



Papeles de Energía

Nº1
Febrero 2016

**En busca de una “buena” política energética:
*limitaciones sociales de las soluciones tecnológicas
para los problemas energéticos y climatológicos***
Michael G. Pollitt

**Los “costes reales” del cambio del sistema
energético**
Kathleen Araújo

**La transición energética alemana – Situación actual
y perspectivas**
Andreas Löschel

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.ª Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: Funcas

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: Funcas

Impresión: Cecabank

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)
José María Méndez Álvarez (Vicepresidente)
Fernando Conledo Lantero (Secretario)
Miguel Ángel Escotet Álvarez
Amado Franco Lahoz
Manuel Menéndez Menéndez
Pedro Antonio Merino García
Antonio Pulido Gutiérrez
Victorio Valle Sánchez
Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

- 3 Introducción editorial: una transición energética informada
- 9 En busca de una “buena” política energética: *limitaciones sociales de las soluciones tecnológicas para los problemas energéticos y climatológicos*
Michael G. Pollitt
- 43 Los “costes reales” del cambio del sistema energético
Kathleen Araújo
- 81 La transición energética alemana – Situación actual y perspectivas
Andreas Löschel

Index

- 105 Introduction: An informed energy transition
- 111 In Search of ‘Good’ Energy Policy: *The Social Limits to Technological Solutions to Energy and Climate Problems*
Michael G. Pollitt
- 141 ‘Truer Costs’ in Energy Systems Change
Kathleen Araújo
- 175 The German Energy Transition – Status Quo and Perspectives
Andreas Löschel

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Una transición energética informada

Creo que no digo nada nuevo o sorprendente: vivimos tiempos apasionantes para el sector de la energía.

La evolución tecnológica se acelera, especialmente en el campo de las energías renovables, pero también en otros como el gas natural o el almacenamiento; los mercados del petróleo se hacen más volátiles e inciertos; los consumidores demandan, y los emprendedores proponen, nuevos modelos de negocio; la geopolítica internacional se ve enormemente alterada, con cambios en los principales países productores o demandantes de energía; y a todo ello se le suma la amenaza del cambio climático y los enormes cambios que demanda en nuestros sistemas energéticos.

Como ya avanzábamos recientemente desde el *Informe España 2015* de la Fundación Encuentro¹, España se enfrenta a grandes retos en materia energética: la descarbonización del sistema, la reducción de contaminantes atmosféricos convencionales, la formación correcta de precios, la asequibilidad del gasto energético por las familias o la competitividad de la industria, la mejora en la seguridad energética...

Es una época pues turbulenta y compleja, pero también repleta de oportunidades para los que identifican correctamente los signos de los tiempos: la necesidad y

¹ <http://www.informe-espana.es/download/Capitulo%2014-Energia.pdf>

oportunidad de hacer evolucionar nuestros sistemas energéticos hacia otros más sostenibles, robustos frente a todas las amenazas internas y externas tanto de corto como de largo plazo.

Por supuesto, esta evolución, aunque urgente, también requiere de una discusión sosegada. La larga vida de las inversiones en el sector energético, y los efectos de *lock-in* tecnológico que conllevan, así como las numerosas incertidumbres a las que nos enfrentamos, exigen una visión de largo plazo, y asociado a ella, una necesidad de consenso más allá de los cortoplacismos generalmente asociados a nuestras dinámicas políticas. Debemos acordar qué modelo tecnológico y regulatorio queremos para nuestro sector energético futuro, con perspectiva de bien común, incluyendo a las generaciones futuras.

Afortunadamente, la gran mayoría de las partes involucradas en la formulación de la política energética, incluyendo muchos partidos políticos, son conscientes de esta necesidad y oportunidad, y plantean en sus programas leyes, comisiones o planes de transición energética. Pero para ello es imprescindible un consenso de largo plazo, porque no hay soluciones claras, ni únicas. En un momento político como el que vivimos en España, en el que más que nunca es necesario llegar a acuerdos amplios, y en el que por otra parte todo se cuestiona y parece sujeto a debate, un consenso de este tipo requiere mucho talento.

Decía José Antonio Marina, recientemente, que talento es la inteligencia que elige bien las metas, maneja la información, gestiona las emociones y pone en práctica las virtudes de la acción necesarias para alcanzarlas. Y también nos decía que el talento hay que cultivarlo.

Este es pues el objetivo de esta nueva revista, PAPELES DE ENERGÍA, cultivar el abundante talento que existe en el sector energético español, para que pueda responder de forma adecuada a los retos a los que se enfrenta. Y, por lo mencionado anteriormente, creo que no podía Funcas haber elegido un momento más adecuado para lanzar esta nueva publicación, que quiere alimentar el debate sobre la transición energética en España con conocimiento riguroso e independiente, con datos y visiones globales basados en sólidas investigaciones académicas, con experiencia e inteligencia de otros países y también de dentro de nuestro propio país.

Responder a retos de tanto alcance y tan complejos requiere una aproximación necesariamente amplia, que recoja todos los componentes económicos, tecnológicos y sociales ligados a dichos retos. Y es que gran parte de la complejidad del diseño de una transición energética no se debe a cuestiones técnicas, sino a factores sociales, como la respuesta de los consumidores, o la percepción de las distintas tecnologías o sus costes. En este primer volumen de *PAPELES DE ENERGÍA* tres prestigiosos investigadores nos ofrecen sus visiones sobre este problema multidisciplinar. Son visiones no necesariamente compatibles, ni por supuesto indiscutibles. Si lo que deseamos es enriquecer el debate tenemos que ser capaces de leer y reaccionar a opiniones diferentes, controvertidas, con las que no necesariamente tenemos que estar de acuerdo, pero que nos hacen reflexionar desde el rigor y el análisis profundo de las distintas cuestiones. Creo que los autores de este primer volumen logran sobradamente este propósito: llamar nuestra atención sobre cuestiones relevantes y animar el necesario debate. Indico a continuación los elementos más relevantes de sus artículos, y animo a todos a leerlos despacio, con amplitud de miras y espíritu crítico.

Michael Pollitt, profesor en la Universidad de Cambridge, nos recuerda que, para empezar, es muy complicado ponerse de acuerdo sobre qué es una “buena” política energética, dados “los distintos niveles de tolerancia a la inseguridad energética, ampliamente diferentes precios finales de la energía, y distintas actitudes hacia los problemas ambientales de la producción y el uso de la energía”. Aunque los tecnólogos sean capaces de proponer soluciones imbatibles (para ellos), hay una desconexión evidente entre estas soluciones y la *real politik*. Para lograr reconnectarlas hace falta ser consciente de los factores que las separan: factores como el concepto de justicia que se maneje, como los intereses creados, como los fallos en las predicciones, o como la desafortunada persistencia de las “malas” políticas.

Pollitt nos describe la influencia de todos estas cuestiones, y nos indica una serie de campos multidisciplinares de gran interés si queremos alcanzar una “buena” política energética: la percepción por parte de los interesados; las ventajas e inconvenientes de la cuantificación; la definición de bienestar y su (desigual) distribución; la confianza del público; el papel del Estado; y la gestión adecuada de los proyectos. Pollitt concluye en que solo cuando incorporemos estos aspectos

de forma efectiva podremos alcanzar una “buena” política energética. Algo que, según él, es posible, como ya nos indican los éxitos en otros campos similares.

Kathleen Araújo, profesora de Stony Brook University, en EE.UU., profundiza en algunas de las cuestiones planteadas por Pollitt, en particular sobre un elemento central siempre en el debate como es la cuantificación de los costes y su percepción. Araújo nos ilustra sobre las distintas aproximaciones que se pueden realizar a los costes de la transición energética, sus ventajas y limitaciones.

También nos subraya la importancia de considerar todos los costes de la transición energética, incluso aquellos que no son fáciles de ver o de cuantificar. Y para ello insiste en la necesidad de establecer conexiones sólidas y transparentes entre los modelos, los analistas, y los decisores, de nuevo incidiendo en la idea de Pollitt de crear un marco multidisciplinar para la toma de decisiones.

Una buena ilustración de muchas de las cuestiones tratadas por Pollitt y Araújo es la *Energiewende* alemana: un ejercicio enormemente ambicioso de transformación del sector energético, pero que muestra luces y sombras en su ejecución, en opinión de **Andreas Löschel**, profesor de la Universidad de Münster.

Löschel trata tres temas de gran relevancia. En primer lugar, reflexiona sobre la gobernanza de la transición alemana: un esquema basado en la selección de indicadores que guían el proceso, en el *input* de expertos, y en la toma de decisiones formalizada. Un esquema que, como indica el autor, facilita la continuidad, la certidumbre en la planificación, y la comparabilidad del proceso de seguimiento a lo largo del tiempo, y que de alguna forma recoge algunas de las sugerencias de Pollitt. Todo lo contrario de la improvisación y el cortoplacismo desgraciadamente imperante en otros países.

A continuación ofrece su visión personal de los logros y los fracasos de la *Energiewende*. En su opinión, en el haber hay que incluir una elevada penetración de las renovables y el control del gasto; en el debe, el aumento de emisiones de CO₂ y el incremento del uso de energía para el transporte.

Finalmente, Löschel también propone temas de futuro, en particular, una reforma de la política alemana de apoyo a las renovables, y también un nuevo diseño para el mercado energético. Sin estar necesariamente de acuerdo con sus propuestas, creo que es fácil coincidir en la necesidad de abrir este debate, también en España.

Como decía antes, les animo a todos a que lean con detenimiento los artículos de este número, estoy seguro de que los encontrarán muy interesantes para animar la reflexión acerca de la necesaria transición energética en España.

Pero antes de dar paso a los verdaderos protagonistas de la revista, me gustaría finalizar con una obligada sección de agradecimientos. En primer lugar, a Carlos Ocaña, director general de Funcas, por su idea de crear esta revista, y por su constante entusiasmo y apoyo. Por supuesto, a todos los miembros del Comité Editorial, que a pesar de sus numerosos compromisos profesionales y personales, han accedido a brindar gratuitamente una parte de su muy escaso tiempo para este proyecto. También, claro está, a los autores de los artículos que inauguran la revista, y a los que vendrán en siguientes números: en un mundo académico dominado por el “publica o perece”, no es fácil encontrar autores que quieran ofrecer sus conocimientos académicos al público en general. Y finalmente, a todos Uds., los lectores de esta revista, que al fin y al cabo son los que la dotan de sentido. Confío en que en sus páginas encuentren siempre información útil para este apasionante proyecto en el que todos participamos: la evolución hacia un modelo energético verdaderamente sostenible para España.

En busca de una “buena” política energética: *limitaciones sociales de las soluciones tecnológicas para los problemas energéticos y climatológicos*¹

Michael G. Pollitt²

Resumen

En este artículo se analiza la naturaleza de una “buena” política energética a través de una perspectiva multidisciplinar enfocada hacia las ciencias sociales y las humanidades, y centrada en el desarrollo y la formulación de políticas. El objetivo del análisis consiste en comprender cómo podemos alcanzar, desde nuestra posición actual, una política energética “mejor”.

Para ello, comenzaremos explicando qué entendemos por “política”, caracterizando y cuestionando el enfoque tecnológico de la política energética. A continuación, estudiaremos algunos de los principales puntos de partida intelectuales que reflejan las dificultades de desarrollar políticas en este ámbito, presentando un conjunto de perspectivas multidisciplinares desde las ciencias sociales y las humanidades sobre la política energética, que conforman interesantes áreas de investigación. Estas perspectivas se centran en la percepción, la cuantificación, el bienestar, la confianza pública, el papel del Estado, la competencia y la arrogancia en la implementación y los paralelismos existentes con la atención sanitaria. Para terminar, analizamos el modo en que dichas perspectivas pueden indicar si una política es “buena”, “mala”, o si se sitúa en un punto intermedio.

Palabras clave: política energética, problemas climatológicos.

1 Este artículo está basado en la iniciativa *In Search of ‘Good’ Energy Policy* de Energy@Cambridge. La investigación realizada para redactar este artículo incluye entrevistas a 22 colegas de la Universidad de Cambridge, procedentes de 13 facultades distintas y con un interés visible en las políticas energéticas. El autor desea agradecer el apoyo de Isabelle de Wouters. Las facultades mencionadas son las de Ciencias Económicas, Ciencias Empresariales, Derecho, Historia, Economía Agrícola, Antropología Social, Historia y Filosofía de las Ciencias, Psicología, Ciencias de la Tierra, Ciencias de la Informática e Ingeniería. El autor desea reconocer la deuda intelectual que guarda con sus colegas por compartir generosamente sus ideas, así como admitir que todas las opiniones y errores que puedan ser expresados son exclusivamente suyos. También desea dar las gracias a David Reiner, David Newbery y Robert Ritz por sus provechosos comentarios sobre los borradores previos. Serán de aplicación los descargos de responsabilidad habituales.

2 Energy Policy Research Group, Judge Business School and Universidad de Cambridge.

INTRODUCCIÓN

La política energética se define tradicionalmente como un área que comprende tres objetivos políticos enfrentados. Tales objetivos son: la seguridad del suministro energético, unos precios bajos y asequibles y la minimización del impacto medioambiental que provocan la producción y el uso de la energía. Todos los países del planeta cuentan con una combinación de estos tres objetivos en el núcleo de sus políticas energéticas.

La política energética es central debido a la importancia económica de la energía para cada economía. Los gastos en energía pueden rondar el 10% del PIB (como es el caso del Reino Unido) y están sometidos a una elevada volatilidad a raíz de los cambios en los precios internacionales para las materias primas. Para las naciones exportadoras de energía, esta puede constituir una porción significativa del PIB, de los ingresos fiscales y de las exportaciones, lo que deriva en una particular vulnerabilidad ante la situación del mercado global energético. Por ello, las compañías energéticas son entidades importantes dentro de las economías nacionales, debido en parte a la naturaleza intensiva en capital que suele caracterizar al sector, así como a la existencia de considerables economías de escala. En el suministro de electricidad y gas existe un margen amplio a la hora de ejercer un poder significativo en el mercado. Es por esto por lo que las redes de electricidad y gas han sido comúnmente objeto de regulación económica y/o de propiedad gubernamental (véase Farrer, 1902).

Dentro de los países, el precio de la energía tiene grandes repercusiones con respecto a la distribución: condiciona la combinación energética de los distintos sectores industriales y se convierte en una parte más del contrato social con los ciudadanos. Así, en un esfuerzo por apoyar a aquellas industrias que realizan un uso intensivo de la energía, el precio industrial para determinados usuarios puede estar subvencionado. A falta de otras medidas más efectivas a la hora de garantizar una seguridad social, los gobiernos podrían apoyar a los hogares con bajos ingresos mediante la reducción de los precios para el consumo doméstico por debajo de su coste dado que el consumo energético crece, en proporción, menos que los ingresos (véase Chawla and Pollitt, 2013) para mayor información sobre este debate en el Reino Unido). Esto explica, aunque no justifica, por qué los

subsídios globales para los combustibles fósiles ascendieron a 493 mil millones de dólares en 2014 (IEA, 2015a).

La importancia de la energía dentro de las distintas economías es suficiente para comprender el interés político en el momento de fijar los precios energéticos. No obstante, el hecho de que el almacenaje de la energía sea complicado y caro, y la necesidad de un suministro continuo para impulsar una economía moderna, explica el –generalmente mayor– interés político en la seguridad energética. Por último, la escala del consumo energético causa un impacto ambiental significativo a nivel local y global, con alrededor de dos tercios de las emisiones de gas de efecto invernadero generadas por el ser humano procedentes de la combustión de combustibles fósiles.

Uno podría pensar que la mera ubicuidad de los objetivos de la política energética debería llevar al surgimiento de una comprensión clara y compartida acerca de lo que supone una “buena” política en este aspecto. Sin embargo, no es así. Los países (e incluso sus regiones) difieren profundamente con respecto a sus enfoques energéticos, como indican los distintos niveles de tolerancia hacia la inseguridad energética, las grandes diferencias en los precios finales de la energía, o las distintas posturas respecto a los aspectos medioambientales de la producción y el uso de energía. Una explicación obvia es que el patrimonio natural (o el fácil acceso a un patrimonio vecino) de recursos energéticos (y de otros factores de producción) determina las diferentes actitudes nacionales hacia la energía.

La política energética es motivo de controversia política y sujeto de debate en prácticamente todos los países. Esto sucede porque la energía adquiere formas variadas, y la política debe abordar su uso para la electricidad, la calefacción y el transporte a la vez que se centra en reconciliar los intereses de los hogares, las empresas y la industria. De hecho, una política que resulte favorable para un sector o grupo de usuarios puede ser menos positiva para otros. Las industrias que consumen grandes cantidades de energía, como las siderúrgicas, probablemente quieran obtener la energía al precio más barato posible y se muestren reacias a apoyar aquellas políticas que aspiren a reformar los aspectos medioambientales de la producción energética. Los hogares pueden presentar opiniones contradictorias, deseando una energía más limpia por un lado pero, al mismo tiempo,

siendo reticentes a pagar más por ella, o a tener cerca de su propiedad fuentes de energía renovable como turbinas eólicas. En el centro de estas contradicciones se encuentra la idea de que existe un desequilibrio entre la seguridad en el suministro, unos precios bajos y un impacto medioambiental, lo que denominamos el “trilema” energético. Según dicha idea, la mejora de dos de los objetivos de la política energética solo se puede realizar a expensas del tercero.

Muchos países en desarrollo parecen contar con políticas energéticas desastrosas que solo empeoran su seguridad en este ámbito, resultan en precios de suministro más altos y se asocian, además, a consecuencias medioambientales más negativas. De este modo, países como Nigeria poseen un suministro eléctrico público limitado y poco fiable, por lo que numerosos hogares y empresas se ven obligados a recurrir a sus propios generadores de diésel “sucio” para garantizar su abastecimiento eléctrico (véase Oseni Y Pollitt, 2015). Como consecuencia, los costes son mucho más altos, especialmente si se tienen en cuenta el impacto medioambiental local y los inconvenientes que supone utilizar esos generadores.

La disposición general que muestran los países en desarrollo a tolerar una combinación de políticas tan amplia puede resultar difícil de entender para los países desarrollados. Sin embargo, esto ocurre porque la mala elaboración de políticas no pertenece solo al sector de la energía, y porque se valoran de forma diferente los distintos aspectos del suministro energético. Así, los consumidores de energía en países en desarrollo pueden estar más dispuestos a tolerar una calidad deficiente del aire (o estar menos dispuestos o capaces de pagar el precio de limpiarlo), o pueden mostrarse partidarios de obtener una energía mucho más barata, incluso cuando tal reducción de costes suponga una escasa seguridad del abastecimiento. Algunos historiadores han señalado recientemente que, en fases de rápido desarrollo económico, la mejora de la calidad medioambiental entra en conflicto con la comodidad energética (véase Corton, 2015, acerca de la contaminación atmosférica en Londres antes de los años 50 y sus asociaciones positivas con la comodidad de las chimeneas en el hogar).

En los países desarrollados, la política energética no suele ser tan problemática, dado que los suministros tienden a ser fiables y el impacto medioambiental local es menor, debido en parte a que los precios son considerablemente más altos y a

que existe un mayor compromiso para financiar de manera adecuada a aquellas compañías implicadas en el abastecimiento de energía. A cambio, lo que observamos es una gran cantidad de políticas energéticas individuales que pueden parecer sensatas. En conjunto, sin embargo, dan lugar a un “caos”, en palabras de Rhodes (1988)³.

Un buen ejemplo de esto es el de la Unión Europea. La UE cuenta con tres paquetes de medidas para el clima y la energía hasta 2020. Estos paquetes son el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE referente al dióxido de carbono, un conjunto de objetivos nacionales relativos a las energías renovables y una meta de eficiencia energética. Se conocen como los Objetivos 20-20-20, ya que cada uno de ellos incorpora respectivamente el objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono en un 20% (respecto a 1990), de elevar la presencia de energías renovables en un 20% y de reducir el consumo de energía por unidad de PIB en un 20% (con relación a 2005). A primera vista, los objetivos políticos individuales son razonables y dan lugar a la creación de importantes conjuntos de medidas para promover la reducción de las emisiones de carbono, la entrada de las renovables y la eficiencia energética. No obstante, el éxito a nivel nacional de los planes de eficiencia energética y de promoción de las energías renovables se ha logrado en detrimento del uso positivo del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE, reduciendo el precio de los permisos de emisión de dióxido de carbono y amenazando la viabilidad a largo plazo del plan. Como resultado, los costes totales de la transición hacia una economía baja en carbono se han elevado al utilizar energías renovables más caras en vez de sustituir el carbón por gas.

Estas discrepancias acerca de la aparentemente adecuada promoción de tecnologías individuales con características atractivas pero altos costes, en detrimento de opciones más económicas y rentables que generarían los mismos resultados, son comunes y corrientes en los países desarrollados. Un ejemplo para ello es la disposición de los gobiernos a la hora de subvencionar la instalación de sistemas solares domésticos, que deriva en constantes “fiebres del oro” solar como resultado de unos subsidios demasiado generosos y limitados por plazos de tiempo. También podemos observar que, en aquellas políticas energéticas centradas en el trilema

³ Véase Lave (1984), que analiza la tendencia en Estados Unidos (y en cualquier otro país) de regular cada externalidad individualmente, en vez de optimizar las regulaciones de manera conjunta.

energético, suele influir el deseo de promover una política industrial concreta dentro del sector energético. Esto sucede porque, habitualmente, existen objetivos no incluidos en la política energética, pero relacionados con el sector, como la promoción de nuevas industrias dedicadas al despliegue tecnológico en el ámbito de la energía, o la promoción regional de empleo en el sector energético.

En este artículo se analiza la naturaleza de una “buena” política energética a través de una perspectiva multidisciplinar enfocada hacia las ciencias sociales y las humanidades⁴, y centrada en el desarrollo y la formulación de políticas. El objetivo del análisis consiste en comprender cómo podemos alcanzar, desde nuestra posición actual, una política energética “mejor”. Nuestro estudio admite que la energía no es el único recurso sujeto a una política, y que los objetivos de la política energética pueden ser sacrificados por el deseo de promover otras medidas “buenas” en áreas como la salud, la educación o el bienestar.

A continuación, comenzamos explicando qué entendemos por “política”. Después, continuamos caracterizando y cuestionando el enfoque tecnológico de la política energética. Posteriormente estudiaremos algunos de los principales puntos de partida intelectuales que reflejan las dificultades de desarrollar políticas en este ámbito, presentando un conjunto de perspectivas multidisciplinares desde las ciencias sociales y las humanidades sobre la política energética, que conforman interesantes áreas de investigación. Para terminar, analizamos el modo en que dichas perspectivas pueden indicar si una política es “buena”, “mala”, o si se sitúa en un punto intermedio.

¿QUÉ ENTENDEMOS POR “POLÍTICA”?

Una definición del diccionario para “política” es (de Dictionary.com)

“un plan de acción definido, adoptado en aras de la conveniencia política, la facilidad, etc.”

o

“un plan de acción adoptado por un gobierno, dirigente, partido político, etc.”

⁴ Las humanidades incluyen Antropología, Historia, Derecho, Geografía, Filosofía, Teología y Artes Visuales, entre otros.

La palabra inglesa procede del inglés medio *policie*, que significa gobierno o administración civil. Así, las políticas están estrechamente unidas a la vigilancia de la sociedad por parte de las autoridades.

Algunos ejemplos de políticas energéticas (nacionales) pueden ser:

Clean Air Act del Reino Unido de 1956, después de que tuviera lugar la Gran Niebla de 1952 en Londres, que con el tiempo (y junto a posteriores legislaciones) condujo hacia una mejora muy significativa de la calidad del aire en el Reino Unido (Véase Mosley, 2014).

La expansión de la industria nuclear francesa de 1975-99 provocó que la cantidad de electricidad generada mediante energía nuclear se incrementara hasta el 75% al final del período. Esta sigue siendo una de las dos descarbonizaciones de una economía entera, e inducidas por una política, más importantes de la historia⁵.

El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE, que comenzó en 2005, incluyó en un plan comercial de permisos de contaminación a todas las centrales eléctricas de combustibles fósiles (y a otros grandes emisores industriales de dióxido de carbono).

Los regímenes nacionales (y regionales) de subvenciones para las energías renovables han impulsado la inversión global en las energías eólicas y solares durante las dos últimas décadas.

Los impuestos gubernamentales sobre el gasóleo han servido en ocasiones para fomentar su uso en los automóviles. Mediante la reducción del impuesto sobre el gasóleo en comparación con la gasolina, se pretende estimular el uso de coches diésel, que emiten menos dióxido de carbono. Por el contrario, otros gobiernos han preferido elevar los impuestos sobre el gasóleo para reducir la contaminación local del aire provocada por este (véase IEA, 2015b).

5 Véase Jenkins (2012): Tanto Suecia como Francia progresaron rápidamente en la descarbonización completa de sus economías durante el período comprendido entre 1971 y 2006 como resultado del aumento de la energía nuclear.

Evidentemente, los gobiernos nacionales no son los únicos que pueden desarrollar políticas. Los gobiernos locales, las empresas y las ONG también pueden llevar a cabo políticas sobre la energía y la protección medioambiental. En cualquier caso, a continuación nos centraremos en las políticas gubernamentales.

TECNOLOGÍA, TECNÓLOGOS Y POLÍTICA ENERGÉTICA

¿Por qué necesitamos una perspectiva multidisciplinar enfocada hacia las ciencias sociales y las humanidades para la política energética? Una razón es la actual tendencia, visible en los debates sobre el futuro de la política energética, de empezar hablando sobre la tecnología (con declaraciones genéricas como “necesitamos más energía nuclear/solar/eólica”) para luego ofrecer una serie de soluciones políticas, tras prestar escasa atención a los aspectos sociales y políticos de la implementación de las medidas. Esto puede derivar en un apoyo hacia políticas que no tienen en cuenta un amplio abanico de temas sociales, que, sin embargo, son esenciales en *cualquier* debate político. También puede resultar frustrante para los tecnólogos (incluyo a ingenieros y científicos en este grupo) que piensan que sus soluciones tecnológicas para los problemas energéticos son razonables y evidentes, y que consideran que la política se está interponiendo en su camino. Por supuesto, en parte estoy caricaturizando su perspectiva. No obstante, quisiera ilustrar lo que intento decir a través de dos libros excelentes escritos por mis colegas de la Universidad de Cambridge.

El primero es *Sustainable Energy without the Hot Air*, de David Mackay, publicado en 2009. Se trata de una maravillosa obra que enumera los requisitos energéticos del Reino Unido en función del consumo de kWh por persona y por día. Mackay examina las tecnologías que podrían satisfacer el suministro necesario de energía, así como la contribución real que supondrían. En sus conclusiones relativas a la política, sugiere que la respuesta más económica (de los 5 distintos escenarios de descarbonización que señala) reside considerablemente en la energía nuclear, que, desde su punto de vista, constituye la única tecnología baja o nula en carbono, con un precio razonable y disponible a gran escala. Sobra explicar que la energía nuclear cuenta con un historial problemático. Por lo tanto, es muy probable que las políticas dependientes de la energía nuclear para la descarboni-

zación de una economía entera se encuentren con dificultades en su puesta en práctica, especialmente fuera de unos pocos países con una tecnología avanzada e infraestructura gubernamental.

El segundo libro es la excelente obra de Julian Allwood y Jonathan Cullen publicada en 2012, *Sustainable Materials with both eyes open*. Aquí, Julian y Jonathan analizan las inmensas diferencias respecto a la cantidad de material (y de energía) empleada en la mayoría de procesos industriales con un alto consumo energético (centrándose en el acero y el aluminio). Sostienen que el uso de materiales y energías podría reducirse sustancialmente si se introdujeran mejores prácticas de producción a lo largo de la cadena de suministro. En cualquier caso, las políticas requeridas para poner en práctica unas reducciones tan masivas del uso energético en todo el mundo parecen demasiado ambiciosas, dada la actual diversidad de prácticas de producción dentro de las distintas industrias con alto consumo energético. Esto ocurre porque, al prestar atención únicamente a la eficiencia energética, se ignora la optimización global del valor del producto, así como de los costes de producción, lo que podría llevar a utilizar más energía con el fin de reducir el uso de insumos más costosos, para crear así más valor (algo que los economistas desearían enfatizar).

Sea como sea, los dos libros ilustran a la perfección dos cuestiones relacionadas entre sí. En primer lugar, las soluciones tecnológicas concebidas para respaldar una política energética “buena” o “mejor” *sí* existen. En segundo lugar, dichas soluciones también reflejan la magnitud de los retos a los que se enfrentan ciertas tecnologías a la hora de elevar su potencial hasta el nivel necesario para convertirse en una parte significativa de la respuesta común a los problemas vinculados a la política energética.

¿Por qué existe esta desconexión entre el mundo que se imaginan los tecnólogos y la realidad de la elaboración de las políticas? Un punto de partida es el libro escrito por James C. Scott “*Seeing like a State: How certain schemes to improve the human condition have failed*”. Como sugiere el título, los gobiernos suelen mostrarse entusiastas en el momento de implementar grandes medidas (con una base científica) para mejorar la condición de sus ciudadanos. ¿Qué podría salir mal por el camino?

Podemos aportar varias respuestas a esta pregunta. Para empezar, la energía no es gratis. Sus costes de oportunidad podrían medirse en función de la educación y la atención sanitaria (y de otros objetivos gubernamentales). Por eso, canalizar los recursos hacia el sector energético, o concentrar la atención de las políticas gubernamentales en la energía, tiene también un coste de oportunidad. Existe una tendencia general a hablar sobre la política de energía limpia como si sus costes fueran reducidos y asequibles para la sociedad. *Todos* los costes incrementales suelen ser pequeños en comparación con el total del PIB (menos de un 1% del PIB). Lo que los tecnólogos olvidan es que las elecciones se ganan y se pierden por debates que tratan de diferencias mucho menores en el presupuesto general.

En segundo lugar, las intervenciones políticas tienen a menudo un impacto considerable en la distribución inicial de riqueza, ingresos, impuestos y empleo. Esto significa que, mientras que existen posibilidades técnicas para un impacto sustancial, tal impacto supone una desventaja para aquellos que se benefician del *status quo* (p. ej. compañías de gas y petróleo, mineros, residentes locales y fabricantes de equipamiento). Los efectos redistributivos derivados de profundos cambios en las políticas deben ser evaluados con prudencia, ya que pueden suponer un motivo suficiente para no continuar con un proyecto si son grandes, negativos y si se concentran demasiado en grupos específicos de la sociedad.

En tercer lugar, no todos están tan interesados en comprometerse con la tecnología energética como los tecnólogos imaginan. Las soluciones tecnológicas implican necesariamente a la sociedad, que debe involucrarse en el uso de determinadas tecnologías, es decir, aprender a amarlas. En la actualidad, el caso más obvio es el de los contadores inteligentes de electricidad y gas, que supuestamente facilitarán una interacción más positiva, con menos requisitos y más flexible, entre el hogar y su contador inteligente. No obstante, esto parece poco probable, dado que un contador atrae menos que un teléfono móvil a los consumidores.

En cuarto lugar, existe una larga y triste tradición de optimismo (véase HM Treasury, 2013) y arrogancia en la puesta en práctica de grandes proyectos gubernamentales (véase Flyvbjerg, 2014). Tal es el caso de diversas infraestructuras físicas y de comunicaciones. Esto se debe tener en cuenta a la hora de considerar los posibles gastos políticos de los programas nucleares o de la implantación de los contadores

inteligentes. También existe cierta tendencia, en especial en el caso de las nuevas tecnologías, de sobrevalorar la capacidad de generar los beneficios que estiman. Estos beneficios suelen estar disponibles únicamente bajo condiciones de laboratorio (o como pruebas limitadas), y no bajo las condiciones operativas normales.

Por último, el desarrollo y la elaboración de políticas es un proceso extensamente estudiado por otras disciplinas, y los tecnólogos son otro grupo de presión más dentro de ese proceso (¡como los economistas!). Las medidas políticas basadas en la tecnología no tienden a sobrevivir sin modificaciones a sus propuestas iniciales: de hecho, por lo general acaban incluyendo alteraciones significativas como resultado de los procesos de consultas. De nuevo, un buen ejemplo para ilustrar este caso es el programa de implantación de contadores inteligentes en el Reino Unido, donde el diseño técnico de la implantación terminó siendo mucho más complicado tras el extenso proceso de consulta entre los actores relevantes.

Nada de esto pretende restar importancia a los científicos y los ingenieros en el desarrollo de la buena política energética. Pueden hacer (casi) cualquier cosa, siempre y cuando cuenten con suficientes recursos económicos. De hecho, los asombrosos logros de la ciencia y la ingeniería (como llevar al hombre a la Luna) deberían ser comparados con el progreso más bien modesto de los políticos en el ámbito de la paz mundial y la pobreza global. Sin ir más allá, el programa Apollo de la NASA, que se desarrolló entre los años 1961 y 1972, costó 170 mil millones de dólares (en precios de 2005)⁶ y llevó a 12 hombres a la Luna, alcanzando una cuota máxima del 0,5% del PIB estadounidense durante ese período. No obstante, el Reino Unido gasta alrededor de un 1% extra de su PIB en defensa, por encima de la media de sus vecinos europeos⁷. En gran parte, lo hace con una clara intención de participar en las actividades internacionales de paz, aunque con un éxito reducido. Algunas políticas son inherentemente difíciles (quizás incluso imposibles) de entender.

A pesar de las dificultades inherentes a la hora de entender la política energética, existe un dominio general de las predicciones optimistas para el futuro dentro de

⁶ Como se señala en https://en.wikipedia.org/wiki/Apollo_program, consultado el 25 de noviembre de 2015.

⁷ Una comparación, por ejemplo, entre el Reino Unido y Alemania, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_military_expenditures, consultado el 25 de noviembre de 2015.

gran parte del espacio político. El Energy Technologies Institute del Reino Unido ha publicado recientemente un documento (ETI, 2015) en el que se describe un plan para la descarbonización de la economía del país con el fin de alcanzar sus ambiciosos objetivos en materia de política climática (reducir en un 80% las emisiones de gases invernadero hasta 2050 respecto a 1990). Los tres elementos principales del plan son la descarbonización de la electricidad (completa en 2035), de la calefacción (completa en 2050) y del transporte (hasta un 50% en 2050). ¡Si fuera tan fácil de conseguir!

PUNTOS DE PARTIDA INTELECTUALES PARA NO-TECNÓLOGOS

Cuando los científicos sociales y los académicos del ámbito de las humanidades examinan los problemas de la “buena” política energética, parten de una serie de puntos principales que suelen diferir considerablemente de los de los tecnólogos (como se observa en los libros de Mackay, Alwood y Cullen mencionados más arriba). Destacamos cinco de los más importantes.

¿Qué entendemos por “bueno” o “justo”?

¿De qué hablamos cuando nos referimos a una política “buena”? A menudo nos referimos a una política que es buena para el desarrollo de unos servicios energéticos de calidad dentro de nuestro propio país. Sin embargo, ¿qué sucede con el impacto de nuestra demanda energética en los países productores de energía, como Nigeria? Consumir más energía en España puede implicar una mayor contaminación medioambiental en Nigeria. Si entendemos que una política “buena” es aquella que genera una energía “justa”, ¿cómo podemos definir esto? ¿Debemos buscar la justicia dentro de la generación actual? ¿O entre generaciones? ¿O ambas? Una “buena” política suscita necesariamente preguntas filosóficas y teológicas fundamentales (véase Lewens, 2007 y Bell *et al.*, 2013), y se interpreta de distintas maneras dentro de cada disciplina académica particular.

Intereses creados (o inversiones heredadas)

La política energética se ve condicionada por un amplio número de intereses creados. Entre ellos se incluyen los de las compañías de combustibles fósiles, las

de gas y electricidad, las de equipamiento energético, los de las comunidades locales que pueden oponerse al desarrollo de una producción energética local, o los de los mineros que quieren que se siga utilizando carbón a pesar de su elevado contenido de dióxido de carbono. Estos intereses pueden parecer “complicados” para todos los que están ansiosos por ver un cambio. Sin embargo, reflejan una serie de inversiones heredadas por la sociedad (en términos de combustibles fósiles, educación y localización) y no se pueden ignorar de manera justificada. La necesidad de tener en cuenta las inversiones anteriores supone una limitación significativa para un cambio rápido y completo del sistema. Ello se debe a que tales inversiones pueden haber sido realizadas a partir de garantías a largo plazo ofrecidas por un gobierno y basadas, a su vez, en objetivos políticos previos. Además, resulta perfectamente razonable prestar atención a las inversiones heredadas, ya que no hacerlo perjudicaría la inversión futura al elevar el coste del capital (o el precio de la mano de obra y del terreno). De hecho, la experiencia de los inversores privados en la promoción de una “buena” política energética suele ser esencial a ojos de los gobiernos (véase Dupuy y Vinuales, 2013). Por lo tanto, los intereses creados generan dimensiones legales, históricas y económicas muy considerables.

El fracaso de las predicciones

A menudo, la política energética se justifica con referencia a previsiones futuras. No obstante, las predicciones, y en particular las relacionadas con la energía, poseen un historial bastante deficiente. Dos ejemplos concretos ilustran la universalidad de este fracaso. El primero aparece en Craig *et al.* (2002), donde se aportan proyecciones de la Comisión de Energía Atómica para el año 1962. De acuerdo con muchos otros de la época, los autores predijeron un optimista crecimiento de la energía nuclear en el período comprendido entre 1962 y 2000. Además, especificaron que la demanda estadounidense de energía nuclear sería un 800% mayor de lo que realmente fue en el año 2000. En este contexto, también se pronosticaba que la demanda total de electricidad ascendería a un 150%. Las predicciones fracasaron porque no anticiparon el efecto masivo de la crisis del petróleo en los 70, que frenó el crecimiento del PIB y de la demanda energética y, por lo tanto, disolvió las positivas proyecciones económicas para la energía nuclear. En cualquier caso, las predicciones a largo plazo no son las únicas

que pueden fallar. Hasta 2010, se esperaba que la producción estadounidense de petróleo se mantuviera relativamente estable durante los años siguientes (IGRC, 2015). Lo cierto es que la producción de petróleo *shale* (de esquistos) y *tight* (de formaciones compactas) aumentó a gran velocidad entre 2010 y 2014. De hecho, el incremento fue tan alto que, en 2014, la producción estadounidense rozaba máximos históricos. El fracaso de las predicciones sobre energía, ya sea a largo o a corto plazo, atrae tanto a historiadores como a economistas y gestores científicos.

La persistencia de las “malas” políticas energéticas y las dificultades de las “buenas”

Un aspecto esencial de la política energética es que las denominadas políticas “malas” pueden persistir durante mucho tiempo y es complicado modificarlas. La política británica del carbón desde 1800, como analiza Fouquet (2011), constituye un gran ejemplo histórico. Fouquet demuestra que los costes externos de la mortalidad ligada al exceso de carbón (medidos por año de vida) fueron especialmente altos a lo largo de varias décadas. En verdad, en casi todo el período comprendido entre 1850 y 1950, los costes externos tuvieron aproximadamente la misma magnitud que el valor del carbón vendido. En 1891 alcanzaron su punto máximo, constituyendo un 17,3% del PIB. A partir de los años 50, con la adopción de la Clean Air Act de 1956, estos costes relacionados con la mortalidad comenzaron a descender de manera constante. Muchas disciplinas de las humanidades y las ciencias sociales – Economía, Derecho, Historia, Antropología Social, Filosofía, Teología – aspiran a comprender por qué las “buenas” políticas (o las “buenas” acciones humanas asociadas a ellas) son tan difíciles de implementar, mientras que las “malas” exhiben una persistencia excesiva.

La democracia y las consultas públicas no son limpias

Un último punto de partida para comprender las dificultades en la busca de una “buena” política energética es el hecho de que cualquier medida tendrá que pasar, de forma inevitable, por un “sucio” proceso de consulta pública y / o de debate democrático. Esto, sin lugar a dudas, complica una sencilla política basada en la ciencia. Por definición, una consulta implica que las opiniones recibidas como

parte del proceso han de tenerse en cuenta. Así, el uso de la tecnología será sujeto a constantes cambios, a veces de un modo inesperado. Encontramos un ejemplo en el ámbito de la localización de nuevas instalaciones para la producción de energía (p. ej., una central nuclear o un parque eólico). Por lo general, algún que otro aspecto de la localización será distinto al diseño original (o, en teoría, más atractivo) tras un proceso de consulta. Estos procesos suelen ser largos e implican el procesamiento de mucha información técnica. Abogados, economistas, teóricos de la gestión y antropólogos sociales se ocupan de estudiar las cuestiones relativas al proceso democrático en su sentido más amplio.

TEMAS DE INVESTIGACIÓN MULTIDISCIPLINARES Y PROMETEDORES

Percepción

Un importante tema de investigación dentro de la política energética (y de la política, en general) es la percepción común de las cuestiones relacionadas con este ámbito. Es el caso, por ejemplo, de la infraestructura energética y su impacto visual sobre el paisaje. ¿Un gasoducto que atraviesa un entorno prístino en el Ártico se percibe como una fuente de desarrollo económico? ¿O como una mancha en medio del lugar? Distintos grupos de la sociedad entenderán el problema de manera diferente. Las poblaciones locales, por ejemplo, pueden mostrarse entusiastas en vista del desarrollo económico que aporta el gasoducto, mientras que múltiples ONG internacionales protestarían en contra. Aquellas políticas que promueven una infraestructura física de este tipo (como oleoductos, gasoductos o líneas de transmisión eléctrica) se perciben de manera distinta en función de la perspectiva que se adopta. Los antropólogos sociales reconocen que las agendas ecologistas occidentales se pueden entender como una forma más de neocolonialismo en los países en desarrollo.

Por otro lado, los psicólogos (y, en términos más generales, los científicos sociales) empiezan a mostrar un interés creciente en las ciencias de la conducta. Este engloba la Teoría del Comportamiento Planificado (Ajzen, 1991), el concepto teórico del “empujoncito” (Thaler y Sunstein, 2008) y el cambio de mentali-

dad (Dweck, 2006). El interés reside en comprender cómo se modifican las percepciones individuales y públicas de las cuestiones planteadas. El libro *Nudge (Un pequeño empujón): El impulso que necesitas para tomar mejores decisiones sobre salud, dinero y felicidad*, escrito por Thaler y Sunstein (2008), expone el concepto del paternalismo libertario, según el cual los gobiernos tratan de manipular el comportamiento de los individuos a través de cambios en la presentación de las distintas opciones, sin imponer restricciones económicas. Esta idea también ha sido adoptada por los economistas behavioristas en el área del consumo energético, donde se han llevado a cabo numerosos experimentos con el fin de fomentar el ahorro energético por parte de los individuos a través de la alteración de sus perspectivas sobre el problema (véase Pollitt y Shaorshadze, 2013).

Una consideración crucial del “paternalismo libertario” es que cualquier tipo de paternalismo supone siempre la presencia de una persona que sabe lo que es bueno para un gran número de individuos. Esta suposición debe evaluarse de manera detenida, ya que suscita cuestiones éticas acerca de la manera más apropiada de modificar las percepciones y de la capacidad de lidiar con la manipulación social.

