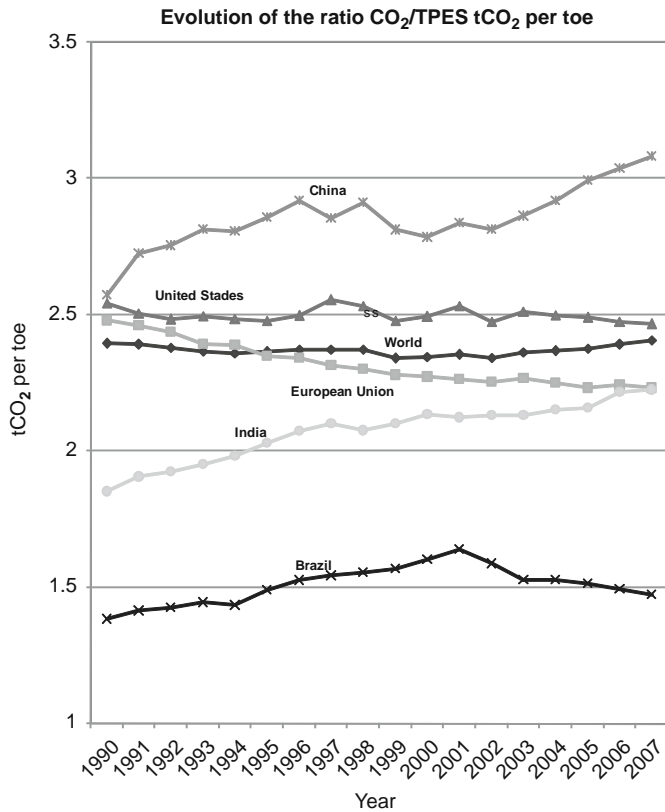


Fig. 1. Evolution of the ratio CO<sub>2</sub>/TPES (tCO<sub>2</sub> per toe). Source: CO<sub>2</sub> Emissions for Fuel Combustion, 2009, IEA Data Bank.

Table 1 Annual variation of the ratio CO<sub>2</sub>/TPES (tCO<sub>2</sub> per toe). Source: IEA, 2009

	Year		Annual variation (%/year)
	1990	2007	
World	2.39	2.41	0.03
European Union	2.48	2.23	-0.62
United States	2.54	2.47	-0.18
Brazil	1.38	1.47	0.37
China	2.57	3.08	1.07
India	1.85	2.23	1.09

Table 2 Evolution of the carbon intensity (I<sub>c</sub>=CO<sub>2</sub>/GDP · PPP) in kilograms of CO<sub>2</sub> per 2000 US\$.

	1990	2005	2007	Goal for 2020	Annual variation (%/year) 1990–2007	Projected annual variation (%/year) 2005–2020
World	0.63	0.49	0.47	–	-1.69	–
European Union	0.47	0.34	0.32	0.22	-2.35	-3.0
United States	0.69	0.53	0.50	0.31	-1.84	-3.6
Brazil	0.20	0.23	0.22	–	0.64	–
China 1 <sup>a</sup>	1.14	0.63	0.60	0.38	-3.74	-3.3
China 2 <sup>b</sup>	1.14	0.63	0.60	0.35	-3.74	-3.9
India 1 <sup>c</sup>	0.42	0.34	0.33	0.27	-1.39	-1.5
India 2 <sup>d</sup>	0.42	0.34	0.33	0.26	-1.39	-1.9

<sup>a</sup> China 1: 40% reduction.  
<sup>b</sup> China 2: 45% reduction.  
<sup>c</sup> India 1: 20% reduction.  
<sup>d</sup> India 2: 25% reduction.

emissions but the carbon emissions per unit of GDP, i.e. the carbon intensity (I<sub>c</sub>) of their economies, defined as

$$I_c = \frac{CO_2}{GDP}$$

China pledged a reduction of 40–45% by 2020 of its carbon intensity compared to the 2005 level and India a reduction of 20–25% by 2020 of its carbon intensity in comparison to the 2005 level.

We will discuss here the real significance of such pledges.

## 2. The world's "carbonization" trends

An analysis of the evolution of the world's CO<sub>2</sub> emissions since 1990 indicates that they are growing at a rate of approximately 2% per year, mainly due to the "carbonization" trends of the major contributors.

Usually "decarbonization" is measured by the ratio of CO<sub>2</sub> emissions to total primary energy consumption (TPES) and the recent trends in the period 1990–2007 are shown in Fig. 1.

The annual variation of ratio CO<sub>2</sub>/TPES in the period 1990–2007 is shown in Table 1.

The picture one gets from such information is not heartening: China is "carbonizing" its economy at the rate of 1.07% per year, India 1.09% per year and the world at 0.03% per year, in contrast with a "decarbonizing" trend of -0.3% last century (Nakicenovic et al., 1991).

The major policy attempt to reduce CO<sub>2</sub> emissions has been so far of the Kyoto Protocol, which determined mandatory emission reductions of approximately 5.2% for Annex I countries up to 2012. Only the European Union, to a limited extent, achieved such reductions.

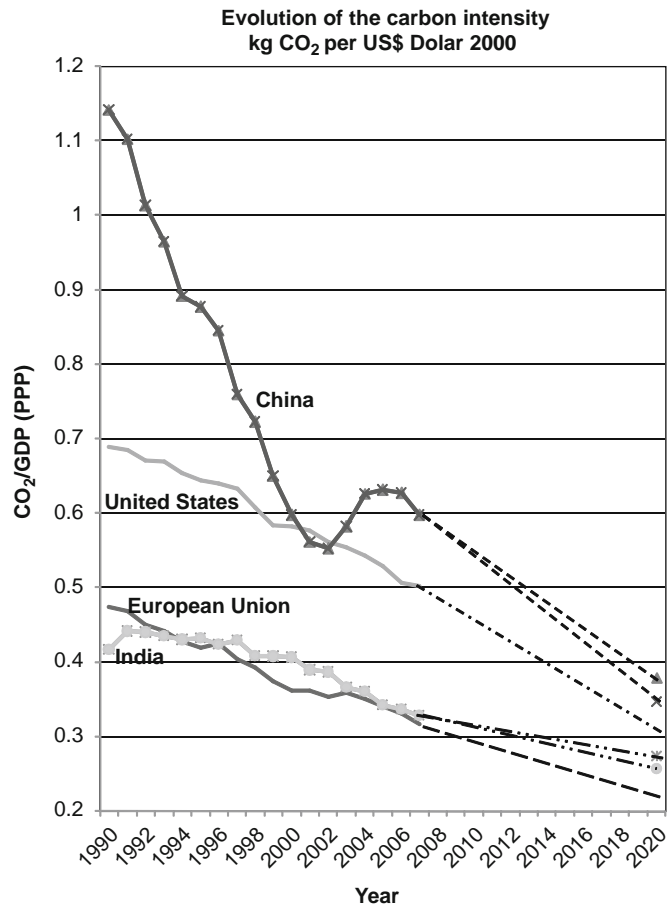
More recently it became very clear that without the participation of the large developing countries (China, India, Brazil and others) – which contributed already to more than 50% of the CO<sub>2</sub> emissions – it was impossible to reduce the world's emissions of greenhouse gases.

## 3. The consequences of the Copenhagen pledges

If the pledges made by different countries (Annex I and non-Annex I countries) will lead to reductions in CO<sub>2</sub> emissions up to 2020 depends critically on their GDP growth, since the growth in emissions is the sum of the decrease in carbon intensity plus the GDP growth:

$$CO_2 = \frac{CO_2}{GDP} \times GDP$$

$$\frac{\Delta(CO_2)}{CO_2} = (\Delta I_c) + \frac{\Delta(GDP)}{GDP}$$



**Fig. 2.** Evolution of the carbon intensity CO<sub>2</sub> in kilograms per 2000 US\$.  
Source: CO<sub>2</sub> Emissions for Fuel Combustion, 2009, IEA Data Bank.

Consequently a decrease of the carbon intensity per year as endeavoured by China and India will be easily offset by a larger percentual growth in their GDP.

Table 2 gives the carbon intensity decline in the period 1990–2007 and the projected values up to 2020 if the stated goals are met.

For the European Union and the United States we constructed the expected decline using their stated commitments to the Secretariat of the UNFCCC and an extrapolation of the expected rate of growth of GDP for that period<sup>1</sup>.

As can be seen in Fig. 2, the targets proposed for the carbon intensity in 2020 do not represent a novelty but follow approximately the trends of the decline of the carbon intensity in all of these countries in the period 1990–2007. For the United States and the European Union, where GDP growth per year is small, present trends will likely lead to reductions in CO<sub>2</sub> emissions.

However for China the decrease of 3.3–3.9% per year in the carbon intensity is easily surpassed by yearly GDP growth of 8–10% per year. Similarly for India the 1.5–1.9% per year decrease in carbon intensity will be easily surpassed by GDP growth around 5% per year.

Clearly more efforts will have to be made to reduce the absolute growth of CO<sub>2</sub> emissions in China and India – and many other developing countries – to achieve the goals of the Climate Convention.

#### Acknowledgment

We acknowledge Patricia Guardabassi for help in the preparation of this paper.