Cuantificación y el uso del argumento científico

Muchos académicos ajenos al área de las ciencias son conscientes del gran atractivo que posee la cuantificación, pero también de sus riesgos. Las respuestas cuantificadas aportan una precisión especialmente demandada. Los gobiernos y las empresas pagan de manera generosa a cambio de ejercicios de diseño de escenarios que estimen la demanda y la oferta energética a través de la cuantificación. Si bien es cierto que la mayoría de la gente involucrada en esos procesos de generación de números reconocería de inmediato los defectos generales de esos ejercicios, resulta muy sencillo pasar del diseño de escenarios a las predicciones. La política energética de gobiernos y empresas suele basarse principalmente en predicciones cuantitativas acerca del futuro. Estos ejercicios son, sin duda alguna, de gran utilidad para producir números coherentes y no contradictorios que reflejen la relación entre los principales insumos y productos. Sin embargo, es muy sencillo utilizarlos de forma errónea, como muestra la relativa preponderancia de informes patrocinados por el Gobierno en los que se habla del cumplimiento de objetivos

energéticos ambiciosos. Además, comparar escenarios producidos por diferentes ejercicios de diseño con el fin de entender en qué difieren es poco común. Así, las distintas perspectivas cuantitativas sobre el futuro compiten, y esto puede ser utilizado por los responsables políticos para justificar sus intenciones de promulgar determinadas medidas. El uso histórico y la evolución de las necesidades de cuantificación y predicción son campos de estudio potencialmente fructíferos, en concreto en el área de un mejor uso de la predicción energética en el futuro.

Un aspecto fascinante del uso de la cuantificación es el papel de la carga de la prueba, algo que preocupa a filósofos (véase, por ejemplo, Lewens, 2007 sobre perspectivas filosóficas), analistas de riesgo y abogados. Cuando alguien propone una nueva tecnología, ¿es necesario que demuestre de forma cuantitativa que es segura? O, si una persona se opone a esa tecnología, ¿debe demostrar que los arriesgados costes superan a los beneficios? En ocasiones, la carga de la prueba en la elaboración de políticas puede ejercerse contra las partes menos capaces de soportarla. Los actores que cuentan con menos financiación, y cuyas actividades pueden tener efectos potencialmente negativos, tienen que demostrar al Gobierno que está equivocado. Un primer paso sería contar con evaluaciones cuantitativas independientes, válidas para ser cuestionadas por ambas partes (p. ej., añadiendo sus conjeturas particulares para comprender su significado), aunque esto no es posible.

Los números suelen situarse en el centro de los debates científicos en torno a la energía, en particular en los informes sobre el cambio climático del IPCC (IPCC, 2014). Los científicos se ven tentados a asegurar que los números “confirman” sus argumentos, o que “en conjunto” los corroboran. Por su parte, los científicos sociales y los filósofos se muestran visiblemente escépticos acerca de la capacidad de uno o varios números de validar una idea. Todos los ejercicios de diseño llevan cierto grado de juicio en el momento de fijar los parámetros de modelo, y pueden ser objeto de errores en el cálculo. A veces, los científicos también pueden basarse en exceso en la seguridad de sus números, y extrapolarlos desde mínimas muestras experimentales a valoraciones más amplias sobre un diseño, con el fin de “estimar” el posible impacto general de una política particular. Para la mayoría de los economistas, tan solo un análisis ex-post puede demostrar la eficacia de una política.

Por otro lado, los científicos se frustran a raíz de la incapacidad del público general de entender el ámbito de la ciencia, o de responder con argumentos científicos. Esto los lleva a articular argumentos cuantitativos de manera que el público pueda entenderlos mejor. El problema es que, con ello, caen en representaciones numéricas todavía más dudosas.

Por ejemplo, el 29 de abril de 2014 el exconsejero científico del gobierno británico declaró lo siguiente: *“El cambio climático no es... el mayor reto de nuestro tiempo, es el mayor reto de todos los tiempos”*⁸. Esta aseveración podría ser evaluada en función de los números que reflejan el impacto de otros problemas pasados y actuales. Incluso aunque fuera correcta, se trata de una declaración poco precisa acerca de por qué el análisis coste-beneficio y la gestión de riesgos aplicados a una acción energética concreta merecen la pena. De hecho, resulta complicado imaginar un análisis que se pudiera resumir con la cita mencionada.

Bienestar

El motivo principal del uso masivo global de fuentes de energía fósiles se encuentra en que los individuos valoran los beneficios que generan en función de los productos que resultan, así como de la calefacción, la refrigeración, la electricidad y los servicios de transportes que producen. Los combustibles fósiles han permitido y siguen facilitando a día de hoy la revolución industrial global, que ha incrementado la población mundial y el PIB per cápita en niveles muy superiores a los de 1770⁹. Sea cual sea la medida, lógica y filosóficamente sensata, la suma total de la felicidad humana también se ha elevado en este contexto. No obstante, el panorama es algo complejo debido a la contaminación que han producido los combustibles fósiles, cuyos precios no han sido demasiado apropiados a lo largo de la historia. Por eso, es necesario valorar los costes directos e indirectos del uso energético. Los costes indirectos son todavía más complicados en una economía de mercado, dado que no tienen verdaderos precios de mercado y su valor se debe derivar de forma indirecta.

⁸ Sir David King, citado en: <http://www.businessgreen.com/bg/james-blog/2342417/sir-david-king-climate-change-is-not-the-biggest-challenge-of-our-time-its-the-biggest-challenge-of-all-time>

⁹ Allen (2009) asocia con claridad el comienzo de la revolución industrial en Inglaterra con la abundancia de carbón barato. Kander *et al.* (2014) analizan el papel de la energía en la historia europea durante los últimos 500 años.

Los gobiernos ya recurren a los análisis de coste-beneficio social, que tienen en cuenta valores de contaminación y aspectos relacionados con la distribución de sus políticas¹⁰. En cualquier caso, filósofos y teólogos se plantean si puede existir una verdadera evaluación cuantitativa del bienestar, que, por otro lado, sería especialmente práctica. La cuestión central, la idea de añadir linealmente (y prescindir de) distintos elementos para distintos individuos ahora y en el futuro, puede resultar problemática en términos teológicos y filosóficos. Como economista, me gustaría invitarles a que clarificaran exactamente qué es lo que la sociedad no valora de manera apropiada para ellos, así como destacar que alguna medida de valor es necesaria, aunque evidentemente existe un margen para dialogar.

Una política energética agresiva puede terminar por ser intrusiva en el sentido del comportamiento y requerir, por ello, cambios significativos con relación a la comodidad energética y al estilo de vida. Esto podría tener un impacto visible en otros aspectos de la calidad de vida. Por ejemplo, al aplicar impuestos muy elevados sobre el consumo doméstico, los individuos pueden preferir pasar más tiempo en la oficina, dejando a un lado la vida familiar. Es difícil pensar en cómo uno mismo valoraría este elemento de bienestar dentro de los marcos cuantitativos existentes con el fin de realizar un análisis de coste-beneficio.

Por último, los enfoques convencionales de la política energética tienden a centrarse en objetivos globales. El bienestar se deriva en gran medida del impacto distributivo real de las políticas. ¿Serán capaces los consumidores con menos recursos de elegir las mejores opciones energéticas en un mundo de elevados precios y tecnología energética inteligente para el hogar? Cabe preguntarse también si los hogares con más recursos comprarán equipamiento de generación distribuida y de satisfacción de la demanda, reduciendo así su contribución a los costes fijos de la red eléctrica y elevando la cuota de los consumidores más pobres. Todo esto plantea dudas acerca, por un lado, del impacto económico cuantitativo, y por otro, de la legitimidad de la situación, que interesa especialmente a algunas disciplinas académicas concretas. Por si la cuestión doméstica no fuera suficiente de por sí, los problemas se intensifican si hablamos de asuntos de justicia entre países ricos y pobres con respecto al coste de las políticas agresivas y al precio de la inactividad en materia medioambiental global.

10 Véase, por ejemplo, “The Green Book” en el Reino Unido (HM Treasury, 2011).

Confianza pública

La confianza pública en el proceso político y en las entidades encargadas de poner en práctica las medidas propuestas por el gobierno suscita gran interés entre los científicos sociales y los académicos del ámbito de las humanidades. Por lo común, la incapacidad de comprender los problemas técnicos subyacentes al funcionamiento de una política no es un motivo de peso que frene el apoyo público hacia una política energética “mejor”. En su lugar, la falta de confianza en que un cambio real pueda ser implementado con éxito es la que lo bloquea. Esto suele ocurrir a raíz de experiencias pasadas en las que los objetivos fracasaron o su realización fue problemática, y por tanto cuenta con una base racional.

La agencia de relaciones públicas Edelman lleva a cabo una encuesta internacional anual sobre la confianza en el gobierno y en las empresas del sector energético con relación a la política energética (entre otras cosas). Los resultados demuestran una desconfianza extendida en múltiples países. Por ejemplo, al preguntar a los distintos comités hasta qué punto están de acuerdo con esta declaración: “confío en la capacidad de los responsables políticos de desarrollar e implementar regulaciones apropiadas dentro de la industria energética”¹¹, los resultados obtenidos son muy interesantes. En el Reino Unido, el porcentaje a favor se sitúa en el 35%, mientras que en España alcanza el 29%. En India e Indonesia asciende al 73% y al 68%, respectivamente. India e Indonesia no son países famosos por tener políticas energéticas adecuadas (ambos suelen vender la energía por debajo de su coste a clientes residenciales, lo que conlleva un inmenso despilfarro). En cambio, el Reino Unido y España han sido líderes globales en la tendencia hacia los mercados energéticos liberalizados. Es evidente que existe un déficit de confianza nacional de algún tipo según lo que indican estas figuras. Comprender los factores que determinan esta clase de diferencias y el alcance que tienen a la hora de limitar o facilitar una política es fundamental para la elaboración de una “buena” política energética.

El papel del Estado

Hasta ahora, hemos asumido que la política energética es responsabilidad del Gobierno central, que promueve medidas políticas para conseguir sus objeti-

11 Disponible en: <http://www.edelman.com/insights/intellectual-property/2015-edelman-trust-barometer/trust-across-industries/trust-in-energy-top-10-insights-for-communicators/>. Ver diapositiva 52.

vos. Las políticas relativas a la energía y al clima suelen empezar con metas de alto nivel y objetivos a largo plazo (como los Objetivos 20-20-20 de la EU para 2020). En un sentido muy concreto, el Gobierno es el responsable habitual de alcanzar tales objetivos a través de sus políticas. Esta perspectiva se centra en el papel del Estado como autoridad central. Sin embargo, el Estado puede definirse de manera más amplia, y el centro es capaz de delegar más responsabilidad en los individuos.

Así, llegamos a un tema clave de la Teología. En las grandes religiones del mundo, como el cristianismo, el islam, el hinduismo o el budismo, se hace especial énfasis en la acción personal y en la responsabilidad. Uno no puede delegar su propia responsabilidad moral en el Estado como excusa para no actuar. Esto sucede sobre todo en el ámbito del consumo energético responsable, pero también se da en las democracias liberales en las que existe una obligación personal de mostrar coherencia entre las creencias religiosas privadas y las responsabilidades públicas individuales. Un deber de esta magnitud crea un espacio particular para una teología “pública”, basada en la posición de la religión y en sus requisitos públicos para creyentes y no creyentes. Un buen ejemplo de teología “pública” es la reciente encíclica papal “Laudato Si – Sobre el cuidado de la casa común”, redactada por el líder actual de la Iglesia Católica Romana (es decir, el Papa). En este mensaje público, el Papa llama a todos los gobiernos del mundo a realizar más acciones para proteger el planeta del peligroso cambio climático, y a los creyentes católicos (y a otros de buena voluntad) a apoyar con más fuerza el esfuerzo global hacia la descarbonización.

Es un buen ejemplo –desde dentro de la tradición cristiana– para reconocer el papel de la humanidad como custodia de la Tierra. Además, constituye un intento de alinear el apoyo hacia un conjunto de medidas políticas particulares con las creencias y el contexto cultural de los individuos (véase debate en Pollit, 2011). Muchos movimientos sociales de masas han logrado establecer esta conexión con el fin de pedir un cambio político (p. ej. el movimiento por los derechos civiles en Estados Unidos, liderado por Martin Luther King). De hecho, se podría argumentar que es complicado alcanzar un cambio de comportamiento profundo sin lograr antes cierta coherencia entre las dimensiones espiritual y temporal de

la existencia humana, lo que se denomina la “búsqueda individual del sentido” (Frankl, 1985).

Dichos intentos de superar las fronteras entre la acción del Gobierno central y la responsabilidad personal plantean fascinantes preguntas de investigación acerca del nivel apropiado de gobernanza para la política energética en una sociedad, y de cómo este varía en función de los distintos países y entornos culturales. Además, implican que, a medida que las sociedades cambian, la forma en que se desarrolla la política energética también debe modificarse. Así, avanzar hacia una democracia más local, inclusiva y receptiva en las sociedades liberales puede requerir una transformación de las medidas políticas tradicionalmente coordinadas de manera centralizada. Una condición es la gobernanza a distintos niveles, lo que conlleva que la “buena” política tenga en cuenta múltiples niveles de la gobernanza social: grupos nacionales, regionales, locales, subgrupos políticos, sociedad civil, etc. Para que la “buena política” funcione así, el papel del Gobierno central¹² debe estar necesariamente limitado, aun cuando exista cierto descontrol a la hora de poner en marcha las medidas políticas en vista de los distintos niveles de gobernanza. Mientras que esto puede frenar el progreso de los objetivos energéticos, conduce a una mejor elaboración de políticas a largo plazo, y el proceso es “bueno” de por sí.

Competencia y arrogancia en la implementación

Uno de los asuntos que más conciernen a los académicos del mundo de los negocios (véase Flyvbjerg, 2014) y a los ingenieros de fabricación (véase Platts, 2003) es la gestión de proyectos. La implementación de una política energética depende en gran medida de que las nuevas inversiones lleguen a tiempo y sean suficientes en términos presupuestarios. Se han dado casos de tecnologías menoscabadas debido a su falta de fiabilidad, incluso cuando sobre el papel parecían poseer características operativas deseables. Un ejemplo para esto es el área de la energía

12 En parte, como consecuencia de la separación deliberada de los poderes según la mayoría de las constituciones. Véase <http://legal-dictionary.thefreedictionary.com/Three+branches+of+government> para conocer más a fondo el debate. Consultado el 25 de noviembre de 2015.

nuclear, donde el rendimiento operativo del Reino Unido y de Estados Unidos queda muy por detrás del de otros países (como Corea del Sur). La energía nuclear también ha sufrido a nivel global debido a costes excesivos y a problemas legítimos de seguridad. Las dos únicas plantas nucleares nuevas y en construcción en Europa durante el año 2015 (Flamanville en Francia y Okiluoto en Finlandia) se sitúan tres veces por encima de su presupuesto, y llevan un retraso de entre seis y nueve años¹³. El proyecto finlandés ha sido objeto de disputas legales entre el contratista y el cliente, con ambos echándose la culpa por los actuales sobrecostes¹⁴.

Se puede observar un rendimiento estrepitosamente pobre. Este historial de inversiones deficientes se debe a las dificultades relacionadas con los inmensos y complicados proyectos de construcción que realizan varias empresas de manera conjunta. Los proyectos tan grandes suelen ser víctimas de cierta arrogancia durante sus fases de diseño y construcción. Con arrogancia nos referimos a la suposición de que cualquier problema que surja durante el proceso de construcción puede ser arreglado rápidamente, y de que el escenario más optimista es el más probable: asumir algo distinto solo significaría que el proyecto no se habría llevado a cabo. Esta “perspectiva optimista” queda documentada y mencionada de manera explícita en la evaluación de algunos proyectos públicos¹⁵. Además, aunque el sobrecoste sistemático de los grandes proyectos informáticos y de construcción ya ha sido visiblemente identificado en los materiales pertinentes, muchos proyectos lo siguen padeciendo. De hecho, en lo que respecta a la innovación, existen fuentes teóricas de apoyo al conservadurismo como la estrategia más beneficiosa para una empresa¹⁶.

En parte, la arrogancia surge como consecuencia del deseo común de participar en un nuevo y emocionante proyecto de ingeniería que aporta una experiencia

13 Para más detalles acerca de los sobrecostes, ver <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/>, <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Finland/> consultado el 24 de noviembre de 2015.

14 Véase ejemplo: <http://www.powermag.com/court-orders-olkiluoto-epr-operator-to-release-withheld-payments-to-area-consortium/> consultado el 24 de noviembre de 2015.

15 Véase Directrices del Gobierno del Reino Unido en HM Treasury (2013).

16 Véase Rasmusen (1992), donde se discute por qué el conservadurismo debería ser la estrategia más beneficiosa en el campo de la gestión (principalmente, porque la innovación es costosa y arriesgada, en comparación con la seguridad de permanecer junto a compañías existentes).

definitiva. El problema es que esas oportunidades se consiguen a expensas de la parte que debe afrontar el sobrecoste. Por todo esto, los incentivos psicológicos y económicos explican las preferencias por diseños nuevos –y rediseños–, a pesar de que las tecnologías menos avanzadas puedan aportar resultados políticos más efectivos (como mantener un diseño previo y resistir la tentación de alterarlo). No obstante, es conveniente destacar que muchas veces no son solo los gestores de proyectos, sino los propios políticos y reguladores los que favorecen dichos rediseños, ya que es más sencillo conseguir apoyo público para un diseño nuevo que para otro ya existente (en especial cuando el análisis coste-beneficio convencional no resulta del todo convincente).

Paralelismos con la atención sanitaria

En nuestro último apartado de investigación, identificamos un interesante paralelismo entre la política energética y la sanitaria. Ambas comparten varias características similares que merece la pena analizar. Se trata de políticas con múltiples objetivos. También se da un trilema sanitario entre costes, calidad de la asistencia y exhaustividad de la cobertura. De hecho, la política sanitaria es más complicada que la energética debido a la multiplicidad de productos sanitarios presentes en cualquier sistema de salud.

A la hora de pensar en los paralelismos, podemos tener en cuenta las similitudes entre la política de reducir el consumo energético y la de reducir el consumo individual de azúcar y grasas (como señala Edwin Sherwin en su libro epónimo *Addicted to Energy*). Ambas podrían hacer uso de las señales de precios, aunque el alcance de tal acción estaría limitado por la capacidad de algunos consumidores a la hora de pagar, así como por determinados conceptos históricos relacionados con la justicia y reflejados en la manera en que se les ha pagado tradicionalmente. Lo que sí podría ser más eficaz es una combinación de incentivos monetarios y no monetarios. En el ámbito sanitario, hablaríamos de una combinación de impuestos sobre el azúcar o la sal y de una campaña sanitaria pública con actuaciones innovadoras, estableciendo un paralelo con el uso de la economía behaviorista y de conceptos psicológicos para incluir a los consumidores de energía en la reducción y el desplazamiento de la demanda. Partiendo así de la base de que el

área de la sanidad plantea cuestiones éticas y filosóficas similares (véase, por ejemplo, John, 2014), preguntarnos cómo nos podemos dirigir a qué consumidores y cómo distribuir el impacto entre ellos es de especial relevancia para el ámbito de la energía, así como conocer los conceptos y las experiencias procedentes del escenario sanitario.

Aunque la política sanitaria es complicada de entender, existen muchos ejemplos de intervenciones políticas exitosas a gran escala. Como sucede con la energía, el mundo es un laboratorio global para distintos experimentos políticos (por lo general, bien financiados por entidades individuales y evaluados con prudencia) que pueden enseñarnos mucho acerca de la “buena” política energética. Un ejemplo extraído del sistema sanitario público danés (véase Snoeck Henkemans y Wagemans, 2012) es el derecho a obtener una segunda opinión por parte de otro médico si no se está satisfecho con el juicio clínico del doctor inicial. Puede parecer una política cara que va a elevar significativamente los costes del sistema. Sin embargo, en realidad deriva en una mayor satisfacción del paciente, en especial con su primer médico. Esto ocurre porque el derecho a obtener una segunda opinión genera más confianza en la primera, reduciendo así la necesidad de la segunda. Se trata de un ejemplo muy interesante, ya que contempla una política que parece más comprometedora en términos de recursos, y que puede terminar requiriendo muchos menos. Podría suceder algo similar al garantizar una compensación a cualquier cliente con un contrato de tarificación inteligente que estuviera más satisfecho con la anterior tarificación convencional, generando así una mayor confianza en los contadores inteligentes, fomentando su uso y reduciendo posibles reclamaciones legales o lecturas de contadores confusas.

APLICACIONES POLÍTICAS

A continuación, presento la aplicación de estos conceptos de investigación para ilustrar algunos estudios de caso particulares.

La idea principal consiste en que podríamos analizar cualquier estudio de caso (y, por ende, cualquier estudio de caso en materia de política energética) a través de cada una de las lentes multidisciplinares identificadas más arriba: percepción,

cuantificación, bienestar, confianza pública, papel del Estado, competencia y arrogancia en la implementación y paralelismos con el sistema sanitario.

Examinamos tres casos y destacamos algunas de las aplicaciones de la investigación más importantes para cada uno de ellos.

Implementación de los contadores inteligentes

Las medidas relativas a la implementación de contadores inteligentes suelen implicar la instalación de contadores bidireccionales para usuarios domésticos y pequeños clientes comerciales.

Una política de este tipo plantea cuestiones interesantes con respecto a la *percepción*. ¿Los contadores inteligentes ayudan a los usuarios a controlar su consumo energético? ¿O constituyen una herramienta intrusiva y ordenada por el Gobierno que pone en riesgo la privacidad y los datos de los individuos? Distintas jurisdicciones ven la situación de manera diferente. Los Países Bajos, por ejemplo, se vieron forzados a ralentizar su implementación y a suprimir su carácter obligatorio después de que los riesgos relativos a la privacidad y los datos fueran sometidos a escrutinio público (véase Cuijpers y Koops, 2012). En cambio, esto no supuso un impedimento decisivo en la temprana implementación de los contadores inteligentes en todos los hogares de Italia.

La *cuantificación* también es un tema relevante dentro de los análisis coste-beneficio de la implementación de los contadores. La presentación de la tarificación inteligente ha sido especialmente polémica en muchas jurisdicciones. El motivo principal para ello es que los gobiernos han formulado su pregunta de manera deliberada, dando a elegir entre la implementación al 100% o la no implementación, en vez de centrarse en el porcentaje óptimo de contadores inteligentes que deberían ser instalados (p. ej. en el Reino Unido). Habría resultado más obvio hacer esa pregunta, y más si se tiene en cuenta que algunos grupos de consumidores no verán la ventaja de tener un contador inteligente. Por otro lado, ha habido una tendencia a sobreestimar el ahorro previsible de la población de consumidores de electricidad, lo que ha derivado en una decepción general con respecto a la utilidad real de los contadores. Es el caso de Ontario, donde la Auditora General

criticó el análisis inapropiado de las posibles reacciones antes de que se llevara a cabo la implementación (Oficina de la Auditoría General de Ontario, 2014).

Los contadores inteligentes también generan cuestiones acerca del *bienestar*. Lo más inteligente no es necesariamente lo mejor desde el punto de vista del consumidor. Al ser más conscientes de su consumo energético, los usuarios de mayor edad o los más vulnerables pueden someterse a una gran presión como resultado de la sobrecarga de información que ofrece el contador. Por supuesto, presentar estas herramientas bajo la marca de “inteligente” es ingenioso, ya que, como responsable político o empresa, sería complicado mostrarse en contra de la inteligencia. No obstante, asumir que el coste extra de las tecnologías inteligentes merece la pena, o que los consumidores valoran sus características adicionales, es discutible.

En muchas jurisdicciones, los contadores han sido objeto de una gran interferencia gubernamental: esto suscita dudas acerca del *papel del Estado*. El Reino Unido ha empleado 10 años en debatir la implementación al 100% de los contadores inteligentes, y la instalación general no comenzará hasta 2016. Esto ha retrasado el proceso por parte de las compañías privadas, que dependen de las decisiones del Gobierno en torno a la funcionalidad y la implementación de los contadores. Los contadores británicos se situarán entre los más caros del mundo en vista de su costosa instalación, y, probablemente, quedarán obsoletos poco tiempo después de ser instalados. Sin duda, todo esto ha llevado a que el Reino Unido posea menos contadores inteligentes de los que podría haber tenido; de otra manera, los beneficios a largo plazo habrían sido mucho más altos, debido a una mejor selección de los objetivos y a una imagen más positiva; y la instalación de los contadores habría sido más asequible, ya que las compañías habrían tenido el requisito y el incentivo de ofrecer sus servicios más baratos. En resumen, la centralización de la política parece tener fuertes consecuencias adversas.

Aplicación política: promoción de las microrredes

Los gobiernos de múltiples jurisdicciones se muestran entusiastas a la hora de promover la generación distribuida, asociada por lo general a una microrred. Así,

promueven el uso de recursos energéticos locales, tanto en el lado de la demanda como en el de la oferta, y favorecen la innovación y la iniciativa local.

Esta política plantea algunas cuestiones con relación a la *competencia y arrogancia en la implementación*. El motivo por el que cambiamos la generación descentralizada de electricidad por una red centralizada fue la estandarización de la calidad y del precio de los servicios eléctricos. Se logró a través de la mejora de la confianza en las amplias reservas compartidas, además de la restricción de las capacidades de oferta y demanda dentro del propio sistema. La estandarización también permitió economizar los escasos recursos en materia de gestión y de ingeniería, que de otra manera se habrían repartido de manera desigual. Algunas empresas de distribución eran más grandes y competentes, mientras que otras languidecían a falta de recursos¹⁷.

El resultado de contar con una generación y una demanda distribuidas siempre había sido una “lotería” en vista de un abastecimiento diferenciado. Aquí entran en juego los *paralelismos con el sistema sanitario*, donde existe la necesidad de evitar las loterías en la prestación nacional de asistencia sanitaria, con el fin de liberar a los hospitales y a los médicos particulares del control central para promover así la competitividad y la innovación. Para los sistemas sanitarios, lidiar con la diversidad a la vez que se mantienen ciertos estándares comunes de asistencia es una lucha constante, y se puede convertir en una cuestión de sistemas caracterizados por microrredes.

Aplicación política: impuestos sobre el gasóleo

Por último, analizamos la cuestión de los impuestos sobre el gasóleo en Europa. Fueron muchos los países europeos que fomentaron de manera activa el uso de coches diésel en los años 90 a través de unos impuestos más reducidos (o similares) sobre el gasóleo en comparación con la gasolina. Así, los beneficios del diésel relacionados con las emisiones de dióxido de carbono se apreciaron de manera deliberada, por encima de los costes de emisión de partículas.

17 Para leer más acerca de este tema en las industrias de Inglaterra y Gales, antes de que se reorganizaran en empresas de distribución eléctrica a nivel regional, véase Foreman-Peck y Waterson (1985).

El reciente escándalo de Volkswagen, cuyos coches diésel llevaban instalado un *software* que falsificaba las emisiones, ha puesto de relieve la cuestión de la *confianza pública* en el sistema de medición de emisiones de los vehículos privados¹⁸. La pregunta que se plantea es si se puede seguir confiando en las compañías privadas que producen las emisiones y en los reguladores públicos que las evalúan. Esta cuestión es de especial relevancia, ya que otras organizaciones en Alemania conocían la situación antes de que el escándalo fuera revelado de manera pública (por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos). Una “buena” política energética requiere cierto grado de confianza en el sistema. El escándalo de Volkswagen centra la atención actual en el modo de evitar que la “buena” política sea abatida por la fraudulencia, la falta de transparencia y una regulación inapropiada.

CONCLUSIONES

Como hemos podido observar, el desarrollo de una “buena” política energética no es un proceso rápido, dado que la implementación de una medida política no suele ser tan simple como la presentan los tecnólogos. La implementación de una política puede ser objeto de análisis, pero el análisis más extenso de cómo desarrollar una “buena” política es multidisciplinario en esencia. Hemos propuesto algunos puntos de partida desde la perspectiva de las ciencias sociales y las humanidades, y presentado un conjunto de áreas de investigación prometedoras que nos dejan entrever un posible camino para continuar analizando cualquier política actual o propuesta.

Para concluir, ofrecemos una serie de estímulos procedentes de otros ámbitos de la política pública y del sector energético. Las “buenas” políticas parecen existir. En el Reino Unido, las más recientes incluyen: el aumento sucesivo de la edad de jubilación hasta los 67 años para hombres y mujeres, desde los 65 en el caso de los hombres y desde los 60 en el de las mujeres, para 2028: campañas masivas de seguridad vial y de prevención del consumo de alcohol al volante (ver Killoran *et al.*, 2010);

¹⁸ Ver el informe de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos: <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/a883dc3da7094f97852572a00065d7d8/dfc8e33b5ab162b985257ec-40057813b!OpenDocument> consultado el 25 de noviembre de 2015.

y la prohibición de fumar en cualquier lugar público. En materia energética, la Clean Air Act de 1956 del Reino Unido, el Programa de Lluvia Ácida de 1995 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (un régimen de derechos de emisión de azufre) y el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE de 2005 son candidatas a destacar como “buenas” políticas.

Estas políticas comparten características comunes que explican el éxito de su implementación. Entre ellas se incluye una debida atención a las cuestiones relativas a la justicia y a la distribución, así como el uso positivo de pruebas cuantitativas para mostrar los beneficios a sus respectivas sociedades, que parecen estar en consonancia con un rendimiento posterior, un amplio compromiso de los actores y un apoyo público visible. Aunque algunas de estas políticas requerirán muchos años hasta ser completadas y plantearán numerosas polémicas y controversias económicas, estimulan el progreso y evidencian que una “buena” política energética es posible.

REFERENCIAS

ALLEN, R.C. (2009), *The British Industrial Revolution in Global Perspective*, Cambridge: Cambridge University Press.

ALLWOOD, J.M. y CULLEN, J.M. (2011), *Sustainable Materials: With Both Eyes Open*, UIT.

AJZEN, I. (1991), “The theory of planned behavior”, *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50 (2): 179-211.

BELL, C.; CHAPLIN, J. y WHITE, R. (eds.) (2013), *Living Lightly, Living Faithfully*, Faraday Institute for Science and Religion.

CHAWLA, M. y POLLITT, M.G. (2013), “Energy-efficiency and environmental policies and income supplements in the UK: evolution and distributional impacts on domestic energy bills”, *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(1): 19-38.

CORTON, C. (2015), *London Fog: The Biography*, Cambridge, MA: Harvard University Press.

CRAIG, P.P.; GADGIL, A. y KOOMEY, J.G. (2002), “What Can History Teach Us? A Retrospective Examination of Long-Term Energy Forecasts for the United States”, *Annual Review of Energy and the Environment*, 27: 83-118.

CUIJPERS, C. y KOOPS, B.J. (2013), “Smart Metering and Privacy in Europe: Lessons from the Dutch Case”, en GUTWIRTH, S.; LEENES, R.; HERT, P. y POULLET, Y., *European Data Protection: Coming of Age*, Dordrecht: Springer: 269-293.

DUPUY, P.-M. y VINUALES, J. (eds.) (2013), *Harnessing Foreign Investment to Promote Environmental Protection: Incentives and Safeguards*, Cambridge University Press.

DWECK, C. (2006), *Mindset: The New Psychology of Success*, Nueva York: Ballantine Books.

ENERGY TECHNOLOGIES INSTITUTE (2015), *Options, Choices and Actions: UK Scenarios for a low carbon energy system transition*, Loughborough: Energy Technologies Institute.

FARRER, T.H. (1902), *The State in Relation to Trade*, Londres: Macmillan.

FLYVBJERG, B. (2014), “What You Should Know About Megaprojects and Why: An Overview”, *Project Management Journal*, 45 (2): 6-19.

FOREMAN-PECK, J. y WATERSON, M. (1985), “The Comparative Efficiency of Public and Private Enterprise in Britain: Electricity Generation Between the World Wars”, *The Economic Journal*, 95: 83–95.

FOUQUET, R. (2011), “Long run trends in energy-related external costs”, *Ecological Economics*, 70 (12): 2380-2389.

FRANKL, V.E. (1985), *Man's Search For Meaning*, Nueva York: Washington Square Press.

GRUBB, M.; POLLITT, M. y JAMASB, T. (eds.) (2008), *Delivering a Low Carbon Electricity System*, Cambridge University Press.

H.M. TREASURY (2011), *The Green Book: Appraisal and Evaluation in Central Government Treasury Guidance*, Londres: TSO.

— (2013), *Green Book supplementary guidance: Optimism bias*, Londres: HM Treasury.

IEA (2015a), *World Energy Outlook 2015*, París: OECD.

— (2015b), *Energy Taxes and Prices*, volumen 2015, n.º 3, París: OECD.

INTERNATIONAL RISK GOVERNANCE COUNCIL (2015), *Concept Note: Assessment of Future Energy Demand, A methodological review providing guidance to developers and users of energy models and scenarios*, Lausanne: IRGC.

IPCC (2014), *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, R.K. PACHAURI y L.A. MEYER (eds.)], Summary for Policy Makers, Ginebra: IPCC.

JENKINS, J. (2012), *Historic Paths to Decarbonisation*, disponible en: http://thebreakthrough.org/archive/which_nations_have_reduced_car, consultado el martes, 24 de noviembre de 2015.

JOHN, S. (2014), “Patient Preference Predictors, Apt Categorisation and Respect for Autonomy”, *Journal of Medicine and Philosophy*, 39: 169–177.

KANDER, A.; MALANIMA, P. y WARDE, P. (2014), *Power to the People: Energy in Europe over the Last Five Centuries*, Princeton University Press.

KILLORAN, A.; CANNING, U.; DOYLE, N. y SHEPPARD, L. (2010), *Review of effectiveness of laws limiting blood alcohol concentration levels to reduce alcohol-related road injuries and deaths Final Report*, Centre for Public Health Excellence NICE.

LAVE, L. B. (1984), “Controlling Contradictions among Regulations”, *The American Economic Review*, 74(3): 471–475.

LEWENS, T. (ed.) (2007), *Risk: Philosophical Perspectives*, Routledge.

MACKAY, D.J.C. (2008), *Sustainable Energy - Without the Hot Air*, UIT.

MOSLEY, S. (2014), *Air pollution: The impact of the 1956 Clean Air Act*, disponible en: <https://www.foe.co.uk/blog/air-pollution-impact-1956-clean-air-act>, consultado el 25 de noviembre.

OFFICE OF THE AUDITOR GENERAL OF ONTARIO (2014), *2014 Annual Report of the Office of the Auditor General*, Toronto: Oficina de la Auditoría General de Ontario.

OSENI, M.O. y POLLITT, M.G. (2015), “A Firm Level Analysis of Outage Loss Differentials and Self-Generation: Evidence from African Business Enterprises”, *Energy Economics*, doi:10.1016/j.eneco.2015.11.008

PLATTS, J. (2003), *Meaningful Manufacturing*, William Sessions.

POLLITT, M. (2011), “Green values in communities: how and why to engage individuals with decarbonization targets”, en PITELIS, C.N.; KEENAN, J. y PRYCE, V. (eds.), *Green business, green values, and sustainability*, Nueva York y Oxford: Routledge: 67-80.

POLLITT, M.G. y SHAORSHADZE, I. (2013), “The role of behavioural economics in energy and climate policy”, en FOUQUET, R. (ed.), *Handbook on energy and climate change*, Cheltenham: Edward Elgar: 523-546.

POPE FRANCIS (2015), Encyclical Letter *Laudato Si' of the Holy Father Francis, On the Care of Our Common Home*, The Vatican: Vatican Press.

RASMUSEN, E. (1992), “Managerial Conservatism and Rational Information Acquisition”, *Journal of Economics and Management Strategy (Spring)*, 1: 175-202.

RHODES, R.A.W. (1988), *Beyond Westminster and Whitehall: The sub-central governments of Britain*, Londres: Allen & Unwin.

SCOTT, J.C. (1998), *Seeing Like a State: How certain schemes to improve the human condition have failed*, Yale, CT: Yale University Press.

SHERWIN, E.B. (2010), *Addicted to Energy:A Venture Capitalist's Perspective on How to Save Our Economy and Our Climate*, Energy House Publishing.

SNOECK HENKEMANS, A.F. y WAGEMANS, J.H.M. (2012), *The reasonableness of argumentation from expert opinion in medical discussions: Institutional safeguards for the quality of shared decision making*, Amsterdam School for Cultural Analysis (ASCA), <http://hdl.handle.net/11245/1.375809>

THALER, R.H. y SUNSTEIN, C.B. (2009), *Nudge: Improving Decisions about Health Wealth and Happiness*, Londres: Penguin.

Los “costes reales” del cambio del sistema energético

Kathleen Araújo¹

Resumen

Los costes son fundamentales a la hora de tomar decisiones sobre los sistemas energéticos y su cambio. Sin embargo, no existe un enfoque universal acerca de cómo aproximarse a ellos y analizarlos. En este artículo exploramos la idea de unos “costes reales” y repasamos las distintas caracterizaciones del valor en el ámbito de la energía. Así, pretendemos reflejar la importancia de las opciones analíticas en los métodos y las de dimensiones menos obvias. Para ello, ofrecemos también directrices potenciales para el desarrollo práctico y teórico.

Palabras clave: transición energética, cambio de sistema, coste, valor, planificación y toma de decisiones².

INTRODUCCIÓN

Las transiciones energéticas figuran de manera preponderante en las actuales agendas públicas, sobre todo en lo que respecta a la seguridad, la administración, el acceso o el liderazgo tecnológico³. Estas transiciones, definidas como un

¹ Assistant Professor, Stony Brook University, Stony Brook, Nueva York (Kathleen.Araujo@stonybrook.edu).

² Abreviaturas: CO₂/dióxido de carbono; COP21/Conferencia de las Partes 21; DALY/años de vida potencialmente perdidos; EIA/Administración de Información Energética de Estados Unidos; EPRI/Instituto de Investigación de Energía Eléctrica; PIB/Producto Interior Bruto; GEA/Global Energy Assessment; Agencia Internacional de la Energía/AIE; FMI/Fondo Monetario Internacional; kWh/kilovatios por hora; NRC/Consejo Nacional de Investigación de Estados Unidos; OCDE/Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico; ppp/Paridad de poder adquisitivo; REN21/Red de Energías Renovables siglo XXI; TFC/Consumo energético final total; TPES/Suministro energético primario total; PNUMA/Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente; USAID/Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional; Indicadores del Desarrollo Mundial/IDM.

³ Ver por ejemplo WEC (2015), REN21 (2015), AIE (sin fecha).

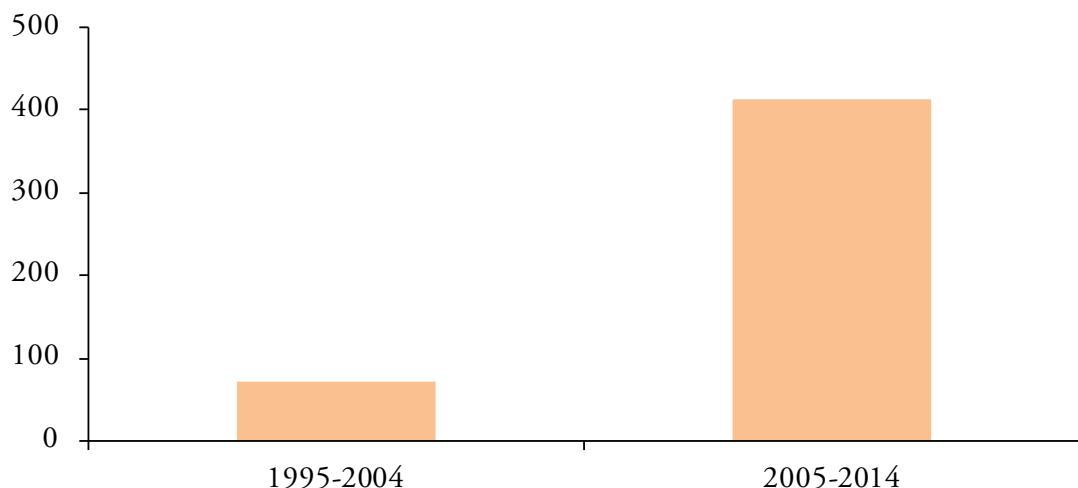
Los conceptos de “transición energética” y “cambio del sistema energético” se usan indistintamente en el artículo.

cambio en el sistema energético, incluyen modificaciones en el tipo, la calidad o la cantidad de energía que se produce, suministra o utiliza. Comprender el tema desde el punto de vista de las lecciones históricas, o evaluar posibles estrategias futuras, conduce inevitablemente a un enfoque centrado en los costes. Un repaso a distintas publicaciones académicas acerca de los costes y las transiciones energéticas revela un sorprendente incremento de la literatura pertinente durante el transcurso de la última década (gráfico 1). Esto puede ser de especial importancia, ya que las prioridades públicas se ajustan sobre la base de los costes.

Gráfico 1

Literatura académica sobre el coste y el cambio del sistema energético

Promedio anual de publicaciones



Fuente: Scopus, consultado el 22 de noviembre de 2015. Total = 9.228 publicaciones. Las dimensiones de la búsqueda incluyen transición energética o cambio del sistema energético y costes en títulos, resúmenes y palabras clave.

Un análisis más detenido de la literatura actual sobre sistemas energéticos y costes de transición revela una serie de ideas predominantes. En primer lugar, no existe un acuerdo acerca de los métodos que se deben utilizar para evaluar los costes de los sistemas energéticos (AIE, 2015d; EIA, 2015; Wuppertal Institute, 2014). Las diferencias residen en sus limitaciones, definiciones y suposiciones. Además, las evaluaciones pueden centrarse estrictamente en los costes visibles, o, por otro lado, incorporar los costes externos y subyacentes (Hohmeyer, 1992; Consejo de

Investigación Nacional, 2010). El análisis puede ser muy sencillo, partiendo de cálculos aproximados o de modelos más complejos, y comportar evaluaciones graduales y ascendentes o descendentes a partir de números agregados. Con este amplio abanico de opciones, no debería sorprendernos que existan diferencias tan considerables en la manera de comprender cuáles son los “costes reales” de la energía (Butraw *et al.*, 2012; Greenstone y Looney, 2012; Plumer, 2012; Yonk, 2015). Por consiguiente, las evaluaciones sobre las transiciones energéticas también pueden diferir de forma significativa en términos de los costes calculados, sobre todo cuando no se puede monetizar todo su valor.

Teniendo en cuenta los objetivos de esta cuestión en particular y de la investigación llevada a cabo por la autora (Araújo, 2014 y 2015), el presente artículo tiene como objetivo señalar las opciones analíticas relativas a los costes en los sistemas energéticos y en sus transiciones. Para ello, subraya algunos conceptos clave, métodos y complejidades que suelen aparecer al valorar los costes de un cambio del sistema energético. Comienza repasando los indicadores del cambio energético global, explicando más tarde los enfoques más comunes para el análisis de los costes de los sistemas energéticos. A continuación, ofrece un estudio de los costes menos visibles y de otras distorsiones que los profesionales deberían tener en cuenta a la hora de evaluar los costes de las transiciones, y propone una serie de ejemplos para ilustrar los matices técnicos que influyen en su caracterización. Para terminar, el artículo aporta algunas conclusiones acerca del análisis de los costes del cambio energético, abriendo las puertas a investigaciones futuras.

INDICADORES DEL CAMBIO GLOBAL

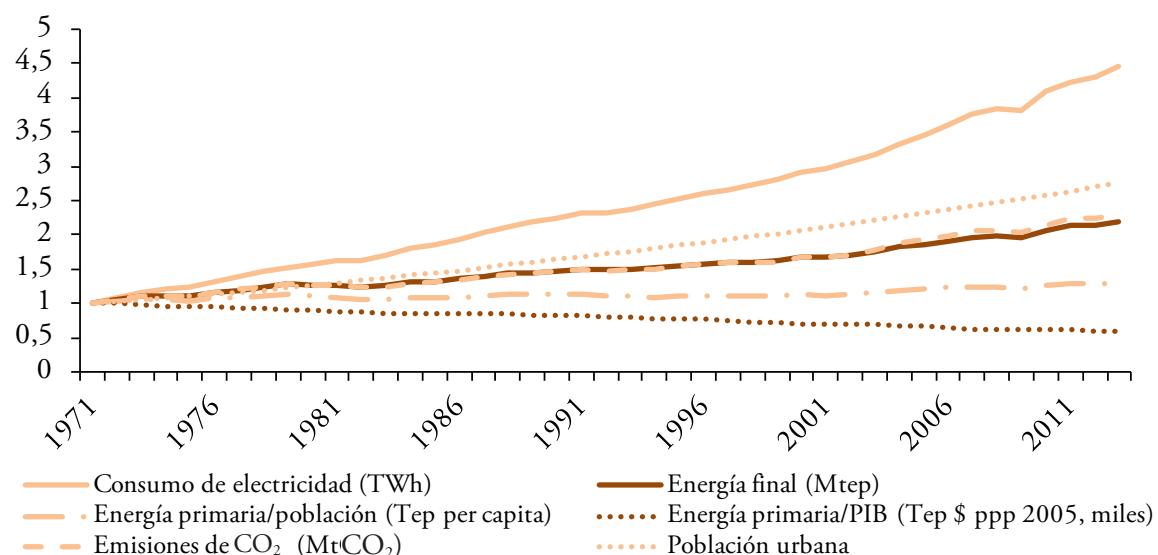
Las tendencias en el consumo, las emisiones, la demografía y la economía suelen ser puntos preliminares de partida para un análisis más extenso acerca de los sistemas energéticos y sus costes (gráfico 2).

El consumo energético final total, por ejemplo, es una de las áreas en las que el cambio del sistema y las consecuencias en los costes se encuentran estrechamente vinculadas. A nivel global, el consumo energético final total (CTF) –equivalente a la suma total del consumo de los sectores de uso final– ha aumentado más

Gráfico 2

El cambio global según indicadores clave, 1971-2013

(Año de referencia: 1971)



Fuentes: Datos sobre la población urbana, WDI, 2015; resto de datos, AIE, 2015a.

del doble desde los años 70, ya que el consumo eléctrico se elevó en un factor superior a cuatro⁴. La diferencia apunta a un crecimiento más rápido en el sector energético en relación con áreas como el transporte, la calefacción o la refrigeración. Si pensamos en términos de transición energética, un gran potencial de crecimiento presenta múltiples oportunidades para modificar las prácticas actuales, entre las que se incluyen ahorro y efectividad junto a nuevas inversiones. En consonancia con todo esto, los análisis pertinentes pueden centrarse en la reducción de los costes energéticos a través del aprendizaje tecnológico, la conservación y las economías de escala, entre otras posibilidades (Grubler, A y Wilson, C., 2013; Allcott y Rogers, 2014; Allcott, 2011).

⁴ El consumo energético final total excluye la energía utilizada en los procesos de transformación para el uso propio de las industrias energéticas, así como las devoluciones del sector petroquímico. Sí se incluyen las instalaciones dedicadas a la aviación y al sector marino en términos de transporte (IEA, 2015b).

Es posible establecer una asociación evidente al comparar la tendencia señalada en el gráfico 2 del consumo energético final total con la de emisiones de CO₂ procedentes de la combustión fósil. El consumo se explica a raíz de la preponderancia de combustibles fósiles que producen emisiones de CO₂ dentro de la combinación energética⁵. Una minuciosa inspección indica una escisión de las dos tendencias a partir de 2004, que se puede atribuir a una creciente presencia de las energías renovables y nuclear, y a un gas natural con menor contenido de carbono en la combinación⁶. Para aquellos que evalúan los costes en función de estos patrones, las políticas focalizadas (p. ej. mercados e impuestos del carbono), las preferencias cambiantes y las nuevas infraestructuras pueden resultar de especial interés investigativo.

Si nos centramos en la relación existente entre la energía primaria total respecto a la población y a la economía, podemos observar una diferencia evidente. La energía primaria total per cápita ha aumentado en un 0,3, mientras que la energía primaria total por unidad del Producto Interior Bruto (PIB) por paridad de poder adquisitivo (ppp) ha descendido el doble del primero. Esto indica que, de media, los individuos reciben más energía primaria, mientras que cada unidad del PIB se produce con menos energía primaria.

En conjunto con los desarrollos mencionados, la población urbana global aumentó más del doble entre 1971 y 2013 (AIE, 2015a), y la cantidad de personas viviendo en entornos urbanos ascendió del 37% en 1971 al 53% en 2014 (WDI, 2015). Vistas desde la perspectiva de la transición y los costes energéticos, estas tendencias reflejan un visible potencial para modificar la implementación con relación a la eficacia, el desperdicio y la seguridad entre otras posibilidades⁷.

5 A primera vista, esto es más evidente en el ámbito de la energía primaria total (TPES) –energía bruta o no transformada–, donde los combustibles fósiles suponían el 86% de la combinación en 1971, y el 81% en 2013 (AIE, 2015a).

6 Además, el porcentaje de combustibles fósiles y combustibles no fósiles ascendía a 86%:14% en 1971, y a 81%:19% en 2013. La cuota de gas natural también ha crecido del 16% al 21% en la combinación general (*Ibid.*).

7 Para mayor información sobre estas tendencias e influencias, véase Goldemberg y Johansson (2004) y GEA (2012).

METODOLOGÍA Y VALOR – MÁS DE LO QUE PARECE

Metodología

A la hora de evaluar los sistemas energéticos, se utilizan una serie de métodos primarios para comparar las distintas opciones de combustibles. Entre ellos se incluyen los costes normalizados, los costes de reposición, los costes evitados y los costes marginales. Cada uno de los métodos se puede usar para realizar un análisis prospectivo o retrospectivo. Sin embargo, criterios como el valor de reposición suelen ser seleccionados para los estudios a largo plazo, ya que facilitan el análisis con datos que tienden a ser complicados de encontrar o estimar.

Análisis de los costes normalizados

El método de los costes normalizados de la electricidad (LCOE) se centra en los costes que supone construir y mantener operativa una central eléctrica más allá de su supuesta vida financiera y de su ciclo de rendimiento. Algunos lo entienden como la rentabilidad que se necesita para la generación de electricidad mediante un proyecto determinado. El cálculo del LCOE incluye los costes de instrumental y equipamiento asociados a la adquisición o al desarrollo de una planta eléctrica, los costes de operaciones y mantenimiento, y los costes de combustibles y financiación, asumiendo una tasa de utilización por encima de la vida del proyecto (EIA, 2015). El LCOE, por lo general representado mediante un formato como dólares por megavatio por hora o céntimos por kilovatio por hora, puede capturar algo de incertidumbre mediante distintos escenarios de precios y de tasas de descuento⁸.

Una ventaja del método LCOE es que refleja las diferencias presentes en las estructuras de los costes relativos de las tecnologías energéticas, y puede demostrar la sensibilidad ante ciertas suposiciones sobre el precio y la tasa de descuento⁹.

⁸ La *tasa de descuento* permite que un valor futuro se traduzca a los términos actuales. La elección de la tasa es de central importancia, ya que puede inclinar el análisis hacia una tecnología por encima de otra, y por lo general define si los aspectos económicos del proyecto son favorables.

⁹ El análisis LCOE se puede utilizar para identificar “puntos de cruce” de equivalencias en el sistema entre una tecnología tradicional, como el diésel, y otras tecnologías emergentes, como podría ser un sistema híbrido de circuito cerrado que combine la energía eólica y la hidroeléctrica (Hallam y Contreras, 2015).

Aquellos proyectos con costes profundamente expuestos a las inversiones iniciales o a los costes de capital, como las plantas nucleares, eólicas, solares o hidroeléctricas, son especialmente sensibles a la tasa de descuento elegida o a probables retrasos temporales. En cambio, los proyectos con perfiles definidos de forma sustancial por costes *back-end*, y en concreto los de combustibles, son más sensibles a las variaciones en las estimaciones de los precios (recuadro 1).

Recuadro 1: Principales fuentes internacionales sobre costes normalizados

La AIE confecciona periódicamente una serie de contenidos relativos a los costes medios normalizados de la electricidad durante su vida útil, donde evalúa la tecnología energética en el ámbito de las centrales eléctricas (AIE, 2015c). La edición actual se centra en las plantas que serán construidas entre 2015 y 2020; para ello, utiliza tasas de descuento del 3%, del 7% y del 10%, y tiene en cuenta los costes de generación necesarios para más de 180 centrales eléctricas con tecnologías variadas. El informe utiliza en gran medida los datos disponibles de los países de la OCDE, así como los de otros países no miembros como Brasil, China y Sudáfrica. Sin embargo, no incluye a los principales actores del sector energético, como Rusia o India, ni aporta demasiada información acerca de regiones como Oriente Medio, Latinoamérica y África.

Cabe señalar una serie de limitaciones del método LCOE. La comparación de análisis basados en LCOE, por ejemplo, es muy dependiente del alcance y los supuestos, sobre todo en lo relativo a los factores de capacidad de las respectivas tecnologías¹⁰. Además, es complicado estimar los precios de las materias primas y los tipos de interés con décadas de antelación. Las diferencias regionales también presentan una dimensión de complejidad (Channell *et al.*, 2015).

En líneas generales, el LCOE no termina de plasmar la intermitencia de las renovables ni sus costes asociados. Paul Joskow considera que el análisis LCOE, así como otras medidas para medir los costes totales de producción durante la

10 El *factor de capacidad* expresa la producción real de una planta para un período concreto de tiempo con relación al potencial de la planta, en el supuesto caso de que funcionara al máximo de su capacidad productiva nominal durante ese período.

vida útil de la tecnología, no tiene en cuenta el valor dinámico de la electricidad suministrada durante el curso de un año (2011)¹¹. Además, añade que el LCOE tiende a sobrevalorar de manera implícita la generación intermitente, como la solar fotovoltaica o la eólica, por encima de las alternativas despachables, como la generación de electricidad con ciclos combinados, ya sea con gas natural, carbón o energía nuclear (*Ibid.*)¹².

Valor de reposición y costes evitados de la energía

El valor de reposición de un combustible evitado constituye otra medida para evaluar los costes de los sistemas energéticos. Este método es más simple que el LCOE y se puede aplicar con más facilidad a las transiciones energéticas, ya sean anteriores o futuras, a través de un sencillo cálculo en el que el precio suele representar los costes. Además, resulta un análisis particularmente apropiado cuando un combustible alternativo proporciona los mismos costes y beneficios que el que se está sustituyendo. Con todo ello, la alternativa debería convertirse en la “siguiente opción” más probable, y utilizarse de manera constante sin un efecto de agotamiento. Este enfoque podría usarse, por ejemplo, para el cálculo de las importaciones evitadas de petróleo, en el caso de que se recurra al empleo de combustibles de procedencia nacional.

Teniendo en cuenta las fortalezas y debilidades de los métodos analíticos del valor de reposición y LCOE, cabe destacar la existencia de otra estrategia híbrida. El coste evitado de la energía (LACE) estima el coste que supone la generación de electricidad que, de otra manera, sería sustituida por un nuevo activo o proyecto de generación (EIA, 2015; Pentland, 2014). Se apoya en que es posible que la electricidad no despachable no evite los costes de capital y de mantenimiento de la energía de respaldo, y para calcularlo es necesario dividir el coste evitado de energía de respaldo entre la producción anual de electricidad no despachable (EIA, 2015). Si observamos el valor del LACE en combinación con el del LCOE para

11 Según Joskow, la diferencia existente entre los precios horarios más altos y más bajos durante un año estándar puede abarcar hasta cuatro órdenes distintos de magnitud (Joskow, 2011).

12 La generación de energía despachable es aquella que puede ser fácilmente puesta en marcha o desconectada, es decir, que se despacha en función de la demanda. La producción también se puede ajustar a la demanda.

un proyecto dado, podremos determinar hasta qué punto se ajusta cada valor a los costes previstos.

Costes marginales

De manera similar a los métodos mencionados hasta ahora, los costes marginales permiten comparar distintas opciones energéticas en un sistema. El método del coste marginal se centra en el coste adicional que supone incluir la siguiente unidad de energía. En la actualidad, se utiliza por algunos operadores de red a través del despacho de electricidad por orden de mérito, que clasifica las diferentes opciones disponibles de generación eléctrica en orden ascendente, en base al precio y a la demanda eléctrica¹³.

Al contemplar el uso de cualquiera de los métodos señalados para la evaluación de los costes energéticos de un sistema, uno debería tener siempre en cuenta que los posibles cambios subyacentes, entre ellos los asociados a la infraestructura, el empleo o la calidad del servicio, podrían ser menos visibles.

Valorando las dimensiones de los costes

A la hora de evaluar un cambio del sistema energético, se plantean importantes cuestiones más allá del método empleado para calcular los costes. Por ejemplo, debemos decidir qué incluir y qué no, o cómo monetizar los costes y beneficios menos visibles. Entre las opciones se encontrarán costes hundidos, subvenciones e impuestos, efectos sobre el medio ambiente y la salud, así como factores de resiliencia.

Costes de transición y costes hundidos

Los costes de transición o los costes hundidos son costes irrecuperables asociados a una inversión previa. Un ejemplo sería el de los activos en desuso, por lo gene-

13 Si la utilización es coordinada centralmente e impulsada por el precio y la demanda, la generación elegida será la que menos costes suponga, reduciendo así el total de los costes del sistema. Una razón para modificar el orden de despacho podría incluir ciertas intenciones políticas a la hora de dar ventaja a determinados tipos de energía, de alterar la congestión del sistema, de potenciar la fiabilidad, etcétera.

ral inversiones que “sufren reducciones o devaluaciones de manera prematura e inesperada, o que se convierten en deudas” (Caldecott y McDaniels, 2014). Para calcularlos, debemos obtener la diferencia entre el valor de mercado actual de un activo que está siendo utilizado de forma productiva y el coste histórico del mismo activo cuando se deprecie con el paso del tiempo, utilizando para ello un plan aprobado de amortización contable (Clemson University, sin fecha)¹⁴. Estos costes pueden ser problemáticos, por ejemplo, cuando se reestructuran los mercados de energía eléctrica, o cuando las centrales se cierran antes de que termine su ciclo de vida planeado debido a cambios en las preferencias sociales. El cierre de varias plantas nucleares antes de llegar al final previsto de su vida útil es uno de los casos que observamos a día de hoy.

El asunto de los costes hundidos empezó a recibir atención durante el período previo a la cumbre de la Conferencia de las Partes 21 en París. Un estudio señala que, si se toman las medidas apropiadas para limitar en 2 °C el ascenso de las temperaturas provocado por el calentamiento global se podrían ahorrar hasta dos billones de dólares en la ejecución de proyectos en materia de petróleo, carbón y gas (Reuters, 2015; Carbon Tracker, 2015)¹⁵. De esta forma, las reservas de energía podrían convertirse en activos hundidos. En respuesta a tales afirmaciones, las compañías energéticas señalan que, entre otros factores, los períodos de amortización de los proyectos tienen lugar en etapas tempranas, con lo que los pagos serían recibidos antes de que entraran en vigor leyes más estrictas (Economist, 2014). Así, las consideraciones temporales y la robustez de una medida política tendrán especial importancia para estos costes con relación a cualquier transición hacia una energía baja en carbono.

Subvenciones e impuestos

Las subvenciones y los impuestos también tienen consecuencias en cuanto a los costes de las transiciones energéticas. Ambos son tipos de apoyo económico pres-

14 Con todo esto, se da por sentado que el capital no tiene un uso alternativo ni un valor de rescate (Clemson University, sin fecha). Para un análisis más exhaustivo, véase Lucas (2016) y Congressional Budget Office (1998).

15 El estudio también indica que el sector privado está tan expuesto como su homólogo público, basándose en elecciones de producción hasta 2035 y en gastos de capital hasta 2025 (Carbon Tracker, 2015)

tados con el fin de conseguir ciertos objetivos económicos o sociales. Estas medidas políticas pueden resultar bastante problemáticas, dado que vinculan al capital decisiones relativas a la transferencia de patrimonio y a los subsidios internos (por ejemplo, la asignación de fondos acumulados de un área a otra), a un favoritismo tecnológico, a una arraigada dependencia política, y a otras formas de restricción que podrían afectar a los ámbitos de desarrollo más críticos.

Un subsidio se define por lo general como una acción gubernamental dirigida en particular al sector energético, que: (1) reduce el coste de la producción de energía, (2) eleva el precio obtenido por los productores de energía, o (3) reduce el precio pagado por los consumidores de energía (EIA, 2015). La AIE calcula que, en 2014, los subsidios globales para los combustibles fósiles ascendieron a 490 mil millones de dólares, en comparación con los 135 mil millones de dólares dedicados a las renovables (AIE, 2015d)¹⁶. Señala, además, que los combustibles fósiles habrían recibido subvenciones por valor de 610 mil millones de dólares si no se hubieran realizado las reformas que comenzaron en 2009. Para elaborar estos cálculos, la AIE emplea la *metodología del diferencial de precios (price-gap methodology)*, que compara los precios medios finales pagados por los consumidores en mercados locales con los precios de los mercados internacionales (AIE, sin fecha)¹⁷.

$$\text{Subsidio} = (\text{Precio de referencia} - \text{Precio de venta al usuario final}) \times \text{Unidades consumidas}$$

16 Respecto a las renovables, el cálculo de la AIE incluye biomasa, energía geotérmica, eólica, hidroeléctrica, solar fotovoltaica, solar térmica y marina para la generación y / o la producción de biocombustibles. No incluye, sin embargo, los grandes proyectos de energía hidroeléctrica y de biomasa con captura y almacenamiento de carbono (AIE, 2012b).

17 Para aquellos países exportadores de energía que utilizan combustibles más baratos a nivel doméstico, los subsidios pueden estar implícitos y no tener un impacto directo sobre el presupuesto fiscal, siempre y cuando el precio englobe el coste de producción. En esos casos, el subsidio constituye la cantidad que se podría obtener (coste de oportunidad) si los usuarios finales pagaran a precios internacionales. Según el análisis de la AIE, este enfoque tiene en cuenta las posibles diferencias en las variables, como los costes de transporte (AIE, sin fecha; AIE, 2012a).

En el caso de los países importadores netos, los subsidios pueden ser explícitos y reflejar el gasto en las ventas domésticas de energía importada mediante precios subvencionados, aunque también pueden ser implícitos (*Ibid.*). Indonesia, por ejemplo, produce combustibles domésticos y, a la vez, realiza importaciones. En este ejemplo, los cálculos de los subsidios reflejan los gastos directos y los costes de oportunidad (*Ibid.*). Para más información, véase AIE (sin fecha y 2012a).

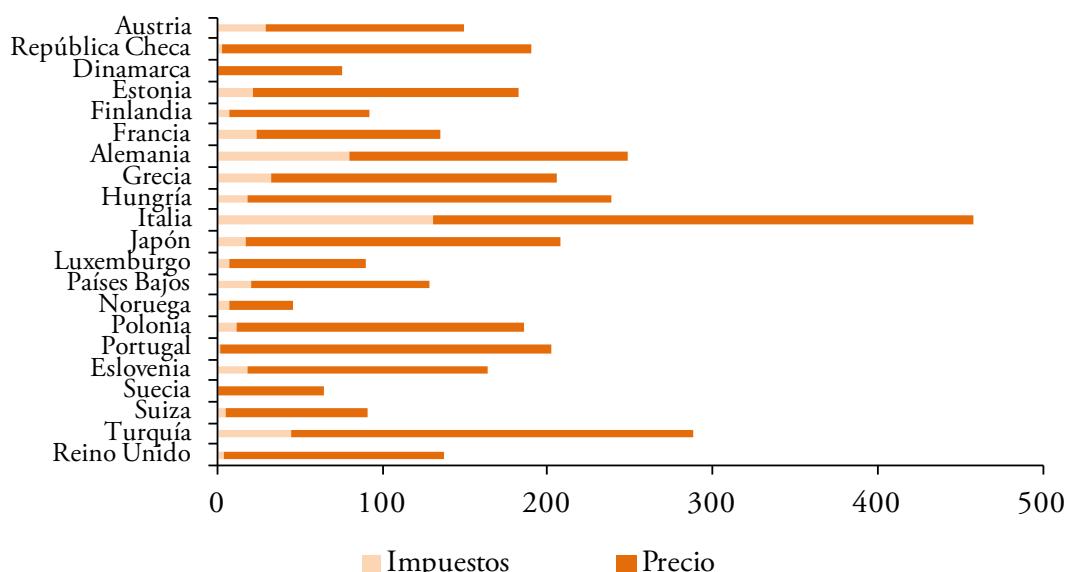
No es necesario decir que se requieren enormes cantidades de datos para realizar cálculos como las estimaciones de los subsidios globales. Además, la recopilación de datos se ve afectada por numerosas diferencias en los informes gubernamentales (definición, transparencia, etc.), que se podrían corregir mediante una armonización de los objetivos. Por otro lado, los cálculos son sensibles a los precios de referencia. En el análisis de la AIE no se incluyen la investigación y el desarrollo de los subsidios, o las modalidades de apoyo asociadas, como las relativas a la producción de combustibles fósiles (*Ibid.*). Tampoco se recoge el impacto generado sobre la eficiencia económica y el comercio. Con todo esto, dicho enfoque ha sido criticado también por no contar con las diferencias de los mercados locales (Levi, 2010).

Como sucede con los subsidios, los impuestos distorsionan el coste de producción o utilización de la energía¹⁸. El gráfico 3 ilustra cómo los impuestos sobre la electricidad industrial pueden alterar significativamente un perfil de costes. Solo

Gráfico 3

Precios e impuestos sobre la electricidad en la industria

(2014, \$/unidad, utilizando ppp)



Fuente: AIE, 2015a.

18 En el momento de ofrecer información acerca de esta materia, los impuestos y los subsidios suelen entrelazarse y confundirse, en especial cuando se presta una subvención explícita a un contribuyente.

es necesario comparar Italia con Suecia para observar una variación sustancial. Aquí, las distinciones en cuanto a la definición de “impuestos” demandan una mayor atención, ya que los subsidios y los costes hundidos se tratan de maneras distintas en los dos países.

A diferencia de los impuestos directos, las desgravaciones fiscales o los ingresos fiscales no percibidos resultan menos obvios en los sistemas energéticos, pero pueden influir en la adopción de ciertas medidas. En 2011, por ejemplo, se gastaron 30 mil millones de dólares en desgravaciones fiscales para el sector energético en Estados Unidos – 24 mil millones para las energías renovables y 6 mil millones para los combustibles fósiles (Biebl, 2012). Esto refleja un profundo cambio en comparación con etapas anteriores, como el período comprendido entre 1968 y 2010, durante el cual las desgravaciones para petróleo y gas equivalían a 193,4 mil millones de dólares (en valores de 2010) por encima de los 24,6 mil millones dedicados a las energías renovables (*Ibid.*)¹⁹.

Efectos sobre la salud

Los efectos sobre la salud constituyen un área especialmente particular dentro del ámbito de los costes energéticos que puede alterar de manera sustantiva las evaluaciones sobre los costes de los sistemas energéticos y su cambio asociado.

A nivel global, un estudio del *Global Energy Assessment* estimó que los sistemas energéticos provocan hasta 5 millones de muertes prematuras al año, así como un 5% de las enfermedades, calculado en base a los años de vida perdidos (Smith *et al.*, 2012). Afirmó, además, que la contaminación del aire de interiores y la

19 Las concesiones tributarias para las renovables comenzaron en 1979 (Sherlock, 2011).

En el caso de los combustibles fósiles, incluían disposiciones relativas a la recuperación del coste de capital para favorecer la inversión en la exploración y producción de gas y petróleo, permitiendo la tasación y el gasto de costes intangibles de perforación y de pozo seco. Las deducciones impositivas de los costes de perforación empezarían a realizarse en el año de inicio del proyecto, en vez de capitalizarse y depreciarse a lo largo del tiempo (Sherlock, 2011). Otro tipo de concesión tributaria para gas y petróleo incorporaba la desvalorización porcentual, que tenía en cuenta la deducción de un porcentaje fijo de ingresos brutos en vez de basarse en el valor real del recurso extraído (*Ibid.*). Inicialmente, la tasa de desvalorización porcentual se elevaba al 27,5% para petróleo y gas, y en la actualidad sigue siendo vigente bajo determinadas condiciones al 15% para petróleo y gas, y al 10% para carbón (*Ibid.*).

exposición exterior a la combustión parcial de combustibles fósiles y de biomasa eran los principales responsables del impacto negativo de los sistemas energéticos sobre la salud global. La ceniza, el azufre y el mercurio también se presentaban como contaminantes relevantes.

Al evaluar los costes y efectos sanitarios de la energía con relación a los sistemas, el análisis de ciclo de vida proporciona una comparativa completa de las diferentes tecnologías y su posible impacto. Con relación a los contaminantes aéreos y similares, este impacto se mide como la relación temporal-espacial entre las concentraciones de contaminantes y las personas afectadas. Así, la *fracción de inhalación* constituye el cálculo de la cantidad inhalada de un contaminante primario (en lugar de derivados) por un grupo determinado dividida entre la cantidad que es emitida (*Ibid.*, citando a Bennett *et al.*, 2002). Las condiciones climatológicas y la ubicación influirán considerablemente, dado que la ventilación y la dispersión del aire pueden tener efectos significativos.

A nivel doméstico, las fuentes energéticas que más daños provocan sobre la salud son las cocinas y los calefactores internos cuya combustión es incompleta. Los datos recogidos en 2005 indicaban que 2,2 millones de muertes prematuras, o 41,6 millones de años de vida ajustados por discapacidad (DALY), podían asociarse a la utilización de combustibles sólidos para cocinar (Smith *et al.*, 2012, citando a Riahi *et al.*, 2012). Un DALY o año perdido de vida sana se calcula como:

$$\text{Años de vida ajustados por discapacidad} = \text{YLL} + \text{YLD}$$

o la suma de años de vida perdidos por muerte prematura (YLL) y de años perdidos de manera prematura por discapacidad (YLD) para una población determinada (OMS, 2015). El riesgo de enfermedad asociado al uso de combustibles sólidos para cocinar se calcula mediante el desarrollo de estimaciones acerca de la cantidad de personas que utilizan combustibles sólidos, en conjunto con otras estimaciones acerca del nivel atribuible a la exposición. Después, este número se multiplica por los DALY que equivalen al número total de muertes y por los DALY que derivan del uso de combustibles sólidos (Smith *et al.*, 2012, citando a Riahi *et al.*, 2012)²⁰.

20 Para un comentario más exhaustivo sobre los detalles analíticos, véase http://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/metrics_daly/en/

Costes ecológicos

Los recursos naturales constituyen la materia prima de los sistemas energéticos. Con ello, no debería sorprendernos que los costes ecológicos influyan en los costes energéticos, y viceversa. Algunos parámetros para calcular estos costes incluyen: disrupción (Goldemberg y Johansson, 2004), huellas ecológicas (Moscovici *et al.*, 2015) y necesidades hídricas (Gerdes y Nichols, 2009; Mielke *et al.*, 2010). Cabe destacar que estos indicadores, como en el caso mencionado de los efectos sobre la salud, no son monetizables.

Otra manera de calibrar los efectos de los sistemas energéticos sobre el medio ambiente consiste en evaluar los *servicios de los ecosistemas*. Este término hace referencia al beneficio de bienestar del capital natural (Costanza *et al.*, 2014), o a las contribuciones directas e indirectas realizadas por los ecosistemas (Barbier, 2011)²¹. Por lo general, tales servicios no suelen ser comercializados, y cuantificarlos o medirlos supone un reto con relación a su estructura, su función y los flujos hacia la sociedad (*Ibid.*). En 2011, el valor global de los servicios de los ecosistemas se situó entre los 125 y 145 billones de dólares por año (en valores de 2007) (Costanza *et al.*, 2014). Estos servicios cuentan con funciones que van más allá de la energía. No obstante, se cruzan con consideraciones relevantes para los sistemas energéticos en materia de costes y valor. Los flujos de las presas hidroeléctricas, por ejemplo, pueden provenir del derretimiento del hielo y la nieve. En lo que concierne a los sistemas energéticos, el hielo y la nieve ofrecen un servicio de almacenamiento de energía (Moomaw, 2015). Las evaluaciones sobre los costes energéticos no suelen recoger estas dimensiones valorativas, que, sin embargo, representan un área interesante para futuras investigaciones²².

21 Con relación a las contribuciones y los beneficios, algunos analistas se centran únicamente en las repercusiones humanas, mientras que otros incluyen efectos antrópicos más repercusiones sobre el sistema natural.

22 Los efectos estimados para proyectos energéticos futuros a través del cálculo del impacto medioambiental y de las evaluaciones estratégicas relativas al medioambiente constituyen otro campo de estudio relacionado. Para obtener una idea completa, véase por ejemplo el *Environmental Impact Assessment Review*.

Accidentes

Los accidentes también juegan un papel importante en la valoración de los costes energéticos y su cambio asociado. Dichos costes suelen abarcar aspectos relativos a entornos ecológicos, sanitarios y construidos, y se monetizan a través de tasas de seguro y sanciones legales. Sin embargo, por lo general no representan la totalidad de los daños.

Sovacool *et al.*, (2015) elaboraron uno de los análisis más exhaustivos hasta la fecha acerca de esta materia sobre 11 modalidades de tecnología energética. Repasando accidentes que habían tenido lugar entre 1874 y 2014, descubrieron que alrededor de 1.100 percances habían provocado más de 210.000 muertes y hasta 350 mil millones en daños a la propiedad (*Ibid.*)²³. Según los datos estudiados, la energía hidroeléctrica se presentaba como la más letal, provocando el 85% de los accidentes. Con un tercio del total, la tecnología eólica comportaba los accidentes más frecuentes²⁴, y los sucesos nucleares se planteaban como los más costosos al suponer hasta un 70% de los daños totales (*Ibid.*).

Entre los accidentes más recientes relativos a los sistemas energéticos destacan dos casos particulares. Se estima que el derrame de petróleo del Deep Water Horizon en 2010 ha costado 53 mil millones de dólares hasta la fecha (Bawden, 2015). Por otro lado, un cálculo aproximado anticipa que el coste del desastre de Fukushima en 2011 se situaría entre los 325 y 406 mil millones de dólares (*Economist*, 2015). Aunque estas valoraciones no sean del todo comparables, ya

23 Los accidentes se definieron como incidentes o acontecimientos no intencionados en una instalación energética que daban lugar a una o más muertes, o a un mínimo de 50.000 dólares en daños a la propiedad. Este análisis amplía la investigación previa de Sovacool (2008).

Aquí, los sistemas energéticos eran los principales responsables de la conversión, distribución y uso de la energía comercial. Los casos procedían de fuentes inglesas publicadas.

El coste de la pérdida económica total incluía daños a la propiedad, respuestas de emergencia, recuperación medioambiental, evacuación, productos perdidos, sanciones, reclamaciones judiciales y de seguros, pero no tenía en cuenta los daños, como las lesiones no fatales. Cuando faltaban datos relevantes, los cálculos se realizaban a través de datos aproximados (Sovacool *et al.*, 2015).

24 La naturaleza modular de la tecnología eólica podría ser la culpable de esta frecuencia.

que sus respectivos métodos de evaluación son distintos, resultan útiles a la hora de establecer ciertos puntos de referencia. Ante casos como estos, los responsables políticos podrían identificar algunos umbrales que la sociedad no está dispuesta a sobrepasar en el momento de aceptar futuros riesgos energéticos.

Resiliencia, robo y modernización²⁵

La disponibilidad y la calidad de un sistema energético constituyen también características adicionales que condicionan determinadas consideraciones de los costes energéticos. Todas estas dimensiones representan prioridades visibles en las actuales agendas públicas, ya que los gobiernos evalúan las necesidades vinculadas a la modernización de la infraestructura y a la resiliencia en función de condiciones climatológicas extremas, robos, terrorismo y ciberataques.

Un estudio reciente señala que los efectos de los fenómenos climatológicos extremos provocan daños de entre 18 y 33 mil millones de dólares anuales en el sistema eléctrico de Estados Unidos, que incluyen la pérdida de salarios y producción, el deterioro del inventario, el retraso de la producción y el daño eléctrico asociado (Council of Economic Advisers, 2013). Si uno está decidiéndose entre reforzar un sistema energético existente u optar por una reparación más sustancial, estas estimaciones de los daños potenciales ofrecen un punto de partida para visibilizar a fondo los riesgos.

Las evaluaciones convencionales de los costes energéticos tienden a excluir las consideraciones que tienen que ver con el robo. En el caso de la electricidad, el robo no solo influye en los gastos totales que deben ser recuperados, sino en los costes secundarios ligados a los riesgos de seguridad y a los daños por robo. Un cálculo reciente de las pérdidas provocadas a nivel global por el robo de energía alude a costes por valor de 25 mil millones de dólares al año (Jiang *et al.*, 2014). En vista de tales retos, la mejora de los sistemas inteligentes puede ofrecer una

²⁵ Otros costes que también merecen nuestra atención son los relativos a la seguridad, la industria/el empleo y los efectos políticos. Para un análisis de la curva de aprendizaje, véase Grubler y Wilson, 2013, y Araújo, 2014.

solución que incluya una línea de detección y de protección²⁶. No obstante, algunos señalan que la tecnología “inteligente”, como la que se da en las infraestructuras de los contadores energéticos avanzados, abre las puertas a nuevos tipos de ciber-vulnerabilidades (McLaughlin *et al.*, sin fecha).

EVALUACIÓN DE LOS COSTES DE LAS TRANSICIONES ENERGÉTICAS GLOBALES

Las siguientes valoraciones relativas a determinadas transiciones energéticas reflejan distintas suposiciones, limitaciones y, hasta cierto punto, distintos datos y métodos. Aunque no son absolutamente comparables, revelan múltiples dimensiones de los costes.

Bajo carbono

La transición hacia una economía baja en carbono constituye uno de los objetivos más reconocidos en la actualidad. Con dos tercios de las emisiones globales de gases de efecto invernadero provocados por el sector energético, la transición hacia el bajo carbono se considera una prioridad esencial de muchas agendas (AIE, 2015c y 2015d). Un cambio estructural de este tipo puede ir en consonancia con otros intereses, como reducir el impacto medioambiental, fomentar una huella ecológica más local, favorecer el empleo en el ámbito de la tecnología o fortalecer la seguridad. Las sinergias existentes entre estas aspiraciones hacen que el análisis integrado cobre importancia en el momento de evaluar los costes.

26 Un estudio realizado por el Electric Power and Research Institute considera que, en Estados Unidos, la implantación de la tecnología de red inteligente en los hogares de los consumidores por parte de los centros de control y de las redes eléctricas generará costes de entre 338 y 476 mil millones de dólares durante los próximos veinte años. Sin embargo, sugiere que los beneficios que se obtendrán en el mismo período se situarán entre 1,3 y 2 billones de dólares. Supuestamente, los beneficios incluirán una mayor fiabilidad de la red eléctrica, la integración de techos solares y vehículos eléctricos, reducciones en la demanda de electricidad y una mayor ciberseguridad (EPRI, 2011).

Informe Stern - 2006

Uno de los métodos más conocidos y sistemáticos para calcular los costes globales de la transición hacia un bajo carbono es el propuesto en el *Informe Stern* en 2006. Centrándose en el papel que juegan la energía y otros factores en el cambio climático, el informe demostró que los costes de transición para evitar los peores efectos del CO₂ global (por encima de un rango de 500-550 ppm) podían limitarse a un escaso 1% del PIB por año si las medidas adecuadas se tomaban a tiempo (Stern, 2006). De hecho, indicó que una transición global hacia una energía baja en carbono podría aportar hasta 2,5 billones de dólares de beneficios al año. Estos resultados contrastaban con unos costes globales de entre el 5 y el 20% del PIB por año en el caso de que se mantuviera la trayectoria actual y el nivel de CO₂ mundial superara el rango de 500-550 ppm. En comparación con informes anteriores, este estudio incluía daños futuros mayores y costes de reducción menores (Baker *et al.*, 2008). Además, la elección de la tasa de descuento, el tratamiento del riesgo, la incertidumbre y el capital, y el cálculo y la comparación de costes y beneficios fueron objetos de crítica (Nordhaus, 2007; Dasgupta, 2006; Arrow, 2007)²⁷. En 2008, Stern modificó su cálculo y lo elevó al 2% del PIB para conseguir una estabilización con niveles de 500-550 ppm y tener en cuenta los rápidos cambios (Jowitt y Wintour, 2008). Recientemente, además, señaló que las estimaciones del riesgo podrían haber ido más allá todavía (Stewart y Elliott, 2013).

Citigroup - 2015

Citigroup elaboró recientemente otro estudio acerca de la transición global hacia un sistema bajo en carbono, en el que comparaba los costes de adoptar un cambio de este tipo en comparación con los que supondría mantener la misma situa-

²⁷ Mediante un análisis económico tradicional, Stern adoptó una tasa del 0,1% anual para descontar el tiempo, tratando a todas las generaciones de manera similar y con un riesgo limitado de extinción, y una tasa del 1,3% anual para el crecimiento del consumo per cápita.

Mientras que los estudios previos reflejaban aumentos de hasta 2 °C y 3 °C, Stern recurrió a la ciencia contemporánea para demostrar los potenciales riesgos de un aumento de la temperatura por encima de 5 °C durante el primer período del próximo siglo (Baker *et al.*, 2008). Para comparar las respuestas principales, véase Ackerman (2007).

ción o no modificar nada. En *Energy Darwinism II: Why a Low Carbon Future Doesn't Have to Cost the Earth*, Citigroup tuvo en cuenta los gastos de combustible y de capital en combinación con los daños potenciales del cambio climático (Channell *et al.*, 2015). Durante el siguiente cuarto de siglo, los gastos en energía se estimaban en 200 billones de dólares, con diferencias marginales entre la energía baja en carbono y la tradicional hasta 2040. Se calculaba que la opción de bajo carbono costaría 190,2 billones de dólares, mientras que la tradicional se situaría en 192 billones. En el caso de no actuar ni modificar nada, el PIB “perdido” ascendería a 44 billones de dólares en 2060 sin proceder al descuento. Visto desde la perspectiva de la rentabilidad, el gasto extra que se requeriría para “actuar” en la transición energética (sin contar el ahorro) con relación al PIB global equivaldría anualmente a un 0,1%-1% del PIB. En este estudio se destacaba que la inversión “activa” favorecería el crecimiento (*Ibid.*).

AIE - 2015

Un tercer estudio de la transición hacia una energía global baja en carbono fue confeccionado por la AIE en el mismo año en que se elaboró el estudio de Citigroup (2015d). Según sus cálculos, en 2014 se habían gastado 270 mil millones de dólares en la generación de electricidad mediante energías renovables²⁸. De cara al futuro, anticipa que la inversión anual en tecnologías renovables con las nuevas políticas ascenderá a un total acumulado de 7,4 billones de dólares entre 2015 y 2040, alrededor de un 15% de la inversión total del suministro global de energía²⁹. Aquí cabe destacar que, según algunos expertos, la contribución de las renovables se ha subestimado de manera sistemática (Roselund, 2015).

28 En comparación, la inversión anual media en energías renovables para el período comprendido entre los años 2000 y 2014 alcanzó los 165 mil millones de dólares. La inversión total acumulada en renovables se situó en 2,5 billones de dólares en este período, lo que equivaldría a 1000 gigavatios de nueva capacidad (AIE, 2015d).

29 Aquí se incluyen 7 billones de dólares dedicados a la generación eléctrica mediante renovables, y 360 mil millones destinados a la transmisión y distribución (AIE, 2015). Si se utilizan biocombustibles para el sector del transporte, se añaden otros 390 mil millones de dólares (*Ibid.*).

Las nuevas políticas y medidas que afectan a los mercados energéticos en la actualidad fueron adoptadas a mediados de 2015, e incluyen compromisos climáticos relativos a la energía propuestos por la Conferencia de las Partes (COP) 21 el 1 de octubre de 2015, así como otras aspiraciones políticas, independientemente de que las mecánicas de implantación hayan sido o no adoptadas (AIE, 2015d).

Con respecto al cambio climático, la senda planeada pretende frenar el crecimiento de las emisiones de CO₂ procedentes de la energía, aunque la AIE no considera que esta medida sea suficiente para limitar el ascenso a medio y largo plazo de la temperatura media global en 2 °C³⁰. Para no sobrepasar los límites, la AIE recomienda medidas adicionales como potenciar la inversión en renovables dentro del sector energético desde 270 mil millones de dólares en 2014 hasta 400 mil millones en 2030; aumentar la eficiencia en los edificios, los medios de transporte y la industria; reducir de manera progresiva las plantas eléctricas de carbón menos eficientes, y prohibir la construcción de centrales nuevas; eliminar gradualmente los subsidios sobre los combustibles fósiles y reducir las emisiones de metano en la producción de gas y petróleo (AIE, 2015).

En los tres estudios, los datos relativos a la oferta y a la demanda energética se obtuvieron mediante técnicas de prospectiva y retrospectiva³¹.

Acceso universal

Otra transición a tener en cuenta en las discusiones relativas a los costes es el progreso hacia un acceso universal. En la actualidad, alrededor de 1.200 millones de personas carecen de acceso a la electricidad (17% de la población), y otros 2.700 millones (28% de la población) recurren a la biomasa tradicional para cocinar

30 El punto crítico de los dos grados se plantea como un límite estricto para evitar las peores consecuencias del cambio climático.

31 La *prospectiva* pronostica lo que puede suceder en función de ciertas suposiciones y metodologías. Este método suele presuponer la existencia de una relación estable entre las tendencias dominantes, y es poco probable que produzca opciones en las que se contemplen discontinuidades (Robinson, 1982 y 1988).