#### References

- IEA 2009—CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion, 2009, IEA.
- Nakicenovic, N., et al., 1991. Long-term strategies for mitigating global warming. *Energy Policy* 18, 401–609.
- World Bank, 2010. Global Economic Prospects 2010, World Bank available in <<http://siteresources.worldbank.org/INTGEP2010/Resources/GEP2010-Full-Report.pdf>>.

<sup>1</sup> The expected GDP up to 2011 is from the World Bank, from 2011 to 2020 we used the historical growth rate in the period 1990–2007 (World Bank, 2010).

## **3.22. DECARBONIZATION – ACHIEVING NEAR-TOTAL ENERGY INDEPENDENCE**

# Decarbonization: Achieving near-total energy independence and near-total elimination of greenhouse emissions with available technologies

Reuel Shinnar\*, Francesco Citro

*The Clean Fuels Institute, City College of New York, New York, NY 10031, USA*

---

## Abstract

This paper presents a comprehensive plan for conversion, over a 30–50 year period, to available and affordable technological options that can accomplish the replacement of 98% of US fossil fuel needs and the reduction of 97% of present US CO<sub>2</sub> emissions.

© 2007 Elsevier Ltd. All rights reserved.

*Keywords:* Decarbonization; Energy; Greenhouse gases

---

## 1. Introduction

Today, 85% of the energy used in the US comes from carbon-rich fossil fuels: oil, natural gas, and coal [1]. But demand throughout the world is increasing, and there is little doubt that proven reserves of oil will peak sometime in the next 20 years [2]. Eventually, natural gas and coal will also peak. It is not surprising that many leaders in government and technology are calling for replacement of these fossil fuels with alternative energy sources—a process often referred to as decarbonization. Additional motivation for decarbonization of the US energy mix is the danger of global warming, which most scientists now attribute, at least in part, to CO<sub>2</sub> emissions that accompany the use of fossil fuels. To be feasible and affordable, any switch to alternative energy has to be accomplished over a long period, at least 30–50 years. Thus it is urgent that a blueprint and timetable be developed for achieving this goal.

In this paper, we present a plan for the gradual replacement of 98% of total US fossil fuel needs using available and affordable technology, which would also reduce 97% of present total CO<sub>2</sub> emissions. We will show that the direct use of electricity produced from alternative sources can replace 72% of the fossil fuels being consumed. Another 26% can be replaced by hydrocarbons produced from syngas, a mixture of carbon oxides produced by gasifying biomass and hydrogen generated by electrolysis powered by alternative energy sources. Seventy percent of this goal could be achieved over 30 years, and 90% over about 50 years.

---

\*Corresponding author. Tel.: +1 212 650 6679; fax: +1 212 650 6686.

E-mail address: [shinnar@ccny.cuny.edu](mailto:shinnar@ccny.cuny.edu) (R. Shinnar).

A complementary short-term approach to the problem could be to improve the efficiency of energy use. Thus, for example, gasoline powered vehicles could easily reduce their gasoline consumption by 30–40%. The practical elimination of the CAFÉ laws by the Congress, allowing SUVs and not enforcing the fleet average restriction on fuel economy, increased gasoline consumption undoing all the progress made in this area. Reintroducing them in a tougher form would easily save 30–40% of gasoline consumption, equivalent to 3–4 million barrels of crude oil per day. This can be done without introducing any new technology or alternative fuels as outlined in this paper.

We have limited the scope of this paper to a discussion of technological options. A truly comprehensive plan would also focus on other critical problems, such as priorities and costs, political and economic constraints, regulatory issues, and government-mandated incentives without which the free market is not likely to reduce CO<sub>2</sub> emissions or prepare for a distant, uncertain future. For society, however, the penalty of strongly reduced oil and gas supplies would be catastrophic, unless we prepare in advance for substantial reductions taking place over a long-time period. While research could and should lead to better technologies, and should be continued, we can never be sure which research will lead to useful results. Any effective plan for solving our energy problems over a short timeframe needs to be based on proven, existing technologies. During the Apollo Space Program, President Kennedy expressed this clearly: “It is too late for research. We will have to do with what we have.” In 1970s, a worldwide research effort to produce H<sub>2</sub> from nuclear reactors by thermochemical cycles was terminated with no results after spending approximately \$40 billion (2005 dollars) [3]. A further constraint on any such a plan is that new technology should allow for gradual phase-in and preferably should use available distribution systems, which suggests wide use of electricity from alternative sources.

It is encouraging that proven technologies for decarbonizing our energy mix using existing distribution systems already exist. The approach described in this paper is in large part based on electricity from alternative sources, with the prime candidate being concentrating solar power (CSP) with storage. Plants with a total of 354 MWe installed capacity have been operating in California since the late 1980s [4]. This technology has been overlooked until now despite the fact that it probably has a larger potential than all other options. Our paper will compare its capabilities and costs with other available options.

Before costs are considered, however, it must be acknowledged that technologies that achieve decarbonization by replacing power plants and other existing uses of fossil fuels cannot be competitive in the free market without some form of government incentive or subsidy. The only times when this is possible without incentives are when the equipment becomes obsolete, or the technology is no longer competitive, or the fossil fuels costs become too expensive. We will show, however, that for new installations, with specific applications, a variety of alternative technologies are already competitive. Of these, CSP has applications on the broadest scale.

It appears that the free market is unfortunately moving the US towards tolerance for increased CO<sub>2</sub> emissions. Natural gas, hydrogen, and ammonia plants in the US vent about 100 million tons of already separated CO<sub>2</sub> a year into the air [5]. According to Holt [6], an investment of \$4.6 billion would be required to separate 100 million tons of CO<sub>2</sub> a year in coal power plants. In recent years, a large fraction of the natural gas-fired, combined-cycle power plants for generating base power have been shut down due to high gas prices and being replaced by conventional coal-fed power plants. Also, petroleum feedstocks are becoming heavier, thus increasing CO<sub>2</sub> emissions per energy generated. It is urgent that we achieve decarbonization by promoting specific applications for proven technologies that are economically attractive. We have shown elsewhere that some large applications of CSP are already economically competitive [7,27].

## **2. Available methods for decarbonizing energy consumption**

Today, only three options are available to help reduce the consumption of fossil fuels:

- (1) reduce total energy demands;
- (2) switch to alternative energy sources;
- (3) convert coal feed to H<sub>2</sub> (if our only aim is to reduce CO<sub>2</sub> emissions) and sequestering the CO<sub>2</sub> simultaneously.

However, all available technologies for alternative energy have limitations, therefore a comprehensive plan should not be based on a single option. Following is a more detailed discussion of the available options for alternative energy.

### *2.1. Concentrating solar power (CSP)*

CSP with storage is a proven technology that is ready for implementation [7]. We will show that it can supply most of the energy needs of the US that can be satisfied by electricity. CSP is already competitive with most technologies currently in use for intermediate loads, which constitute 50% of the country's electricity needs. Furthermore, this technology can be designed to generate large amounts of instantaneously dispatchable, variable electricity to compensate for fluctuations in demand (presently 10% of our electricity needs). In the future, CSP could also be used to compensate for variable inputs from other alternative energy sources, such as wind and solar cells.

### *2.2. Nuclear energy*

New, safer designs have been developed, but they are unproven, as none have yet been built on a commercial scale. To become the major alternative energy source, 1000 GWe nuclear energy plants would have to be built. Implementation of this large nuclear capacity would require further study as to the long-range availability of nuclear fuel and the disposal of accumulated waste on a global scale. As other countries may follow our lead, nuclear energy capacity must be expanded with caution because of the danger of nuclear weapons proliferation.

### *2.3. Hydroelectric power*

This is an excellent energy source with a little environmental impact. Although hydropower has limited total output, its contribution could be increased if the restrictions sought or imposed by some animal protection groups were eased. While it is regrettable, we may come to a point where we have to decide that the protection of some animal species is less important than the survival of our civilization.

### *2.4. Geothermal energy*

Similar to hydropower, geothermal is an excellent energy source with little environmental impact. Studies are presently in progress to determine the potential contributions of geothermal energy to a non-fossil energy mix and its related costs [8].

### *2.5. Wind energy*

Wind is already a competitive energy source that is growing steadily. Its limitation is that the availability and speed of wind can vary greatly, but the amount of variable energy input that the electricity grid can accept—without compensating for the fluctuations—is limited, therefore wind energy requires a backup. CSP could provide the compensation and stabilization that a large-scale use of wind energy would require.

### *2.6. Solar cells*

At present, solar cells are too expensive for large-scale implementation, but this should change with further research. Solar cells, like wind, lack affordable storage. Also, unlike wind, sunlight is only available for part of the day, making photovoltaic energy even more variable than wind energy. On the bright side, solar cells can be placed throughout the country, while CSP is limited to desert areas. If solar cells could be produced cheaply, they could become part of an advanced grid, stabilized by CSP plants with large storage capacity. Until further research leads to the removal of these limitations, their total contribution will be limited.

## 2.7. Biomass

Biomass is the only alternative energy source that can create liquid fuels for aviation and trucks, and petrochemical feedstocks for industry. But, as the amount of biomass that can be grown is limited, biomass will not be able to provide more than about 10% of the total energy presently used. However, by gasifying biomass and combining it with H<sub>2</sub> produced from alternative energy sources to form syngas, three to four times the product yield obtainable by fermentation could be generated (see the Appendix). The products obtained could supply the many types of hydrocarbons that cannot be replaced by electricity.