La *retrospectiva* puede resultar más efectiva para aquellas situaciones en las que los responsables políticos aspiran a alterar la senda energética de manera estratégica. Aquí, el método comienza con un final deseado, y se trabaja hacia atrás para determinar cómo conseguir ese objetivo. A través de este análisis, se puede observar una amplia cantidad de opciones que se perderían a través de la prospectiva tradicional. Entre los objetivos se incluyen la autosuficiencia, unos costes sociales (y de otra índole) mínimos, un acceso universal y cantidades específicas en las combinaciones energéticas. Ambos modelos se pueden desglosar en función de sus aspiraciones a corto, medio y largo plazo. La metodología refleja las posibilidades, la viabilidad, el grado de libertad política y las implicaciones de modificar los sistemas energéticos (Robinson, 1982, 1988).

(AIE, 2014)³². En 2013, la AIE estimó que 13.100 millones de dólares se habían destinado a la inversión de capital para mejorar el acceso a la electricidad.

De cara al futuro, se estima que los costes para alcanzar el acceso universal alcancen los 979.000 millones de dólares, o 49.000 millones por año, durante el período comprendido entre 2011 y 2030 (AIE, 2014). Esta cantidad supone aproximadamente un 3% de la inversión global en infraestructuras energéticas (AIE, 2012c). Como punto de referencia, el análisis de la inversión necesaria para lograr el acceso universal reveló que hasta 9 mil millones de dólares se habían gastado en 2010 (Banco Mundial y AIE, 2015). Si este patrón continúa, el objetivo marcado para 2030 no se podrá cumplir³³.

Teniendo en cuenta que los datos a los que es posible acceder no están completos, se realiza una recolección periódica de actualizaciones para satisfacer las necesidades informativas más específicas. Así, esta información se armoniza y se extrapola para cubrir lagunas adicionales. A la fase de desarrollo de datos le sucede el diseño de un modelo econométrico para la estimación de las tasas de electrificación y de la dependencia de la biomasa en función de variables regionales. Los resultados del modelo tienden a asociar el acceso universal con variables como “renta per

32 Los servicios energéticos modernos constituyen un elemento fundamental de la calidad del bienestar humano y del desarrollo económico. Con el fin de conseguir un acceso universal para el año 2030, Naciones Unidas puso en marcha la iniciativa Sustainable Energy for All en 2011, a la que siguió la declaración de un Objetivo de Desarrollo Sostenible post 2015.

Los datos indican que alrededor de un 97% de las personas que no tienen acceso a la electricidad vive en África subsahariana y en países asiáticos en desarrollo (AIE, 2015d).

En línea con las inquietudes existentes relacionadas con la seguridad y las emisiones de carbono, se espera que la transición hacia un acceso universal eleve la demanda global de energía en un 1% y las emisiones de CO₂ en un 0,6% para 2030 (AIE, 2012c).

33 Para definir un posible rumbo hacia el acceso universal en 2030, la AIE define el acceso a la energía moderna como “un hogar cualquiera que cuenta con instalaciones higiénicas para cocinar, con un acceso asequible y seguro, una conexión eléctrica y un nivel creciente de consumo eléctrico en el tiempo” (AIE, 2012c). Si nos centramos en el nivel doméstico, no se incluyen otras categorías y necesidades energéticas, como las de los recintos públicos (escuelas y hospitales) y las empresas (*Ibid.*).

En el caso de las instalaciones higiénicas para cocinar, la AIE caracteriza el acceso como “la disposición de instalaciones para cocinar que pueden ser utilizadas sin dañar la salud de los que las usan, y que son más sostenibles para el medioambiente y más eficientes en términos energéticos que la tradicional cocina de biomasa, empleada actualmente en los países en desarrollo”. Esta definición incluye principalmente los sistemas de biogás, los fogones de gas de petróleo licuefactado (LPG) y otras cocinas de biomasa (*Ibid.*).

cápita, crecimiento de la población, urbanización, precios de los combustibles, nivel de subsidios, avances tecnológicos, consumo energético y programas de acceso energético” (AIE, 2012c).

Esta iniciativa supone un ejemplo único debido a su escala, a la robustez de sus objetivos y a la cantidad de datos e información que, en la práctica, no existía o no se había recopilado de manera sistemática con anticipación. Los enfoques metodológicos para calibrar y valorar el acceso universal requieren un mayor perfeccionamiento, según reconocen el Banco Mundial y la AIE, dado que es necesario conocer más acerca del fenómeno estudiado. Por ejemplo, la representación binaria de la conectividad a la red no tiene en cuenta los apagones imprevisibles, ni la rentabilidad (Banco Mundial y AIE, 2015). Puesto que a la iniciativa le quedan unos 14 años de vida, es de esperar que los métodos de análisis sigan resultando provechosos para un aprendizaje continuo.

Consideraciones adicionales

La naturaleza global de las evaluaciones relativas al acceso universal y a la transición energética hacia sistemas bajos en carbono plantea algunas cuestiones relativas a los retos que pueden surgir a la hora de valorar los costes de un cambio energético. Por ejemplo, definiendo el alcance, los análisis pueden caracterizarse por capas de decisión en cascada. Por ejemplo, si la estimación analítica del acceso universal tuviera que incluir escuelas y hospitales como parámetros, se necesitarían datos y valoraciones adicionales. Además, también podrían resultar necesarias algunas caracterizaciones para diferenciar tipos de consumidores y evitar un doble recuento (AIE, 2012c).

CONCEPTOS RELACIONADOS EN LA VALORACIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS³⁴

Racionalidad acotada en la toma de decisiones y en el análisis

En el momento de llevar a cabo el análisis de los costes de un cambio energético, uno se podría preguntar qué es lo que inicialmente guía el proceso de selección

³⁴ Para un análisis más profundo acerca de ideas relativas al bloqueo de alternativas energéticas, a la urgencia, a las ventajas y desventajas y a la innovación, véase Araújo (2014).

de las distintas opciones. Los profesionales del ámbito energético suelen apuntar al tiempo, a los recursos y a la viabilidad en la fase preliminar de decisión. No obstante, durante el proceso de preselección se pueden desechar algunas oportunidades potencialmente viables.

La racionalidad acotada aporta una explicación teórica para estas limitaciones (Simon, 1972, 1982). A primera vista, este concepto, definido como la manera en que el pensamiento de un individuo está limitado por la información disponible, los límites cognitivos y el carácter finito del tiempo a la hora de tomar decisiones, puede parecer tangencial para el análisis de los costes energéticos. Sin embargo, supone un aspecto esencial, ya que ofrece una evaluación del comportamiento desde una perspectiva histórica, así como una determinación prospectiva que puede moldear el horizonte y las decisiones respectivas a la elección de una tecnología. En el proceso definitorio, por ejemplo, la racionalidad acotada influye de manera negativa en las distintas opciones analíticas cuando uno se adhiere únicamente a informes y convenciones tradicionales, puesto que pierde numerosas oportunidades al no considerar la presencia de nuevas tecnologías, prácticas, regímenes políticos u oportunidades integradas en su análisis. Encontramos un ejemplo en aquellos pronósticos energéticos que se apoyan sobre convenciones que prevén un crecimiento de la demanda en un 2-5%. En comparación con un análisis integrado, más amplio e innovador, el enfoque convencional, en vez de alterar el panorama de manera positiva, puede traer consigo más complicaciones y dificultades (Davis y Socolow, 2014).

La racionalidad acotada no se aplica únicamente al pensamiento de analistas y responsables políticos, sino también al de ciudadanos, consumidores y productores involucrados en una transición energética³⁵.

Los ciudadanos de una región pueden recibir unas condiciones definidas por la orientación (racionalidad acotada) de sus responsables políticos o de sus analistas asociados. A la vez, aquellos responsables de tomar las decisiones políticas que estén a favor del mercado y de la regularización podrían rechazar los enfoques políticos o las dinámicas de costes que no se encuentren en su círculo cercano.

35 Estas categorías tienden a solaparse. Un consumidor de energía suele ser, aunque no necesariamente, un contribuyente tributario.

Así, las estructuras alteradas o distribuidas de costes vinculadas a las sociedades y a la coproducción (Ostrom, 1990 y 2014; Ackerman, 2004; Nevens *et al.*, 2013), así como las medidas adoptadas desde abajo, por la sociedad civil, que no supongan un incentivo para el mercado, no se incluirían. Tales aspectos fundamentales de un sistema energético no solo afectan a sus costes y a su potencial de cambio, sino que pueden estar incrustados dentro de sus estructuras sectoriales (Arthur, 1994; Garud y Karnoe, 2012).

Nuevos métodos de financiación

Los instrumentos financieros y los mercados reflejan otra dimensión crítica, que puede inferir o facilitar el cambio energético al afectar a los costes en función de la disponibilidad de fondos.

Un mecanismo de financiación relativamente nuevo es el asociado a la financiación en masa o *crowdfunding* (Vasileiadou *et al.*, 2014; Douw & Korin, 2015). Este fenómeno surgió después de la crisis económica de 2008, y hace uso de ideas unidas a las microfinanzas (Banco Mundial, 2013, citando a Murdoch, 1999) y a las colaboraciones abiertas (Banco Mundial, 2013, citando a Poetz y Schreier, 2012). Incluye la recaudación de fondos basada en la venta de acciones y deuda, y se beneficia de las redes sociales, de los perfiles sociales y de la naturaleza viral de las comunicaciones web. Por un lado, puede funcionar como una alternativa a la financiación convencional, catalizando esfuerzos y cubriendo las lagunas que, de otra manera, seguirían existiendo. Además, posee un inmenso potencial, en particular para individuos y regiones que pretenden dejar atrás las estructuras de mercado, los regímenes y las tecnologías tradicionales. No obstante, el reconocimiento supone una pega de este enfoque naciente, ya que una renta alta o un gran patrimonio neto de fondos comunes no tienen que estar necesariamente relacionados con una comprensión avanzada de los mercados de capitales (Luzar, 2013).

Podría contar con un papel en el cambio energético al cubrir ciclos iniciales de financiación que precedan a las fases principales. El Banco Mundial calcula que, en 2012, se consiguieron hasta 2,7 mil millones de dólares en todo el mundo a través de estos modelos y plataformas de negocios (2013). Aunque todavía se

encuentra en sus comienzos, la financiación en masa o *crowdfunding* tiene un potencial significativo que dependerá de las condiciones vigentes y de la cultura del emprendimiento, así como de la presencia de una política favorable (o, por lo menos, neutral).

UN BALANCE CON ALGUNAS DIRECTRICES PARA FUTURAS INVESTIGACIONES

Tras haber repasado un amplio rango de consideraciones relativas a los costes de los sistemas energéticos y sus transiciones, se nos presentan varias conclusiones críticas.

- La noción de “costes reales” puede ser confusa, ya que definiciones, suposiciones, límites, metodologías y datos producen resultados significativamente variables. Aquellos elementos que distorsionan los costes, así como los efectos menos visibles (incluso los costes hundidos), no se incluyen en los cálculos, pero pueden tener un impacto muy considerable en los datos finales y en el ritmo y robustez de una transición energética. Por lo tanto, estas dimensiones deberían tenerse en cuenta y recibir una mayor atención.
- La “distancia” organizativa entre los responsables de tomar decisiones políticas y los analistas suele situar a los últimos en posiciones poco habituales, desde las que “concretan” de manera provisional resoluciones iniciales acerca de qué y cómo se va evaluar, ignorando así las contingencias reales. El peligro de estos enfoques reside en que la complejidad de sus modelos oculta el resto de opciones, y la legitimidad o la inclinación del proceso pueden estar sujetas a las decisiones personales de los analistas.
- Los responsables políticos suelen recurrir a análisis cuantitativos para determinar sus decisiones. Así, algunos de los valores y datos cualitativos que no forman parte de estas evaluaciones y guardan cierta importancia pueden pasar inadvertidos durante el proceso y quedar totalmente al margen.
- En términos prácticos, las decisiones deberían tratarse por separado en un análisis; no obstante, en la realidad se entrelazan o superponen con problemas adi-

cionales y / o dependencias interregionales. En línea con esta idea, los efectos netos y acumulativos de los costes (y beneficios), así como su impacto distributivo, presentan nuevas ramas de investigación para las herramientas actuales de la toma de decisiones, y suponen una oportunidad central de mejorar las técnicas de evaluación.

A fin de cuentas, las evaluaciones de costes suelen reflejar una “instantánea” limitada de una transición energética o de un sistema asociado. Es posible que no tengan en cuenta todas las características relativas a los costes (o a los beneficios). De hecho, es probable que muchas personas ni siquiera quisieran embarcarse en una transición si supieran lo que les depara el futuro. En este sentido, una apreciación de las ventajas y de los límites a la hora de valorar los costes, con referencias cruzadas a otros tipos de análisis y de acumulación de conocimientos, nos permitirá comprender más a fondo el valor real de una transición energética.

REFERENCIAS

ACCENTURE (2015), Low Carbon Energy Transition Can Create up to €380 Billion in New Annual Value for Utilities, Finds Accenture and CDP Report, 5 de noviembre.

ACKERMAN, F. (2007), *Debating Climate Economics*, Report to Friends of the Earth England, Wales and Northern Ireland, Global Development and Environment Institute, Tufts University, Medford M, julio.

ACKERMAN, J. (2004), “Co-Governance for Accountability: Beyond ‘Exit’ or ‘Voice’”, *World Development*, 32: 3, 447-463.

AIE (2012), *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press: Cambridge, Inglaterra y Nueva York, NY, EE.UU. e International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

ALLCOTT, H. (2011), “Social Norms and Energy Conservation”, *Journal of Public Economics*, 95: 9, 1082-1095.

ALLCOTT, H. y ROGERS, T. (2014), “The Short-run and Long-run Effects of Behavioral Interventions: Experimental Evidence from Energy Conservation”, *American Economic Review*, 104(10): 3003-3037.

ARAÚJO, K. (2014), “The Emerging Field of Energy Transitions: Progress, Challenges, and Opportunities”, *Energy Research & Social Science*.

— (2015), “Japan’s Nuclear Energy Choices”, *The Japan Times*, October 29, 2015, <http://www.japantimes.co.jp/opinion/2015/10/29/commentary/japan-commentary/japans-nuclear-energy-choices/#.Vji5dysvzT8>, reimpresso de *The Diplomat*, 22 de octubre.

ARROW, K. (2007), “Global Climate Change: A Challenge to Policy”, *Economist’s Voice*, 4: 3.

ARTHUR, B. (1994), *Increasing Returns and Path Dependence in the Economy*, University of Michigan Press: Ann Arbor, MI.

BACANI, B.; McDANIELS, J. y ROBINS, N. (2015), Insurance 2030: Harnessing Insurance for Sustainable Development, *Working Paper*, 15/01, junio.

BAKER, R.; BARKER, A.; JOHNSTON, A. y KOHLHAAS, M. (2008), The Stern Review, *Staff Working Paper*, Commonwealth of Australia, enero.

BARBIER, E. (2011), “Pricing Nature”, *Annual Review of Resource Economics*, 3: 337-353.

BAWDEN, T. (2015), *Gulf of Mexico Oil Spill*, *Independent*, 2 de julio.

BIEBL, H. (2012), “Energy Subsidies, Market Distortion, and a Free market Alternative”, University of Michigan, *Journal of Law Reform Caveat*, 46, 1.

BLOCK, B. (2009), *Cheap Energy Comes as High “Hidden” Cost*, Worldwatch Institute.

BUTRAW, D.; KRUPNICK, A. y SAMPSON, G. , con contribuciones de ISAAC, W.; CHU, J. y BEASLEY, B. (2012), *The True Cost of Power*, RFF, Report, junio.

CALDECOTT, B. y McDANIELS, J. (2014), Stranded Generation Assets: Implications for European Capacity Mechanisms, Energy Markets, and Climate Policy, *Working Paper*, Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford.

CARBON TRACKER (2015), *The \$2 Trillion Stranded Assets Danger Zone, Synthesis Report*, 24 de noviembre.

CHANNELL, J.; CURMI, E.; NGUYEN, P.; PRIOR, E.; SYME, A.; JANSEN, H.; RAHBARI, E.; MORSE, E.; KLEINMAN, S. y KRUGER, T. (2015), *Energy Darwinism II: Why a Low Carbon Future Doesn't Have to Cost the Earth*, informe, Citigroup GPS, agosto.

CLEMSON UNIVERSITY (sin fecha), Sunk or Stranded Costs, <http://www.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm#The%20Valuation%20of%20Stranded%20Costs>

CONCA, J. (2015), "It Really Is Our Aging Infrastructure", *Forbes*, 21 de mayo.

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (1998), Electric Utilities: Deregulation and Stranded Costs, *Paper*, octubre.

COSTANZA, R.; GROOT, R.; SUTTON, P.; VAN DER PLOEG, S.; ANDERSON, S.; KUBISZEWSKI, I.; FARBER, S. y TURNER, R. (2014), "Changes in the Global Value of Ecosystems Services", *Global Environmental Change*, 26: 52-158.

COUNCIL OF ECONOMIC ADVISERS (2013), *Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages*, informe, agosto.

DASGUPTA, P. (2007), "Commentary: The Stern Review's Economics of Climate Change", *National Institute Economic Review*, 199: 4-7.

DAVIS, S. y SOCOLOW, R. (2014), "Commitment Accounting of CO₂ Emissions", *Environmental Research Letters*, 9, 8.

DETWILIER, P. (2013), "Electricity Theft: A Bigger Issue Than You Think", *Forbes*, 23 de abril.

DOUW & KOREN (2015), *Crowdfunding Worldwide*, 1 de abril (<http://www.douwenkoren.nl/en/crowdfunding-worldwide-12-5-billion-euro-in-2015/>).

DREBORG, K. (1996), “Essence of Backcasting”, *Futures*, 28(9): 813-828.

ECONOMIST (2014), “The Elephant in the Atmosphere”, 19 de julio, <http://www.economist.com/news/business/21607838-managers-biggest-oil-firms-clash-investors-over-climate-change-elephant>

— (2015), “Mission Impossible”, 7 de febrero, <http://www.economist.com/news/asia/21642221-industrial-clean-up-without-precedent-mission-impossible>

EISING, R. y KOHLER-KOCH, B. (1999), “Introduction: Network Governance in the European Union”, en: KOHLER-KOCH, B. y EISING, R. (Eds), *The Transformation of Governance in the European Union*, Routledge: Londres, Inglaterra.

ELECTRIC POWER AND RESEARCH INSTITUTE (EPRI) (2011), *Estimating Costs and Benefits of the Smart Grid*, informe, 29 de marzo.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

FOXON, T. (2013), “Transition Pathways for a UK Low Carbon Energy Future”, *Energy Policy*, 52: 10-24.

GARUD, R. y KARNOE, P. (Eds.) (2012), *Path Dependence and Path Creation*, Psychology Press: East Sussex, Inglaterra.

GERDES, K. y NICHOLS, C. (2009), Water Requirements for Existing and Emerging Thermoelectric Plant Technologies, informe, DOE/NETL 402/080108.

GOLDEMBERG, J. y JOHANSSON, T. (Eds), (2004), *World Energy Assessment Overview: Update*, United Nations Development Programme (UNDP), United Nations Department of Economic and Social Affairs y World Energy Council.

GOLDTHAU, A. (2010), “Energy Diplomacy in Trade and Investment of Oil and Gas”, en: GOLDTHAU, A. y WITTE, J., *Global Energy Governance*, Global Public Policy Institute, Berlin y Brookings Institute: Washington D.C.

GREENSTONE, M. y LOONEY, A. (2012), Paying too much for Energy? The True Costs of our Energy Choices, *Working Paper*, 12-05, 24 de febrero.

GRUBLER, A. y WILSON, C. (Eds) (2013), *Energy Technology Innovation: Learning from Historical Successes and Failures*, Cambridge University Press: Cambridge, Inglaterra.

HALL, S.; FOXON, T. y BOLTON, R. (2015), “Investing in Low Carbon Transitions, Energy Finance as an Adaptive Market”, *Climate Policy*, octubre.

HALLAM, C. y CONTRERAS, C. (2015), “Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems”, *IEEE Systems Journal*, 9(1): 199-208.

HOHMEYER, O. (1992), “Renewables and the Full Costs of Energy”, *Energy Policy*, 20(4): 365-375.

INTERAGENCY WORKING GROUP ON SOCIAL COST OF CARBON (2010), United States Government, Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis, Under Executive Order 12866, Technical Support Document, febrero.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2012a), *Method for Calculating Subsidies to Renewables*, OECD/IEA, Paris, Francia.

— (2012b), *Fossil Fuel subsidies – Methodology and Assumptions*, OECD/IEA, Paris, Francia.

— (2012c), *Methodology for Energy Access*, OECD/IEA, Paris, Francia.

— (2014), *World Energy Investment Outlook*, OECD/IEA, Paris, Francia.

— (2015), <http://www.worldenergyoutlook.org>, 26 de noviembre.

— (2015a), *Data*, OECD/IEA, Paris, Francia.

— (2015b), *World Energy Balances, Data Documentation*, OECD/IEA, Paris, Francia.

- (2015c), *Projected Costs of Generating Electricity*, IEA/NEA, Paris, Francia.
- (2015d), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, Francia.
- (2015e), *WEO Special Report*, OECD/IEA, Paris, Francia.

INTERNATIONAL MONETARY FUND (IMF) (2007), *Guide on Resource Revenue Transparency*, IMF, Washington DC.

JIANG, R.; LU, R.; WANG, Y.; LUO, J.; SHEN, C. y SHEN, X. (2014), “Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid”, *Tsinghua Science and Technology*, 19(2): 105-120.

JOHANSSON, T. y STEEN, P. (1978), *Solar Sweden*, Secretariat for Future Studies, Estocolmo, Suecia.

JOSCOW, P. (2011), “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, *American Economic Review, Papers and Proceedings*, 100(3): 238-241.

JOWIT, J. y WINTOUR, P. (2008), “Cost of Tackling Global Climate Change has Doubled, Warns Stern”, *The Guardian*, 26 de junio.

LEIBOWICZ, B. D.; KREY, V. y GRUBLER, A. (2015), *Representing Spatial Technology Diffusion in an Energy System Optimization Model, Technological Forecasting and Social Change* (artículo en prensa).

LEVI, M. (2010), Energy Security: An Agenda for Research, *Working Paper*, Council on Foreign Relations, junio.

LÖNNROTH, M.; JOHANSSON, T. y STEEN, P. (1980), “Sweden beyond Oil”, *Science*, 208: 557-563.

LOVINS, A. (1976), “Energy Strategy: The Road Not Taken?”, *Foreign Affairs*.

LUCAS, A. (2016), “Stranded Assets, Externalities, and Carbon Risk in the Australian Coal Industry”, *Energy Research and Social Science*, 11: 53-66.

LUZAR, C. (2013), "It's Here: World Bank Report on Crowdfunding", *Crowdfund Insider*, 20 de octubre.

MARKARD, J. y TRUFFER, B. (2008), "Technological Innovation Systems and the Multi-Level Perspective: Towards an Integrated Framework", *Research Policy*, 37: 596-615.

MCCLEAN-CONNER, P. (2009), *Reducing Revenue Leakage, Electric Light and Power Magazine*.

MC LAUGHLIN, S.; PODKUIKO, D. y McDANIEL, P. (sin fecha), Energy Theft in Advanced Metering Infrastructure, CRITIS 09, https://www.idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/critis09.pdf

MIELKE, E.; ANADON, L. y NARAYANAMURTI, V. (2010), Water Consumption of Energy, Resource Extraction, Processing, and Conversion, *Discussion Paper*, 2010-15, octubre.

MOOMAW, W. (2015), *Presentation, Energy Security Forum*, Reykjavik University, Reykjavik, Islandia, 15 de octubre.

MOSCIVICI, D.; DILWORTH, R.; MEAD, J. y ZHAO, S. (2015), "Can Sustainability Plans Make Sustainable Cities? The Ecological Footprint Implications of Renewable Energy within Philadelphia's Greenworks Plan", *Sustainability: Science, Practice & Policy*, 11:1.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC) (2010), *Hidden Costs of Energy*, National Academies Press.

NEVENS, F.; FRANZESKAKI, N.; GORISSEN, L. y LOORBACH, D. (2013), "Urban Transition Labs", *Journal of Cleaner Production*, 50: 111-122.

NITKOSKI, M. (2015), "China Seeks to Turn its Potential Wind and Solar Power into a Reality", *China Economic Review*, 25 de junio.

NORDHAUS, W. (2007), "A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change", *Journal of Economic Literature*, XLV: 686-702.

O’ROURKE, D. y CONNOLLY, S. (2003), “Just Oil? The Distribution of Environmental and Social Impacts of Oil Production and Consumption”, *Annual Review of Environmental Resources*, 28: 587-617.

OSTROM, E. (1990), *Governing the Commons*, Cambridge University Press: Cambridge, UK.

— (2014), “Collective Action and Evolution of Social Norms”, *Journal of Natural Resources Policy Research*, 6(4): 235-252.

PENTLAND, W. (2014), Levelized Cost of Electricity, *Forbes*, 29 de noviembre, <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2014/11/29/levelized-cost-of-electricity-renewable-energy-ticking-time-bomb/print/>

Plumer, B. (2012), “How to Calculate the True Cost of Energy”, *The Washington Post*, 25 de abril.

REN 21 (2015), *Global Status Report*, <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

REUTERS (2015), Carbon Limits to Put \$2 Trillion of Coal, Oil and Gas Projects at Risk, 24 de noviembre, <http://newsdaily.com/2015/11/carbon-limits-to-put-2-trillion-of-coal-oil-gas-projects-at-risk-report/>

ROBINSON, J. (1982), “Energy Backcasting: A Proposed Method of Analysis”, *Energy Policy*, 10(4): 337-344.

— (1988), “Unlearning and Backcasting”, *Technological Forecasting and Social Change*, 33: 325-338.

ROSELUND, C. (2015), “IEA Talks Energy Transition, but Still Low Balls Future Growth of Wind and Solar”, *PV Magazine*, 10 de noviembre.

SEYMOUR, R. y GEYER, R. (1992), “Fates and Effects of Oil Spills”, *Annual Review of Energy and the Environment*, 17: 261-283.

SHERLOCK, M. (2011), *Energy Tax Policy*, CRS R41227, 2 de mayo.

SIGMAN, H. y STAFFORD, S. (2011), “Management of Hazardous Waste and Contaminated Land”, *Annual Review of Resource Economics*, 3(2): 55-75.

SIMON, H. (1972), “Theories of Bounded Rationality”, *Decision and Organization*, 1: 161-176.

— (1982), *Models of Bounded Rationality: Empirically Grounded Economic Reason*, (Volume 3) MIT Press: Cambridge, MA.

SMITH, A. (2012), *Civil Society in Sustainable Energy Transitions*, en: *Governing the Energy Transition: Reality, Illusion or Necessity?*, Routledge: Londres, Inglaterra.

SMITH, K.R.; BALAKRISHNAN, K.; BUTLER, C.; CHAFE, Z.; FAIRLIE, I.; KINNEY, P.; KJELLSTROM, T.; MAUZERALL, D.L.; McKONE, T.; McMICHAEL, A. y SCHNEIDER, M. (2012), capítulo 4 – “Energy and Health”, en: *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, Inglaterra y Nueva York, NY, EE.UU. e International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, pp. 255-324.

SMITH, T. (2004), “Electricity Theft: A Comparative Analysis”, *Energy Policy*, 32: 2067-2076.

SOVACOOL, B. (2008), “The Costs of Failure: A Preliminary Assessment of Major Energy Accidents: 1907-2007”, *Energy Policy*, 36(5): 1802-1820.

SOVACOOL, B.; KRYMAN, M. y LAINE, E. (2015), “Profiling Technological Failure and Disaster in the Energy Sector: A Comparative Analysis of Historical Energy Accidents”, *Energy*, 90: 2016-2027.

STERN, N. (2006), “Stern Review on the Economics of Climate Change”, *Report, HM Treasury*, Londres, Inglaterra.

STEWART, H. y ELLIOTT, L. (2013), “Nicholas Stern: I Got it Wrong on Climate Change – It’s Far Worse”, *The Guardian*, 26 de enero.

TILTON, J. (2015), *U.S. Energy R&D Policy, The Role of Economics*, Routledge: Londres, Inglaterra.

TURNHEIM, B.; BERKHOUT, F.; GEELS, F.; HOF, A.; McMEEKIN, A.; NYKVIST, B. y VAN VUREN, D. (2015), “Evaluating Sustainability Transition Pathways”, *Global Environmental Change*, 35(1): 239-253.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP) (2014), *Aligning the Financial System with Sustainable Development*, junio.

— (2015), *The Coming Financial Climate*, mayo.

UNITED STATES AGENCY FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT (USAID) (2015), Mekong Adaptation and Resilience to Climate Change (USAID Mekong ARCC), On-line Ecosystem Evaluator.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015), *Annual Energy Outlook*.

VASILEIADOU, E.; HUIJBEN, J. y RAVEN, R. (2014), “Three is a Crowd? Exploring the Potential of Crowdfunding for Renewable Energy in the Netherlands”, *Journal of Cleaner Production*, artículo en prensa.

WILSON, C.; GRUBLER, A.; BAUER, N.; KREY, V. y RIAHI, K. (2013), “Future Capacity Growth of Energy Technologies”, *Climatic Change*, 118(2): 381-395.

WORLD BANK (2013), *Crowdfunding’s Potential for the Developing World*, informe, Washington DC.

— (2015), *World Development Indicators*, <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators#>

WORLD BANK e IEA (2015), *Progress toward Sustainable Energy, Global Tracking Framework*, informe.

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC) (2015), *World Energy Trilemma Index*, informe.

WORLD HEALTH ORGANIZATION (2013), *WHO Methods and Data Sources for Global Burden of Disease Estimates, 2000-2011*, http://www.who.int/healthinfo/statistics/GlobalDALYmethods_2000_2011.pdf?ua=1

WUPERTALL INSTITUTE (2009), *Measuring and Reporting Energy Savings for the Energy Services Directive, How It can be Done*, informe, 30 de junio.

YONK, R. (2015), “Wind Energy’s True Costs”, *New York Times*, 21 de octubre.

La transición energética alemana - Situación actual y perspectivas¹

Andreas Löschel²

Resumen

En septiembre de 2010, el Gobierno alemán instauró un “Concepto de Energía”, como una estrategia de largo plazo que establecía ambiciosos objetivos para la política energética alemana hasta mediados del presente siglo. Después de la catástrofe de Fukushima, Japón, en junio de 2011, también el abandono de la energía nuclear se consagró mediante una ley, con el consenso de todos los partidos políticos, haciendo los objetivos antes mencionados aún más ambiciosos. La Energiewende, la transformación del sistema energético alemán, es un reto de gran magnitud para un país líder en producción industrial, y conlleva una reestructuración fundamental del sistema.

Este trabajo describe el sistema de indicadores para supervisar la transformación energética y la jerarquía de objetivos. Describe los desarrollos en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, seguridad energética y eficiencia energética. Una de las áreas más problemáticas que surgen de la revisión es la de los costes del apoyo a las energías renovables. Dada esta cuestión, el trabajo hace un énfasis especial en las implicaciones de la transición energética para los costes de la energía, la competitividad y el acceso. También se analizan los problemas del sistema actual de apoyo a las renovables, y se presenta una propuesta alternativa.

Palabras clave: transición energética alemana, supervisión, sistema de apoyo a las renovables, costes económicos.

1 La primera parte de este artículo se basa en las declaraciones de la comisión de expertos recogidas en los informes de seguimiento del Gobierno alemán dentro del proceso de seguimiento “La energía del futuro”. Quiero darles las gracias a mis compañeros de la Comisión de Expertos de Energía, Georg Erdmann, Frithjof Staiß, y Hans-Joachim Ziesing, por los fructíferos debates celebrados durante los últimos años. Por supuesto, me hago totalmente responsable de todas las opiniones expresadas en este artículo. El boceto de un nuevo diseño de mercado se basa en el documento de debate que puede consultarse en Löschel *et al.*, 2013a, 2013b y 2013c.

2 Chair for Energy and Resource Economics at the University of Münster. Director of the Centre of Applied Economic Research Münster (CAWM).

EL CONCEPTO DE ENERGÍA ALEMÁN

En septiembre de 2010, el Gobierno alemán publicó un “Concepto de Energía” a modo de estrategia a largo plazo para establecer los ambiciosos objetivos de la política energética alemana hasta mediados del siglo. Después de la catástrofe del reactor de Fukushima (Japón) en junio de 2011, el abandono gradual de la energía nuclear se consagró en la ley con el consenso de todos los partidos, volviendo este sistema de objetivos aún más ambicioso. La Energiewende, la transformación del sistema energético alemán, presenta un gran desafío para un importante país industrializado. Esto conlleva una reestructuración crítica del sistema energético alemán.

Los objetivos principales de la Energiewende son claros: las emisiones de gases de efecto invernadero se deberían reducir en un 40% en 2020 frente a los niveles de 1990 y en un 80%-95% en 2050; la energía nuclear debería haber desaparecido completamente en 2022. La descarbonización será posible gracias a la ampliación de las fuentes de energía renovable, junto a la reducción del consumo energético, además de una mayor eficiencia energética. La cuota de renovables en la producción de electricidad se incrementará en un 35% en 2020 y el consumo de energía primaria se reducirá en un 20% en comparación con los niveles de 2008. A largo plazo, hasta el año 2050, el objetivo es reducir el consumo de energía primaria en un 50%. En ese momento, las energías renovables representarán el 60% del consumo final bruto de energía y un 80% del consumo bruto de electricidad. El Gobierno alemán ha puesto en marcha un conjunto de más de 200 medidas concretas para lograr estos ambiciosos objetivos. Todas estas medidas para la reestructuración del suministro energético han de evaluarse con arreglo a los tres vértices que conforman el triángulo de la política energética: garantía de suministro, asequibilidad y respeto por el medio ambiente.

Con este fin, y con la transformación energética en mente, el Gobierno alemán instauró un proceso de seguimiento para evaluar el grado de consecución de estos objetivos y hacer balance de la aplicación de las medidas. Además de los informes de seguimiento anuales, cada tres años se publica un informe prospectivo y se proponen nuevas medidas. Los informes de seguimiento se basan en una amplia gama de indicadores relevantes. Una comisión independiente de exper-

tos de energía respalda el proceso de seguimiento en términos científicos. Cada año publica una opinión independiente sobre los informes de seguimiento del Gobierno alemán. Estas declaraciones tienen por objeto examinar y evaluar los informes de seguimiento del Gobierno alemán desde una perspectiva científica. El proceso de seguimiento es un elemento importante en la transformación del sistema energético alemán y sienta las bases para la evaluación de la situación actual y las perspectivas de la Energiewende.

Este artículo se basa, en gran medida, en las declaraciones de la Comisión de Expertos de Energía. Describe, en primer lugar, el sistema de indicadores para realizar el seguimiento de la transformación energética y de la jerarquía de objetivos. A continuación, detalla los avances realizados hasta el momento en materia de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, seguridad energética y eficiencia energética. Una de las principales áreas de conflicto que surgen del análisis es el coste resultante del plan de apoyo a las energías renovables. El recargo en virtud de la Ley de energías renovables alemana (Erneuerbare-Energien-Gesetz- EEG) que pagarán los consumidores finales de electricidad se ha incrementado a más de 6 ct/kWh con un volumen de apoyo total de más de 20.000 millones de euros anuales. En vista de estos datos, se hace especial hincapié en las repercusiones de la transición energética sobre la asequibilidad, el coste económico y la competitividad. A continuación, se analizan los problemas básicos del actual régimen de apoyo a las energías renovables y se presenta una propuesta de política. Por último, se ofrecen las conclusiones y perspectivas.

LOS OBJETIVOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En los primeros informes de seguimiento de la transición energética se desarrolló un marco para esta nueva tarea, se establecieron los indicadores adecuados y se especificaron los datos necesarios para su determinación. En el proceso de seguimiento “La energía del futuro”, se debe identificar y evaluar un complejo paquete de metas y objetivos políticos con la ayuda de indicadores. Este tipo de marco mejora la continuidad, la seguridad en la planificación y la capacidad de comparación del proceso de seguimiento a lo largo del tiempo. El Concepto de Energía y las decisiones posteriores adoptadas por el Gobierno alemán ofrecen una

extensa lista de objetivos para transformar el sistema energético alemán. Dado el gran número de objetivos –muchos de ellos opuestos– de la Energiewende, deben establecerse prioridades, y parece inevitable que algunos objetivos quedarán en el olvido. Inicialmente, el Gobierno otorgaba la misma importancia a todos los objetivos. Pero luego, el Gobierno ha seguido la propuesta de la Comisión de Expertos de Energía de que la Energiewende esté delimitada por dos objetivos prioritarios: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en, al menos, un 80% en 2050 y el abandono gradual de la energía nuclear a finales de 2022. Estos objetivos prioritarios se alcanzan a través de dos pilares principales: las energías renovables y la eficiencia energética. Los distintos subobjetivos sectoriales deberían ofrecer un panorama coherente de la vía de transformación. Sin embargo, los subobjetivos y medidas políticas necesarios para implantar los objetivos deberían, a su vez, ser flexibles. Si la consecución de un subobjetivo resultase ser económicamente inviable, socialmente inaceptable o irrespetuosa con el medio ambiente, habría que analizar la posibilidad de introducir nuevos objetivos, teniendo siempre en mente que esto no debería poner en peligro la consecución de los objetivos prioritarios.

Mientras que el Gobierno alemán solo utiliza indicadores vinculados a un objetivo cuantitativo en el concepto energético como indicadores principales, podría resultar adecuado adoptar un enfoque más amplio que también tenga en cuenta los objetivos no cuantitativos de la garantía de suministro, la viabilidad económica y el respeto por el medio ambiente –más allá de las emisiones de gases de efecto invernadero– del suministro energético, así como la aceptación y el impacto social de la Energiewende. Esto es, por supuesto, mucho más difícil, especialmente cuando consideramos las repercusiones para la asequibilidad y la competitividad de la transición energética. Más adelante, se introducirán algunos indicadores nuevos. El sistema de indicadores ofrece orientación sobre la línea de acción que debe seguirse. Entre los indicadores esenciales podríamos encontrar indicadores para los objetivos subordinados de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el abandono gradual de la energía nuclear, para el suministro energético (cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía, consumo final de energía), la garantía de suministro (Índice de duración media de interrupciones del sistema (SAIDI) para la electricidad, el equilibrio energético), la viabilidad económica (consumo de energía nacional y energía por coste

unitario, innovación), y la repercusión social (pobreza energética y aceptación). Algunos de estos indicadores son bien conocidos, otros son nuevos y deben desarrollarse en los próximos años.

REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI

Para lograr los objetivos de reducción de las emisiones de GEI es de vital importancia crear incentivos a través de un marco de condiciones adecuado para mejorar la eficiencia energética y para orientar la estructura de generación de electricidad más hacia las energías renovables y otras fuentes de energía de bajas emisiones. También es importante tener en cuenta que, independientemente de la reestructuración de la generación de electricidad requerida, hay un tipo de electricidad sin emisiones que se perderá con el cierre de las centrales nucleares y que tendrá que ser sustituida. La mayor aportación individual a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero son las mejoras de eficiencia energética o la reducción de la demanda energética para la climatización, así como la expansión de la generación de electricidad renovable.

Dado que el objetivo general de Alemania –aparte del abandono gradual de la energía nuclear a finales de 2022– es la consecución de los objetivos de emisiones de GEI, el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (también conocido como ETS) asume una posición central en la Transformación energética. Pero el ETS se encuentra con un serio problema. Un exceso de oferta de derechos de emisión a empresas de toda Europa, como consecuencia de la crisis económica, la afluencia masiva de créditos internacionales y la interacción del ETS con el fomento de las energías renovables (como la Ley de energías renovables alemana - EEG) y las políticas de eficiencia energética, han provocado fuertes descensos en los precios de los certificados. Los bajos precios del CO₂ en el ETS, que abarca en Alemania alrededor de la mitad de las emisiones de CO₂, tienen importantes repercusiones para la transición energética en Alemania: incluso aunque su estructura aún cumpla el objetivo –la limitación de las emisiones de CO₂ en toda Europa al nivel establecido por la ley– ofrece muy pocos incentivos para que las empresas reguladas en Alemania inviertan en tecnologías de bajas emisiones de carbono. Esto se hace evidente, por ejemplo, en el Barómetro KfW/ZEW

de CO₂, que ha estado controlando a todas las empresas alemanas cubiertas por el ETS desde 2009. Si bien la mayoría de las empresas alemanas controladas han realizado inversiones o cambios en el proceso de producción que han conducido a una reducción de sus emisiones de CO₂, estas medidas están encaminadas en realidad a reducir los costes de energía y recursos y a aprovechar el potencial de eficiencia general. Solo el 9% de las empresas tenían el objetivo explícito de reducir las emisiones de CO₂. Dada la situación actual, es poco probable que esta cifra aumente a medio plazo.

Pero hay más: mientras que la generación de electricidad eólica y solar ha aumentado sustancialmente, la hulla y el lignito no han disminuido en consecuencia. Aún más pronunciada que la reducción de la energía nuclear ha sido la caída en la generación de electricidad en centrales de gas. De hecho, si bien las centrales de carbón aún son rentables en Alemania, las centrales de gas no lo son. Esta situación está favorecida por la escasa demanda eléctrica, los precios relativamente bajos del carbón, y la continua sustitución por renovables en los períodos centrales de la punta diaria. El coste de los permisos de carbono es demasiado bajo para desalentar la generación eléctrica en centrales de carbón con alta emisión de carbono en favor de la generación en centrales de gas con menos emisiones. Como consecuencia, la emisión de CO₂ en relación con la energía ha aumentado en Alemania en los últimos años.

Existe un riesgo significativo de que no se cumpla el objetivo central del concepto de energía: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% en 2020 frente a los niveles de 1990. El objetivo de emisiones de GEI para 2020 solo se podrá lograr si dichas emisiones se reducen en cerca de 28 millones de toneladas de CO₂ equivalente de media cada año hasta 2020 (un total de 170 millones de toneladas). Esto equivale a una reducción media superior al 3% anual de 2013 a 2020. Si comparamos estas cifras con los cambios a largo plazo en los años de 2000 a 2014, en los que las emisiones de gases de efecto invernadero ajustadas a la temperatura disminuyeron en poco más de 9 millones de toneladas de CO₂ equivalente de media al año, podemos deducir que la tasa de reducción de las emisiones deberá al menos triplicarse en los años que quedan hasta 2020. El Gobierno federal ha adoptado diferentes medidas en los dos últimos años para alcanzar el objetivo. Estas medidas incluyen en particular el Programa de acción

climática para 2020, el Plan de acción nacional sobre eficiencia energética y la iniciativa de desmantelamiento de las viejas centrales eléctricas de lignito. Pero se corre el riesgo de que las políticas de los sectores de comercio de derechos de emisión en Alemania sean ineficaces, y que no conduzcan a nuevas reducciones de emisiones en Europa. Además, el Gobierno alemán también podría guardar derechos de emisión y dejarlos en suspenso hasta alcanzar sus objetivos de reducción nacionales. Otra opción sería promover activamente los esfuerzos para reducir las emisiones en los sectores fuera del régimen de comercio de derechos de emisión, que están sujetos en gran medida a las disposiciones nacionales. Esto afecta, en particular, al sector de la construcción con su alto potencial permanente para aumentar la eficiencia. Sin embargo, el Gobierno podría no garantizar las mayorías políticas necesarias para lograr instrumentos potencialmente eficaces como las desgravaciones fiscales para mejorar el rendimiento energético de los edificios. Además, las medidas en los sectores de la construcción y el transporte podrían resultar más costosas de lo esperado. De nuevo, los enfoques aplicados en Europa parecen ser los más apropiados. Es evidente que contar con un ETS fuerte es importante para respaldar la transición energética en Alemania. Sin embargo, en esta etapa, es más que dudoso que se pueda volver a establecer el ETS como la piedra angular de la política climática de la UE en los próximos años.