Many discussions on decarbonization also include CO<sub>2</sub> sequestration, a technology only available for new coal power plants [6]. Strictly speaking, however, this technology does not contribute to the decarbonization of our energy mix, as it still depletes valuable fossil fuel resources. Furthermore, as we will show later, CO<sub>2</sub> sequestration is more expensive than CSP and nuclear energy. It is, therefore, doubtful that it will play a major role in the near- to mid-term future.

## 3. Decarbonization using electricity from alternative energy sources

Before we can estimate the full potential impact of CSP on the decarbonization of the US energy mix, we must first determine the fraction of our fossil fuel use that can be replaced by electricity generated from alternative sources currently available. Table 1 and Fig. 1 summarize total US energy consumption and provide a detailed breakdown of the current use of fossil fuels [1]. CO<sub>2</sub> emissions caused by the various uses of fossil fuels are shown in Table 2 and Fig. 2 [1].

From Table 1 we note that coal-fired power plants contribute to 24% of total fossil fuels consumption (which cause 33% of total CO<sub>2</sub> emissions, Table 2). Power plants using natural gas and oil represent 8% of total fossil fuels use (7% of total CO<sub>2</sub> emissions, Table 2). All these power plants fueled by fossil fuels could be replaced by electricity from alternative sources.

As natural gas and oil emit much less CO<sub>2</sub> per kWh, the most cost-efficient way to reduce CO<sub>2</sub> would be to replace all existing coal-powered plants by building 300 GWe of alternative energy power plants [1], such as CSP plants with storage or coal power plants with CO<sub>2</sub> sequestration. Present plans for CO<sub>2</sub> sequestration are based on building new power plants as well as pipelines for the final disposal of the CO<sub>2</sub>. We will show that CSP plants with storage cost less to build per kW capacity than coal-fired plants with CO<sub>2</sub> sequestration. Nevertheless, both technologies should be considered for the significant potential advantages of each. On the other hand, because replacing all power plants is very expensive, if the only goal is CO<sub>2</sub> sequestration, CO<sub>2</sub> scrubbers for existing power plants merit a second look. Replacing electricity generated from oil and gas would require another 120 GWe of electricity from alternative sources [1].

Other uses for fossil fuels that are relatively easy to replace with electricity include all residential and commercial non-electric energy use, 12% of the total use for fossil fuels (Table 1), which generate 10% of all CO<sub>2</sub> emissions (Table 2). The distribution system and technology needed to implement this changeover are

Table 1  
US energy consumption by sector and source (quadrillion Btu, 2005)

	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Electricity	Total
Petroleum <sup>a</sup>	1.450	0.723	9.706	27.280	1.235	40.394
Natural Gas <sup>a</sup>	4.930	3.182	8.064	0.625	6.015	22.816
Coal <sup>a</sup>	0.008	0.086	1.954	0	20.737	22.785
Renewable energy	0.487	0.119	1.885	0.345	3.568	6.475
Nuclear energy	0	0	0	0	8.160	8.160
Total						100.630

Source: [1].

<sup>a</sup>Total fossil fuels consumption = 85.995

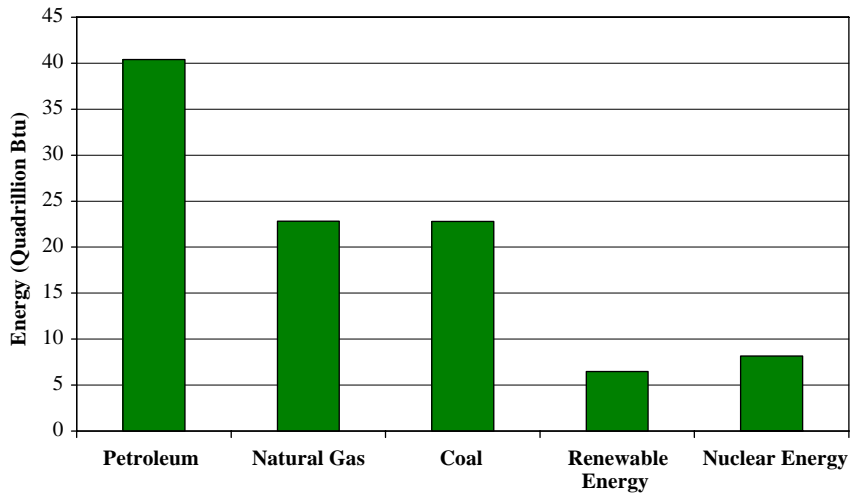


Fig. 1. US energy consumption by source (2005). Source: [1].

Table 2  
US CO<sub>2</sub> emissions by sector and source (million metric tons, 2005)

	Residential	Commercial	Industrial	Transportation	Electricity	Total	Total (%)
Petroleum	105	55	431	1922	100	2613	44.1
Natural gas	262	166	400	32	319	1179	19.9
Coal	1	8	185	0	1944	2138	36.0
Total						5930	100

Source: [1].

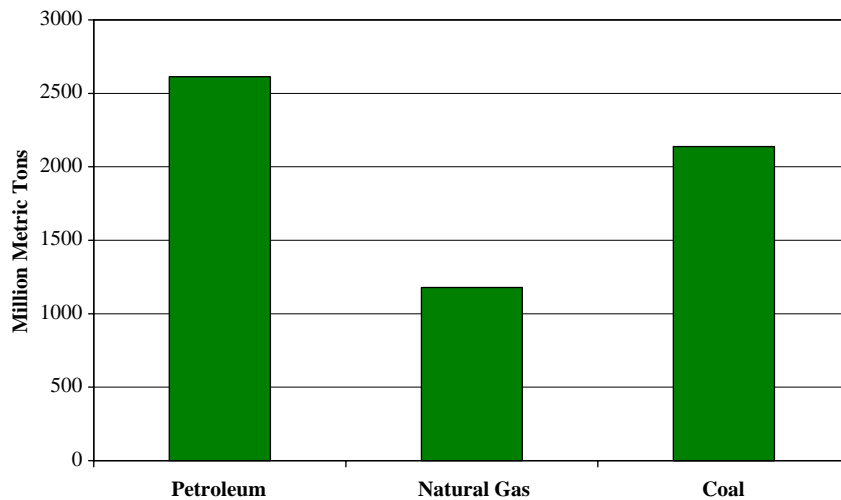


Fig. 2. US CO<sub>2</sub> emissions by sources (2005). Source [1].

already available. Furthermore, for these applications, direct use of electricity can meet most needs much more efficiently than using fossil fuels. For example, in many situations heat pumps are more efficient than conventional heating systems.



Petroleum constitutes 40% of our energy mix [1]. The petroleum we use for commercial, residential, and power generation (8% of total petroleum, already counted above) would be easy to replace by using electricity obtained from alternative energy sources (Table 1).

The primary use of petroleum (almost 70%) is for transportation (Table 1), and a large part of this petroleum could be shifted to alternative fuels. Specifically, 80% of the gasoline presently used for private cars and light trucks (about 60% of oil used for transportation [9]), can be replaced by hybrid cars with plug-in batteries. Using electricity instead of gasoline is probably the cheapest and most politically attractive way to reduce oil consumption and is comparable today with \$40 per barrel for crude oil. In addition, railroads powered by electricity could take on much of the hauling now handled by heavy trucks, which would probably shift 60% of the oil used for big trucks (29% of oil used for transportation [9]), but exact figures require more studies to evaluate the costs involved. Both contributions could save 21% of total fossil fuels (Table 1), which is 44% of total US petroleum consumption, or 65% of the oil used for transportation [7].

Shifting the heavy use of transportation fossil fuels to electricity would be an attractive solution that would be easier to achieve than replacing coal power plants. Unlike coal power plants, which last about 50 years, cars are replaced much more frequently. Second, our dependence on imported fossil fuels would be reduced substantially (petroleum accounts for almost 90% of our energy import [1]). Reducing oil consumption has attracted much wider support than CO<sub>2</sub> reduction because dependence on imported oil and its erratic price fluctuations have strongly negative political and economic implications. Furthermore, fossil-fuels resources are being depleted at a growing rate worldwide, and it would be wise to prepare for a non-fossil energy mix before peaking occurs. Replacing 65% of the petroleum used for transportation with electricity from alternative sources would also decrease CO<sub>2</sub> emissions by 21% (Table 2).

Regarding the use of natural gas, all residential, commercial, and power generation uses can be replaced by electricity generated from alternative sources. Industry uses 35% of natural gas (10% of total fossil fuels used), but we have no breakdown of specific uses. Based on Shinnar's experience, at least 70% is used for internal power and steam generation, furnaces (such as in distillation), and H<sub>2</sub> production. All these uses (7% of total fossil fuels, which generates 5% CO<sub>2</sub> emissions) could be switched to electricity that comes from alternative sources. The only use that is not switchable is for chemical feedstocks, approximately 30% of industrial gas use or 3% of total fossil fuels.

Finally, direct industrial use of coal, 2% of total fossil fuels, cannot be switched at all.

In summary, using existing technologies it is feasible to replace 72% of present fossil fuel usage by substituting electricity from alternative sources (Table 3, and Fig. 3). This shift would also reduce CO<sub>2</sub>

Table 3  
Potential for fossil fuels replacement and CO<sub>2</sub> reduction by electricity from alternative sources

Fossil fuel use	Fossil fuel replaced (%)	CO <sub>2</sub> emissions reduction (%)
<i>(a) Potential for fossil fuels replacement and CO<sub>2</sub> reduction by electricity from alternative sources</i>		
All coal for electricity	24	33
All natural gas and petroleum for electricity	8	7
All natural gas + coal + petroleum for residential and commercial	12	10
Sixty-five percent of petroleum used in transportation	21	21
Seventy percent of industrial natural gas (used for power and steam generation, furnaces and H <sub>2</sub> production)	7	5
Total	72	76
<i>(b) Potential for fossil fuels replacement and CO<sub>2</sub> reduction by syngas processes</i>		
All petroleum in industry	11	7
Thirty-five percent of petroleum used in transportation	11	11
Thirty percent of industrial natural gas (used for chemical feedstocks)	3	2
All natural gas used in transportation	1	1
Total	26	21

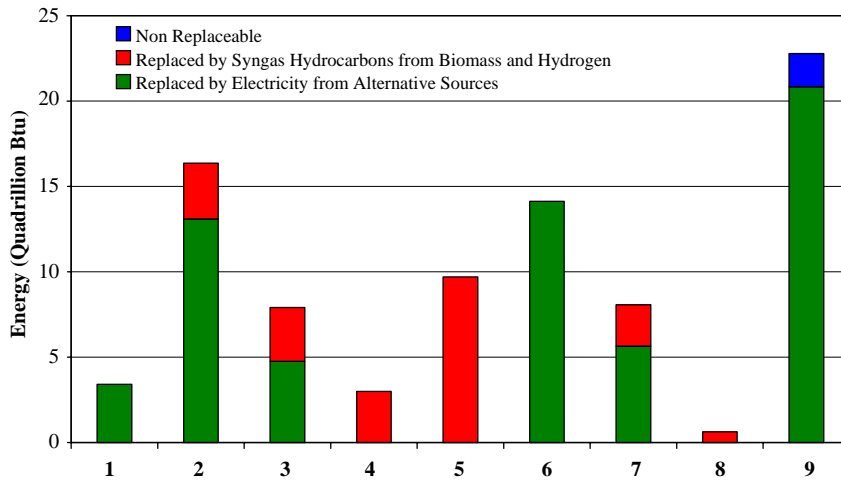


Fig. 3. Potential replacement of the US fossil fuels by alternative energy. Key: (1) Petroleum used in Residential + Commercial + Power Generation; (2) Gasoline; (3) Diesel; (4) Jet Fuel; (5) Petroleum used in Industry; (6) Natural Gas used in Residential + Commercial + Power Generation; (7) Natural Gas used in Industry; (8) Natural Gas used in Transportation; (9) Coal.

emissions by 76% (Table 3). In Section 6, we discuss how to replace another 26% (2% of coal used in industry is not replaceable), also shown in Fig. 3.

#### 4. Concentrating solar power with storage

A more detailed technical discussion of CSP with storage can be found in another recent paper by Shinnar and Citro [7]. However, our main objective here is to assess the potential of CSP technology for decarbonizing the US energy mix, so only the relevant points of the previous work will be summarized here.

CSP technology utilizes solar collectors of the parabolic-trough type to concentrate solar rays on receiver tubes positioned on the focal line of the reflectors (Fig. 4). The heat is absorbed by the receiver tubes and transferred to a fluid that flows within the receiver tubes and is able to reach and sustain extremely high temperatures ( $> 800$  °F) [7]. The heat collected in the hot fluid can then be used directly to generate steam to drive turbines in electricity-generating plants. Alternatively, the hot fluid (and its energy content) can be stored as sensible heat in large underground ponds. Later, the stored energy can be fed to the steam power plant instantaneously to meet variable electricity needs. This technology has been amply demonstrated in a 354 MWe modular plant (consisting of nine CSP units), which has been running in the Mojave Desert since the late 1980s (Appendix A in [7]).

CSP has been evaluated in two reports prepared by the National Research Council (NRC) [10,11], both of which conclude that CSP is unlikely to become competitive with conventional coal power. While this conclusion may be correct, the reports missed two important points:

- CSP with storage is the only alternative energy source (other than nuclear energy) that can supply all the nation's energy needs [7]. All other alternative energies have severe inherent limitations.
- Given the capital costs projected currently, CSP may not be competitive with coal or nuclear energy for base power [7]. However, as explained in Section 5, it can become competitive with all other conventional sources because of its capacity for storing heat [7]. Indeed, it can supply 60% of the requirements of the US electric grid, intermediate and peak load, at an acceptable cost.

##### 4.1. The importance of variable loads in generating electricity

Most comparisons of alternative energy costs, including the two evaluations by NRC [10,11], compare the costs of base load, which is 40% of total electricity consumption [12]. But, for base load, CSP is presently more

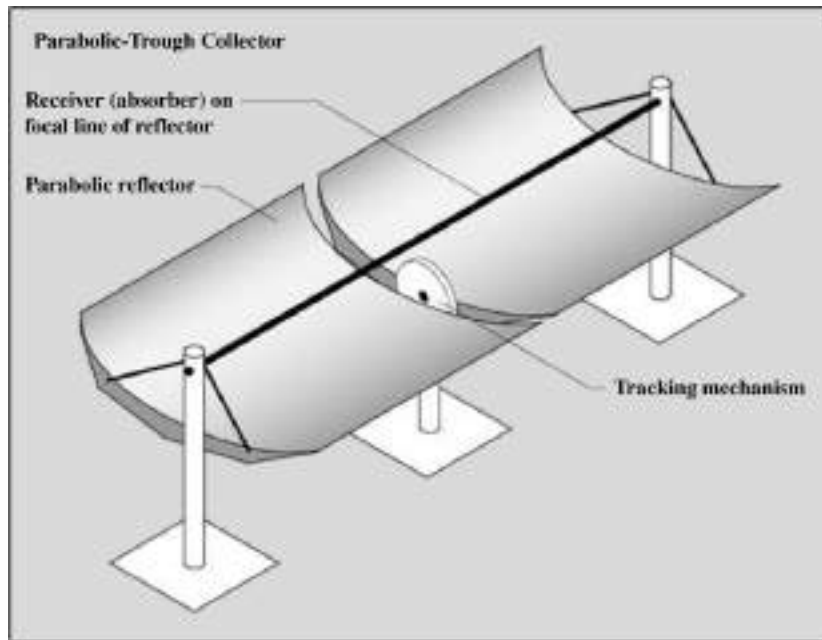


Fig. 4. Schematic of parabolic trough collectors. *Source* [26].

expensive than conventional coal power plants and nuclear power plants. However, when we consider the other 60% of the load, intermediate and peak electricity, the comparison changes completely and, as shown below, CSP becomes attractive even at present prices. Similarly, gas turbines are only competitive for peak loads (400 h a year).

The effect of operating power plants for just a fraction of time adds to capital-related costs. Capital costs are a major portion of the total cost of electricity from nuclear and coal power plants. Although the penalty for natural gas plants would be smaller, they are not included in our comparison as the cost of natural gas has increased five-fold in the last 10 years and the current shortage of gas does not allow for large expansion.

CSP has a unique feature: the collection and storage devices (90% of the investment [7]) are comparable to the fuel plant for a conventional steam power plant. By doubling the capacity of the steam power plant (10% of the investment) a solar plant designed with collectors and storage for 1 kW capacity base load (24 kWh/day) can supply 2 kWh for 12 h with only a 10% incremental investment, or 4 kWh for 6 h with a 30% incremental investment by quadrupling the capacity of the steam plant. For coal or nuclear plants, the increase in investment is 100% and 300%, respectively. Despite the fact that initially the capital investment for CSP plants is double that of coal and nuclear plants, their cost-effective design for intermediate and peak loads, plus their lower maintenance costs and “zero” fuel costs, make them competitive even today [7].

Furthermore, CSP technology could be integrated with wind and solar cells to provide an output for the electric grid that is reliable and controllable in order to offset strong variations in demand and large fluctuations in input from environmental sources. Thus, beside its enormous potential to become the main energy source of the future, CSP with storage is also the energy source of choice whenever large instantaneous control capabilities are required—an essential need in a decarbonized economy.

#### 4.2. Estimated costs for CSP

The cost estimates for CSP were taken from a recent report by the consulting firm of Sargent and Lundy [13] commissioned by the US DOE and reviewed by the NRC [11]. In our earlier writing on estimates [7], we compared published data for CSP plants with both nuclear and various coal technologies. It is important to

emphasize that the estimate for CSP technology by Sargent and Lundy is based on available technology and a conventional approach to building power plants. However, their estimate misses two critical factors:

- With a much larger market and increased competition, costs will be significantly reduced. For example, LNG plants and combined-cycle power plants leveled out at half the initial predicted cost.
- Additionally, those authors did not take into account that, with a large market, solar collectors (70% of cost [13]) could be designed for mass production, which would drastically reduce their cost.

However, CSP is already sufficiently competitive for many existing large-scale needs to initiate the creation of this market. Ultimately, CSP plants could become the cheapest source of alternative energy and of electric power in general.