SITUACIÓN ACTUAL EN 2014

En 2014³, la evolución de los indicadores de objetivos sufre una enorme variación. En algunos casos, Alemania ya está en camino de alcanzar el objetivo (por ejemplo, generación de electricidad basada en energías renovables); en otros, está muy desencaminada (por ejemplo, emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia en el transporte). Existen algunos riesgos más o menos pronunciados para lograr los objetivos en el caso de algunos indicadores, lo que, a su vez, requiere medidas de acción integrales. Las emisiones de GEI han sido un 4,3% inferiores en 2014 que en 2013, pero solo un 1,7% inferiores si tenemos en cuenta la temperatura. En 2015, las emisiones han vuelto a aumentar. En los últimos años no se ha producido un retorno a la deseada vía de la reducción en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero ajustadas a la temperatura, sino todo lo

³ Para la evaluación de la situación actual consultar Löschel *et al.*, 2015.

contrario. Todavía parece bastante probable que las actividades políticas adicionales no sean suficientes para lograr el objetivo, sobre todo cuando los precios de la energía en los mercados mundiales dificultan aún más la reducción de las emisiones en el sector de la electricidad, la climatización y el transporte.

Alemania ha mejorado mucho en la consecución de los objetivos de energías renovables establecidos en el Concepto de energía del Gobierno federal. Lograr el objetivo mínimo del 35% en 2020 para la parte de consumo de electricidad cubierta por la electricidad generada a partir de energías renovables parece factible. Incluso podría darse el caso de que se supere el objetivo. Esto es bienvenido ya que contribuye al objetivo principal de mitigar el cambio climático y ofrece la posibilidad de contrarrestar otros objetivos renovables más difíciles. En 2015, se ha alcanzado una cuota del 30%. Este logro ha sido estipulado por la Ley de energías renovables alemana (EEG). La revisión renovada en 2014 define corredores de implantación para formas específicas de energías renovables y, por tanto, especifica la expansión cuantitativa políticamente deseada, mientras que el objetivo general aún se expresa en términos de variables relativas. En 2025 debe alcanzarse un 40-45% de la generación bruta de electricidad. Los avances futuros obviamente dependerán, en gran medida, del próximo cambio sistémico en la Ley de energías renovables alemana. El continuo aumento de los costes del régimen de apoyo financiero subraya la necesidad de una reforma de la EEG de la que hablaremos más adelante.

Alemania tiene que cubrir una aportación nacional al consumo final bruto de energía del 18% de energías renovables en 2020. En el Plan de acción nacional de energías renovables, de conformidad con la Directiva 2009/28/CE, que puso en marcha la aplicación de la directiva en Alemania, el Gobierno federal asume que será incluso posible alcanzar un 19,6% de cuota en 2020. No obstante, en la actualidad, las energías renovables solo representan el 13,5% del consumo final bruto de energía de acuerdo con el Informe de seguimiento del Gobierno federal; en 2013, la cifra fue del 13,2%. La proporción de energías renovables fuera del sector eléctrico del Gobierno federal parece estancarse.

El Gobierno federal pretende impulsar la productividad final de energía en Alemania en un 2,1% anual, a partir de 2008. Sin embargo, durante el periodo 1990-2014

se produjo un aumento anual medio de tan solo el 1,8%. De hecho, la tasa de crecimiento (ajustada a la temperatura) ha sido de tan solo un 1,2% desde el año de partida 2008 hasta 2014. De modo que Alemania se ha mantenido sistemáticamente por debajo de la curva objetivo durante los últimos seis años. Si se pretende alcanzar el objetivo para 2020, la productividad energética final tendrá que aumentar cerca de un 3% anual a partir de 2015. El consumo de energía primaria se reducirá en un 20% en 2020 en comparación con los niveles de 2008. En los últimos seis años, de 2008 a 2014, se redujo un 6,5% después del ajuste de temperatura. Si se pretende lograr el objetivo, esta tasa deberá duplicarse al menos durante los seis años restantes hasta 2020. Esto requiere de un considerable esfuerzo adicional, teniendo en cuenta especialmente que la curva objetivo se ha incumplido claramente en los últimos cuatro años. La situación para el consumo bruto de electricidad es completamente diferente. El objetivo es una reducción del 10% entre 2008 y 2020. En el periodo 2008-2014, la caída fue del 4,6%, o incluso casi la mitad del objetivo. Los principales factores que influyeron fueron el aumento de la eficiencia en el uso de la electricidad y la situación económica en el sector industrial, especialmente en los sectores de mayor consumo eléctrico. Sin embargo, también se da el caso de que 2015 está registrando un ligero aumento en el consumo de electricidad, de modo que no es seguro que esta tendencia descendente vaya a continuar. Los instrumentos destinados a recortar el consumo de electricidad en virtud del Plan de acción nacional sobre eficiencia energética desempeñan un papel especial en este sentido. No obstante, en la actualidad no es posible realizar un seguimiento orientado a los resultados *a posteriori*, porque los instrumentos del Plan de acción nacional sobre eficiencia energética se encuentran aún en fase de pruebas, o están empezando a aplicarse.

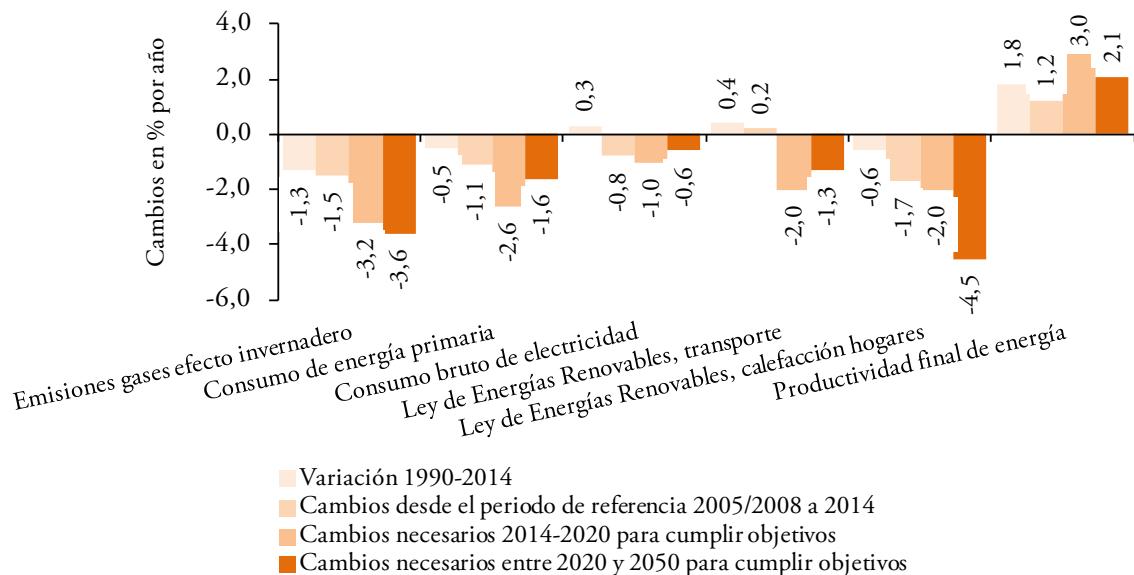
El aumento del consumo final de energía en el transporte en 2014 marca un nuevo retroceso en términos del objetivo del Concepto de energía. Esto se debe al transporte de pasajeros y de mercancías por carretera. Ambos sectores han registrado un aumento en la distancia total recorrida alcanzando las cifras más altas de la historia de Alemania, y esto no se ha visto compensado por una mejora de la eficiencia. En este sentido, desempeñan un papel fundamental los efectos rebote entre la mejora de la eficiencia de los vehículos y la distancia recorrida, así como entre la eficiencia de los vehículos y el peso de los vehículos y la distancia recorrida. Para el sector del transporte, la consecución del objetivo de reducir el

consumo en un 10% entre 2005 y 2020 resulta especialmente problemática. Si se pretende alcanzar este objetivo, el consumo de energía deberá reducirse un 2% anual desde los niveles de 2014; sin embargo, entre los años 2005 y 2014, se produjo de media un ligero aumento del 0,2%.

En la transición energética, las energías renovables sustituyen a las fuentes convencionales. Este hecho no debe poner en peligro la garantía de suministro energético, que puede describirse oportunamente a lo largo de la cadena de valor desde la energía primaria, la transformación, el transporte y la distribución hasta el consumidor final. La capacidad restante disponible de manera fiable como resultado del equilibrio energético se puede utilizar para medir la garantía de suministro de electricidad a largo plazo. Si bien todavía hay algunas dudas analíticas y problemas prácticos en estos cálculos, en la actualidad no hay una escasez de capacidad general reconocible en Alemania. Sin embargo, el suministro eléctrico también ha cambiado a escala regional. Tanto la electricidad convencional como la renovable se genera, en gran medida, en el norte de Alemania. Con el cierre previsto de las centrales nucleares restantes al sur del río Main, surge el riesgo de una escasez de capacidad local y están apareciendo desequilibrios regionales entre producción y consumo. La previsible escasez de suministro en el sur de Alemania se ve exacerbada por el retraso en la expansión de los sistemas de transmisión. Si echamos un vistazo a los 24 proyectos de expansión de la red mencionados en la Ley de expansión de la red eléctrica (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) de 2009, es evidente que la expansión de la red se está quedando a la zaga de las necesidades de la transición energética. A finales de 2014, tan solo se habían terminado 367 km, más de 100 km menos de lo previsto en 2013, y más de 450 km menos de lo previsto originalmente. Aunque la inversión anual por parte de los operadores del sistema de transmisión se ha triplicado desde 2011, con el actual ritmo de expansión es poco probable que muchos de los proyectos se completen antes del final de la década, por no mencionar las líneas de transmisión de corriente directa proyectadas entre el norte y el sur de Alemania, que se enfrentan a una gran oposición política. Como resultado, los operadores de la red de transmisión se están viendo cada vez más obligados a recurrir a intervenciones de reexpedición.

Gráfico 1

Cambios pasados y cambios necesarios para cumplir objetivos seleccionados hasta 2020/2050



Fuente: Löschel *et al.*, (2015)

El gráfico 1 proporciona un breve resumen de la evolución hasta la fecha y de los cambios necesarios en las variables seleccionadas si se pretenden alcanzar los objetivos. Esto demuestra que, con algunas excepciones en las energías renovables, el consumo de electricidad y el consumo final de energía para climatización, se producen desviaciones más o menos significativas entre los objetivos de emisiones y eficiencia y los cambios logrados hasta ahora. Esto se refiere principalmente a las emisiones de gases de efecto invernadero, la expansión de la red eléctrica, el consumo de energía primaria, la productividad final de energía y el consumo final de energía en el sector del transporte.

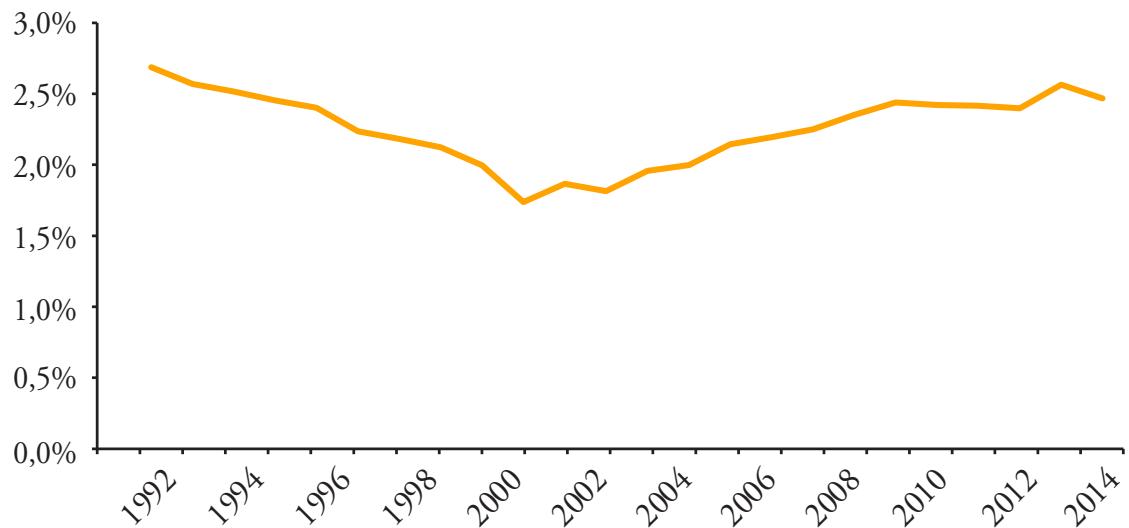
LA ASEQUIBILIDAD DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los costes de la transformación energética han sido sometidos a debate en numerosas ocasiones en los últimos años, especialmente debido al creciente gasto en el apoyo a las fuentes renovables. Sin embargo, los costes de la transformación energética son difíciles de evaluar. Para ello, hay que comparar la situación actual con situaciones contrafactuals. Más bien, la propuesta sería analizar los gastos

totales de energía para evaluar la asequibilidad del suministro de energía. Para poder evaluar correctamente la evolución de los costes del suministro de energía y los costes adicionales incurridos como resultado de la Energiewende, se deben recoger y analizar los datos de gasto total de energía de los consumidores finales para los sectores de la electricidad, la climatización y el transporte. Las cifras de los componentes de gasto total de los consumidores finales y gasto total individual ofrecen indicadores significativos acerca de la viabilidad económica del suministro de energía. Este instrumento indicativo no aborda, por el momento, los problemas de distribución –objeto de numerosos debates políticos– debido, también, a que los problemas de distribución son fundamentalmente difusos o más fáciles de solucionar si el gasto de los usuarios finales no evoluciona de forma desproporcionada con respecto al Producto Interior Bruto (PIB) nominal. Mientras el gasto total tienda a guardar cierta proporcionalidad con el PIB o crezca a un ritmo menor, la asequibilidad general de la energía como un todo difícilmente podrá ponerse seriamente en entredicho.

El gasto de los consumidores finales en combustible y climatización depende en gran medida de la evolución internacional de los precios del petróleo y el gas, así como de los gastos de adquisición que esto comporta. A diferencia de la electricidad, los componentes de precio regulado y estatal desempeñan un papel secundario. El gasto de los consumidores finales en electricidad se ha incrementado notablemente en los últimos años, de hecho, casi se ha duplicado en los últimos 15 años hasta los 70.000 millones de euros anuales. En 2014, el gasto absoluto de los usuarios finales disminuyó ligeramente. Esto significa que, en la actualidad, la transición energética se está desarrollando de una manera ligeramente positiva a los ojos de los consumidores particulares, comerciales e industriales. Sin embargo, una mirada más de cerca revela que, si bien el porcentaje de gasto en elementos estatales (impuestos, tasas y recargos), así como en costes de la red regulados por el Estado, ha aumentado significativamente, el porcentaje correspondiente a los elementos regidos por el mercado ha disminuido. Los factores de coste más significativos son los incrementos en los costes de la red y los costes generados por la Ley de energías renovables alemana. La caída generalizada del gasto de los consumidores finales en electricidad se debe principalmente al drástico descenso del gasto de “generación y ventas”, que se ha reducido casi a la mitad desde 2010. Las causas de esta situación se hallan en las ventas de electricidad no renovable,

Gráfico 2

Porcentaje de gasto de los consumidores finales en electricidad sobre el PIB total

Fuente: Löschel *et al.*, (2015)

que han caído en más de una quinta parte, y la continua bajada de los precios mayoristas de la energía eléctrica. El colapso de los precios mayoristas se debe solo en parte al efecto de “orden de mérito”, es decir, se debe solo en parte a la transición energética. Los precios mayoristas están determinados en gran medida por la evolución de los precios internacionales de las fuentes de energía primarias (carbón y gas) y el precio del CO₂.

En términos de PIB nominal, el gasto de los usuarios finales en electricidad se ha mantenido constante en un 2,5% aproximadamente (véase el gráfico 2). El aumento del gasto de electricidad total hasta la fecha no es tan espectacular como a menudo se afirma públicamente. La caída del gasto de los usuarios finales en climatización y transporte se debe principalmente a la evolución internacional de los precios del petróleo y el gas. En el caso de la climatización, supuso un 3,5% en 2013 (100.000 millones de euros), y en el caso del transporte, un 2,8% en 2014 (83.000 millones de euros). En 2013, la proporción total del gasto de los usuarios finales en energía representó cerca del 9,0% (255.000 millones de euros). La situación global de los costes de la transición energética alemana parece estar aún bajo control.

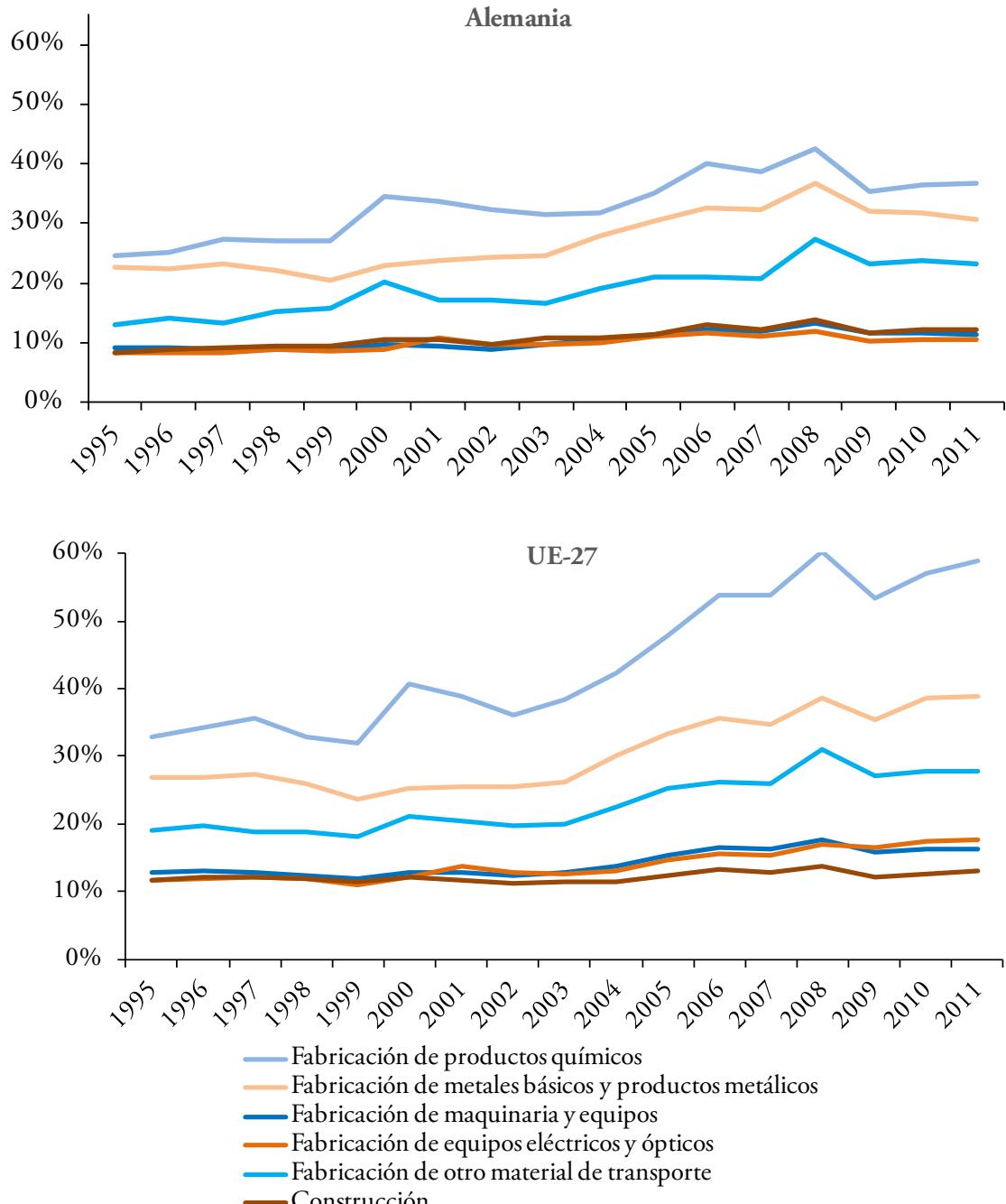
REPERCUSIONES SOBRE LA COMPETITIVIDAD

Además de la asequibilidad general, también observamos diferencias en los precios de la energía pagados por los distintos consumidores. Las consecuencias distributivas de la transformación energética se refieren, por ejemplo, a la distribución del recargo en virtud de la EEG entre los consumidores finales de electricidad y, en este contexto, el régimen de compensación especial para la industria de alto consumo energético. Una mera comparación de los precios de la energía no es suficiente en este caso. En su lugar, habría que tener en cuenta los costes generales de la energía. Estos costes son también relativamente moderados para los hogares. Sin embargo, la transformación energética impone una carga más pesada a los hogares con bajos ingresos. Entre el 10% al 12% de los hogares podría considerarse en riesgo de pobreza energética.

Para la industria, también debe tenerse en cuenta el coste real de la energía de una empresa en términos de la contribución de los costes energéticos al valor añadido bruto del sector en cuestión. Si los costes de energía totales están disponibles para otros países, la viabilidad económica del suministro de energía también se puede evaluar en términos de un contexto internacional más amplio. Por tanto, los costes por unidad de energía –los costes de energía totales por unidad de valor añadido– son un mejor indicador de la competitividad internacional. Si se desea evaluar la carga que supone para las empresas los costes energéticos, el indicador de costes unitarios de energía no debe incluir únicamente los costes directos, sino también los costes “indirectos”, es decir, los costes de distribución de la energía. Estos han ido aumentando de manera generalizada durante años, y (ahora) son mucho más significativos para la mayoría de los sectores que los costes “directos” de la energía en Alemania. Este es el caso, por ejemplo, de los sectores de producción de bienes. Los costes indirectos de la energía en los seis principales sectores de producción de bienes analizados en mayor profundidad alcanzan una cifra entre 5.000 y 11.000 millones de euros anuales para el sector y, por tanto, en algunos casos son superiores a los costes directos de la energía, que representan únicamente entre 2.000 y 8.000 millones de euros por sector. La comparación de los costes unitarios totales de la energía en Alemania con la media europea en el gráfico 3 ilustra tres cuestiones: los costes unitarios totales de la energía en los sectores pertinentes son estructuralmente inferiores a los europeos. En segundo

Gráfico 3

Costes unitarios totales de la energía en sectores seleccionados del sector de producción de bienes alemán y europeo entre 1995 y 2011

Fuente: Löschel *et al.*, (2015)

lugar, los costes unitarios totales de la energía en Europa han experimentado un alza más dinámica, a lo largo del periodo que en Alemania. Y, en tercer lugar, Alemania ha superado holgadamente la media europea tras la última crisis económica en términos de reducción de los costes unitarios totales de la energía. La razón de este último factor es que los sectores relevantes de la industria de producción de bienes alemana fueron capaces, en general, de aumentar su valor añadido entre 2008 y 2011, y al mismo tiempo de reducir los costes totales de energía. En la media europea, en cambio, los costes totales de energía sufrieron una menor caída en algunos casos y, en particular, el valor añadido por sector no aumentó tanto como en Alemania. Por tanto, los “costes totales de energía”, o la referencia de “costes unitarios totales de la energía”, son más favorables para los sectores de producción de bienes alemanes que para la media europea.

Resulta evidente que los costes unitarios de la energía siguen siendo, en conjunto, relativamente bajos en el sector manufacturero alemán, aunque podría no ser así en algunos subsectores individuales. Los distintos sectores dentro de la industria manufacturera son muy heterogéneos. De modo que el coste unitario de la energía no es moderado en una comparación internacional en todos los sectores y mucho menos en determinados subsectores. Se recomienda realizar un análisis en profundidad. Para poder extraer conclusiones en cuanto a la competitividad de las empresas, hay que considerar otros factores además del coste de la energía. Estos incluyen las diferencias en los marcos normativos nacionales y factores de ubicación clásicos, como el régimen fiscal (empresas), el nivel salarial y la calidad de la mano de obra en el mercado laboral local. Otro factor decisivo es el nivel de competencia, especialmente la facilidad de acceso al mercado local. Esto se debe a que un aumento del coste de la energía tendrá escasa repercusión sobre la competitividad (industrial) si el aumento se puede trasladar a los consumidores a largo plazo. Resulta difícil establecerlo y, por tanto, evaluar los efectos de los aumentos de costes describiendo y comparando los costes de la energía por sí solos. De modo que, además de un análisis basado meramente en los hechos, se necesitan estudios detallados para obtener una imagen más completa del coste de la energía (véase el debate sobre el efecto de la orden de mérito), diferenciándolo por sectores, trazar su historial y hacer comparaciones internacionales.

PROBLEMAS CON EL ACTUAL RÉGIMEN DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La Ley de energías renovables alemana⁴ ha permitido introducir a gran escala la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. En concreto, la generación de electricidad a partir de energía eólica y solar ha experimentado un espectacular aumento. El actual régimen de apoyo garantiza a los inversores la venta de su electricidad a un precio fijo, minimiza el riesgo y, por lo tanto, los costes de sus inversiones. Las energías renovables han dejado de ser una tecnología de nicho y se han convertido en una parte importante del *mix* eléctrico alemán. El diseño del mercado debe adaptarse a esta nueva situación. Este es el consenso del debate actual. Debido a la existencia de una tarifa fija para la electricidad que llega a la red, los inversores y operadores de las centrales de energías renovables carecen de incentivos para adaptar su comportamiento a las señales de escasez en el mercado eléctrico. Los precios de mercado indican a los productores (potenciales) de electricidad cuándo es necesario que suministren energía, en su caso. Si los precios del mercado son elevados esto implica que la electricidad es escasa y se pueden obtener ingresos altos por producir en esas horas. Por consiguiente, resulta rentable generar electricidad adicional y aumentar la capacidad. Si los ingresos están desvinculados de los precios de mercado y, por tanto, de la señal de escasez, como es el caso de la EEG actual, las decisiones de producción, inversión y desmantelamiento no se toman de manera rentable. Mientras la remuneración sea independiente de la señal de escasez, el inversor solo se preocupará de las cantidades producidas, pero no de la dimensión temporal. Este es el mayor obstáculo para el desarrollo rentable de las energías renovables. La actual escasez de electricidad tiene que reflejarse para fomentar las inversiones orientadas al mercado y las decisiones de producción. El valor añadido de la integración de las energías renovables en el mercado radica en evitar costes innecesarios.

Además de esto, la generación de electricidad se ha desplazado gradualmente y seguirá desplazándose hacia el norte, mientras que el consumo se concentra principalmente en el oeste y el sur de Alemania. Encontrar maneras de lidiar con este desplazamiento será uno de los desafíos para el mercado de la electricidad en

⁴ Las dos secciones siguientes se basan en el documento de discusión publicado en Löschel, 2013a.

el futuro. Si la red no está saturada, resulta irrelevante para el consumidor si la electricidad se generó en la costa o en las montañas. Las tarifas reguladas para las energías renovables no están diferenciadas espacialmente y distorsionan la elección de la ubicación. Los molinos de viento se erigen donde más sopla el viento. Los paneles solares se colocan donde más brilla el sol. Sin embargo, los costes ocasionados por la saturación de la red no se tienen en cuenta a la hora de elegir la ubicación. No tener en cuenta la saturación de la red tiene efectos similares a las tarifas fijas, pero esto también afecta a los operadores de las centrales convencionales. Con una única zona de precios, los productores de electricidad no notan los costes ocasionados por el transporte de la electricidad. Esto explica, por ejemplo, por qué a los operadores de las centrales eléctricas de carbón les resulta rentable construirlas cerca de la orilla para poder entregar la fuente de energía primaria a bajo coste. La saturación de la red no es perceptible a través de las señales del mercado y, por tanto, no está integrada en las decisiones de producción e inversión. La falta de adaptación a la disponibilidad de electricidad se produce entonces tanto desde un factor temporal, a corto y a largo plazo, como espacial. Si el desarrollo futuro de las centrales de energía convencionales y renovables no sigue la señal real de escasez de electricidad, existe un riesgo de sobreproducción y subproducción regional. Esto implica gastos innecesarios. Por un lado, medidas adicionales para garantizar el suministro en caso de subproducción, y por otro lado, debido a la sobreproducción innecesaria en otros lugares. Con el fin de adaptar la reacción de los inversores y productores a la escasez actual, una reforma aislada de la EEG no es suficiente, sino que la saturación en la red de transmisión también debe tenerse en cuenta.

PROPUESTA DE UN NUEVO DISEÑO DEL MERCADO ENERGÉTICO

Se puede lograr una mejor respuesta de la fluctuación de las energías renovables a la señal de escasez vinculando las tarifas de las energías renovables a los precios en el mercado de electricidad que reflejen la escasez de electricidad en cada momento. Existen diferentes opciones para lograr esta vinculación. En un sistema de cuotas para las energías renovables con certificados verdes negociables, los responsables políticos determinan la cantidad o cuota de electricidad que supuestamente debe

provenir de fuentes renovables. Con la posibilidad de negociar los certificados verdes, se alcanza de manera teórica una asignación eficiente de la producción de energías renovables. En aquellos lugares donde resulta más rentable producir energía a partir de fuentes renovables se aumenta la capacidad. Los productores de los emplazamientos más rentables venden certificados verdes, mientras que los productores de los lugares donde las energías renovables son más caras compran certificados. Además, la inversión y la producción se deciden teniendo en cuenta la señal de escasez de electricidad. Una deficiencia importante del sistema de cuotas es la volatilidad de los precios de los certificados verdes y, por tanto, las elevadas primas de riesgo de las inversiones en energías renovables. Además, la implantación política de un sistema de cuotas resulta difícil. Esto representa un cambio fundamental respecto al anterior mecanismo de promoción de las energías renovables. Otra opción para hacer que la inversión en, y la producción de, energías renovables sea más sensible a la señal de escasez de electricidad es introducir una prima de mercado para las energías renovables. Esta prima se pagaría además del precio de intercambio de electricidad durante un periodo de tiempo fijo. Idealmente, la prima debería reflejar las externalidades positivas de las energías renovables. Por lo tanto, la prima recompensaría los efectos secundarios positivos de las energías renovables, mientras que el precio de intercambio de la electricidad remuneraría la producción eléctrica dada la escasez actual. A largo plazo, las energías renovables y convencionales competirían de manera sostenible y toda la producción de electricidad estaría determinada por la demanda. No habría sobreproducción a largo plazo. Las incertidumbres se reducirían gracias a la prima fija; por lo tanto, cabría esperar unas primas de riesgo para los inversores inferiores a las del sistema de cuotas. Los riesgos se distribuirán en el sistema de primas y aquellos que inviertan en energías renovables solo soportarían el riesgo del mercado de la electricidad.

La prima de mercado es un sistema muy flexible y se podría desarrollar desde la EEG como punto de partida. Al contrario que el sistema de cuotas, la promoción de las energías renovables no tendría que sufrir una reestructuración fundamental. Por ejemplo, sería posible conceder primas específicas para una tecnología al principio y dejar que convergiesen gradualmente en un sistema con una única prima de mercado.

Para reconocer la escasez en las redes eléctricas, hay que poner un precio a la saturación de la red. Sin embargo, el sistema actual considera a Alemania como un nudo único. La central de energía marginal fija el precio de todo el mercado de la electricidad, sin tener en cuenta los costes de transmisión de la electricidad comercializada. Existen diferentes opciones de fijación de precios para las capacidades de transmisión escasas. Según el sistema de precios nodales, el precio que refleja los costes de la generación, así como del transporte de la electricidad se determina en diferentes nodos de la red. Sin embargo, la introducción de un sistema de este tipo en Alemania requeriría de una importante reorganización del sector de la electricidad. Por ejemplo, solo sería necesario un único operador de red (Operador de Sistema Independiente, OSI). Además, el sistema de precios nodales implica generalmente un sistema de negociación en el que todas las transacciones se llevan a cabo de manera obligatoria (*pool*). La introducción del sistema de precios nodales consumiría mucho tiempo y resultaría costosa. Otros enfoques que interfieren menos con el actual diseño del mercado se sitúan entre los dos extremos del uso de tarifas fijas de uso de la red en una única zona de precios (es decir, el marco actual) y el sistema de fijación de precios nodales flexibles. Los enfoques más relevantes son las tarifas de red diferenciadas por región y el “*market-splitting*”.

Con unas tarifas de red diferenciadas por región, los usuarios reciben señales de precios que, supuestamente, repercuten sobre la elección de la ubicación. En una aplicación práctica en Alemania, podrían establecerse unas tarifas más elevadas para los productores y unas tarifas más bajas para los consumidores en el norte. En el sur, las tarifas serían inferiores para los productores y más altas para los consumidores. Los productores incluirían las diferentes tarifas de la red en sus decisiones de inversión. Si, aparte de esto, las condiciones de la inversión fuesen idénticas, sería lógico que el productor invirtiese en la región con las menores tarifas de red. Otra posibilidad es el “*market-splitting*”. En este sistema, el área de mercado se divide en varias zonas de precios. Los límites se determinan en función de la congestión de la red. Si las limitaciones de capacidad no fuesen vinculantes, los precios resultantes serían los mismos. Solo en aquellas situaciones en que las capacidades de transmisión fuesen limitadas se aplicarían diferentes precios a los participantes del mercado. Un aspecto clave del “*market-splitting*” es que los precios de escasez se generan directamente en el mercado diario y,

por tanto, la saturación se refleja en el precio de la electricidad. Las diferencias de precio entre las zonas de precios estimulan los incentivos a la inversión que contribuyen a eliminarlas. A corto plazo, los precios divergentes pueden evitar el desmantelamiento de las centrales eléctricas convencionales en regiones con capacidades escasas que ya no puedan operar de forma rentable en una única zona de precios. A largo plazo, los incentivos a la inversión no distorsionados contribuyen a inversiones eficientes y suficientes y reducen la toma de medidas adicionales para garantizar una capacidad suficiente. Si hubiese suficientes capacidades de transmisión disponibles en el sistema, no surgirían precios divergentes. Por el contrario, las medidas de redespacho eliminan la saturación solo después de que se fije el precio en el mercado diario, alterando el uso de las centrales de energía. El “*market-splitting*” impide cambios fundamentales del mercado de la electricidad y es fácilmente compatible con un mercado eléctrico europeo conjunto. Una división entre el norte y el sur sería una opción para Alemania.

PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO

La transición energética alemana está haciendo progresos, aunque no de manera generalizada y rápidamente como se preveía y necesitaba inicialmente. En algunas áreas, como la generación de electricidad basada en las energías renovables, los objetivos para 2020 probablemente se cumplan o se sobrepongan, pero los avances realizados hasta ahora en otras áreas son aún insuficientes. Esto último sucede concretamente con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% en 2020. En el sector del transporte, la evolución apunta actualmente en la dirección equivocada. Los posibles errores a la hora de alcanzar determinados objetivos en el Concepto de Energía no deben considerarse únicamente errores de los responsables políticos. Además de los conflictos económicos y sociales, causas exógenas como los bajos precios en los mercados internacionales para los combustibles fósiles y los derechos de emisión de CO₂ están dificultando la consecución de los objetivos de la transición energética. Si bien estos hechos contribuirán a mantener bajos los costes de la energía, es muy probable que los precios de la electricidad aumenten en los próximos años debido a la continua expansión de las energías renovables, especialmente en el área de alta mar; la urgente necesidad de expansión de la red para conectar los parques eólicos, tanto

de distribución como de transmisión, de manera prioritaria para los cables subterráneos como la red de ultra alta tensión; la financiación de nuevas centrales de energía de respaldo e instalaciones de almacenamiento, etc. Los conflictos distributivos se reducirán si se mitigan estos aumentos de costes. La implantación eficiente de la transformación energética cobra más importancia que nunca. Los responsables políticos no deben perder de vista el elemento de asequibilidad, especialmente en vista de los innumerables deseos y demandas que supondrían un gasto adicional.

El Gobierno alemán está debatiendo actualmente las recomendaciones de diferentes instituciones sobre las reformas de la EEG que entrarán en vigor en 2017. Probablemente se aplique un sistema de subasta para la mayoría de las tecnologías renovables que sacará a concurso una cantidad específica de volumen de capacidad cada año. Como se ha descrito anteriormente, esta propuesta es económicamente problemática, ya que i) perpetúa el apoyo a tecnologías específicas que depende de las decisiones políticas, ii) suprime la señal del mercado para los proveedores de electricidad sobre la demanda actual de electricidad, e iii) ignora las interacciones espaciales de la penetración de las fuentes renovables y el desarrollo de la red. En este artículo defiendo que una combinación de integración en el mercado de las energías renovables con una prima sobre el precio de mercado y el “*market-splitting*” para fijar precios de la saturación de la red crea una mejor coordinación de la demanda regional y temporal de energías renovables, así como de las centrales eléctricas convencionales. Además, produce mayores incentivos para eliminar la saturación a través de medidas a corto y a largo plazo, como la inversión en la expansión de la red, la construcción de centrales energéticas, la gestión de la demanda, o el almacenamiento. La prima de mercado se puede desarrollar sobre la base de la EEG actual. Las subvenciones para tecnologías concretas son posibles muy al principio, pero a medio plazo se debe apuntar hacia un plan neutro en cuanto a tecnología.

Dada la tendencia negativa en el sector del transporte, parece que también resulta necesario un nuevo planteamiento político en este sector. La legislación de la Unión Europea establece objetivos de reducción de las emisiones de CO₂ para los coches nuevos. Sin embargo, es improbable que estas normas por sí solas sean suficientes para alcanzar los objetivos a largo plazo de reducción de emisiones en

el transporte por carretera. La eficacia de los estándares de eficiencia energética se ve negativamente afectada por el efecto rebote. Los instrumentos de precio reducen el efecto rebote: la inclusión del sector del transporte por carretera en el ETS probablemente actúe como un pequeño complemento de precio del carbono sobre el combustible y, por tanto, eleve los costes para los consumidores finales. Al aumentar el coste de la conducción, el posible efecto rebote de un menor consumo de combustible en los automóviles podría reducirse. Un sistema de comercio de emisiones en el que la cantidad absoluta de admisión está regulada tampoco deja espacio alguno para que se desarrolle un efecto rebote. Además, existen otras ventajas: mediante el envío de una señal de precios, el ETS incentiva simultáneamente el ajuste de las actividades que emiten carbono a lo largo de todos los márgenes de sustitución, es decir, la intensidad de carbono del combustible, el ahorro de combustible en los automóviles, el comportamiento de los conductores y la demanda de kilómetros recorridos. El ETS garantiza que no se producirán emisiones por encima del límite y establece un tope a largo plazo para las emisiones relevantes. Es tecnológicamente neutral, además de un instrumento rentable, ya que se produce una reducción en los sectores que se enfrentan a los costes de reducción marginales más bajos. Además, los costes de reducción se establecen a partir del precio de los derechos, de modo que los responsables políticos pueden observar el coste de la política aplicada directamente. Los costes marginales de reducción para el transporte por carretera serán ampliamente superiores a los costes marginales de reducción aplicados a otros sectores cubiertos por el ETS. Esto implica que la inclusión del sector del transporte por carretera en el ETS –con regulaciones en la distribución, es decir, a los proveedores de combustible– aumentaría la rentabilidad de la política climática de la UE, aunque la reducción podría tener lugar en otros sectores de la economía en virtud del ETS en lugar de en el transporte por carretera⁵. Es probable que la inclusión pudiese conducir a un aumento en el precio del ETS, aunque los últimos análisis sugieren que ese aumento podría ser muy moderado. La fuerte demanda de permisos del sector del transporte a medio plazo también resolvería el problema del exceso de certificados. En lugar de discutir esta propuesta, el Gobierno tiene previsto introducir una subvención para los compradores de automóviles eléctricos. Resulta evidente que si bien a todos los interesados del Gobierno, la industria y

⁵ Para esta propuesta consultar Achtnicht *et al.*, 2015.

la sociedad les gustaría apoyar los desafiantes objetivos de reducción de los gases de efecto invernadero, prácticamente nadie está dispuesto a aceptar las medidas necesarias para lograrlo si, según parece, esto implica sacrificios personales. Todo el mundo sabe que la mitigación del cambio climático no es gratuita; a pesar de ello, el comportamiento a menudo se dirige a asegurar una ventaja económica directa del proceso. Este modelo no puede funcionar.

REFERENCIAS

- ACHTNICKT, M.; VON GRAEVENITZ, K.; KOESLER, S.; LÖSCHEL, A.; SCHOEMAN, B., y M.A. TOVAR (2015), *Including Road Transport in the EU-ETS – An Alternative for the Future?*, Adam Opel AG, BMW AG, Zew Mannheim.
- LÖSCHEL, A.; ERDMANN, G.; STAIFIß, F. y H.-J. ZIESING (2015), Comments on the Fourth Monitoring Report of the Federal Government for reference year 2014, Commission of Experts on the “Energy of the Future” Monitoring Process, Berlin, Münster, Stuttgart, 2015.
- LÖSCHEL, A.; FLUES, F.; POTHEIN, F. y P. MASSIER (2013a), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, *ZEW Discussion Paper*, Nr. 13-065, Mannheim 2013, <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>
- (2013b), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, en: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 10/2013, S: 22-25.
- (2013c), “Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss”, *Wirtschaftsdienst*, Volumen 93(11): 778-784.

INTRODUCTION

An informed energy transition

I'm not saying anything new or surprising: we live exciting times in the energy sector.

Technological evolution is accelerating, particularly for renewable energies, but also for natural gas or storage; oil markets become more volatile and uncertain; consumers demand, and entrepreneurs propose, new business models; international geopolitics get significantly altered, with changes in the major producers or consumers of energy; and on top of this, we have the threat of climate change and the huge changes that this requires in our energy systems.

As we recently stated in the *Informe España 2015* by Fundación Encuentro,¹ Spain faces large challenges on energy issues: the decarbonization of the system, the reduction of conventional atmospheric pollutants, the correct formation of prices, the affordability of energy for firms or the industrial competitiveness, the improvement in energy security...

This is hence a turbulent and complex time, but also full of opportunities for those who read correctly the signs of the times: the need and opportunity to make evolve our energy systems towards more sustainable ones, robust against all the internal and external threats, both in the short and long term.