A comparison of the costs of base power, intermediate power, and load following appears in Table 4. From this table we note that for base power, CSP is competitive only with future coal power plants with sequestered CO<sub>2</sub>. On the other hand, for variable loads (60% of US electricity demand) CSP is already competitive. Furthermore, an increased large-scale use would drop the cost, making CSP also competitive for base loads.

As the desert areas in the US are all in the southwest, the Pacific grid will need to be connected to the national grid so that CSP can serve the entire country. Fortunately, the distances to be spanned are not prohibitively large, but planning on a national scale will be required. The transmission lines of the national grid would have to be enlarged by 100%, at an approximate cost of \$250–300 billion [14]. The cost of distribution lines would add another \$850–1000 billion [14]; however, distribution cost is independent of the location of the power plants. The nationwide power losses for transmission and distribution, with present technology, are less than 7% [1].

#### 4.3. *Compensating for variable power inputs and demand fluctuations on the grid*

Until recently, the only problem of variable power requirements for the grid was due to variations in consumer demand. However, when switching to non-fossil energy economy, wind and solar cells will become sources of fluctuation in power inputs into the electric grid as their ability to generate electricity changes with weather conditions and time; furthermore, they lack a capacity for affordable storage. Fortunately, CSP plants are uniquely suited for large-scale load following. Therefore, such plants could make it possible to create an advanced grid that integrates nuclear, wind, and solar cell technologies because CSP can quickly and reliably compensate for variations in demand and fluctuations in power inputs into the grid.

Table 4  
Electricity costs for CSP compared to coal and nuclear

	Investment (\$/kW installed)	Base (cents/kWh)	Intermediate (cents/kWh)	Load following (cents/kWh)
CSP–near term [13]	4000 <sup>a</sup>	8.0 <sup>b</sup>	8.0	10.4 <sup>d</sup>
CSP–future [13]	3220	6.2 <sup>b</sup>	6.2	8.6 <sup>d</sup>
Conventional coal power plant (with scrubbers) [6]	1200	4.5 <sup>c</sup>	8.0	13.5 <sup>c</sup>
Clean coal [6]	1550	5.6 <sup>c</sup>	10	Cannot supply it
Clean coal [6] (with CO <sub>2</sub> sequestration)	2000	10–11	14–15	Cannot supply it
Nuclear [25]	2200	6.0 <sup>c</sup>	10–11	Cannot supply it

*Notes:*

<sup>a</sup>The estimate was obtained as follows: near-term estimate in [4]: 4816 \$/kW installed, 20% scalable with exponential scale-up factor of 0.6 saves 540 \$/kW installed, 8 parallel trains built simultaneously should save 10–20% of the non-scalable part of the plant, for a saving of 380–760 \$/kW installed.

<sup>b</sup>Operated 4900 h/year.

<sup>c</sup>Operated 6500 h/year.

<sup>d</sup>A power plant designed to supply, for each kW<sub>e</sub> installed, 12 kWh a day of variable electricity at instantaneous maximum rate of 4 kWh.

<sup>e</sup>Designed for the same load following capability as in (d).

The actual composition of the advanced grid (i.e., which alternative energy sources will compose it and in what percentage) and the potential contribution of CSP to the grid generating capacity require further studies. It is encouraging to realize, however, that the available US desert area is sufficient to generate several times our current total energy needs [7]. Thus, we have the technology to supply all our future electricity needs from alternative sources at a reasonable cost. Moreover, if we start now, the switch from fossil fuels to electricity from alternative sources can be done gradually.

## **5. Potential contributions of CSP and electricity from alternative sources**

In the preceding section we showed that CSP could serve as a viable source of electricity. It is also the only available source of alternative electricity that, like nuclear energy, can support a major share of the nation's electric energy needs. Although we advocate a more diversified approach, we also note that there is sufficient sunlit area in the US to supply several times all of our energy needs [7]. On the other hand, the total power that could be generated from all other proven alternative energy sources, such as hydroelectric, geothermal, wind, and solar cells, is limited. Furthermore, CSP can become the mainstay of an advanced grid (the control of such a grid would be different from the present one, but the theoretical tools for designing it are available). Therefore, CSP merits a more thorough evaluation. Several large demonstration plants (250–400 MWe) with adequate storage capacity should be subsidized by the federal government—similar to what was provided to launch nuclear power—to help prove that CSP can be useful to industry at an acceptable cost. This paper focuses on an existing version of CSP [4]. Other proposed designs should also be evaluated, but only those with sufficient storage would have a large impact.

Although possible, full decarbonization of energy resources in the US economy could take from 30 to 50 years to be accomplished. Therefore, implementation cannot wait until either global warming has reached an unacceptable level or oil and natural gas sources have peaked, as then it will be too late. The cheapest way to initiate decarbonization is by building new CSP plants and slowly enlarging our national electric grid with alternative energy until we double or triple our total electricity generating capacity. We must start now.

At this point, we would underscore that just because alternative technologies are already available does not mean the US should stop the research into new and better ideas. To the contrary, a detailed plan for the development of available technologies, as outlined above, could serve as a yardstick for evaluating new research proposals and achievements.

Our discussion of the advanced grid did not include coal power plants with CO<sub>2</sub> sequestration because, although they may create no CO<sub>2</sub> emissions, they do not address the need to decarbonize the US energy mix. Coal reserves are finite and should be preserved as a chemical resource for the long term. Furthermore, new coal plants with CO<sub>2</sub> sequestration have a higher electricity cost than any other power source, and are designed to produce base power, not intermediate or variable power, and therefore are not suitable for stabilizing the grid.

In Section 3 we showed that, on a Btu basis, a 72% decarbonization of the energy mix could be achieved gradually by generating electricity from alternative sources using available, affordable technology. In Section 6, we consider how decarbonized energy can be developed to meet the balance of US needs.

## **6. The role of H<sub>2</sub> and biomass in the decarbonization of the US energy mix**

Many resources have recently been put into programs that aim to develop H<sub>2</sub> as a main energy source. However, H<sub>2</sub> is an energy carrier, not an energy source, as it is not available in nature and energy is required to generate it. If produced from fossil fuels, such as natural gas and coal, H<sub>2</sub> would not contribute to decarbonization. Also, if natural gas was used to generate sufficient H<sub>2</sub> to fuel cars, the total consumption of natural gas would double—and it is already in short supply. Producing H<sub>2</sub> from coal would introduce a difficult switching problem, since H<sub>2</sub> cannot be produced at a gas station and an extensive transport system would be required.

If H<sub>2</sub> is going to be produced from alternative sources, the only available method is by electrolysis, an expensive process. Other ways to produce H<sub>2</sub> from alternative sources, e.g., the photoelectrochemical and photochemical decomposition of water, have not yet been developed, but merit research. A recent NRC report

concluded that an H<sub>2</sub> economy requires further research and is not ready for implementation [15], which places H<sub>2</sub> beyond the scope of our discussion.

For as long as H<sub>2</sub> must be made by electrolysis, then it is clearly preferable to use electricity directly whenever possible. It would cost approximately as much for energy needs that use electricity as it would cost to use oil and gas. Therefore the direct use of electricity from alternative sources should be maximized in the near future. As noted previously, however, about 28% of fossil fuels use cannot be replaced with the direct use of electricity or with the direct use of H<sub>2</sub>; that is, we cannot substitute electricity or H<sub>2</sub> for petrochemical feedstocks or airplane fuel. As will be discussed below, H<sub>2</sub> can play a different, important role in the development of hydrocarbons from alternative sources.

We have the technology to synthesize virtually any known hydrocarbon from syngas (a mixture of H<sub>2</sub>, CO and CO<sub>2</sub>) either via methanol or via Fischer–Tropsch intermediates [16,17], which can be made to react by using shape-selective catalysts [18,19]. The H<sub>2</sub> needed for both these processes can be obtained from electrolysis. The source of the carbon oxides is less obvious. If the carbon oxides were generated by combusting fossil fuels, we would continue to create the same CO<sub>2</sub> emissions as before, so this is not a valuable solution. It also has been suggested that CO<sub>2</sub> can be separated from air, but this is not practical. In fact, 22 lb mol of CO<sub>2</sub> would be required per equivalent barrel of crude produced (at a theoretical 100% efficiency). Since the concentration of CO<sub>2</sub> in the air is only 0.0365%, it would require 60,000 lb mol of air (or 22 million SCF) to separate the CO<sub>2</sub> necessary to produce one barrel of oil. The non-feasibility of such an approach becomes obvious if we consider that for a 50,000 barrel/day plant (a common size for the US, which uses about 20 million barrel/day of crude oil [1]), the volume of air that would have to pass through the CO<sub>2</sub> scrubber (or extractor) is equal to the volume of air required to combust enough coal to fuel about 600 GWe coal-powered plants (twice the total capacity of all coal power plants presently installed in the US [1]).

The only way to obtain carbon oxides from renewable sources is from the gasification or combustion of biomass with oxygen. We refer here to fast-growing, non-energy-intensive biomass, which does not compete with food production, such as fast-growing willows and poplars, shrubs, and grass, as well as agricultural waste. The technology for gasification of biomass is available, as gasifying biomass is very similar to the gasification of peat or lignite (for example, in the Winkler or the DOW gasifiers [20]). The role of H<sub>2</sub> in biomass utilization is based on the underlying chemistry. See the Appendix for a brief discussion of the underlying chemistry.

## 7. Summary

We have shown that 98% of our economy could be decarbonized solely by using available, proven technologies. Seventy-two percent can be replaced by electricity from alternative sources and 26% by syngas processes (the carbon oxides for the syngas being produced by the gasification of biomass, and the H<sub>2</sub> by electricity from alternative sources). Although this is more expensive than cheap oil or coal without pollution control, it is still affordable. Replacing 98% of fossil fuels would also reduce 97% of CO<sub>2</sub> emissions, 76% by using electricity from alternative sources and 21% by syngas processes.

We focused here on what could be done with existing technology, and showed that we have the technology to create a viable economy that does not depend on fossil fuels. A reasonable goal would be to replace 70% of fossil fuels in 30 years and 90% in 50 years, which would extend our oil and gas reserves and reduce CO<sub>2</sub> emissions.

We also showed that CSP could play a significant role in such a program and could anchor an advanced grid that integrates a variety of alternative energy sources. The US is fortunate to have all the resources and desert area needed to supply several times its total energy needs. Further development of these technologies, and their implementation on a large scale, would provide a model for the world, especially for developing nations. As the problems inherent in such a plan are not solely technical, the free market cannot be expected to invest in CO<sub>2</sub> reduction or to fund an uncertain future, especially if there is no law restricting CO<sub>2</sub> emissions. It is clear that government planning and support will be needed in order to achieve these goals. It is encouraging to know, however, that the tools needed to decarbonize the US economy are available at an affordable cost, if the country has the will to use them.

The first step would be a wide-ranging discussion and formulation of a detailed plan and timetable for implementation. This plan should also include an in-depth evaluation of the different technologies, including approximate cost estimates, not only for the technologies, but also the costs related to their introduction (enlargement of the grid, replacement of equipment, etc.). The starting point should be applications that are already competitive, or nearly competitive, today.

To replace 70% of our fossil fuel use (including most coal) would cost approximately \$6 trillion for the technology and \$1.5 trillion for transmission lines, distribution lines, and infrastructure, or about \$250 billion/year over 30 years [7,27]—definitely an affordable cost if the country wants to do it. To put this figure in perspective, it might be helpful to consider that in 2006 the US has had a negative trade balance of oil and natural gas of about \$300 billion [21]. Furthermore, all these investments would stimulate the American economy. We also showed that while the technologies presented here cannot compete with cheap coal power plants when there are no restrictions on CO<sub>2</sub> emissions, it competes well, even for electricity base load, when the cost of sequestering the CO<sub>2</sub> is taken into account.

One way to finance the switch from fossil fuels to alternative energy sources would be to establish a fund to subsidize renewable technologies by introducing a fee on CO<sub>2</sub> emissions. At current levels of CO<sub>2</sub> emissions, a fee of \$65/ton CO<sub>2</sub> would pay for the entire investment. However, the fund does not have to pay for the whole investment, a smaller fee could provide an initial incentive.

The \$65/ton CO<sub>2</sub> fee was computed as follows: at present the US emits about 6000 million metric tons of CO<sub>2</sub> a year. If the plan were implemented, after 70% replacement in 30 years the emissions would be 1800 million metric tons. The average emissions over this 30-year period would be 3900 million metric tons. If the total investment cost of \$250 billion a year is divided by the yearly average emission, we arrive at the \$65/ton CO<sub>2</sub> fee. As this is a time average, the fund collected will be more in the beginning and less at the end.

This example is, of course, not the only option available, but it shows a possible solution and gives an idea of the order of magnitude involved. However, we must start now, as the US does not have the human and industrial resources to complete this switch within a few years. Also, the US must create long-range incentives (e.g., tax credits) large enough to induce major companies and utilities to implement proven technologies and provide the required infrastructure. We have limited our discussion solely to available technologies. We believe that the political hurdles to their implementation can be overcome, but this is outside the scope of our paper.

We want to point out that there is another important problem that must be taken into account in planning the conversion to non-fossil fuels: an urgent need to reduce oil and natural gas imports, a need also addressed in the proposed plan. Some of the present approaches, like building more coal power plants without CO<sub>2</sub> sequestration (20 GWe, emitting 140 million tons CO<sub>2</sub> a year, are under construction) as well as substituting tar sands for crude, do not take into account the necessity to reduce CO<sub>2</sub> emissions. Producing gasoline or diesel from coal, without CO<sub>2</sub> sequestration, would increase CO<sub>2</sub> emissions by a factor of 2.5 compared to producing them from crude. Thus, a comprehensive plan addressing both the long-term problem of dwindling fossil fuels reserves and the near-term problem of global warming, is made even more difficult by the immediate need to achieve energy independence by reducing oil and gas imports. Luckily, all three problems share the same solution: switch to alternative energy sources. It is therefore essential to complete and implement as soon as possible such a comprehensive plan.

## Acknowledgements

The authors want to express their sincere appreciation to Dr. Mildred Green Shinnar for editing, and in part rewriting, this paper. The authors also want to thank Dr. Robert L. Hirsch, Dr. John J. Wise, and David Gushee for reviewing the paper and providing valuable comments.

## Appendix A

### *The role of H<sub>2</sub> in the utilization of biomass*

The production of all hydrocarbons, including fuels from syngas, is based on the overall reactions:



Reactions (1) and (2) occur during the Fischer–Tropsch process, which is preferable for producing diesel and jet fuel. Each of the two overall reactions above can also occur in two steps with methanol as an intermediate. This is the preferred route for producing gasoline and most chemicals [18,19].

Most biomass has the chemical composition  $C_n(H_2O)_m$  and contains  $H_2$  only in the form of water. Just as in coal liquefaction, the  $H_2$  for syngas is formed from CO by the shift reaction:



which can occur either in the gasifier or in a separate shift reactor. As reaction (1) requires two moles  $H_2$  per mole CO, at least two moles of CO (reaction (3)) must be shifted for each mole of  $CH_2$  produced, ending up with one-third of the carbon in the product and the rest as  $CO_2$ . If  $H_2$  is added from alternative sources, all the CO and  $CO_2$  formed can be converted during the gasification to  $CH_2$ , thus tripling the useful product. In addition, the shift reactor and the  $CO_2$  removal are saved.

We estimate that biomass could provide 10% of total US energy needs. By adding  $H_2$ , the yield could be tripled to 30%, enough to meet all those energy requirements for which electricity cannot be substituted directly (26% of total fossil fuels used, as estimated in Section 3, which also reduce  $CO_2$  emissions by another 21%, breakdowns are given in Table 3). If we could generate  $H_2$  by electrolysis on site, the oxygen could be used for gasification. Biomass gasification via methanol intermediate, without  $H_2$  addition, is so similar to the industrial process that uses sub-bituminous coal that it should cost no more. While adding  $H_2$  would half the cost of the production process, the  $H_2$  itself is more expensive.

At present,  $H_2$  can be produced by electrolysis at a cost of \$30/MMBtu [22] or about \$160 per barrel of gasoline (a barrel of gasoline is approximately 5.2 MMBtu). An important research project would be to reduce the cost of  $H_2$  produced from alternative energy sources [15].

In our plan, biomass is converted on location in small plants, and the intermediate methanol produced is transported to a bio-refinery or to existing petrochemical plants. Further investigation is needed to determine more precisely how much biomass can be produced and the optimal technologies for its utilization.

In Appendix B, we show that with our method it is possible to produce, from any biomass, three to four times more hydrocarbons than by fermentation to ethanol, a major advantage because the amount of biomass that can be grown is limited.

## Appendix B

### *Comparing biomass gasification and biomass fermentation in terms of yield of hydrocarbons*

In our calculations, we assumed that the typical composition of hydrocarbons is  $(CH_2)_n$ . The estimates for the potential yield of hydrocarbons from biomass gasification are obtained by using the biomass elemental composition given in Table 5a and assuming an efficiency of 95% for the gasification conversion, regardless what form the carbon is in (cellulose, hemicellulose, lignin, protein, etc.).

On the other hand, the estimates for biomass fermentation are based on the biomass composition given in Table 5b and the ethanol yield given in Table 5c. The efficiencies for the hemicellulose and cellulose hydrolysis conversions, and the ethanol yields are given in Table 5c, while the efficiencies for the glucose-to-ethanol and pentose-to-ethanol conversions are given in the notes of Table 5c.

Table 5a  
Biomass elemental composition

Feedstock	Biomass composition (% dry matter)			
	Carbon	Hydrogen	Oxygen	Other
Alfalfa stem	47.2	6.0	38.2	8.6
Corn stover	44.8	5.7	41.4	8.1
Sugarcane bagasse	48.6	5.9	42.8	2.7
Oak wood	49.5	6.0	44.5	—

Source [23].



Table 5b  
Biomass composition

Feedstock	Biomass composition (% dry matter)					
	Hemicellulose	Cellulose	Lignin	Protein	Ash	Other
Alfalfa stem	12	34	9	11	7	27
Corn stover	25	38	15	4	3	15
Sugarcane bagasse	19	38	22	4	3	14
Oak wood	19	44	23	<1	<1	13

Source [24].