¹ <http://www.informe-espana.es/download/Capitulo%2014-Energia.pdf>

Of course, this evolution, although urgent, also requires a calm discussion. The long life of the energy sector investments and the lock-in effects involved, as well as the many uncertainties that we face, require a long-term approach, and associated to it, a need for consensus beyond the short-termism usually associated to our political dynamics. We must agree on the technological and regulatory model we want for our future energy system, with a common-good perspective, which includes future generations.

Fortunately, most of the stakeholders involved in the formulation of energy policy, including many political parties, are aware of this need and opportunity, and include in their programs laws, commissions or plans for an energy transition. But this also requires a long-term consensus, because there are no clear or unique solutions. In a political moment such as the one we are currently living in Spain, in which, more than ever, we need to reach wide agreements, and in which on the other hand everything is questioned and subject to debate, a consensus like this demands a lot of talent.

José Antonio Marina said recently that talent is the intelligence that chooses correctly goals, handles information, manages emotions, and practices the virtues of action required to achieve the goals. He also said that talent needs to be cultivated.

This is precisely the objective of this new journal, PAPELES DE ENERGÍA: to cultivate the abundant talent that exists in the Spanish energy system, so that it can respond in the right way to the challenges it faces. And, because of what I mentioned before, I do believe that Funcas could not have chosen a better moment to launch this journal, which wants to feed the debate about the energy transition in Spain with rigorous and independent knowledge, with global data and visions based on solid academic research, with experience and intelligence from other countries and also from our own.

Responding to such large-scope and complex challenges requires a necessarily wide approach, which includes all the economic, social and technological components related to these challenges. Because most of the complexity of the design of an energy transition does not come from technical issues, but from

social factors, such as the response of consumers, or the perception of the different technologies or their costs. In this first issue of PAPELES DE ENERGÍA three prestigious researchers offer us their visions about this multidisciplinary problem. These are not necessarily compatible visions, and of course arguable. But if what we want is to enrich the debate we must be able to read and react to different, controversial opinions, with which we do not necessarily agree, but which make us think, from the rigor and deep analysis of the different issues at hand. I think that the authors in this first issue largely achieve this goal: to call our attention towards relevant questions and to liven up the required debate. I will now point out the most important elements of their contributions, encouraging all readers to go through their papers carefully, with an open but critical mind.

Michael Pollitt, professor at Cambridge University, reminds us that, to begin with, it is very difficult to agree on what is a “good” energy policy, given the “different levels of tolerance to energy insecurity, widely different final prices of energy, and different attitudes towards environmental problems in the production and use of energy.” Although technologists can propose winning solutions (in their opinion), there is a clear disconnection between these solutions and real politics. To reconnect them we must acknowledge the factors that separate them: factors such as the concept of justice we are dealing with, as vested interests, as mistakes in forecasts, or as the unfortunate persistence of “bad” policies.

Pollitt describes the influence of all these issues, and points us to a number of multidisciplinary areas of research, of large interest if we are to achieve a “good” energy policy: the perception by stakeholders; the pros and cons of quantification; the definition of welfare and its (unequal) distribution; the trust of the public; the role of the state; and the right management of projects. Pollitt concludes that only if we are able to incorporate these aspects effectively we can achieve a “good” energy policy. Something that, in his opinion, is feasible, based on past successes in similar fields.

Kathleen Araújo, assistant professor at Stony Brook University, delves deeper into some of the issues raised by Pollitt, in particular into an always central element in the debate, such as the quantification of costs and their perception.

Araújo tells us about the different approaches that can be made to the costs of energy transition, their advantages and limitations.

She also highlights the importance of considering all costs, even those which cannot be easily observed or quantified. And to do that she insists on the need to create solid and transparent connections between models, analysts, and decision makers, again stressing Pollitt's idea of creating a multidisciplinary framework for decision making.

A good illustration of many of the topics raised by Pollitt and Araújo is the German Energiewende: a tremendously ambitious exercise for the transformation of the energy sector, which shows lights and shadows in its execution, according to **Andreas Löschel**, professor at Münster University.

Löschel deals with three very relevant issues. First, he reflects upon the governance of the German transition: a framework based on the selection of indicators to guide the process, on the input of experts, and on formalized decision making. A framework that, according to the author, facilitates the continuity, the certainty in planning, and the comparability of the monitoring process over time, and which to some extent includes some of Pollitt's ideas. A framework starkly opposed to the improvisation and short-termism that we unfortunately see in many other countries.

Löschel then offers his personal assessment of the achievements and failures of the Energiewende. In his opinion, on the positive side we must include a large share of renewable energies, and the containment of the cost; on the negative side, the increase in CO₂ emissions and of the use of energy for transport.

Finally, he also proposes changes for the future, in particular a reform of the German renewable support policy, and a new market design. Without necessarily agreeing with all his proposals, I think it is easy to agree on the need to open this debate, also in Spain.

As I said before, I encourage you all to read carefully the contributions of these three authors. I am sure you will find them very interesting for the discussion about the necessary energy transition in Spain.

But, before leaving you with these papers, let me end with a much deserved section of acknowledgements. First, to Carlos Ocaña, Director General of Funcas, for his idea of creating this journal, and for his never-ending enthusiasm and support. Of course, to all the members of the Editorial Committee who, in spite of their many personal and professional engagements, have agreed to share a part of their very scarce time with this project. Also, I would like to thank the authors of the papers in this issue, and those who will come in future ones: in an academic world dominated by the “publish or perish” philosophy, it is not easy to find authors willing to share their academic knowledge with the general public. And finally, to all of you, the readers of this journal, who after all are the ultimate reason of its existence. I sincerely hope that you will always find here useful information for this fascinating project in which we are involved: the evolution towards a truly sustainable energy model in Spain.

In Search of ‘Good’ Energy Policy: *The Social Limits to Technological Solutions to Energy and Climate Problems*¹

Michael G. Pollitt²

Abstract

This paper seeks to explore the nature of ‘Good’ Energy Policy by offering a multi-disciplinary social science and humanities perspective on policy making. The objective in doing this is to understand how to get from where we are today to a ‘better’ energy policy.

We begin by discussing what we mean by ‘policy’. We then go on to characterise and challenge the technologists’ approach to energy policy. Next we discuss some key intellectual starting points that explain why policy making in this area is so difficult. We then turn to a set of multi-disciplinary social science and humanities perspectives on energy policy that together form promising areas for research. These are: perception; quantification; well-being; public trust; role of the state; competence and hubris in delivery; and parallels with healthcare. We close by discussing how these perspectives can illuminate whether a policy is ‘good’, ‘bad’ or something in between.

Key words: Energy policy, climate problems.

INTRODUCTION

Energy policy is an area traditionally defined as being about three competing policy objectives. These are: security of energy supply; low and affordable energy prices; and minimising the environmental impact of energy production

1 This paper is based on the *In Search of ‘Good’ Energy Policy* initiative of Energy@Cambridge. The background research for this paper involved interviewing 22 colleagues at the University of Cambridge from 13 different faculties with an interest in energy policy. The author wishes to thank Isabelle de Wouters for her support. The faculties include Economics, Management, Law, History, Land Economy, Social Anthropology, History and Philosophy of Science, Divinity, Psychology, Earth Sciences, Computer Science and Engineering. The author wishes to acknowledge the intellectual debt he owes to his colleagues for generously sharing their ideas, while acknowledging that all opinions and mistakes expressed are his own. He owes further thanks to the helpful comments on earlier drafts of David Reiner, David Newbery and Robert Ritz. The usual disclaimer applies.

2 Energy Policy Research Group, Judge Business School and University of Cambridge.

and use. Every country on the planet has some combination of these three policy objectives at the heart of its energy policy.

Energy policy is important, because of the economic significance of energy within individual economies. Expenditures on energy can be around 10% of GDP (for example the UK) and are subject to significant volatility due to changes in international commodity prices. For energy exporting countries, energy can be a significant share of GDP, tax revenue and exports, making these countries particularly vulnerable to the state of the global energy market. In line with this energy companies are significant entities within national economies, partly due to the capital-intensive nature of much of the energy sector and existence of significant economies of scale. In electricity and gas supply there is the scope for the exercise of significant market power, which is why electricity and gas networks have been long subjected to economic regulation and / or government ownership (see Farrer, 1902).

Within countries the price of energy has significant distributional impacts: determining the mix of industrial sectors and being part of the social contract with citizens. Thus in an effort to support energy intensive industry, the industrial price of energy for certain large users can be subsidised. In the absence of other effective forms of social security, reducing household energy prices below cost can be one way for governments to support low income households, because energy consumption rises less than proportionally with income (see Chawla and Pollitt, 2013, for a discussion of this in the UK context). This explains, though does not necessarily excuse, why global fossil fuel subsidies were \$493bn in 2014 (IEA, 2015a).

The economic importance of energy to economies, alone, would explain the policy interest in energy pricing. However, the fact that energy is difficult and expensive to store, in the face of the requirement for a continuous supply of it to fuel a modern economy, explains – the often greater – policy interest in energy security. Finally, the scale of energy consumption creates significant local and global environmental impact, with perhaps two thirds of all man made Greenhouse Gas emissions arising from the combustion of fossil fuel energy.

One would think that the sheer ubiquity of energy policy objectives would lead to the emergence of a clear and shared understanding of what makes for ‘good’ energy policy. However that is not the case. Countries (and indeed regions within them) differ sharply on their approach to energy as evidenced by different levels of tolerance for energy insecurity, wildly differing final energy prices and different attitudes to the environmental aspects of energy production and use. An obvious reason for this is that resource endowments (or ease of access to neighbours endowments) of energy (and of other factors of production) make a difference in national attitudes to energy.

In almost every country energy policy is politically controversial and the subject of debate. This is because energy takes different forms and policy needs to address energy use in electricity, heating and transport and reconcile the interests of households, commercial businesses and industry. Policies that are good for one sector or group of users may not work so well for others. Energy intensive industry, such as steel producers, may simply want the cheapest possible energy and may be unwilling to support policies aiming to clean up the environmental aspects of energy production. Households may express contradictory views on energy, simultaneously wanting cleaner energy, while not being willing to pay more for it or to have renewable sources of energy – such as wind turbines – located near to their property. At the heart of these contradictions is the idea that there is a trade-off between security of supply, low energy prices and the environmental impact, the so-called energy policy ‘trilemma’. This says that improving the outcomes of two of the energy policy goals can only be done at the expense of the third.

Many developing countries appear to have disastrous energy policies that manage to worsen energy security, resulting in high delivered prices and are associated with high negative environmental impact . Thus countries, such as Nigeria, have an unreliable and limited public electricity supply service, which sees many households and businesses resorting to using their own dirty diesel generators to back up their electricity supplies (see Oseni and Pollitt, 2015). This results in higher outturn costs, especially when the local environmental impact and inconvenience of using such generators is taken into account.

The willingness of developing countries to tolerate such a mix of policies can be difficult to comprehend in developed countries. However it occurs because bad policy making is not unique to energy and because of different valuations of some aspects of energy supply. Thus energy consumers in developing countries may be more willing to tolerate poor air quality (or less willing and able to pay the costs of cleaning it up) or they may be more willing to get some energy very cheaply, even though such under payment directly leads to very poor continuity of supply. Historians have recently pointed out that in phases of rapid economic development it may be that improving environmental quality may be seen to conflict with energy comfort (see Corton, 2015, on the positive associations of smog in London prior to the 1950s with the home comfort of the open coal fire).

In developed countries, energy policy is not so obviously problematic as supplies are often reliable and the local environmental impact is much less, partly because prices are significantly higher and there is more commitment to the adequate financing of companies involved in energy supply. Instead what we often observe are a large number of individual energy policies, many of which may appear to be sensible on their own, but which in aggregate result in a ‘mess’ of policies, in the spirit of Rhodes (1988).³

A good example of this can be taken from the European Union. The EU has three sets of policies towards energy and climate in the period to 2020. These are the EU Emissions Trading System for Carbon Dioxide permits; a set of national renewable energy targets; and an energy efficiency target. These are known as the 20-20-20 targets, as each of them embodies a target reduction of carbon dioxide of 20% (on 1990); a 20% renewable energy share in final energy; and a 20% reduction in energy use per unit of GDP (relative to 2005). On the face of it the individual policy targets are each quite sensible and give rise to an important set of policies to promote carbon reduction, renewable penetration and energy efficiency. The problem has been that national success on energy efficiency and renewable penetration has come at the expense of making good use of the EU Emissions Trading Scheme, sending the price of carbon dioxide permits down

³ See Lave (1984), who notes the tendency in the US (and everywhere else) to regulate one externality at time, rather than jointly optimize regulations.

and threatening the Scheme's long term viability. The net result is that the overall costs of the transition to low carbon economy have been increased (because of using expensive renewables rather than cheaper coal to gas switching).

Such conflicts between the apparently sensible promotion of individual technologies with desirable characteristics but high costs, at the expense of more cost effective options to deliver the same overall outcome are commonplace in developed countries. A great example of this is the willingness of governments to subsidise domestic solar PV systems, leading to periodic solar 'gold rushes' as a result of overgenerous time limited subsidies. We can also observe that energy policy focussed around the energy trilemma is often influenced by the desire to promote an industrial policy within the energy sector. This is because there are often non-energy policy objectives, which are associated with the energy sector: such as the promotion of new industries on the back of technology deployment in energy or the promotion of regional jobs in the energy sector.

This paper seeks to explore the nature of 'Good' Energy Policy by offering a multi-disciplinary social science and humanities⁴ perspective on policy making. The objective in doing this is to understand how to get from where we are today to a 'better' energy policy. We do this in the context of recognising that energy is not the only policy and energy policy objectives may need to be traded off with the desire to promote other 'good' policies in health, education or welfare etc.

In what follows we begin by discussing what we mean by 'policy'. We then go on to characterise and challenge the technologists approach to energy policy. Next we discuss some key intellectual starting points that explain why policy making in this area is so difficult. We then turn to a set of multi-disciplinary social science and humanities perspectives on energy policy that together form promising areas for research. We close by discussing how these perspectives can illuminate whether a policy is 'good', 'bad' or something in between.

⁴ The humanities include Anthropology, History, Law, Geography, Philosophy, Theology and the Visual Arts, *inter alia*.

WHAT DO WE MEAN BY ‘POLICY’?

A dictionary definition of ‘Policy’ (from Dictionary.com)

‘a definite course of action adopted for the sake of expediency, facility etc.’

or

‘a course of action adopted by a government, ruler, political party etc...’

The word in English is taken from the middle English word policie meaning government or civil administration. Thus policies are closely aligned with the policing of society by authorities.

Examples of (national) energy policies might include:

UK Clean Air Act 1956, following the great smog of London in 1952, which eventually (together with successor legislation) led to a very significant improvement in air quality in the UK (see Mosley, 2014).

The French nuclear power expansion of 1975-99 saw the French share of electricity provided by nuclear increase to over 75% by the end of the period. This remains one of the two most significant policy induced decarbonisations of a whole economy in history.⁵

The European Union (EU) Emissions Trading Scheme, which began in 2005, included all fossil fuel power plants (and other significant industrial emitters of carbon dioxide) in the EU in a trading scheme for pollution permits.

National (and regional) subsidy schemes to renewable energy have been a significant driver of the global investment in wind and solar power over the last two decades.

Government taxes on diesel fuel have sometimes sought to encourage the use of diesel fuel in automobiles by lowering the tax on diesel relative to gasoline in order to encourage the uptake of diesel cars, with lower carbon dioxide emissions

⁵ See Jenkins (2012): Sweden and France both achieved rapid rates of whole economy decarbonisation over the period 1971 – 2006 as a result of significant increases in nuclear power.

per mile By contrast other governments have had higher taxes on diesel to reflect the higher local air pollution caused by diesel (see IEA, 2015).

Of course it is not only national governments that can have policies, local governments, companies and NGOs can all have policies towards energy and environmental protection. In what follows we will focus on national government policies for convenience.

TECHNOLOGY, TECHNOLOGISTS AND ENERGY POLICY

Why do we need a multi-disciplinary social science and humanities based approach to energy policy? One reason is because there is a tendency for debates about the future of energy policy to start with the technology (with generic statements such as ‘we need more nuclear/solar/wind energy’) and then proceed to policy solutions, with scant attention to the social and political aspects of policy implementation. This can lead to the advocacy of policies, which do not take sufficient account of a wide range of social issues, which are important in any policy debate. This can result in frustration on the part of technologists (I include both engineers and scientists in this group) who think that the technological solutions to energy problems are reasonably clear and that politics is getting in the way of their entirely reasonable solutions. Of course, I am partly caricaturing their approach. However, let me illustrate what I mean with reference to two excellent books, by my colleagues at the University of Cambridge.

The first is David Mackay’s 2009 book *Sustainable Energy without the Hot Air*. This is a wonderful piece of work detailing the requirements for energy in the UK in terms of kWh per person per day. Mackay looks at which technologies could successfully deliver the required amount of energy and how much of a contribution they might meaningfully make. In his policy conclusions he suggests that the most economical answer (out of 5 decarbonisation scenarios he outlines) is substantially about nuclear power, which in his view, is perhaps the only reasonably priced low carbon technology available at scale. It almost goes without saying that nuclear has had a very troubled history and hence policies that rely on nuclear for decarbonisation of the whole economy is likely

to be problematic to deliver, especially outside a few countries with advanced technology and governance infrastructures.

The second book, is Julian Allwood and Jonathan Cullen’s excellent 2012 book *Sustainable Materials with both eyes open*. In this book, Julian and Jonathan document the huge difference between the amount of material (and energy) that goes into the most energy intensive industrial processes (focusing on steel and aluminium). They argue that reductions in material and energy use could be substantially reduced if best practice production methods were adopted throughout the supply chain. However the policies required to deliver such massive reductions in energy use around the world look very challenging given the current diversity of production practices within individual energy intensive industries. This is because a focus on energy efficiency alone ignores the global optimization of the value of product, less the cost of all its inputs, which may involve using more energy and in order to use less of other expensive inputs to create more value (something that economists would want to emphasise).

However both of these books beautifully illustrate two related things. First, technological solutions to support ‘good’ or ‘better’ energy policy *do* exist. Second, they also point out the size of the challenge facing certain technologies in scaling up to the level required to be a significant part of the overall solution to energy policy problems.

Why is there this disconnect between the world that technologists might envisage and the reality of policy making. One starting point is James C. Scott’s book ‘Seeing like a State: How certain schemes to improve the human condition have failed’. As the title suggests governments are very keen to implement grand schemes (with a scientific basis) to improve the condition of their citizens. What could possibly go wrong on their way to doing this?

We might suggest that there are a number of reasons for this. First, energy is not free. It has opportunity costs which could be measured in terms of education and healthcare (and other government objectives). Hence channelling resources into the energy sector, or indeed into focussing government policy attention on energy, have an opportunity cost. There is a tendency to talk about clean energy policy as if the costs are small and easily affordable by society. *Every incremental*

policy cost tends to be small in relation to the whole of GDP (less than 1% of GDP). What technologists forget is elections are won and lost over debates about much smaller differences in the overall budget.

Second, policy interventions often have significant impacts on initial distributions of wealth, income, tax revenues, and jobs. This means that while there may be technical possibilities for substantial impact, those substantial impacts are a draw back for those currently benefiting from the status quo (*e.g.* oil and gas companies; coal miners; local residents and equipment manufacturers). Re-distributional effects resulting from large policy changes need to be evaluated carefully, because they can provide a reason for not going ahead with a project if they are large, negative and highly concentrated for some groups in society.

Third, not everyone is as keen to engage with energy technology as technologists imagine. Technological solutions necessarily mean society needs to be engaged by certain technologies, *i.e.* it must learn to love them. This is most obviously the case with smart electricity and gas meters at the moment, where the assumption is that these will facilitate lots of positive, demand reducing and demand shifting, interaction between the household and their smart meter. This however seems unlikely because a smart meter is not likely to engage consumers as much as a mobile phone.

Fourth, there is a long and sorry history of optimism bias (see HM Treasury, 2013) and hubris in the delivery of large government projects (see Flyvbjerg, 2014). This is true of large pieces of physical and communications infrastructure. This needs to be taken into account in considering the likely policy costs of nuclear power programmes or smart meter rollouts. There is also tendency, especially with respect to new technologies, to over estimate their ability to deliver their nameplate rated benefits. These benefits are usually only available under laboratory (or limited test) conditions and not within the normal operating conditions of a fleet.

Finally, policy development is a process, which has been extensively studied by other disciplines, and technologists are just one lobby group within that process! (as are economists!). Policies rarely survive unaltered from an initial technology based proposal: they end up being altered significantly as a result of the consultation process. A good example of this, once again, is the smart meter

rollout programme in the UK, where the technical design of the rollout got much more complicated following the extensive stakeholder consultation that was conducted.

None of this is to any way down play the significance of scientists and engineers in the development of good energy policy. They can do (almost) anything, provided they are given enough money. However the stunning achievements of science and engineering – *e.g.* putting a man on the moon – should be contrasted with the rather more modest progress made by policy makers on world peace and global poverty. For instance, NASA’s Apollo Programme from 1961-72 cost \$170bn (in 2005 prices)⁶ to put 12 men on the moon, and peaked at almost 0.5% of US GDP during that period. However by contrast the UK spends perhaps an extra 1% of its GDP on defence, above the average of its European neighbours.⁷ It does this, in large part, because of its desire to participate in international peace making activities, with less obvious overall success. Some policies are inherently difficult (perhaps impossible) to get right.

In spite of the inherent difficulties in getting energy policy right, there is a tendency for much of the policy space to be dominated by optimistic predictions of the future. For the Energy Technologies Institute, in the UK, recently published a document (ETI, 2015) outlining a plan for decarbonisation of the UK economy, to meet the UK’s ambitious climate policy goals (80% reduction in Greenhouse Gas emissions by 2050 on 1990 levels). The three key elements of the plan were decarbonise Power (completely by 2035); decarbonise Heat (completely by 2050) and decarbonise Transport (by 50% by 2050). If only it were that simple to achieve!

KEY INTELLECTUAL STARTING POINTS FOR NON-TECHNOLOGISTS

When social scientists and humanities academics look at ‘good’ energy policy problems, they have a number of key starting points, which are often very

⁶ As reported in https://en.wikipedia.org/wiki/Apollo_program. Accessed 25 November 2015.

⁷ Compare UK and Germany in for example https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_military_expenditures. Accessed 25 November 2015.

different from the starting points of a technologist (as exemplified by the Mackay and Allwood and Cullen books above). We highlight five important ones.

What do we mean by ‘good’ or ‘just’?

When we talk about ‘good’ policy, what are we talking about? Often what we might mean is a policy that is good for the delivery of high quality energy services in our own countries. However what about the impact of our demand for energy on energy producing countries (such as Nigeria)? Consuming more energy in Spain might mean more environmental pollution in Nigeria. If we take a ‘good’ policy to be one that delivers energy ‘justice’, how should we define this? Should justice be sought within the current generation of people or between generations or both? A ‘good’ policy necessarily raises fundamental philosophical and theological questions (see Lewens, 2007 and Bell *et al.*, 2013) as well as being interpreted in particular ways within different academic disciplines.

Vested interests (or legacy investments)

Energy policy is hemmed in by a large number of vested interests. These include fossil fuel companies, electricity and gas companies, large energy equipment companies, local communities who might oppose local energy production development, coal miners who might want coal use to continue in spite of its high carbon dioxide content. Such vested interests might be seen as being ‘difficult’ by those anxious for change but they reflect legacy investments by society – in fossil fuels, education and location – and cannot justifiably be written off. The need to take past investments into account is important restraint on rapid wholesale system change. This is because past investments may have been made on the basis of long-term guarantees from government on the basis of previous policy objectives. The need to take reasonable account of legacy investments is perfectly sensible because failure to do so may prejudice future investment by raising the cost of capital (or indeed the price of labour or land). Indeed harnessing private investors in promoting ‘good’ energy policy is often seen as very important to governments (see Dupuy and Vinuales, 2013). Hence vested interests raise important legal, historical and economic dimensions.

The failure of prediction

Energy policy is often justified with reference to projections of the future. However predictions, particularly with respect to energy, have a poor track record. Two examples illustrate the ubiquity of this failure. The first is from Craig *et al.* (2002), who report Atomic Energy Commission projections from 1962, which in line with many others at the time, predicted a very optimistic growth of nuclear power in the decades following 1962 up to 2000. Specifically they suggested that US demand for nuclear power would be 800% more than it actually was in 2000. This was against a backdrop of over-predicting total electricity demand by 150%. These predictions failed to take into anticipate the massive effect of the oil shocks of the 1970s in slowing GDP and energy demand growth and the failure of the optimistic cost predictions for nuclear to be realised. However it is not just long-run predictions that can be wrong. As late as 2010 US oil production was expected to remain reasonably stable for the next few years (IGRC, 2015). The reality was that shale (or tight) oil grew very rapidly between 2010 and 2014. The rise was so significant that, in fact by 2014 US oil production was back near all-time peak production levels. The system failure of energy predictions over both the long and the short run is of especial interest to both historians, economists and management scientists.

Persistence of ‘bad’ and difficulty of ‘good’ policies

A key observation in energy policy is that ‘bad’ policies can persist for a very long time and it is difficult to change them. A great historical example of this is UK coal policy since 1800 as discussed by Fouquet (2011). Fouquet shows that the external costs of excess coal related mortality (as measured by the value of life year) were very high over many decades. Indeed for most of the period 1850 to 1950, the external costs were roughly the same order of magnitude as the value of the coal retailed. In the year of peak external costs (1891), the costs were 17.3% of GDP. It was only in the 1950s, with the passage of the 1956 Clean Air Act, that there was a sustained fall in these death related external costs. Many humanities and social science disciplines – economics, law, history, social anthropology, philosophy, theology – are concerned with how ‘good’ policies (or associated ‘good’ human actions) can be so difficult to implement and ‘bad’ policies can exhibit excessive persistence.

Democracy and public consultation is messy

A final starting point for why the search for ‘good’ energy policy is so difficult is the fact that energy policy is inevitably going to go through a ‘messy’ process of public consultation and/or democratic debate. This will necessarily complicate a simple science based policy. Almost by definition consultation means that views received as part of the consultation process will have to be taken into account. This means that the use of technology will be subject to alteration, often in unexpected ways. A key example of this might be in the area of the siting of new power production facilities (*e.g.* a nuclear power plant or a wind park). Usually some aspect of the siting will have to be altered from the original (or theoretically more attractive) design as a result of the consultation process. Such consultation processes are often time consuming and involve the processing of a lot of technical information. The issues around how to take due account of the wider democratic process is of concern to lawyers, economists, management theorists and social anthropologists.

PROMISING MULTI-DISCIPLINARY RESEARCH THEMES

Perception

An important research theme in energy policy (and policy more generally) is how energy policy issues are perceived. This is obviously the case when it comes to energy infrastructure and its visual impact on the landscape. Is a gas pipeline crossing a pristine artic environment perceived of as a source of economic development or as blot on the landscape? Different societal groups may perceive of the problem differently. Indeed local peoples may be very happy for the economic development that the pipeline brings, whereas international NGOs may be campaigning against it. Policies that promote such physical infrastructure (*e.g.* gas and oil pipelines and electricity transmission wires) may be perceived very differently from different perspectives. Social anthropologists are well aware that western environmentalist agendas may be perceived as a form of neo-colonialism in developing countries.

Psychologists, and social scientists more generally, have recently shown growing interest in the science of behaviour change. These interests encompass the theory of planned behaviour (Ajzen, 1991), the concept of nudge (Thaler and Sunstein, 2008) and mindset change (Dweck, 2006). This is essentially an interest in how to change individual and public perception of the issues at hand. Thaler and Sunstein’s (2008) book ‘Nudge: Improving Decisions About Health, Wealth and Happiness’ introduces the concept of libertarian paternalism, whereby governments might seek to manipulate individual behaviours by non-price changes to the way choices are being presented. This sort of idea has been taken up by behavioural economists, in the area of energy consumption, where there have been lots of experiments as to how to encourage individuals to save energy by altering their perception of the salience of the problem (see Pollitt and Shaorshadze, 2013).

One important caveat to ‘libertarian paternalism’ is that paternalism always involves the idea that someone knows what is good for a large number of others. This presumption needs to be carefully evaluated and raises ethical questions as to the appropriate way to seek to change perceptions and the capacity for unwelcome social manipulation.

Quantification and the use of scientific argument

Many non-science academics are well aware of the seductive attraction of quantification and its dangers. Quantified answers have an air of precision for which there is clearly a demand. Governments and companies pay handsomely for scenarios modelling exercises that seek to quantitatively forecast energy demand and supply. While most people involved in such a process of number generation would readily acknowledge the general shortcomings of such exercises, it is very easy to move from scenario modelling to prediction. Government and corporate energy policy is often substantially based on quantitative predictions about the future. These exercises are undoubtedly useful for producing internally consistent numbers, which show the broad relationships between the key inputs and outputs. However they are easily misused, as the relative preponderance of government-sponsored reports showing ambitious future energy policy targets

being met, amply demonstrates. It is also rare to compare scenarios produced by different modelling exercises with a view to understanding why they differ, leading to competing quantitative views of the future, which can be used selectively by policy makers to justify their prior desires to see certain policies enacted. The historical use and evolution of demands for quantification and prediction is clearly a potentially fruitful area of study in the context of seeking to guide better use of prediction around energy in the future.

A fascinating aspect of the use of quantification is the role of burden of proof – something that philosophers (see for example Lewens, 2007, for philosophical perspectives), risk analysts and lawyers worry about. Does someone proposing a new technology need to prove quantitatively that it is safe? Or, does someone opposing the technology need to prove that the risky costs exceed the benefits? The burden of proof in policy making can often be pushed on to the parties least able to bear it. Poorly funded, but potentially badly effected stakeholders, need to prove the government wrong. One way forward is to have independent quantitative assessment capable of being challenged by both sides (*e.g.* by having their particular assumptions added to see their significance), but this may not be possible.

Numbers are often at the heart of scientific arguments around energy, particularly IPCC Reports on Climate Change (*e.g.* IPCC, 2014). The temptation is for scientists to claim that the numbers ‘prove’ their argument, or that ‘on balance’ they prove it. Social scientists and philosophers are noticeably more sceptical of the ability of one (or any) set of numbers to prove an argument. All modelling exercises involve a degree of judgement in setting model parameters and may be subject to actual mistakes in the calculations. Scientists can often overclaim for their numbers, and extrapolate from quite small experimental samples or work from design ratings in order to ‘estimate’ the likely overall impact of a particular policy. To most economists, only an ex post analysis can really ‘prove’ the efficacy of a policy.

Scientists can get frustrated about the inability of the general public to understand science or to respond to scientific arguments. This leads them down the route of trying to articulate quantitative arguments in terms that they think the general

public may be able to better understand. The problem is that this can itself involve even more questionable representations of the numbers.

For instance on 29 April 2014 the ex-U.K. government Chief Scientist said: “Climate change is not....the biggest challenge of our time, it’s the biggest challenge of all time.”⁸ Clearly this is a statement that is capable of being tested against the numbers on the impact of other past and present world problems. He may be right, but is a long way from a precise statement of why the risk-adjusted cost-benefit analysis of a particular course of action on energy is worthwhile. Indeed it is difficult to imagine how one could do a piece of analysis that could be happily summarized by the above quote.

Well-being

The primary reason for the world’s massive use of fossil fuel energy is that individuals value the benefits that they produce in terms of the products that they make and the heating and cooling, power and transport services they produce. Fossil fuels have made and are still making the global industrial revolution possible which has increased world population and world GDP per capita way above the levels in 1770.⁹ By any reasonable, philosophically grounded, measure the sum-total of human happiness has been increased by this. The picture is complicated somewhat by the pollution that fossil fuels produced which have not historically been priced properly. Thus it is necessary to value both the direct and indirect costs of energy use. These indirect costs are further complicated, in a market economy, by not having true market prices associated with them and hence needing to be derived indirectly.

Governments already have ways of doing social cost benefit analysis, which take non-market pollution values into account and also may take account of the distributional aspects of policy.¹⁰ However philosophers and theologians might

8 Sir David King, quoted at: <http://www.businessgreen.com/bg/james-blog/2342417/sir-david-king-climate-change-is-not-the-biggest-challenge-of-our-time-its-the-biggest-challenge-of-all-time>

9 Allen (2009) clearly associates the start of the industrial revolution in England with the abundance of cheap coal. Kander *et al.* (2014) discuss energy’s role in European history over the last 500 years.

10 See, for example, ‘The Green Book’ in the UK (HM Treasury, 2011).

question whether there can ever really be a truly quantitative assessment of well-being, which was capable of being practically useful. The key issue being the idea that linear adding up (and trading off) of different elements for different individuals both now and in the future, might be theologically and philosophically problematic. As an economist, I might want to push them to clarify exactly what it is they are concerned about society not valuing properly and argue that some single measure of value is necessary, but clearly there is room for a dialogue.

Aggressive energy policy might well end up being behaviourally intrusive and necessitate significance changes in energy comfort and in lifestyle. This could impact other aspects of quality of life. For instance by taxing home energy heavily, people might spend longer at work undermining family life. It is difficult to think of how one would assess this element of well-being within existing quantitative frameworks for doing cost benefit analysis.

Finally, the conventional approaches to energy policy tend to focus on aggregate targets. Well-being is significantly driven by the actual distributional impact of policies on the ground. Will poorer consumers be able to make the best energy choices in world of rising prices and increasing smart home energy technology? And will richer households buy distributed generation and demand response equipment and hence reduce their contributions to the fixed costs of the electricity grid, leaving poor consumers to pick up more of the share of system costs. This raises questions of both quantitative economic impact and wider questions of fairness that are of interest to several academic disciplines. If the domestic question was not complicated enough, such issues are further complicated by fairness issues between richer and poorer countries with respect to the cost of aggressive policy and the cost of inaction on global environmental issues.

Public Trust

The question of public trust in the policy process and in the delivery entities that the government uses to deliver policy is of fundamental interest to many social scientists and humanities academics. Often it is not the inability to understand the technical issues behind how a policy might be successful that stops

the public supporting ‘better’ energy policy. Instead, it is the lack of confidence that the change from the status quo will be implemented successfully that stops it happening. Often this is based on past experience of failed targets and scandals in delivery and hence may have a rational basis.

The public relations firm Edelman conduct an annual international survey of trust in the government on energy policy and in energy companies (among other things). The results show widespread distrust in many countries. For instance when asked one of their opinion poll panels the extent to which they agree with the statement: ‘I trust policy makers to develop and implement appropriate regulations on the energy industry’,¹¹ they got the following interesting results. For the UK the percentage agreeing was 35% and Spain was 29%. For India and Indonesia it was 73% and 68%. India and Indonesia are not known for globally sensible energy policies (*e.g.* energy is often sold way below cost to residential customers in both countries, leading to a large waste of energy). By contrast UK and Spain have been global leaders in trend towards liberalised energy markets. Clearly, there is a national trust deficit of some sort indicated in these figures. Understanding what determines these sorts of differences and the extent to which they limit or facilitate policy is clearly of interest to ‘good’ energy policy.

The Role of the State

Up to now we have generally presumed that energy policy is the responsibility of the central government that promote policies to achieve its targets. Energy and climate policy generally starts with high level goals and long term policy targets (such as the EU’s 20-20-20 goals for 2020). In a very concrete sense it is usually the government that take responsibility for the delivery of the policy targets via their policies. This is one view of the role of the state, acting through central authority. Alternatively, the state can be much more widely defined and the centre can delegate much more responsibility down towards the individual.

This is a key theme in theology. In the world’s leading religions – such as Christianity, Islam, Hinduism and Buddhism – there is a strong emphasis

¹¹ Available at: <http://www.edelman.com/insights/intellectual-property/2015-edelman-trust-barometer/trust-across-industries/trust-in-energy-top-10-insights-for-communicators/>. See slide 52.

on personal action and accountability. One cannot delegate one's own moral responsibility away to the state as an excuse for inaction. This is particularly true in the area of responsible consumption and energy use, but it is clearly also true in liberal democracies where there is a personal obligation to exhibit consistency between private religious beliefs and one's public responsibilities. Such an obligation creates room for a 'public' theology that is based on the position of the religion and its public injunctions to believers and non-believers. A good example of 'public' theology has been the recent Papal Encyclical 'Laudate Si' – On The Care of Our Common Home' written by the current leader of the worldwide Roman Catholic church (a.k.a. the Pope). In this public statement, the Pope calls on world governments to do more to protect the planet from dangerous climate change and on individual Catholics (and others of good will) to do more to support the global effort on decarbonisation.

This is a good example – from within the Christian tradition – of recognising mankind's role as stewards of the Earth. It is an attempt at aligning the support for a particular set of policies with individuals' core beliefs and cultural background (see the discussion in Pollitt, 2011). Many mass social movements have successfully made this connection, in order to call for policy change (*e.g.* the Civil Rights movement in the United States, led by Martin Luther King). Indeed one could argue that it is difficult to get deep grassroots behavioural change without achieving a consistency between the spiritual and the temporal sides of human existence, what one might call the individual 'search for meaning' (Frankl, 1985).

Such attempts at boundary spanning between central government action and personal responsibility, raise fascinating research questions about the appropriate level of governance for energy policy in society and how this might vary in different countries and cultural settings. It also suggests that as societies change then the way energy policy is done may also need to change. Thus a move to more local, inclusive and responsive democracy in liberal societies may require a modification of a traditional centrally coordinated set of energy policies. One related requirement may be for multi-level governance, which means that 'good' policy takes appropriate account of multiple levels of societal governance: national, regional, local, sub-government and civil society groups etc... A requirement

for ‘good’ policy to do this necessarily means a ‘restrained’ role for the central government¹² and a certain amount of ‘messiness’ in the way the policy is being delivered at any one time, due to the need to take the different levels of governance into account. This may slow rates of progress on energy policy objectives, but it may lead to better long-run policy making and the process is a ‘good’ one in itself.

Competence and hubris in delivery

A central concern of business school academics (see Flyvbjerg, 2014) and manufacturing engineers (see Platts, 2003) is project management. Energy policy delivery relies to a significant extent on new investments coming on line on time and on budget. It is the case that whole technologies have been undermined due to their unreliability, even though on paper they might have had desirable nameplate operating characteristics. A key example of this is nuclear power, where operational performance in the UK and the US lagged a long way behind operational performance in some other countries (such as South Korea). Nuclear has also suffered globally from cost overruns and legitimate safety concerns. The only two new nuclear power plants and currently under construction in Europe in 2015 – at Flamanville in France and Olkiluoto in Finland – are now both at least three times over budget and running at least six and nine years behind schedule.¹³ The Finnish project has been subject to legal dispute between the contractor and the client, with each blaming the other for the current cost overruns.¹⁴

This indicates a spectacularly poor performance. This sort of poor investment record is due to the difficulties of running large, discrete, complicated multi-company construction projects. Such large projects typically suffer from hubris at the design and commissioning stage. Hubris takes the form of assuming that any problems arising during construction can be fixed quickly and that the most

12 In part due to the deliberate separation of powers under most constitutions. See <http://legal-dictionary.thefreedictionary.com/Three+branches+of+government>, for a good discussion. Accessed 25 November 2015.

13 For details on cost overruns see <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/>

14 See for example: <http://www.powermag.com/court-orders-olkiluoto-epr-operator-to-release-withheld-payments-to-areva-consortium/> Accessed 24 November 2015.

optimistic build scenario is the most likely: to assume otherwise would probably mean the project would not have been started. Such ‘optimism bias’ is well documented and even explicitly accounted for in the appraisal of some public projects.¹⁵ In addition, even though the systematic over-run of large construction and IT projects has been identified clearly in the literature, many projects still suffer from it. Indeed, there is theoretical support for conservatism with respect to innovation being the most profitable strategy for a firm.¹⁶

Hubris arises partly because of the desire of everyone involved to be part of an exciting new engineering project, giving rise to career defining experience. The problem with this is that such opportunities come at the expense of the party that bears the cost over-run. Thus psychological and economic incentive factors explain preferences for new designs – and for redesigns – in spite of the fact that less technologically advanced technologies might give rise to better outturn policy effectiveness (*i.e.* sticking to a previous design and resisting the temptation to tweak it). However it is worth saying that is often not only project managers but politicians and regulators that favour such redesigns, as a new design is often easier to justify public support for than an existing design (especially when the conventional cost benefit analysis is not that convincing).

Parallels to healthcare

In our final research theme, we identify an interesting parallel between energy policy and health policy. Health and energy policy share a number of similar characteristics that would seem to be worth exploring. They are both multi-objective policies. A health trilemma also exists between cost, quality of delivery and comprehensiveness of coverage. If anything, health policy is even more complicated than energy policy because of the multiplicity of health products involved in any healthcare system.

15 See UK government guidance in HM Treasury (2013).

16 See Rasmusen (1992) who discusses the theory behind why conservatism in management should be expected to be most profitable strategy (largely because innovation is costly and risky relative to sticking to the existing business).

In thinking about the parallels, consider the similarities between the policy of reducing energy consumption and the policy of reducing individual sugar and fat consumption (pointed out by Edwin Sherwin in his eponymous book entitled ‘Addicted to Energy’). Both could employ price signals, however the scope for this is somewhat limited by the ability of some consumers to pay and historic concepts of fairness reflected in how they have traditionally been paid for. What might be more efficacious is a combination of price and non-price incentives appealing to nudge concepts. In health this might be a combination of a sugar or salt tax and a public health campaign with innovative engagement activities, this clearly parallels the use of behavioural economics and psychology concepts to engage energy consumers in demand reduction and demand shifting. Given that health raises similar ethical and philosophical questions (see for example, John, 2014), around which consumers to engage and how and the distribution of impacts across consumers, concepts and experiences derived from the healthcare arena might be particularly relevant for energy.

Although healthcare policy is difficult to get right, there are many examples of successful large scale policy interventions. As in energy, the world is a global laboratory for different policy experiments (often individually well funded and carefully assessed) which may have a lot to teach us about ‘good’ energy policy. One example, from the Dutch public healthcare system (see Snoeck Henkemans and Wagemans, 2012) is the right to a second opinion from another physician if you are not satisfied with the medical opinion that you received from your initial physician. On the face of it this looks like an expensive policy, which might significantly raise system costs. However in reality it can lead to an increase in patient satisfaction especially with their initial physician. This is because the right to a second opinion creates more confidence in the first opinion, hence reducing requests for a second opinion. This is an interesting example of a policy that looks as if commits more resources, but can actually end up committing less. It might be that guaranteeing to compensate any customer on smart pricing contract, who ends up worse off than they were on their conventional tariff, might similarly build confidence in smarter contracts, increasing uptake reducing legal claims or disputed meter reading.

POLICY APPLICATIONS

I briefly introduce how these research concepts might be used to illuminate particular policy case studies.

The idea is that we could look at each case study (and indeed any energy policy case study) through each of the multidisciplinary lenses identified above: perception; quantification; well-being; public trust; role of the state; competence and hubris in delivery; and parallels with healthcare.

We look at three case studies and highlight some of the research theme applications most relevant to each.