Table 5c  
Ethanol yield from biomass

Feedstock	Hemicellulose to xylose hydrolysis efficiency (%)	Cellulose to glucose hydrolysis efficiency (%)	Ethanol yield (l/ton)	Ethanol yield (kg/ton)
Alfalfa stem	96	88	228	182
Corn stover	92	90	298	238
Sugarcane bagasse	90	86	267	214
Oak wood	88	79	278	222

Source [24].

Notes:

- Estimated maximum potential yield, no present process exists able to achieve these yields.
- Glucose to ethanol conversion: 95% (24).
- Xylose to ethanol conversion: 60% (24).
- For each of the four cases we take as a basis 1 metric ton of biomass, and calculate the amount of CH<sub>2</sub> produced from both gasification and fermentation, which is the base for the comparison.

Table 5d  
Ratio between hydrocarbons yields from biomass gasification and biomass fermentation

Feedstock	Gasification hydrocarbons yield (kg CH <sub>2</sub> )	Fermentation hydrocarbons yield (kg CH <sub>2</sub> )	Ratio
Alfalfa stem	523	110	4.8
Corn stover	549	135	4.1
Sugarcane bagasse	497	145	3.4
Oak wood	539	130	4.1

Finally, we assume the efficiency of the ethanol to hydrocarbons conversion to be practically 100%.

1 Ton Alfalfa Stem.

*Gasification:*

472 kg of C (Table 5a) ⇒ this number is multiplied by 14/12 (molecular weight of CH<sub>2</sub>/molecular weight of C) and by 0.95 (gasification conversion efficiency) ⇒ 523 kg of CH<sub>2</sub>.

*Fermentation:*

182 kg C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH (Table 5c) ⇒ this number is multiplied by 24/46 (molecular weight of 2 moles C/molecular weight of C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH) ⇒ 95 kg of C ⇒ this number is multiplied by 14/12 (molecular weight of CH<sub>2</sub>/molecular weight of C) ⇒ 110 kg of CH<sub>2</sub>.

$\text{Ratio (gasification product yield)/ (fermentation product yield)} = 523/110 = 4.8.$

Similarly, we can calculate this ratio also for oak wood, corn stover, and sugarcane bagasse. The results are summarized in Table 5d. For all types of biomass, the hydrocarbon yield obtained by gasification is always three to four times larger than the equivalent yield obtained by fermentation.

## References

- [1] Department of Energy website. <<http://www.eia.doe.gov>>.
- [2] Trends in oil supply and demand. The potential for peaking of conventional oil production, and possible mitigation options. Washington, DC: National Academic Press; 2000.
- [3] Shinnar R, Shapira D, Zakai S. Thermochemical and hybrid cycles for hydrogen production. A differential economic comparison with electrolysis. *I EC Process Design Dev* 1981;20:581.
- [4] Shinnar R. The rise and fall of Luz. *Chem Tech* 1993;23:50–3.
- [5] Shinnar R. The hydrogen economy, fuel cells and electric cars. *Technol Soc* 2003;25(4):453–576.
- [6] Holt N. Gasification process selection—trade-offs and ironies. Presented at the gasification technologies conference, Washington, DC, October 4–6, 2004. <[http://www.gasification.org/Docs/2004\\_Papers/30HOLT\\_Paper.pdf](http://www.gasification.org/Docs/2004_Papers/30HOLT_Paper.pdf)>.
- [7] Shinnar R, Citro F. Solar thermal energy: the forgotten energy source. *Technology in Society* 2007;29(3):261–70.
- [8] The future of geothermal energy—impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century. Report prepared by MIT-led interdisciplinary panel, 2006. Available at <<http://geothermal.inel.gov>>.
- [9] Davis SC, Diegel SW. Transportation energy data book. Oak Ridge National Laboratory, prepared for US Department of Energy, ed. 25, 2006. <<http://cta.ornl.gov/data/index.shtml>>.
- [10] Renewable power pathways. a review of the US Department of Energy's renewable energy programs. Commission on Engineering and Technical Systems, National Research Council. Washington, DC: National Academy Press; 2000.
- [11] Critique of the Sargent and Lundy assessment of cost and performance: forecasts for concentrating solar power. National Research Council Report, 2002.
- [12] <http://www.eas.asu.edu/holbert/eee463/economics.html>.
- [13] Sargent & Lundy LLC. Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts. Draft 3, SL-5641. Chicago: Sargent & Lundy LLC; 2002.
- [14] Electric Power Research Institute. Power delivery system of the future: a preliminary estimate of costs and benefits. Palo Alto, CA: EPRI; 2004.
- [15] The hydrogen economy: opportunities, costs, barriers, and R&D needs. National Research Council, 2004.
- [16] Anderson RB. The Fischer–Tropsch synthesis. Academic Press Inc; 1984.
- [17] Shinnar R, Haag WO, Huang TJ, Kuo JW. Conversion of synthesis gas to hydrocarbon mixtures utilizing dual reactors. US patent # 4,252,736, 1981.
- [18] Chang CD. Hydrocarbons from methanol. New York: Marcel Dekker; 1983.
- [19] Chen NY. Shape selective catalysis in industrial applications. New York: Marcel Dekker; 1989.
- [20] Department of Energy. Major environmental aspects of gasification-based power generation technologies, Final report. office of fossil energy, National Energy Technology Laboratory; 2002.
- [21] US International Trade in Goods and Services. US Census Bureau and US Bureau of Economic Analysis. Washington, DC: US Department of Commerce; 2007.
- [22] Shinnar R, Citro F. Up front, efficient technology evaluation: it's what's needed to prevent futile investments. *CEP Mag* 2007; 103(1).
- [23] Phyllis, The composition of biomass and waste. ECN-Biomass, Energy Research Centre of the Netherlands, 2004, <<http://www.ecn.nl/phyllis>>.
- [24] Broder DB, Barrier JW. Producing fuels and chemicals from cellulosic crops. In: Janick J, Simon JE, editors. *Advances in new crops*. Portland, OR: Timber Press; 1990. p. 257–9.
- [25] Projected costs of generating electricity. Nuclear Energy Agency, International Energy Agency, and Organization for Economic Cooperation and Development; 1998. <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/1990/projected1998.pdf>>.
- [26] <http://www.www.nemmar.com/asp-rel-articles/images/asp-i01/home-i166.jpg>.
- [27] Shinnar R, Citro F. A road map to U.S. decarbonization. *Science* 2006;313:1243.

**Reuel Shinnar** has a B.Sc. (Ch.E.) from Technion, Israel, a Dipl. Eng., D. Eng. Sci. from Columbia University and is a Member of the National Academy of Engineering. He is a distinguished professor of Engineering at City College of New York and Director of the Clean Fuels Institute. His recent research interests have been in chemical reaction engineering control and process design, and in separation using critical mixtures. In industrial economics, he has specialized in analyzing the economic performance of the process industries, and in the development of a method that allows robust estimation of the actual return on investment of large industrial companies. Professor Shinnar and Dr. Citro have recently published in *Science* the first plan for converting the US energy economy to an economy based on non-fossil energy, solely using available technology.

**Francesco Citro** holds a Laurea Degree (Ch.E.) Università degli Studi di Salerno, Italy; and a Masters and Ph.D. (Ch.E.) from City College of New York. He is a Research Associate at the Clean Fuels Institute. His research interests are in energy-related processes, with particular attention to alternative sources, such as CSP and biomass. He is the author of a methodology to estimate at an early research stage, both economically and technologically, if new processes are suitable for process simplification. The method is based on comparing new processes with available technology, focusing on evaluating the constraints of technologies, thermodynamic, kinetic, etc. With Professor Shinnar, Doctor Citro has co-authored several invited, plenary lectures at major international meetings.

### 3.23. МОДУЛЬНА КОНТРОЛЬНА РОБОТА СТУДЕНТІВ

**Мета:** перевірити знання, компетенції, досвід на: уміння розробляти стратегії та програми збереження біорізноманіття, відновлення окремих видів та розробляти першочергові заходи щодо збереження і відновлення біорізноманіття для окремих екосистем цінних природних комплексів, географічних зон; економічно обґрунтовувати впровадження нових технологій, які направлені на створення безвідходних виробництв, розраховувати шкоду народному господарству, якщо порушуються допустимі норми складування відходів в навколишньому середовищі; науково обґрунтовувати стратегії розвитку суспільства, використовувати нормативну базу міжнародних і державних структур. Робити аналіз: техногенного навантаження на природне середовище в регіонах, давати оцінку впливу галузей народного господарства на довкілля, аналізувати динаміку викидів найпоширеніших забруднюючих речовин в області і в розрізі населених пунктів; застосування методів розрахунку характеристик агроєкосистем та техногенно-змінених ландшафтів в умовах інтенсифікації сільськогосподарського виробництва; уміти формувати екологічну політику підприємства й організувати її доступність і декларування перед усіма зацікавленими сторонами для своєчасного корегування та послідовного покращання; використовувати норми, методи контролю та ефективності природоохоронних технологій при захисті природних складових довкілля та оцінювати біологічну (екологічну) безпеку сучасних технологій; уміти розробляти критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування, вдосконалювати систему екологічного управління з метою збереження довкілля, створювати екомаркетингові проекти.