Smart Meter rollouts

Smart meter rollout policies, normally involve rolling out two-way smart meters to all domestic and small commercial customers.

Such a policy clearly raises interesting issues in *perception*. Is a smart meter a way of helping consumers control their energy consumption or is it an intrusive bit of government mandated equipment that poses a privacy and data loss risk to individuals? Different jurisdictions have viewed them differently. The Netherlands was forced to slow their rollout and make it non-mandatory when the privacy and data risks were subjected to public scrutiny (see Cuijpers and Koops, 2012). This was not a decisive issue in the early rollout of smart meters to all households in Italy.

Quantification has also been a significant issue with smart meter rollout cost-benefit analyses. In many jurisdictions the presentation of this has been very controversial. This is because governments deliberately framed the question as 100% rollout *versus* no rollout, rather than in terms of what would be the optimal percentage of smart meters to rollout (*e.g.* in the UK). This would have been an obvious question to ask, given that there will be a group of consumers who do not respond enough to make having a smart meter worthwhile. There was also a tendency to over-estimate the likely savings across the whole population of

electricity consumers, leading to disappointing demand response in actual use. This was the case in Ontario, where the Auditor General criticised the inadequate analysis of the likely response done prior to a comprehensive rollout there (Office of the Auditor General of Ontario, 2014).

Smart meters also raise *well-being* questions. Smarter is not necessarily better from a consumer point of view. If smart meters are make consumers more conscious of their energy consumption, this may be a bad thing for elderly or vulnerable customers who may be subjected to more anxiety as a result of the information overload of the smart meter. Clearly the branding of smart meters as ‘smart’ is clever, because it is difficult to be against smartness as a company or a politician. However the assumption that smarter technologies are worth their extra cost or that consumers value their additional functionality is questionable.

Smart meters in many jurisdictions have been subject to a lot of government interference: this raises *role of the state* questions. The UK has taken around 10 years to debate the 100% smart meter rollout and the main rollout of smart meters is not now due to start until 2016. This has delayed the private company led rollout to customers pending government rollout decisions on the functionality of the meters. Britain’s meters will be some of the most expensive in the world to install and will probably be obsolete soon after they are installed. This has almost certainly meant that the UK has less smart meters now than it would have had otherwise; that the benefits would otherwise have been higher in the long-run – due to better targeting and a more positive image; and the meters would have been much cheaper to install, due to the companies having an incentive to go cheaper specifications. In short, the centralisation of policy appears to have had strongly adverse consequences.

Policy application: Promotion of Micro-grids

Governments in many jurisdictions are keen to promote distributed generation, often associated with a micro-grid. This promotes the use of local energy resources on the supply and demand side, and facilitates local initiative and innovation.

This policy raises *competence and hubris in delivery* questions. The reason why we moved away from decentralised electricity generation towards a centralised

grid was in order to standardise the quality and price of electricity services. This was done by improving the reliance on shared wide area reserves and restricting the capacity to ‘island’ supply and demand within the system. It also allowed economisation of scarce management and engineering resources, which would otherwise tend to be distributed unevenly. Some distribution companies were bigger and / or more competent than others, while others were starved of resources.¹⁷

The result of having distributed generation and demand historically was a ‘post-code lottery’ of differential provision. This has *parallels with healthcare* where the desire to avoid post-code lotteries in national health provision conflicts with the desire to free up hospitals and personal physicians from central control in order to promote competition and innovation. How to work with diversity while still maintaining common standards of provision is a constant struggle for health care systems and may become an issue in systems characterised by micro-grids again.

Policy application: Taxation of diesel fuel

Finally, we look at the issue of the taxation of diesel in Europe. Many European countries actively encouraged the uptake of diesel cars in the 1990s by having a lower (or the same) tax on diesel per litre relative to gasoline. This deliberately valued the carbon dioxide benefits of diesel above the particulate emissions costs.

The recent scandal with VW installing software that faked the emissions performance on their diesel cars during emissions testing has highlighted the issue of *public trust* in the system of testing for particulate emissions from private vehicles.¹⁸ It raises the issue of whether both the private companies producing the emissions *and* the public regulators that were testing them could be trusted. This is especially case because other organisations in Germany allegedly knew what

¹⁷ For some discussion along these lines on the England and Wales industry prior to reorganisation into larger regional electricity distribution companies, see Foreman-Peck and Waterson (1985).

¹⁸ See the USEPA report on this: <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/a883dc3da7094f97852572a00065d7d8/dfc8e33b5ab162b985257ec40057813b!OpenDocument>. Accessed 25 November 2015.

was going on before the public revelation (by the US Environmental Protection Agency) of the scandal. ‘Good’ energy policy clearly relies on a sort of system trust. This scandal puts a recent spotlight on the issue of how to prevent ‘good’ policy being thrown off track by dishonesty, a lack of transparency and inappropriate regulation.

CONCLUSIONS

We have argued that developing ‘good’ energy policy is not straightforward because policy implementation is rarely as simple as technologists would like to portray it. Policy implementation can be subjected to analysis; but comprehensive analysis of how to do ‘good’ policy is multi-disciplinary in scope. We have discussed common start points from a social science and humanities perspective and introduced a set of promising research themes that suggest how we might go about comprehensively analysing any actual or proposed policy can be subjected.

In closing we offer some encouragements from other areas of public policy *and* from energy. ‘Good’ policies would seem to exist. For the UK, some of the recent ones might include: the successive raising of pension age to 67 for both men and women, from 65 for men and 60 for women by 2028; mass media anti-drink driving campaigns (see Killoran *et al.*, 2010); and a smoking ban in all public places. In energy, the UK Clean Air Act of 1956, the US EPA’s Acid Rain Programme’s sulphur trading scheme from 1995 and EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) from 2005 are candidates for ‘good’ policy.

These policies seem to share common characteristics that explain their successful enactment. These include good use of quantitative evidence to show the benefits to society of each, which seems to have been in line with – or below – subsequent performance; extensive stakeholder engagement and positive public support; and due attention to the fairness and distributional issues involved. Given that some of these policies will take many years to be fully realised and involved controversial and economically significant issues, they offer some encouragement that progress with ‘good’ energy policy is possible.

REFERENCES

- ALLEN, R.C. (2009), *The British Industrial Revolution in Global Perspective*, Cambridge: Cambridge University Press.
- ALLWOOD, J.M. and CULLEN, J.M. (2011), *Sustainable Materials: With Both Eyes Open*, UIT.
- AJZEN, I. (1991), 'The theory of planned behavior,' *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 50 (2): 179–211.
- BELL, C.; CHAPLIN, J. and WHITE, R. (eds.) (2013), *Living Lightly, Living Faithfully*, Faraday Institute for Science and Religion.
- CHAWLA, M. and POLLITT, M.G. (2013) 'Energy-efficiency and environmental policies and income supplements in the UK: Evolution and distributional impacts on domestic energy bills,' *Economics of Energy and Environmental Policy*, 2(1): 19-38.
- CORTON, C. (2015), *London Fog: The Biography*, Cambridge, MA: Harvard University Press.
- CRAIG, P.P., GADGIL, A. and KOOMEY, J.G. (2002), 'What Can History Teach Us? A Retrospective Examination of Long-Term Energy Forecasts for the United States,' *Annual Review of Energy and the Environment*, 27: 83-118.
- CUIJPERS, C. and KOOPS, B.J. (2013), 'Smart Metering and Privacy in Europe: Lessons from the Dutch Case,' In GUTWIRTH, S.; LEENES, R.; HERT, P. and POULLET, Y., *European Data Protection: Coming of Age*, Dordrecht: Springer: 269-293.
- DUPUY, P.-M. and VINUALES, J. (eds.) (2013), *Harnessing Foreign Investment to Promote Environmental Protection: Incentives and Safeguards*, Cambridge University Press.
- DWECK, C. (2006), *Mindset: The New Psychology of Success*, New York: Ballantine Books.

ENERGY TECHNOLOGIES INSTITUTE (2015), *Options, Choices and Actions: UK Scenarios for a low carbon energy system transition*, Loughborough: Energy Technologies Institute.

FARRER, T.H. (1902), *The State in Relation to Trade*, London: Macmillan.

FLYVBJERG, B. (2014), ‘What You Should Know About Megaprojects and Why: An Overview,’ *Project Management Journal*, 45 (2): 6-19.

FOREMAN-PECK, J. and WATERSON, M. (1985), ‘The Comparative Efficiency of Public and Private Enterprise in Britain: Electricity Generation Between the World Wars,’ *The Economic Journal*, 95: 83–95.

FRANKL, V.E. (1985), *Man’s Search For Meaning*, New York: Washington Square Press.

FOUQUET, R. (2011), ‘Long run trends in energy-related external costs,’ *Ecological Economics*, 70 (12): 2380–2389.

GRUBB, M.; POLLITT, M. and JAMASB, T. (eds.) (2008), *Delivering a Low Carbon Electricity System*, Cambridge University Press.

H.M. TREASURY (2011), *The Green Book: Appraisal and Evaluation in Central Government Treasury Guidance*, London: TSO.

— (2013), *Green Book supplementary guidance: optimism bias*, London: HM Treasury.

IEA (2015a), *World Energy Outlook 2015*, Paris: OECD.

— (2015b), *Energy Taxes and Prices*, Volume 2015 Issue 3, Paris: OECD.

INTERNATIONAL RISK GOVERNANCE COUNCIL (2015), *Concept Note: Assessment of Future Energy Demand, A methodological review providing guidance to developers and users of energy models and scenarios*, Lausanne: IRGC.

IPCC (2014), *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel*

on Climate Change [Core Writing Team, R.K. PACHAURI and L.A. MEYER (eds.)], Summary for Policy Makers, Geneva: IPCC.

JENKINS, J. (2012), *Historic Paths to Decarbonisation*, Available at: http://thebreakthrough.org/archive/which_nations_have_reduced_car, Accessed 24 November 2015.

JOHN, S. (2014), 'Patient Preference Predictors, Apt Categorisation and Respect for Autonomy,' *Journal of Medicine and Philosophy*, 39: 169–177.

KANDER, A.; MALANIMA, P. and WARDE, P. (2014), *Power to the People: Energy in Europe over the Last Five Centuries*, Princeton University Press.

KILLORAN, A.; CANNING, U.; DOYLE, N. and SHEPPARD, L. (2010), *Review of effectiveness of laws limiting blood alcohol concentration levels to reduce alcohol-related road injuries and deaths Final Report*, Centre for Public Health Excellence NICE.

LAVE, L.B. (1984) 'Controlling Contradictions among Regulations,' *The American Economic Review*, 74(3): 471–475.

LEWENS, T. (ed.) (2007), *Risk: Philosophical Perspectives*, Routledge.

MACKAY, D.J.C. (2008), *Sustainable Energy – Without the Hot Air*, UIT.

MOSLEY, S. (2014), *Air pollution: The impact of the 1956 Clean Air Act*, Available at: <https://www.foe.co.uk/blog/air-pollution-impact-1956-clean-air-act> Accessed 25 November 2015.

OFFICE OF THE AUDITOR GENERAL OF ONTARIO (2014), *2014 Annual Report of the Office of the Auditor General*, Toronto: Office of the Auditor General of Ontario.

OSENI, M.O. and POLLITT, M.G. (2015), 'A Firm Level Analysis of Outage Loss Differentials and Self-Generation: Evidence from African Business Enterprises,' *Energy Economics*, doi:10.1016/j.eneco.2015.11.008

PLATTS, J. (2003), *Meaningful Manufacturing*, William Sessions.

POLLITT, M. (2011), 'Green values in communities: how and why to engage individuals with decarbonization targets,' In PITELIS, C.N.; KEENAN, J. and PRYCE, V. (eds.), *Green Business, Green Values, and Sustainability*, New York and Oxford: Routledge: 67-80.

POLLITT, M.G. and SHAORSHADZE, I. (2013), 'The role of behavioural economics in energy and climate policy,' In FOUQUET, R. (ed.), *Handbook on Energy and Climate Change*, Cheltenham: Edward Elgar: 523-546.

POPE FRANCIS (2015), Encyclical Letter *Laudato Si' of the Holy Father Francis, On the Care of Our Common Home*, The Vatican: Vatican Press.

RASMUSEN, E. (1992), 'Managerial Conservatism and Rational Information Acquisition,' *Journal of Economics and Management Strategy* (Spring), 1: 175-202.

RHODES, R.A.W. (1988), *Beyond Westminster and Whitehall: The sub-central Governments of Britain*, London: Allen & Unwin.

SCOTT, J.C. (1998), *Seeing Like a State: How Certain Schemes to Improve the Human Condition Have Failed*, Yale, CT: Yale University Press.

SHERWIN, E.B. (2010), *Addicted to Energy: A Venture Capitalist's Perspective on How to Save Our Economy and Our Climate*, Energy House Publishing.

SNOECK HENKEMANS, A.F. and WAGEMANS, J.H.M. (2012), *The reasonableness of argumentation from expert opinion in medical discussions: Institutional safeguards for the quality of shared decision making*, Amsterdam School for Cultural Analysis (ASCA), <http://hdl.handle.net/11245/1.375809>

THALER, R.H. and SUNSTEIN, C.B. (2009), *Nudge: Improving Decisions about Health Wealth and Happiness*, London: Penguin.

'Truer Costs' in Energy Systems Change¹

Kathleen Araújo²

Abstract

Costs are fundamental to decision-making about energy systems and associated change. However, there is no universal approach to the way in which such costs are scoped and analyzed. The idea of 'truer costs' is explored, here, by reviewing ways to characterize value in energy pathways. In doing so, the article aims to highlight how analytical choices on methods and less obvious dimensions can be significant. Potential directions for practical and theoretical development are also considered.

Key words: energy transitions, system change, cost, value, planning and decision-making

INTRODUCTION

Energy transitions figure prominently in today's public agendas, particularly shifts which center on security, stewardship, access, or technology leadership.³ Defined as a systemic change in an energy path, these transitions broadly include shifts in the type, quality or quantity of energy that is sourced, delivered or utilized. Whether one aims to understand the subject from the standpoint of historical lessons or to evaluate strategies for future pathways, the focus eventually turns to costs. A review of scholarly publications on costs and energy transitions reveals a striking increase in coverage over the course of the last decade (Exhibit 1). This can have significance, as public priorities may be settled on the basis of costs.

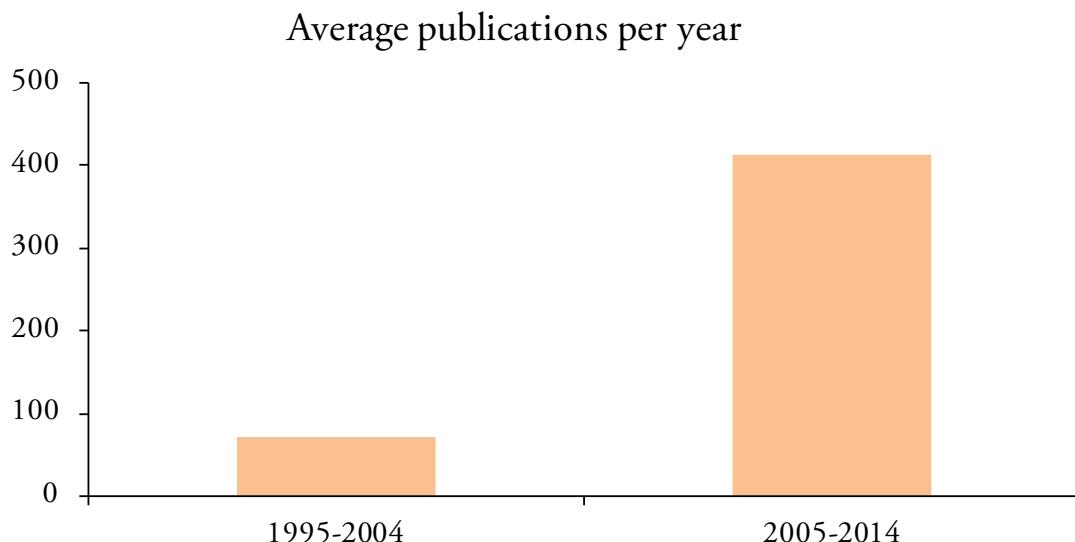
1 Article abbreviations: CO₂/carbon dioxide; COP21/Conference of Parties 21; DALY/disability adjusted life year; EIA/Energy Information Administration; EPRI/Electric Power and Research Institute; GDP/gross domestic product; GEA/ Global Energy Assessment; International Energy Agency/IEA; IMF/International Monetary Fund; kWh/kilowatt hour; NRC/ National Research Council; Organization for Economic Cooperation and Development; ppp/Purchasing Power Parity; REN21/Renewable Energy Network 21st Century; TFC/Total final energy consumption; TPES/ Total primary energy supply; UNEP/United Nation Environment Programme; USAID/United States Agency for International Development; World Development Indicators/WDI.

2 Assistant Professor, Stony Brook University, Stony Brook, NY, (Kathleen.Araujo@stonybrook.edu).

3 See writing such as WEC (2015); REN21 (2015); IEA (undated). 'Energy transition' and 'energy system change' are used interchangeably in this article.

Exhibit 1

Scholarly Writing on Cost and Energy System Change



Source: Scopus, as of November 22, 2015. Total = 9,228 publications. Search dimensions include energy transition or energy system change and cost in titles, abstracts and keywords.

A closer look at current writing on energy systems and transition costs reveals a number of overarching insights. First, there is no agreement on methods to assess costs of energy systems (IEA, 2015d; EIA, 2015; Wuppertal Institute, 2014). Differences exist in the scoping, definitions and assumptions. Moreover, assessments may focus strictly on visible costs, or incorporate underlying and external costs (Hohmeyer, 1992; National Research Council, 2010). Analysis can be very simple, back-of-the-envelope calculations or use complex models. Calculations can also entail stepwise, bottom-up evaluations or cascade down from aggregated numbers. With this range of options, it should be no surprise that considerable differences can exist in what constitutes 'true costs' of energy (Butraw *et al.*, 2012; Greenstone and Looney; 2012; Plumer, 2012; Yonk, 2015). In line with this, assessments of energy transitions by extension can also differ quite substantially in calculated costs, especially when not all value can or is monetized.

Considering the objectives of the special issue and related research of this author (Araújo, 2014; Araújo, 2015), the current article aims to highlight analytical choices tied to costs in energy systems and their transitions. In line with this objective, the article outlines key concepts, methods, and complexities that often are encountered when valuing costs of energy systems change. It begins by reviewing indicators of global energy system change. Next, the article turns to common approaches to cost analysis of energy systems. An examination of less visible costs and other distortions follows which practitioners should consider in energy cost assessments of system change. Examples are next discussed to highlight analytical nuances that influence energy cost characterizations. The article closes by highlighting some key take-aways for thinking about cost analysis of energy systems change, and further research.

GLOBAL CHANGE INDICATORS

Trends in consumption, emissions, demographics, and economics are often preliminary points of departure for more extended analysis of energy systems and their costs (Exhibit 2).

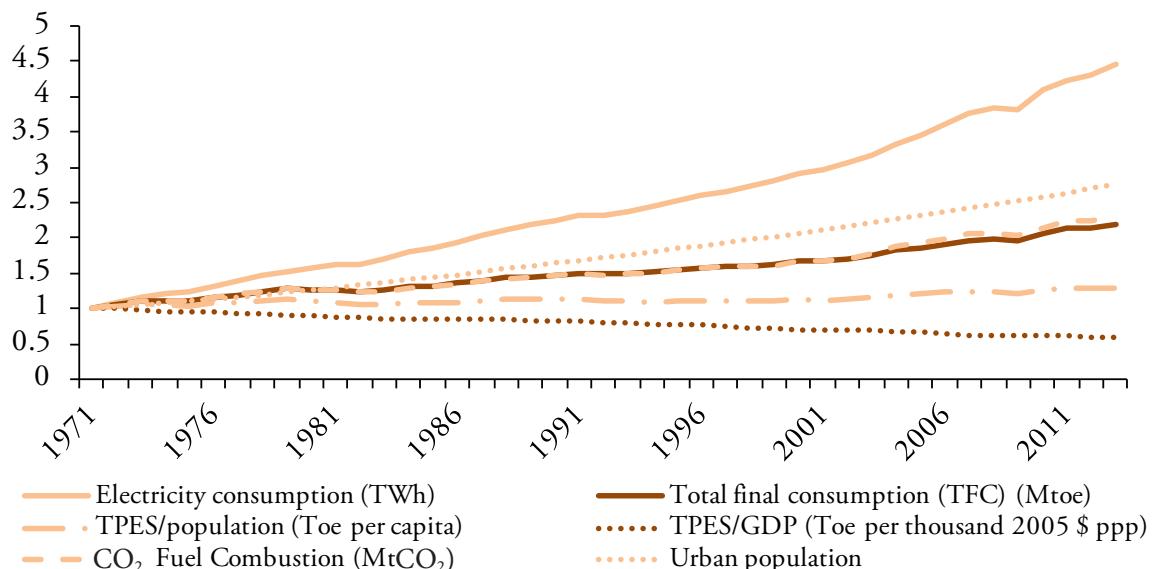
Total final energy consumption, for instance, is one area where system change and cost consequences are closely intertwined. Globally, total final energy consumption (TFC) – equivalent to the sum of consumption in end-use sectors – has more than doubled since the early 1970s, as electricity consumption grew by more than a factor of four.⁴ The divergence points to faster growth in the power sector relative to areas, like transport, or heating and cooling. When thinking in energy system change terms, high growth potential presents opportunities for altering practices that include efficiencies or savings with new investment. Along such lines, analyses might focus on reductions in energy and related costs through technology learning, conservation, and economies of scale, among possibilities (Grubler, A. and Wilson, C., 2013; Allcott and Rogers, 2014; Allcott, 2011).

⁴ Total final energy consumption excludes energy utilized for transformation processes, from ‘own use’ in the energy producing industries, and backflows from the petrochemical industry. World aviation bunkers and world marine bunkers in transport are included (IEA, 2015b).

Exhibit 2

Global Change in Key Indicators, 1971-2013

(Base year: 1971)



Source: Data on urban population, WDI, 2015; all other data, IEA, 2015a.

If one compares the trend line in Figure 2 for TFC with that for CO₂ emissions from fossil fuel combustion, a close association is evident. This can largely be explained by a preponderance of fossil fuels in the energy mix which produces the CO₂ emissions.⁵ Careful inspection indicates a decoupling of the trends after 2004 which can be attributed to a rising share of renewable energy, nuclear energy, and less carbon-intensive natural gas in the energy mix.⁶ For those evaluating cost considerations in relation to these patterns, targeted policies (*i.e.* carbon markets or caps), changing preferences, and new infrastructure are areas to examine more fully.

Turning to total primary energy as it relates to the population and economy, a clear divergence can be seen. Total primary energy per capita increased by a factor

⁵ It is more readily evident in total primary energy (TPES) – raw or untransformed energy – where fossil fuels reflected 86% of the mix in 1971 and 81% in 2013 (IEA, 2015a).

⁶ In TPES, the breakdown between fossil fuel and non-fossil fuels for 1971 and 2013 reflected 86%:14%, and 81%:19%, respectively (IEA, 2015a). The share of natural gas in the overall mix also rose from 16% to 21% (*Ibid.*)

of 0.3, whereas total primary energy per unit of gross domestic product (GDP) in purchasing power parity terms (ppp) declined by roughly twice the former. This indicates that, on average, individuals are supplied with more primary energy, whereas, each unit of GDP is produced with less primary energy for the period.

In conjunction with the above developments, the world's urban population more than doubled in size between 1971 and 2013 (IEA, 2015a), as the share of people living in urban settings rose from 37% in 1971 to 53% in 2014 (WDI, 2015). Considered in energy cost and transition terms, such trends reflect potential for altering delivery in relation to efficiency, waste and security, among possibilities.⁷

METHODS AND VALUE – MORE THAN MEETS THE EYE

Methods

When evaluating energy systems, a number of primary methods are used to compare fuel choices. These include levelized cost, replacement value and levelized avoided cost, as well as marginal cost. Each method can be used for forward or backward-looking analysis. However, selections, such as the replacement value, are more likely to be used for long-term studies, given the ease of analysis with data that is often difficult to access or estimate.

Levelized cost analysis

The leveled cost of electricity (LCOE) method centers on the cost to build and operate a power-generating plant over its assumed financial life and performance cycle. It is viewed by some as the break-even cost needed for electricity generation from a given project. Calculation of LCOE includes equipment costs tied to the procurement or development of a power plant, operations and maintenance costs, as well as fuel and financing costs, with an assumed utilization rate over the expected lifetime of a project (EIA, 2015). Typically represented in a format,

⁷ For more discussion of these trends and influences, see Goldemberg and Johansson (2004) and GEA (2012).

like dollars per megawatt-hour or cents per kilowatt-hour, LCOE captures some uncertainty with different price and discount rate scenarios.⁸

A strength of the LCOE approach is that it highlights differences in the relative cost structures of energy technologies, and can show sensitivities to various assumptions about price and discount rate.⁹ Projects with costs that are heavily shaped by upfront investment or capital costs, like nuclear, wind, solar, and hydropower plants, for example, are sensitive to discount rate selection and project timespans. By contrast, projects with cost profiles that are defined more substantially by back-end costs, namely fuels, are more sensitive to varying price estimates (Box 1).

Box 1: International Reference on Levelized Costs

The IEA periodically produces a reference on the leveled, average lifetime costs of electricity, evaluating energy technology at the plant level (IEA, 2015c). Focusing on plants that are built between 2015 and 2020, the current edition uses discount rates of 3%, 7%, and 10%, and considers generation costs at more than 180 power plants of varying technologies. Drawing largely on OECD country data, the report includes some non-OECD players, like Brazil, China and South Africa. It does not cover major energy players, like Russia and India, or much for regions of the Middle East, Latin America, and Africa.

A number of limitations are worth highlighting with the LCOE. Comparability of LCOE analyses, for instance, is subject to the scoping and assumptions, particularly for capacity factors of individual technologies.¹⁰ Commodity prices

⁸ The *discount rate* allows a future value to be translated to today's terms. The choice of the rate matters substantially, since it can skew the analysis toward one technology over another, and often singularly defines how favorable project economics are.

⁹ LCOE can be used to identify system equivalency 'crossover points' between a traditional technology, like diesel power, and emergent ones, like a hybrid, closed-loop, wind-hydropower energy system (Hallam and Contreras, 2015).

¹⁰ The *capacity factor* reflects the actual output of a plant for a period of time relative to the plant potential, if it were run at its stated nameplate capacity for the period.

and interest rates are also difficult to estimate decades in advance. Substantial regional differences present yet another dimension of complexity (Channell *et al.*, 2015).

Broadly speaking, LCOE does not fully capture the intermittency of renewables or the associated grid costs. Paul Joskow, in particular, argues that the LCOE and related, total life-cycle production cost measures do not factor for the dynamic value of electricity supplied over the course of a typical year (2011).¹¹ In addition, he points out that LCOE tends to implicitly overvalue intermittent generation, like solar photovoltaics or wind generation, relative to dispatchable alternatives, such as combined cycle natural gas, coal or nuclear generation (*Ibid.*)¹²

Replacement value and levelized avoided cost of energy

The replacement value of an avoided fuel is another way to evaluate costs in energy systems. This method can be more simplistic than LCOE and more easily applied to past or future energy transitions. It can be done as a ‘back-of-the-envelope’ calculation with price often used as a proxy for cost. This method can be particularly suitable when an alternative fuel provides the same costs and benefits as the one being substituted. The alternative should also be the most likely ‘next choice’, and be expected to be used fairly seamlessly without a tapering-off effect. A situation in which this approach could be used would be in the calculation of forgone oil imports, when domestically sourced fuels are used.

In recognition of the strengths and weaknesses of the replacement value and LCOE approaches, a hybrid approach now exists. The levelized avoided cost of energy (LACE) estimates expected grid costs to generate power that would otherwise be displaced by a new generation asset or project (EIA, 2015; Pentland, 2014). It acknowledges that non-dispatchable electricity may not avoid the capital and maintenance cost of back-up generation, and is calculated by dividing the

¹¹ According to Joskow, the spread between the peak and low hourly prices in the period of one standard year can encompass up to four orders of magnitude (Joskow, 2011).

¹² Dispatchable generation is the kind that can be easily turned on and off, in other words dispatched on demand. Output can also be adjusted on demand.

avoided cost of back-up power by the annual output of the non-dispatchable power (EIA, 2015). The calculated value for LCAE can then be considered in conjunction with the LCOE of a given project to determine the way in which value measures up to a fuller expected cost (*Ibid.*)

Marginal costs

Similar to the above methods, marginal costs allow for comparison across energy options in a system. The marginal cost method centers on the additional system cost of including the next unit of energy. It is currently used by some grid operators through merit order dispatch of power, which ranks available power generation options in ascending order based on price and demand for power.¹³

If contemplating use of the above methods for energy systems cost assessments, one should bear in mind that underlying changes, such as those associated with infrastructure, jobs, or quality of service, may be obscured.

Valuing cost dimensions

Beyond calculation methods, important questions arise when evaluating an energy system change. One must decide, for instance, what to include and whether or how to monetize less visible costs and benefits. Choices might include stranded costs, subsidies and taxes, ecological and health impacts, as well as resilience factors, among considerations.

Stranded and sunk costs

Stranded or sunk costs are unrecoverable costs associated with prior investment. An example includes stranded assets which generally are investments that 'suffer from unanticipated or premature write-downs, devaluations or conversion to liabilities' (Caldecott and McDaniels, 2014). One way to calculate these is by deriving the difference between the current market value of an asset when

¹³ If utilization is coordinated centrally and driven by price and demand, generation is selected by the least cost options, reducing overall system costs. Rationale for altering the dispatch order could include policy aims that favor certain energy types, alter system congestion, or strengthen reliability, etc.

productively utilized and the historical cost of the same asset when depreciated over time using an approved accounting depreciation schedule (Clemson University, undated).¹⁴ Such costs can be controversial, for example, when electricity markets are restructured or when power plants are retired prior to their planned life due to changes in social preferences. Closure of nuclear plants before their anticipated project life is an example that is playing out today.

The subject of stranded costs gained attention in the lead-up to the Conference of Parties 21 and Summit in Paris. One study indicates that up to \$2 trillion in oil, coal and gas projects will not be needed, if action occurs to limit global warming at 2 degrees Celsius (Reuters, 2015; Carbon Tracker, 2015).¹⁵ Energy reserves could then become stranded assets. Energy companies respond to such claims by pointing out that payback periods for projects, among other factors, are front-loaded, so would be paid before more stringent laws take effect (*Economist*, 2014). Here, the timing and robustness of policy will matter for such costs in relation to any low carbon energy shift.

Subsidies and taxes

Subsidies and taxes also have cost implications for energy transitions. Both are forms of economic support that are extended to attain economic or social aims. Such policies can be quite controversial as they tie to equity decisions about wealth transfer and cross-subsidization (*i.e.* allocation of funds accrued from one area to another), technology favoritism, entrenched political dependencies, and other forms of lock-in that can undermine critical areas of development.

For subsidies, a useful working definition is a governmental action directed primarily at the energy sector that: (1) lowers the cost of energy production, (2) raises the price received by energy producers, or (3) lowers the price paid by energy consumers (EIA, 2015). In 2014, the IEA estimates that global subsidies for fossil fuels totaled \$490 billion *versus* \$135 billion for renewables

¹⁴ This assumes that the capital has no alternative use or salvage value (Clemson University, undated). For more extended discussion, see Lucas (2016) and Congressional Budget Office (1998).

¹⁵ It also finds that the private sector has as much exposure as its state-owned counterpart, based on production choices through to 2035, and capital expenditures to 2025 (Carbon Tracker, 2015).

(IEA, 2015d).¹⁶ The IEA notes that the former would have been \$610 billion, if reforms beginning in 2009 had not occurred. To calculate these numbers, the IEA employs the *price-gap methodology* in which the average end-user prices paid by consumers in local markets are compared with international market prices (IEA, undated).¹⁷

$$\text{Subsidy} = (\text{Reference price} - \text{End user price}) \times \text{Units consumed}$$

Needless to say, data requirements are enormous for calculations, like those of global subsidies. Data collection is also affected by differences in government reporting (*i.e.* definition, transparency, etc...) which may be corrected with targeted harmonization. Calculations are also sensitive to reference prices. For the IEA subsidy analysis, subsidized research and development as well as related kinds of support, such as that for fossil fuel production, are not included (*Ibid.*) Impacts on economic efficiency and trade are also not fully captured. This approach has been criticized for not accounting for local market differences (Levi, 2010).

Similar to subsidies, taxes also distort the cost of producing or using energy.¹⁸ Exhibit 3 shows, for instance, how taxes for industrial electricity can significantly alter a cost profile. One need only compare Italy and Sweden to see substantial variation. Here, distinctions in how 'tax' is defined merits closer attention, as subsidies and stranded costs may be treated differently in the two countries.

With net importing countries, subsidies may be explicit, reflecting spending on the domestic sales of imported energy at subsidized prices, or may also be implicit (*Ibid.*) Indonesia, for instance, produces domestic fuels and imports. In

16 Specific to renewables, the IEA estimate evaluates biomass, geothermal, wind, small hydro, solar photovoltaics, solar thermal, and marine in generation and/or biofuels. Large hydropower and biomass with carbon capture and storage are not included (IEA, 2012b).

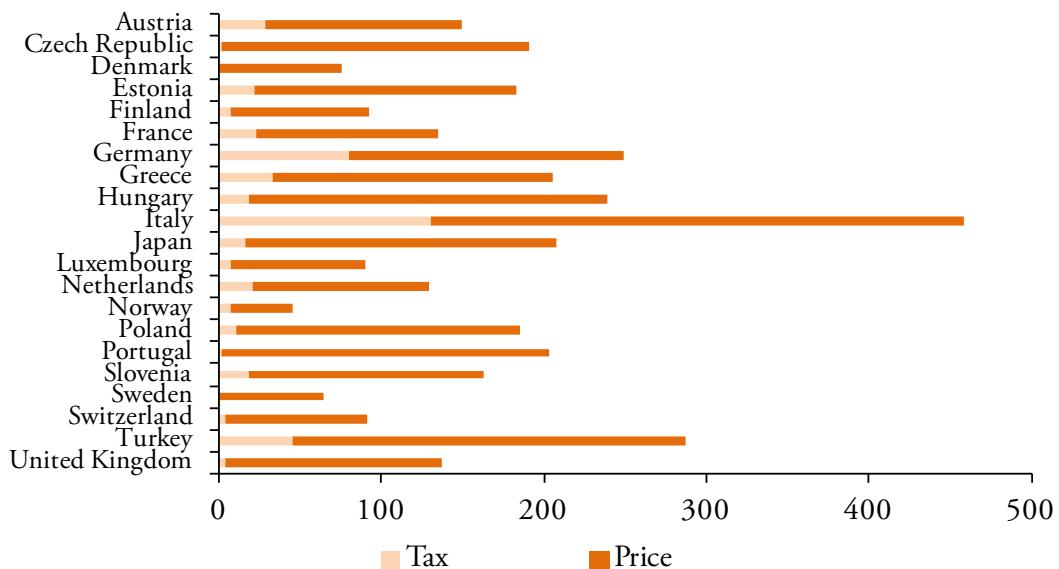
17 For energy exporting countries that provide lower cost fuels domestically, subsidies may be implicit and have no direct fiscal budget impact, provided the price encompasses the cost of production. In such instances, the subsidy is the amount that could be earned (opportunity cost), if end-users paid international prices. For IEA analysis, this approach adjusts for differences in variables, like transportation costs (IEA, undated; IEA, 2012a).

18 Taxes and subsidies are sometimes co-mingled in reporting, particularly if an explicit subsidy is passed on to tax payers.

Exhibit 3

Electricity Prices and Taxes in Industry

(2014, \$/unit, using ppp)



Source: IEA, 2015a.

this example, subsidy estimates reflect direct expenditures and opportunity costs (*Ibid*). For more discussion, see IEA (undated and 2012a.)

Unlike outright taxes, *tax preferences or forgone tax revenues* are less obvious in energy systems, yet can still influence adoption pathways. In 2011, for instance, \$30 billion was spent on tax preferences for energy in the US – \$24 billion on renewable energy and \$6 billion on fossil fuels (Biebl, 2012). This reflects a major shift from earlier periods, like that between 1968 and 2010, when tax preferences for oil and gas totaled \$193.4 billion (\$ 2010) relative to \$24.6 billion for renewable energy (*Ibid*).¹⁹

¹⁹ Tax preferences for renewables started in 1979 (Sherlock, 2011). Tax preferences for fossil fuels included provisions to speed up the capital cost recovery for investment in oil and gas exploration and production by allowing the expensing of intangible drilling costs (IDCs) and dry hole costs. For IDCs, tax-related deductions could begin fully in the initial year, rather than being capitalized and depreciated over time (Sherlock, 2011). Another tax preference for oil and gas included the percentage depletion provision that allowed for the deduction of a fixed percentage of gross receipts, instead being based on the actual value of the extracted resource (*Ibid*) When initially introduced, the percentage depletion rate was 27.5% for oil and gas. It is still in effect for certain conditions at 15% for oil and gas, and 10% for coal (*Ibid*).

Health effects

Health effects reflect a distinctly different area of energy costs that can substantially alter cost assessments of energy systems and related change.

At the global level, a study for the *Global Energy Assessment* estimated that as many as 5 million premature deaths occur a year with another 5% of illness (*i.e.* measured as lost healthy life years) being directly caused by energy systems (Smith *et al.*, 2012). Household air pollution and outdoor exposure to partial fuel combustion of fossil fuels and biomass were found to be the greatest energy determinants of negative global health impacts. Additional contaminants like ash, sulfur, and mercury also play a role.

When evaluating health costs or effects of energy at a systems level, the life cycle assessment approach allows for comparison across technologies for the full span of impacts. Specific to airborne and related pollutants, impacts are measured as a temporal-spatial relationship between the pollutant concentrations and the people affected. Measured as *intake fractions*, this metric is calculated as the inhaled amount of a primary pollutant that is emitted (rather than downstream derivatives) by a given group divided by the amount that is emitted (*Ibid*, citing Bennett *et al.*, 2002). Location and weather conditions will matter significantly, as ventilation and wind dispersion can have a significant impact.

At the household level, the most damaging energy contributor to health effects is believed to be indoor cooking and heating, from partly combusted fuel. Estimates for 2005 indicate that 2.2 million premature deaths or 41.6 million disability adjusted life years (DALYs) were associated with use of solid fuel for cooking (Smith *et al.*, 2012, citing Riahi *et al.*, 2012). A DALY or lost year of healthy life is calculated as:

$$\text{Disability adjusted life years} = \text{YLL} + \text{YLD}$$

or the sum of years of premature lost life (YLL) and the years prematurely lost to disability (YLD) for a population (WHO, 2015). Disease associated with the utilization of solid cooking fuels is calculated by developing estimates of the share of people using solid fuels, together with an estimate of the share that is attributable to exposure. This number is then multiplied by the DALYs, equaling

total number of deaths and DALYs that result from the use of solid fuels (Smith *et al.*, 2012, citing Riahi *et al.*, 2012).²⁰

Ecological costs

Natural resources are the principal feedstock in energy systems. Given this, it should be no surprise that ecological costs factor in energy system costs, and vice versa. Important metrics on this include: disruption (Goldemberg and Johansson, 2004), footprints (Moscovici *et al.*, 2015), and water requirements (Gerdes and Nichols, 2009; Mielke *et al.*, 2010). It is worth underscoring that these indicators, similar to the health effects mentioned earlier, are not monetized.

Another way to gauge the ecological effects of energy systems is by valuing *ecosystems services*. This term refers to the welfare benefit of natural capital (Costanza *et al.*, 2014) or the direct and indirect contributions made by ecosystems (Barbier, 2011).²¹ Such services are not typically marketed, and are a challenge to gauge or quantify in terms of structure, function, and procedural flows to people (*Ibid.*) In 2011, the global value of ecosystem services was estimated as \$125-145 trillion/year (\$ 2007) (Costanza *et al.*, 2014). These services encompass more than energy-related functions. Nonetheless, they intersect with cost and value considerations of energy systems. Water inflows for hydropower dams, for example, can derive from melting ice and snow. In ecosystem services terms, ice and snow provide a form of energy storage service (Moomaw, 2015). Such value dimensions are rarely captured in energy cost assessments, and represent an area for much further analysis.²²

Accidents

Accidents play a role in costs of energy pathways and related change. Such costs typically bridge ecological, health, and built environments, and are monetized

20 For more extensive discussion of analytical details, see http://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/metrics_daly/en/

21 Specific to contributions or benefits, some evaluators focus solely on human impacts, whereas others include anthropogenic effects plus those to the natural system.

22 A related area of research includes the effects that are evaluated in environmental impact and strategic environmental assessments of prospective energy projects. For coverage, see writing such as that in the *Environmental Impact Assessment Review*.

in insurance rates and legal penalties. However, they often do not represent the totality of damage.

Sovacool *et al.* (2015) completed one of the more comprehensive analyses to date for this subject with 11 energy technology systems. Reviewing accidents from 1874-2014, they found that nearly 1,100 accidents occurred with over 210,000 human fatalities, and almost \$350 billion in property damages (*Ibid.*)²³ Across this set of data, hydropower was found to be the most fatal, at 85% of the total. Wind technology involved the most frequent accidents, roughly equaling one third of the total,²⁴ and nuclear accidents were the most costly, accounting for roughly 70% of the overall damages (*Ibid.*)

Among energy accidents in recent memory, two stand out. The Deep Water Horizon oil spill that occurred in 2010 was estimated to cost \$53.8 billion to date (Bawden, 2015). An estimate for the 2011 Fukushima nuclear accident anticipates the entire cost of the disaster at \$325-406 billion (*Economist*, 2015). While these estimates are not fully comparable, as their assessment approaches differed, they nonetheless are useful for discrete reference points. With cases such as these, decision-makers might identify with thresholds that exceed their society's willingness to accept risk in future energy pathways.

Resilience, theft, and modernization²⁵

The availability and quality of an energy system are additional features that factor in cost considerations of energy systems. These dimensions are widely recognized as priorities in today's public agendas, as governments evaluate needs

²³ Accidents were defined as unintentional incidents or events at an energy facility that resulted in one or more deaths, or at least \$50,000 in property damage. This work extends earlier work by Sovacool (2008).

The energy systems, here, accounted for most commercial energy conversion, distribution and use. Cases were derived from English-based, published sources. Cost of total economic loss considered property damage, emergency response, environmental remediation, evacuation, lost products, fines, court and insurance claims, but did not account for damages, like non-fatal injuries. When data was missing, calculations used proxy data (Sovacool *et al.*, 2015).

²⁴ The modular nature of wind technology may account for this frequency.

²⁵ Other types of costs that merit coverage include those associated with security, industry/jobs, and political impacts. For discussion of learning curve costs, see Grubler and Wilson, 2013, and Araujo, 2014.

for infrastructural modernization and resilience in relation to extreme weather, theft, terrorism and cyber-attacks.