Модульна контрольна робота (МКР) з дисципліни «Природозберігаючі технології» за змістовим модулем складається з завдань різного ступеня складності. Перше завдання – 12-20 балів; друге завдання – 18-30 балів. Максимальна кількість балів, яку можна отримати за модульну контрольну роботу в одному змістовому модулі становить **50 балів**. Мінімально – 30 балів. Теоретичне питання написати до 2000 знаків (без пробілів), якщо текст набирається на комп'ютері. Есе на тема-

тику статей з самостійної роботи студентів написати до 4000 знаків (без пробілів), якщо набирається текст на комп'ютері.

Модульна контрольна робота виконується у письмовій формі. До її написання допускаються всі студенти. Позитивну оцінку за МКР не рекомендується покращувати. Невиконання МКР оцінюється 0 балів.

Студенти, які за результатами виконання МКР отримали рейтинговий бал менший 60% від максимальної кількості балів, виділених на цей вид роботи, а також ті, що не з'явилися для її виконання або не виконали її завдань, вважаються такими, що мають академічну заборгованість за результатами поточного контролю, ліквідація якої є обов'язковою.

### ***Варіант – 1***

1. «Зелена» економіка як ПЗТ: сутність, цілі та базові принципи.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 2***

1. «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 3***

1. «Зелена» економіка через застосування природозберігаючих технологій: можливості України.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 4***

1. «Зелена» економіка через застосування природозберігаючих технологій: суперечності та перспективи розвитку.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 5***

1. «Зелена» економіка як механізм подолання безробіття.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 6***

1. Вимірювання «зеленого» зростання в Україні.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 7***

1. Реалізація концепції «зеленої» економіки як ПЗТ: досвід і проблеми України.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 8***

1. Формування екологічного світогляду студентів.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 9***

1. «Зелений» офіс.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 10***

1. «Зелений» туризм.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 11***

1. «Зелений» бізнес.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 12***

1. Екологічні тренди в Україні.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 13***

1. Концепція «Планета без пластику».
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 14***

1. Концепція і стиль «Нуль відходів».
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 15***

1. Сміттепереробний завод.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант – 16***

1. «Зелені» інвестиції.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант -17***

1. Стейкхолдери.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант -18***

1. «Екологізація» виробництва.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант -19***

1. Екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

### ***Варіант -20***

1. Екологічні технології на прикладі компанії OKI.
2. Есе на тематику статей з самостійної роботи студентів.

**Для самоконтролю студентів пропонуємо  
програму семестрового заліку:**

1. «Зелена» економіка і ПЗТ: сутність, цілі та базові принципи.
2. «Зелена» економіка в контексті забезпечення переходу України до сталого розвитку.
3. «Зелена» економіка як ПЗТ: можливості України.
4. «Зелена» економіка через застосування природозберігаючих технологій: суперечності та перспективи розвитку.
5. «Зелена» економіка як механізм подолання безробіття.
6. Вимірювання «зеленого» зростання в Україні.
7. Реалізація концепції «зеленої» економіки: досвід і проблеми України.
8. Дві статті про екологію зеленої економіки світу в перекладі з англійської мови.
9. «Зелені» тренди в Україні.
10. Сміттєпереробний завод.
11. «Зелений» бізнес.
12. Стейкхолдери.
13. «Екологізація» виробництва.
14. Екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction.
15. Екологічні технології на прикладі компанії OKI.
16. Формування екологічного світогляду студентів.
17. СЕС, ВЕС, МГЕС.



# СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

## ЛІТЕРАТУРА

### Основна

1. Потапенко В. Г. Стратегічні пріоритети безпечного розвитку України на засадах «зеленої економіки»: монографія / [за наук. ред. д.е.н., проф. Є. В. Хлобистова]. Київ: НІСД, 2013. 360 с.
2. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні / Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. Одеса: ІПРЕЕД НАН України; Саки: ПП «Підприємство Фенікс», 2013. 348 с.

### Додаткова

3. Буркинський Б.В., Галушкіна Т.П., Реутов В.Є. «Зелена» економіка крізь призму трансформаційних зрушень в Україні: монографія / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса: Підприємство Фенікс, 2011. 348 с.
4. Веклич О. О. Економічний механізм екологічного регулювання в Україні / Рада нац. безпеки і оборони України, Укр. ін-т дослідж. навколиш. середовища і ресурсів. Київ, 2003. 88 с.
5. Галушкіна Т. П., Мусіна Л. О., Хумарова Н. І. Національна політика «зеленого» зростання в Україні / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 271 с.
6. Екосередовище і сучасність: у 8 т. / С. І. Дорогунцов, М. А. Хвесик, Л. М. Горбач, П. П. Пастушенко. Київ: Кондор, 2007. Т. 6: Екосередовище та євроінтеграційні процеси. 622 с.
7. Запровадження принципів «Глобального зеленого курсу» у модель економічного розвитку України: наук. доп. / [Б. В. Буркинський, Т. П. Галушкіна, Л. О. Мусіна та ін.]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2012. 46 с.
8. Зелена економіка. Зелені інвестиції. Зелений туризм: матеріали 2 Міжнар. екол. форуму, 25-26 верес. 2014 р. / [упоряд.: О. С. Голікова, А. П. Коджебаш, В. В. Бородіна]; Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України [та ін.]. Одеса: Пальміра, 2014. 248 с.
9. Зелена економіка. Зелені технології. Зелені інвестиції: матеріали Міжнар. конф., 6-7 жовт. 2011 р.: зб. тез / Ін-т проблем ринку та екон.-екол. дослідж. НАН України. Одеса, 2011. 319 с.

## ІНФОРМАЦІЙНІ РЕСУРСИ

1. Державна установа «Інститут економіки та прогнозування НАН України». URL: <http://www.nas.gov.ua/UA/Org/Pages/default.aspx?OrgID=0000034>
2. Гугл перекладач. URL: <https://translate.google.com.ua/?hl=uk&tab=wT>
3. ГО «Спілка сільського зеленого туризму в Україні». URL: <https://www.greentour.com.ua>
4. «Зелений» офіс. URL: [https://wwf.ua/our\\_work/green\\_business/how\\_to\\_join/comms/green\\_office/](https://wwf.ua/our_work/green_business/how_to_join/comms/green_office/)
5. Сміттєпереробний завод. URL: [https://zaxid.net/statti\\_tag50974/](https://zaxid.net/statti_tag50974/)
6. «Зелені» інвестиції у сталому розвитку: світовий досвід та український контекст. URL: [http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019\\_ZELEN\\_INVEST.pdf](http://razumkov.org.ua/uploads/article/2019_ZELEN_INVEST.pdf)
7. Екологічні (зелені) інвестиції. URL: [https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni\\_zeleni\\_investitsiyi](https://pidru4niki.com/84786/pravo/ekologichni_zeleni_investitsiyi)
8. Стейкхолдер. URL: <https://works.doklad.ru/view/Z6yww6--MQg/2.html>
9. Інноваційний підхід до екологізації підприємств (на прикладі Харківської області). URL: [http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR\\_economica\\_2018/w17.pdf](http://www.kdu.edu.ua/Documents/KSNR_economica_2018/w17.pdf)
10. Сім відтінків зеленого: еко-тренди, що наберуть обертів у 2020 році. URL: <https://agroportal.ua/ua/special-projects/utrennii-kofe-sem-ottenkov-zelenogo-ekotrendy-kotorye-naberut-oboroty-v-2020/>
11. Екологічні технології на прикладі компанії OKI. URL: <https://www.oki.com.ua/printing/about-us/index.html>

# ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

Аналіз техногенного навантаження

Безпечний розвиток України

Відновлювальні Джерела Енергії

Вітрова електростанція

Використання норм, методів контролю та ефективності природоохоронних технологій

Вимірювання «зеленого» зростання

Веганство

Вегетаріанство

Впровадження нових екологічних технологій

Глобальний «зелений» курс

Динаміка викидів найпоширеніших забруднюючих речовин

Екологізація виробництва

Екологічний світогляд

Екологічний стиль життя

Екологічні технології

Екологічні тренди: Organic food, Eco-packaging, Digital detox, Workshop on waste-free lifestyle, Clouting made of eco-materials, Eco-settlements and ecotourism, Consumption restriction

Екологічне середовище

Економічний механізм екологічного регулювання

Електростанція на дровах

«Зелений» бізнес

«Зелена» економіка

«Зелені» інвестиції

«Зелений» офіс

«Зелені» технології

«Зелений» туризм

Концепція «зеленої» економіки

Критерії, методики та процедури проведення екологічного маркування

Методи розрахунку характеристик агроєкосистем та техногенно-змінених ландшафтів

Механізм подолання безробіття

Молекулярна гідроелектростанція

Національна політика «зеленої» економіки

Національний екологічний патріотизм

«Нуль відходів» / «Zero Waste» концепція

Оцінка впливу галузей народного господарства на довкілля

Оцінювання біологічної (екологічної) безпеки сучасних технологій

Природа без пластику

Природозберігаючі технології

Психологічна установка, навіювання ставлень і залучення до діяльності

Сироїдіння

Сонячні електростанції

Сміттєпереробний завод

Сталий розвиток

Створювання еко маркетингових проектів

Стейкхолдери

Стратегії розвитку суспільства

Стратегії та програми збереження біорізноманіття

Формування екологічної політики підприємства