A recent study estimates damages for the U.S. power system on the order of \$18-33 billion per year for the effects of extreme weather on lost output and wages, spoiled inventory, delayed production, and associated grid damage (Council of Economic Advisers, 2013). If one is deciding whether to reinforce an existing energy system or to opt for more substantial overhaul, such damage estimates provide a basis for more fully characterizing the tradeoffs.

Cost considerations that may be missed with conventional energy assessments include those tied to theft. With electricity, for instance, theft factors not only in outright expenses that must be recovered, but with ancillary costs tied to safety risks and damage from theft. A recent estimate of loss due to energy theft worldwide indicates costs on the order of \$25 billion per year (Jiang *et al.*, 2014). For such challenges, smart grid enhancements may offer a solution that includes detection and a line of defense.²⁶ However, others point out that ‘smarter’ technology like that in advanced metering infrastructure also opens the system to new kinds of cyber vulnerabilities (McLaughlin *et al.*, undated).

COST ASSESSMENTS IN GLOBAL ENERGY TRANSITIONS

The following energy transition estimates reflect different scoping, assumptions, and to some extent data and methods. While not entirely comparable, they highlight varying kinds of cost dimensions.

Low Carbon

The shift toward a low carbon pathway is one of the most widely recognized energy transition aims today. With the energy sector contributing two-thirds of

²⁶ A study by the Electric Power and Research Institute estimates costs between \$338 billion and \$476 billion over the next 20 years to deploy smart grid technology from U.S. utility control centers and power networks to consumers’ homes. It also indicates that delivered benefits would approximate \$1.3-2 trillion over the same period. Benefits are said to include greater grid reliability, integration of solar rooftop generation and plug-in vehicles, reductions in electricity demand, and stronger cybersecurity (EPRI, 2011).

the world's greenhouse gas emissions, low carbon energy shifts are considered to be a high priority on many agendas (IEA, 2015c and 2015d). Such a structural shift can align with a variety of other interests, like reducing related environmental impacts, fostering a more local energy footprint, supporting technology leadership and jobs, or strengthening security. Synergies of aims make integrated analysis important for cost assessments.

Stern Review – 2006

One of the most well-known and systematic estimates of global costs for a low carbon transition is that of the *Stern Review*, released in 2006. Focusing on energy and other contributors to climate change, the *Stern Review* found that the costs of change to avoid the worst effects of global CO₂ (exceeding a 500-550 ppm range) could be limited to roughly 1% GDP per year, if early action were taken (Stern, 2006). Further, it indicated that shifting the world to a low carbon path could benefit the economy on the order of \$2.5 trillion a year. These findings contrasted with global costs equaling 5-20+% of the GDP each year infinitely, if a business as usual path were left unabated and global CO₂ exceeded the 500-550 ppm range. Compared to earlier reports, this study estimated much higher, future damages and lower abatement costs (Baker *et al.*, 2008). The choice of discount rate; treatment of risk, uncertainty and equity; and calculation and comparison of costs and benefits were also subject to criticism (Nordhaus, 2007; Dasgupta, 2006; Arrow, 2007).²⁷ Notably in 2008, Stern revised his estimate to 2% of GDP for achieving stabilization at 500-550 ppm to account for rapid changes (Jowitt and Wintour, 2008). More recently, he indicated that the risk estimates could have gone even further (Stewart and Elliott, 2013).

Citigroup – 2015

A second study of a global, low carbon transition was completed recently by Citigroup in which the costs of adopting a low carbon path were compared

²⁷ Using mainstream economic analysis, Stern adopted a rate of 0.1 % a year to discount time, treating all generations nearly equally with a limited risk of extinction, and 1.3% per year for the growth rate of per capita consumption.

Earlier studies focused on increases of 2-3 degrees Celsius, whereas Stern drew on contemporary science that pointed to significant risks of temperature increases above 5 degree Celsius by the early part of the next century (Baker *et al.*, 2008). For discussion of key responses, see Ackerman (2007).

to one of business-as-usual or inaction. In *Energy Darwinism II: Why a Low Carbon Future Doesn't Have to Cost the Earth*, Citigroup considered capital and fuel expenditure alongside potential damages of climate change (Channell *et al.*, 2015). Expenditures on energy were estimated to be \$200 trillion in the next quarter century with marginal differences found in expenditure between the low carbon and business-as-usual path over the period to 2040. The low carbon path was estimated to cost \$190.2 trillion, while the business-as-usual path was expected to be \$192 trillion. In terms of the liabilities of not acting, 'lost' GDP was found to equate to \$44 trillion by 2060 on an undiscounted basis. Viewed in terms of affordability, the extra expenditure that would be needed in the 'Action pathway' for energy (not counting savings) in relation to global GDP would annually equal roughly 0.1%-1% of GDP. This study made the case that 'Action' investment could strengthen growth (*Ibid.*)

IEA – 2015

A third study of global, low carbon energy change was completed by the IEA the same year as the Citigroup study (2015d). It estimated that \$270 billion was spent on renewable energy technology for power generation in 2014.²⁸ Looking forward, it anticipates annual investment in renewable technologies with new policies to equal a cumulative \$7.4 trillion between 2015 and 2040, roughly 15% of total investment in the global energy supply.²⁹ It is worth emphasizing, here, that the contribution of renewables has been noted by some to be consistently underestimated (Roselund, 2015).

28 This total compared to an average annual investment on renewable energy of \$165 billion for the period 2000 to 2014. Total cumulative investment in renewable energy amounted to \$2.5 trillion for the period, equaling 1,000 GW of new capacity (IEA, 2015d).

29 This includes \$7 trillion for renewables in power generation, and \$360 billion in transmission and distribution (IEA, 2015). If biofuels are factored for the transport sector, another \$390 billion is added (*Ibid.*)

New policies and other implementing measures that affect energy markets are those that were adopted as of mid-2015, including energy related elements of Climate pledges submitted for the Conference of Parties (COP) 21 up through October 1, 2015, as well as stated policy intentions, irrespective of whether the implementation mechanics may not have yet been adopted (IEA, 2015d).

Specific to climate change, the projected path is expected to slow the growth of energy-related CO₂ emissions, but is not seen by the IEA as sufficient to limit the rise in long term, average global temperatures to 2 degrees Celsius.³⁰ To avoid overshooting the limit, the IEA recommends additional measures that include: increasing investment in renewables within the power sector from \$270 billion in 2014 to \$400 billion in 2030; increasing efficiency in buildings, transport and industry; progressively reducing the least efficient coal power plants and banning construction of new ones; gradually phasing out fossil fuel subsidies and reducing methane emissions in oil and gas production (IEA, 2015).

Across the three studies, general energy supply and demand estimates were derived with forecasting and back-casting techniques.³¹

Universal access

Another energy transition that can be considered in cost discussions is the shift toward universal access. Currently, there is an estimated 1.2 billion people lacking access to electricity (17% of the population), and another 2.7 billion (38% of the population) relying on traditional biomass for cooking (IEA, 2014).³² In 2013,

30 The 2 degrees Celsius endpoint is used as a rough limit for avoiding the worst of climate change.

31 *Forecasting* predicts what might happen, based on certain assumptions and methodologies. The method often presupposes a stable relationship in dominant trends, and is unlikely to produce options that factor for discontinuities (Robinson, 1982 and 1988).

Backcasting can be more effective for situations in which decision-makers are looking to strategically alter energy paths. This form of modeling begins with a desired end-point, and then one works backwards to determine how to achieve the aim. This method can highlight a range of options that would otherwise be missed in conventional forecasting. Goals might include self-sufficiency, minimum social or other kinds of costs, universal access, and specific shares of energy mixes. Such models can be broken down into short, medium and long term time horizons. The method reveals possibilities, feasibilities, degrees of policy freedom, and implications of varying energy paths (Robinson, 1982, 1988).

32 Modern energy services are seen as fundamental to the quality of human well-being and economic development. To attain universal access by 2030, the United Nations launched the Sustainable Energy for All initiative in 2011. This has been followed by a post-2015 Sustainable Development Goal.

Estimates indicate that nearly 97% of those without access live in sub-Saharan Africa and developing Asia (IEA, 2015d).

In line with related concerns about security and carbon emissions, the energy transition to universal access is estimated to increase global energy demand by 1% and CO₂ emissions by 0.6% in 2030 (IEA, 2012c).

the IEA estimated that \$13.1 billion was spent on capital investment to enhance cooking and power access (IEA, 2015e).

Looking ahead, costs to achieve universal access were estimated to total \$979 billion or \$49 billion per year for the period between 2011 and 2030 (IEA, 2014). This amount approximates 3% of global energy infrastructure investment (IEA, 2012c). As a point of reference, analysis of the necessary investment to attain universal access found that roughly \$9 billion was spent in 2010 (World Bank and IEA, 2015). If such a pattern continues, the 2030 goal will not likely be met.³³

Given that data on access is incomplete, bottom-up collection is done with periodic updates to fill select information needs. This information is harmonized and extrapolated to fill additional gaps. These data development stages are followed by econometric modeling of electrification rates and biomass reliance tied to regional variables. Modeled outcomes associate access with variables like ‘per capita income, population growth, urbanization, fuel prices, level of subsidies, technological advances, energy consumption and energy access programs’ (IEA, 2012c).

This initiative is unique for its scale, robustness of aim, and level of data assessment for information that in many respects did not exist or was not systematically captured beforehand. The methodological approaches for gauging access are recognized by the World Bank and IEA as needing refinement, as more is understood about the studied phenomenon. For example, the binary representation of grid connectivity does not adequately account for unpredictable

³³ To assess a path to universal access by 2030, the IEA defines modern energy access as ‘a household having reliable and affordable access to clean cooking facilities, a first connection to electricity, and an increasing level of electricity consumption over time’ (IEA, 2012c). In focusing on the household level, other categories of electricity need, such as that for businesses and public buildings (*i.e.* schools and hospitals), are not included (*Ibid.*)

Specific to clean cooking, the IEA characterizes access as ‘the provision of cooking facilities which can be used without harm to the health of those in the household and which are more environmentally sustainable and energy efficient than the average biomass cookstove currently used in developing countries. This definition primarily encompasses biogas systems, liquefied petroleum gas (LPG) stoves and advanced biomass cookstoves’ (*Ibid.*)

outages and affordability (World Bank and IEA, 2015). Given that this initiative has roughly 14 years remaining, one can expect ongoing learning with the methods of analysis.

Additional Considerations

The global nature of the universal access and of low carbon energy transition assessments highlights some of the recurring challenges that can arise when valuing costs of energy systems change. With definitional scoping, for instance, cascading layers of choice characterize the analyses. If universal access were to include schools and hospitals, for example, additional collection and estimates would likely be needed. Choices about how to differentiate types of users and to avoid double counting may also be necessary (IEA, 2012c).

RELATED CONCEPTS WHEN VALUING ENERGY SYSTEMS³⁴

Bounded rationality of decision-making and analysis

When considering cost analysis of energy systems change, one could ask what initially guides the scoping of options. Energy practitioners might point to time, resources, and feasibilities in the preliminary vetting of options. Viable opportunities are, however, sometimes missed in the pre-selection process.

Bounded rationality offers some theoretical explanation for these limitations (Simon, 1972, 1982). Defined broadly as ways in which one's thinking is constrained by available information, cognitive limits, and finite aspects of time when making decisions, this concept might, at first, seem tangential to a discussion of costs in energy transitions. In fact, it figures prominently, as it basically points a behavioral lens on historical review and forward-looking scoping that shapes the selection frontier. In scoping, for example, bounded rationality influences assessment choices if one resorts strictly to traditional reporting and conventions,

³⁴ For more in-depth discussion of ideas on lock-in, urgency, tradeoffs, and innovation, see Araujo (2014).

while missing opportunities to account for new technologies, practices, and policy regimes or integrated opportunities. An example might be found with energy forecasting that relies on conventions of anticipating growth in demand at 2-5%. Absent broader, outside-of-the-box and integrated analysis, this conventional approach could carry forward existing challenges (Davis and Socolow, 2014), rather than altering the path.

More broadly, bounded rationality applies not only to the thinking of analysts and policy-makers, but also to citizens, users, and producers involved in an energy transition.³⁵

Citizens of a region may be presented with conditions that are defined by the orientation (bounded rationality) of their governing decision-makers or associated analysts. Decision-makers who are pro-market or pro-regulation, for instance, may not consider governance approaches or the cost dynamics outside their sphere of familiarity. Distributed or altered cost structures tied to partnerships and co-production (Ostrom, 1990 and 2014; Ackerman, 2004; Nevens *et al.*, 2013), as well as bottom-up, civil society measures that do not entail market inducement (Foxon, 2013) may, for instance, not be factored. Such pivotal aspects of an energy system can affect not only the costs of an energy system and its potential for change, but also be embedded within the sectoral structures (Arthur, 1994; Garud and Karnoe, 2012).

New financing

Financial instruments and markets reflect another critical dimension that can impede or enable energy systems change by affecting costs through the availability of funds.

One relatively new mechanism for financing, for example, is associated with crowd sourced funding (Vasileiadou *et al.*, 2014; Douw and Korin, 2015). Drawing on ideas in microfinance (World Bank, 2013, citing Murdoch, 1999) and crowdsourcing (World Bank, 2013, citing Poetz and Schreier, 2012), this

³⁵ These groups typically overlap. An energy consumer is also often, but not always, a tax payer.

phenomenon emerged after the financial crisis of 2008. It includes equity and debt fundraising that leverages social networks, social profiles and the viral nature of web-based communications. The approach can function as an alternative to conventional funding to catalyze efforts and fill gaps that are otherwise unmet. It has potential to be pivotal, particularly for people and regions that are looking to leapfrog past traditional market structures, regimes, and technologies. Accreditation, however, is a challenge with this nascent approach, as high income/net worth of funding pools do not necessarily correlate to advanced understanding of capital markets (Luzar, 2013).

Broadly, this approach could serve a role in energy system change by covering funding cycles which precede mainstream financing stages. The World Bank estimates, for instance, that \$2.7 billion was raised worldwide in 2012 through such business models and platforms (2013). While this still is in its infancy, crowd-sourced funding has significant potential and will depend on the conditions and culture of entrepreneurship, as well as the presence of supportive policy (or at least neutral policy).

TAKING STOCK WITH DIRECTIONS FOR FUTURE RESEARCH

Having reviewed a range of cost considerations tied to energy systems and their change, a number of critical takeaways emerge.

- The notion of 'true costs' can be misleading, as the definitions, assumptions, scoping, methods, and data can produce significantly different outcomes. Elements that distort cost as well as less visible effects (even sunk/stranded costs) may not enter into a cost calculus, yet can have significant bearing not only on estimates, but on the pace or robustness of a system change. These dimensions should be factored and merit further attention.
- Organizational 'distance' between decision-maker and analyst often places analysts in unusual positions to provisionally 'settle' many early decisions about what is evaluated, while assuming away real-life contingencies. The danger with such approaches is that the complexity of models obscures value choices, and legitimacy or process biases may default to analysts' choices.

- Decision-makers may leverage quantitative, modeled analysis to determine choices. Some qualitative values and choices, however, are not conducive to this form of evaluation, and might be inadvertently left entirely out of the decision-making process.
- In practical terms, decisions may be treated as discrete in analysis, yet be interlocking or cascading in practice with compounding effects and/or inter-regional dependencies. Closely tied to this idea, net and cumulative effects of costs (and benefits) as well as distributional impacts present new lines of inquiry for today's decisions tools, with opportunity to improve evaluative techniques.

In the end, cost assessments usually reflect a limited ‘snapshot’ of an energy transition or the associated system. Not all cost-like features (or benefit-like ones) may be recognized. Further, some people might not even be willing to embark on a path if they knew what was in store for them. Here, an appreciation of strengths and limits to cost appraisals, with cross-referencing to other modes of analysis and knowledge accumulation will allow for a more grounded understanding of value in energy system change.

REFERENCES

ACCENTURE (2015), Low Carbon Energy Transition Can Create up to €380 Billion in New Annual Value for Utilities, Finds Accenture and CDP Report, November 5.

ACKERMAN, F. (2007), *Debating Climate Economics*, Report to Friends of the Earth England, Wales and Northern Ireland, Global Development and Environment Institute, Tufts University, Medford M, July.

ACKERMAN, J. (2004), ‘Co-Governance for Accountability: Beyond ‘Exit’ or ‘Voice,’ *World Development*, 32(3): 447-463.

ALLCOTT, H. (2011), ‘Social Norms and Energy Conservation,’ *Journal of Public Economics*, 95(9): 1082-1095.

ALLCOTT, H. and ROGERS, T. (2014), 'The Short-run and Long-run Effects of Behavioral Interventions: Experimental Evidence from Energy Conservation,' *American Economic Review*, 104(10): 3003-3037.

ARAÚJO, K. (2014), The Emerging Field of Energy Transitions: Progress, Challenges, and Opportunities, *Energy Research & Social Science*.

— (2015), Japan's Nuclear Energy Choices, *The Japan Times*, October 29, 2015, <http://www.japantimes.co.jp/opinion/2015/10/29/commentary/japan-commentary/japans-nuclear-energy-choices/#.Vji5dysvzT8>, reprinted from, *The Diplomat*, October 22.

ARROW, K. (2007), 'Global Climate Change: A Challenge to Policy,' *Economist's Voice*, 4(3).

ARTHUR, B. (1994), *Increasing Returns and Path Dependence in the Economy*, University of Michigan Press: Ann Arbor, MI.

BACANI, B.; McDANIELS, J. and ROBINS, N. (2015), Insurance 2030: Harnessing Insurance for Sustainable Development, *Working Paper*, 15/01, June.

BAKER, R.; BARKER, A.; JOHNSTON, A. and KOHLHAAS, M. (2008), The Stern Review, *Staff Working Paper*, Commonwealth of Australia, January.

BARBIER, E. (2011), 'Pricing Nature,' *Annual Review of Resource Economics*, 3: 337-353.

BAWDEN, T. (2015), *Gulf of Mexico Oil Spill*, *Independent*, July 2.

BIEBL, H. (2012), 'Energy Subsidies, Market Distortion, and a Free market Alternative,' University of Michigan, *Journal of Law Reform Caveat*, 46(1).

BLOCK, B. (2009), *Cheap Energy Comes as High "Hidden" Cost*, Worldwatch Institute.

BUTRAW, D.; KRUPNICK, A. and SAMPSON, G. with contributions from ISAAC, W.; CHU, J. and BEASLEY, B. (2012), *The True Cost of Power*, RFF, Report, June.

CALDECOTT, B. and McDANIELS, J. (2014), Stranded Generation Assets: Implications for European Capacity Mechanisms, Energy Markets, and Climate Policy, *Working Paper*, Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford.

CARBON TRACKER (2015), The \$2 Trillion Stranded Assets Danger Zone, Synthesis Report, November 24.

CHANNELL, J.; CURMI, E.; NGUYEN, P.; PRIOR, E.; SYME, A.; JANSEN, H.; RAHBARI, E.; MORSE, E.; KLEINMAN, S. and KRUGER, T. (2015), *Energy Darwinism II: Why a Low Carbon Future Doesn't Have to Cost the Earth*, Report, Citigroup GPS, August.

CLEMSON UNIVERSITY (UNDATED), Sunk or Stranded Costs, <http://www.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm#The%20Valuation%20of%20Stranded%20Costs>

CONCA, J. (2015), 'It Really Is Our Aging Infrastructure,' *Forbes*, May 21.

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (1998), Electric Utilities: Deregulation and Stranded Costs, *Paper*, October.

COSTANZA, R.; GROOT, R.; SUTTON, P.; VAN DER PLOEG, S.; ANDERSON, S.; KUBISZEWSKI, I.; FARBER, S. and TURNER, R. (2014), 'Changes in the Global Value of Ecosystems Services,' *Global Environmental Change*, 26: 52-158.

COUNCIL OF ECONOMIC ADVISERS (2013), Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages, Report, August.

DASGUPTA, P. (2007), 'Commentary: The Stern Review's Economics of Climate Change,' *National Institute Economic Review*, 199: 4-7.

DAVIS, S. and SOCOLOW, R. (2014), 'Commitment Accounting of CO₂ Emissions,' *Environmental Research Letters*, 9:8.

DETWILIER, P. (2013), 'Electricity Theft: A Bigger Issue Than You Think,' *Forbes*, April 23.

DOUW AND KOREN (2015), *Crowdfunding Worldwide*, April 1, 2015, <http://www.douwenkoren.nl/en/crowdfunding-worldwide-12-5-billion-euro-in-2015/>

DREBORG, K. (1996), 'Essence of Backcasting, *Futures*', 28(9): 813-828.

ECONOMIST (2014), The Elephant in the Atmosphere, July 19, <http://www.economist.com/news/business/21607838-managers-biggest-oil-firms-clash-investors-over-climate-change-elephant>

— (2015), Mission Impossible, February 7, <http://www.economist.com/news/asia/21642221-industrial-clean-up-without-precedent-mission-impossible>

EISING, R. and KOHLER-KOCH, B. (1999), Introduction: Network Governance in the European Union, in: KOHLER-KOCH, B. and EISING, R. (Eds), *The Transformation of Governance in the European Union*, Routledge: London, England.

ELECTRIC POWER AND RESEARCH INSTITUTE (EPRI) (2011), Estimating Costs and Benefits of the Smart Grid, Report, March 29.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

FOXON, T. (2013), 'Transition Pathways for a UK Low Carbon Energy Future,' *Energy Policy*, 52: 10-24.

GARUD, R. and KARNOE, P. (Eds.) (2012), *Path Dependence and Path Creation*, Psychology Press: East Sussex, England.

GEA (2012), *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press: Cambridge, England and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

GERDES, K. and NICHOLS, C. (2009), Water Requirements for Existing and Emerging Thermoelectric Plant Technologies, Report, DOE/NETL 402/080108.

GOLDEMBERG, J. and JOHANSSON, T. (Eds) (2004), *World Energy Assessment Overview: Update*, United Nations Development Programme (UNDP), United Nations Department of Economic and Social Affairs, and World Energy Council.

GOLDTHAU, A. (2010), Energy Diplomacy in Trade and Investment of Oil and Gas, in: GOLDTHAU, A. and WITTE, J., *Global Energy Governance*, Global Public Policy Institute, Berlin and Brookings Institute: Washington D.C.

GREENSTONE, M. and LOONEY, A. (2012), Paying too much for Energy? The True Costs of our Energy Choices, *Working Paper*, 12-05, February 24.

GRUBLER, A. and WILSON, C. (Eds). (2013), *Energy Technology Innovation: Learning from Historical Successes and Failures*, Cambridge University Press: Cambridge, England.

HALL, S.; FOXON, T. and BOLTON, R. (2015), 'Investing in Low Carbon Transitions, Energy Finance as an Adaptive Market,' *Climate Policy*, October.

HALLAM, C. and CONTRERAS, C. (2015), Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems, *IEEE Systems Journal*, 9(1): 199-208.

HOHMEYER, O. (1992), 'Renewables and the Full Costs of Energy,' *Energy Policy*, 20(4): 365-375.

INTERAGENCY WORKING GROUP ON SOCIAL COST OF CARBON (2010), United States Government, Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis, Under Executive Order 12866, Technical Support Document, February.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2012a), *Method for Calculating Subsidies to Renewables*, OECD/IEA, Paris, France.

— (2012b), *Fossil Fuel subsidies – Methodology and Assumptions*, OECD/IEA, Paris, France.

— (2012c), *Methodology for Energy Access*, OECD/IEA, Paris, France.

— (2014), *World Energy Investment Outlook*, OECD/IEA, Paris, France.

— (2015a), Data, OECD/IEA, Paris, France.

- (2015b), *World Energy Balances*, Data Documentation OECD/IEA, Paris, France.
- (2015c), *Projected Costs of Generating Electricity*, IEA/NEA, Paris, France.
- (2015d), *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, France.
- (2015e), *WEO Special Report*, OECD/IEA, Paris, France.
- (2015), (undated) <http://www.worldenergyoutlook.org>, as of November 26.

INTERNATIONAL MONETARY FUND (IMF) (2007), *Guide on Resource Revenue Transparency*, IMF, Washington DC.

JIANG, R.; LU, R.; WANG, Y.; LUO, J.; SHEN, C. and SHEN, X. (2014), 'Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid,' *Tsinghua Science and Technology*, 19(2): 105-120.

JOHANSSON, T. and STEEN, P. (1978), *Solar Sweden*, Secretariat for Future Studies, Stockholm, Sweden.

JOSCOW, P. (2011), 'Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies,' *American Economic Review, Papers and Proceedings*, 100(3): 238-241.

JOWIT, J. and WINTOUR, P. (2008), 'Cost of Tackling Global Climate Change has Doubled, Warns Stern,' *The Guardian*, June 26.

LEIBOWICZ, B.D.; KREY, V. and GRUBLER, A. (article in press, 2015), *Representing Spatial Technology Diffusion in an Energy System Optimization Model, Technological Forecasting and Social Change*.

LEVI, M. (2010), Energy Security: An Agenda for Research, *Working Paper*, Council on Foreign Relations, June.

LÖNNROTH, M.; JOHANSSON, T. and STEEN, P. (1980), 'Sweden beyond Oil,' *Science*, 208: 557-563.

LOVINS, A. (1976), Energy Strategy: The Road Not Taken?, *Foreign Affairs*.

LUCAS, A. (2016), ‘Stranded Assets, Externalities, and Carbon Risk in the Australian Coal Industry,’ *Energy Research and Social Science*, 11: 53-66.

LUZAR, C. (2013), ‘It’s Here: World Bank Report on Crowdfunding,’ *Crowdfund Insider*, October 20.

MARKARD, J. and TRUFFER, B. (2008), ‘Technological Innovation Systems and the Multi-Level Perspective: Towards an Integrated Framework,’ *Research Policy*, 37: 596-615.

MCCLEAN-CONNER, P. (2009), *Reducing Revenue Leakage, Electric Light and Power Magazine*.

MCLAUGHLIN, S.; PODKUIKO, D. and McDANIEL, P. (undated), Energy Theft in Advanced Metering Infrastructure, CRITIS 09, https://www.idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/critis09.pdf

MIELKE, E.; ANADON, L. and NARAYANAMURTI, V. (2010), Water Consumption of Energy, Resource Extraction, Processing, and Conversion, *Discussion Paper* 2010-15, October.

MOOMAW, W. (2015), Presentation, *Energy Security Forum*, Reykjavik University, Reykjavik, Iceland, October, 15.

MOSCOWICI, D.; DILWORTH, R.; MEAD, J. and ZHAO, S. (2015), ‘Can Sustainability Plans Make Sustainable Cities? The Ecological Footprint Implications of Renewable Energy within Philadelphia’s Greenworks Plan,’ *Sustainability: Science, Practice & Policy*, 11:1.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC) (2010), *Hidden Costs of Energy*, National Academies Press.

NEVENS, F.; FRANZESKAKI, N.; GORISSEN, L. and LOORBACH, D. (2013), ‘Urban Transition Labs,’ *Journal of Cleaner Production*, 50: 111-122.

NITKOSKI, M. (2015), 'China Seeks to Turn its Potential Wind and Solar Power into a Reality,' *China Economic Review*, June 25.

NORDHAUS, W. (2007), A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change, *Journal of Economic Literature*, XLV: 686-702.

O'Rourke, D. and Connolly, S. (2003), 'Just Oil? The Distribution of Environmental and Social Impacts of Oil Production and Consumption,' *Annual Review of Environmental Resources*, 28: 587-617.

Ostrom, E. (1990), *Governing the Commons*, Cambridge University Press: Cambridge, UK.

— (2014), 'Collective Action and Evolution of Social Norms,' *Journal of Natural Resources Policy Research*, 6(4): 235-252.

PENTLAND, W. (2014), 'Levelized Cost of Electricity, Forbes,' November 29, <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2014/11/29/levelized-cost-of-electricity-renewable-energy-ticking-time-bomb/print/>

PLUMER, B. (2012), 'How to Calculate the True Cost of Energy,' *The Washington Post*, April 25.

REN 21 (2015), Global Status Report, <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

REUTERS (2015), Carbon Limits to Put \$2 Trillion of Coal, Oil and Gas Projects at Risk, November 24, <http://newsdaily.com/2015/11/carbon-limits-to-put-2-trillion-of-coal-oil-gas-projects-at-risk-report/>

ROBINSON, J. (1982), 'Energy Backcasting: A Proposed Method of Analysis,' *Energy Policy*, 10(4): 337-344.

— (1988), 'Unlearning and Backcasting,' *Technological Forecasting and Social Change*, 33: 325-338.

- ROSELUND, C. (2015), 'IEA Talks Energy Transition, but Still Low Balls Future Growth of Wind and Solar,' *PV Magazine*, November 10.
- SEYMOUR, R. and GEYER, R. (1992), 'Fates and Effects of Oil Spills,' *Annual Review of Energy and the Environment*, 17: 261-283.
- SHERLOCK, M. (2011), *Energy Tax Policy*, CRS R41227, May 2.
- SIGMAN, H. and STAFFORD, S. (2011), 'Management of Hazardous Waste and Contaminated Land,' *Annual Review of Resource Economics*, 3(2): 55-75.
- SIMON, H. (1972), Theories of Bounded Rationality, *Decision and Organization*, 1: 161-176.
- (1982), *Models of Bounded Rationality: Empirically Grounded Economic Reason*, (Volume 3) MIT Press: Cambridge, MA.
- SMITH, A. (2012), *Civil Society in Sustainable Energy Transitions*, in: *Governing the Energy Transition: Reality, Illusion or Necessity?*, Routledge: London, England.
- SMITH, K.R.; BALAKRISHNAN, K.; BUTLER, C.; CHAFE, Z.; FAIRLIE, I.; KINNEY, P.; KJELLSTROM, T.; MAUZERALL, D.L.; MCKONE, T.; McMICHAEL, A. and SCHNEIDER, M. (2012), Chapter 4 - Energy and Health, in: *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, England and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria: 255-324.
- SMITH, T. (2004), 'Electricity Theft: A Comparative Analysis,' *Energy Policy*, 32: 2067-2076.
- SOVACOOL, B. (2008), 'The Costs of Failure: A Preliminary Assessment of Major Energy Accidents: 1907-2007,' *Energy Policy*, 36(5): 1802-1820.
- SOVACOOL, B.; KRYMAN, M. and LAINE E. (2015), 'Profiling Technological Failure and Disaster in the Energy Sector: A Comparative Analysis of Historical Energy Accidents,' *Energy*, 90: 2016-2027.

STERN, N. (2006), 'Stern Review on the Economics of Climate Change,' *Report, HM Treasury*, London, England.

STEWART, H. and ELLIOTT, L. (2013), Nicholas Stern: 'I Got it Wrong on Climate Change – It's Far Worse,' *The Guardian*, January 26.

TILTON, J. (2015), *U.S. Energy R&D Policy, The Role of Economics*, Routledge: London, England.

TURNHEIM, B.; BERKHOUT, F.; GEELS, F.; HOF, A.; McMEEKIN, A.; NYKVIST, B. and VAN VUREN, D. (2015), 'Evaluating Sustainability Transition Pathways,' *Global Environmental Change*, 35(1): 239-253.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP) (2014), *Aligning the Financial System with Sustainable Development*, June.

— (2015), *The Coming Financial Climate*, May.

UNITED STATES AGENCY FOR INTERNATIONAL DEVELOPMENT (USAID) (2015), Mekong Adaptation and Resilience to Climate Change (USAID Mekong ARCC). On-line Ecosystem Evaluator.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2015), *Annual Energy Outlook*.

VASILEIADOU, E.; HUIJBEN, J. and RAVEN, R. (2014), 'Three is a Crowd? Exploring the Potential of Crowdfunding for Renewable Energy in the Netherlands,' *Journal of Cleaner Production*, article in press.

WILSON, C.; GRUBLER, A.; BAUER, N.; KREY, V. and RIAHI, K. (2013), 'Future Capacity Growth of Energy Technologies,' *Climatic Change*, 118(2): 381-395.

WORLD BANK (2013), Crowdfunding's Potential for the Developing World, Report, Washington DC.

— (2015), World Development Indicators, <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators#>

WORLD BANK and IEA (2015), *Progress toward Sustainable Energy, Global Tracking Framework*, Report.

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC) (2015), *World Energy Trilemma Index*, Report.

WORLD HEALTH ORGANIZATION (2013), WHO Methods and Data Sources for Global Burden of Disease Estimates, 2000-2011, http://www.who.int/healthinfo/statistics/GlobalDALYmethods_2000_2011.pdf?ua=1

WUPERTALL INSTITUTE (2009), Measuring and Reporting Energy Savings for the Energy Services Directive, How It can be Done, June 30, Report.

YONK, R. (2015), Wind Energy's True Costs, New York Times, October 21.

The German Energy Transition – *Status Quo* and Perspectives¹

Andreas Löschel²

Abstract

In September 2010, the German government enacted an Energy Concept as a long-term strategy setting out ambitious targets for German energy policy until the mid of the century. After the reactor disaster in Fukushima, Japan, in June 2011 the phase-out of nuclear power was enshrined in law in an all-party consensus, rendering this system of targets yet more ambitious. The Energiewende, the transformation of Germany's energy system, is a major challenge for a leading industrial country. It entails a fundamental restructuring of the German energy system.

The present paper describes the indicator system to monitor the energy transformation and the hierarchy of targets. The developments in greenhouse gas emissions, renewable energy, energy security and energy efficiency are described. One of the major problematic areas emerging from the stock taking is the resulting costs of the support scheme for renewable energy. Given these developments, a special emphasis is placed on the implications of the energy transition on affordability, economic costs and competitiveness. The basic problems of the current renewable support scheme are analysed and a policy proposal is presented.

Keywords: German Energy Transition, monitoring, renewable support scheme, economic costs

THE GERMAN ENERGY CONCEPT

In September 2010, the German government published an Energy Concept as a long-term strategy setting out ambitious targets for German energy policy until the mid of the century. After the reactor disaster in Fukushima, Japan, in

¹ The first part of this article is based on the Statements of the Expert commission on the "Energy of the future" monitoring process on the monitoring reports by the German government. I thank my colleagues from the energy expert commission, Georg Erdmann, Frithjof Staiß, and Hans-Joachim Ziesing, for the fruitful discussions during the last years. Of course I take full responsibility for all opinions expressed in this article. The sketch of a new market design is based on the discussion papers: Löschel *et al.*, 2013a, 2013b and 2013c.

² Chair for Energy and Resource Economics at the University of Münster. Director of the Centre of Applied Economic Research Münster (CAWM).

June 2011 the phase-out of nuclear power was enshrined in law in an all-party consensus, rendering this system of targets yet more ambitious. The Energiewende, the transformation of Germany's energy system, is a major challenge for a leading industrial country. It entails a fundamental restructuring of the German energy system.

The primary targets of the Energiewende are clear: greenhouse gas emissions should be lowered by 40% compared with 1990 levels by 2020 and by 80 to 95% by 2050; the use of nuclear power should be fully phased-out by 2022. The enablers of decarbonisation are an expansion of renewable energy sources together with a reduction in energy consumption through greater energy efficiency. The share of renewables in electricity production is to be increased to 35% in 2020 and primary energy consumption to be reduced by 20% compared with 2008 levels. In the long-run until 2050, the goal is to reduce primary energy consumption by 50%. Renewables will then account for 60% of gross final energy consumption and 80% of gross electricity consumption. The German government has implemented a series of more than 200 individual measures to achieve these ambitious targets. All these measures in the restructuring of the energy supply have to be assessed under the energy policy triangle of security of supply, affordability and environmental soundness.

To this end, the German government established a monitoring process to assess the progress in the energy transformation in attaining the targets and to take stock of the implementation of measures. Besides the yearly monitoring reports, every three years a forward-looking progress report is published and new measures are proposed. The monitoring reports are built on a wide range of relevant indicators. An independent energy expert commission supports the monitoring process scientifically. Every year, it publishes an independent opinion on the monitoring reports by the German government. These statements aim to examine and assess the German government's monitoring reports from a scientific perspective. The monitoring process is an important element in transforming Germany's energy system and provides the basis for an assessment of the status quo and prospects of the Energiewende.

The present paper draws heavily on the statements of the energy expert commission. It describes first the indicator system to monitor the energy transformation and

the hierarchy of targets. Then the developments in greenhouse gas emissions, renewable energy, energy security and energy efficiency so far are described. One of the major problematic areas emerging from the stock taking is the resulting costs of the support scheme for renewable energy. The surcharge under the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz- EEG) to be paid by the end users of electricity rose to well over 6 ct/kWh with a total support volume of more than 20 bn Euro annually. Given these developments, a special emphasis is placed on the implications of the energy transition on affordability, economic costs and competitiveness. Then the basic problems of the current renewable support scheme are analysed and a policy proposal is presented. Finally, conclusions and an outlook are provided.

TARGETS OF THE ENERGY TRANSITION

The first monitoring reports of the energy transition developed a framework for this new task, identified suitable indicators and stated the necessary data on which to base this. In the “Energy of the future” monitoring process, a complex package of political aims and objectives has to be mapped and evaluated with the help of indicators. This type of framework improves continuity, planning certainty and the comparability of the monitoring process over the course of time. The Energy Concept and the subsequent decisions taken by the German government provide an extensive list of targets to transform Germany’s energy system. Given the large number of targets – many of them conflicting targets – in the Energiewende, it seems unavoidable that some targets are missed and priorities must be set. Initially, all targets were treated as equally important by the government. Meanwhile, the government has followed a proposal of the energy expert commission that the Energiewende is defined by two superordinate targets: lowering greenhouse gas emissions by at least 80% by 2050 and phasing out the use of nuclear power by the end of 2022. These superordinate targets are reached via two main pillars: renewable energy and energy efficiency. Various sectoral sub-targets should give a coherent picture of the transformation pathway. However, sub-targets and political measures to implement the targets should in turn be adjustable flexibly. If the achievement of a sub-target proves to be economically unviable, socially not acceptable or environmentally not sensible, substitutes have to be explored

– always bearing in mind that this must not compromise the attainment of the superordinate targets.

Whilst the German government uses only indicators which are linked to a quantitative target in the Energy Concept as lead indicators, a broader approach which also takes into account the non-quantitative aims of security of supply, economic viability and environmental soundness – beyond greenhouse gas emissions – of the energy supply as well as the acceptance and societal impact of the Energiewende seems to be appropriate. This is of course much more difficult, especially when it comes to the affordability and competitiveness implications of the energy transition – some new indicators are introduced later. The system of indicators guides the course of action to be taken. Crucial lead indicators might encompass indicators for the subordinate targets greenhouse gas emissions and the phase-out of nuclear power, energy supply (share of renewables in gross final energy consumption, final energy consumption), security of supply (System Average Interruption Duration Index (SAIDI) for electricity, the power balance), economic viability (national energy accounts and energy per unit costs, innovation), social impacts (energy poverty and acceptance). Some of these indicators are well established, other are new and to be developed in forthcoming years.

GHG EMISSION REDUCTION

It is crucial for achieving GHG emission reduction targets to create incentives through the appropriate framework conditions to improve energy efficiency and to gear the structure of electricity generation more towards renewables and other low emission energy sources. Here it is also important to take into account that irrespective of the restructuring of electricity generation required any way, there is also the zero-emissions electricity which will be lost with the shutdown of the nuclear power plants and which will have to be replaced. The largest individual contributions to greenhouse gas emissions reduction are from efficiency improvements or lowering the energy requirement for heat as well as the expansion of renewable electricity generation.

As Germany's overall objective – besides the phase-out of nuclear power by the end of 2022 – is the attainment of the GHG targets, the EU Emissions Trading

System (EU ETS) takes a centre stage in the Energy Transformation. But the EU ETS is in deep trouble. A heavy over-supply of emission rights to companies across Europe, resulting from the economic crises, the massive inflow of international credits and the interaction of the ETS with renewable energy promotion (like the German Renewables Energy Act – EEG) and energy efficiency policies, led to sharp decreases in certificate prices. Low CO₂ prices in the EU ETS, which covers in Germany about half of CO₂ emissions, have substantial implications for the energy transition in Germany: Even if its structure still fulfils the objective – the capping of European-wide CO₂ emissions to the level prescribed by policy – it provides very weak incentives for regulated companies in Germany to make investments in low-carbon technologies. This becomes apparent, *e.g.*, in the KfW/ZEW CO₂ Barometer, which has been surveying all German companies covered by the EU ETS since 2009. While most of the surveyed German companies have made investments or changes in the production process that have led to a reduction of their CO₂ emissions, these measures were actually aimed at reducing energy and resource costs and tapping into general efficiency potentials. Only 9% of the companies had the explicit aim of reducing CO₂ emissions. Given the current situation this number is not likely to increase in the medium future.

But there is more to it: While electricity generation from wind and solar increased substantially, hard coal and lignite did not diminish accordingly. Even more pronounced than the reduction in nuclear power was the decline in electricity generation from gas-fired plants. Indeed, while coal plants are still profitable, gas-fired power plants are unprofitable in Germany. This situation is induced by the poor electricity demand, relatively low coal prices, and the continuing replacement of profitable peak load during mid-days by renewables. The costs of carbon permits are way too low to discourage carbon-intensive coal-fired power generation in favour of less carbon-intensive gas-fired generation. As a consequence, energy-related CO₂ –emission increased in Germany in the last years.

There is a significant risk of the central aim of the energy concept, to cut greenhouse gas emissions by 40% by 2020 against 1990 levels, not being met. The 2020 GHG emission target can only be attained if GHG emissions are cut by approx. 28 million tonnes of CO₂ equivalent on average each year up to 2020 (a total

of 170 million tonnes). This equates to a drop by over 3% as an annual average for 2013 to 2020. If these figures are compared with the longer-term changes in the years from 2000 to 2014, in which the temperature-adjusted greenhouse gas emissions dropped by scarcely more than 9 million tonnes of CO₂ equivalent on average each year, it can be seen that the rate of emission reduction must be at least tripled in the few years until 2020. The Federal Government has adopted different measures in the last two years in order to reach the target. These measures particularly include the 2020 Climate Action Programme, the National Action Plan on Energy Efficiency and the initiative to decommission older lignite-fired power plants. But policies in emissions trading sectors in Germany run the risk of being ineffective – leading to no additional emission reductions in Europe. The German government could also possibly buy up emissions rights itself and then put them on hold to reach its domestic reduction targets. Another option is to actively promote efforts to lower emissions in the sectors outside of the emissions trading system, which are largely subject to national provisions. This in particular concerns the area of buildings with its continued high potential for greater efficiency. However, necessary political majorities for potentially effective instruments like tax breaks to improve the energy performance of buildings couldn't be secured by the government. In addition, measures in the building and transport sectors might turn out to be more costly than expected. Again, European approaches seem to be more appropriate. It is clear that a strong EU ETS is important to back the energy transition in Germany. However, at this stage, the re-establishment of the EU ETS as the cornerstone of EU climate policy is more than doubtful for the years to come.

STATUS QUO 2014³

In 2014³, the development of the target indicators varies widely. In some cases, Germany is already on line to achieve the target (*e.g.* renewables-based electricity generation); in others, it is well off the pace (*e.g.* greenhouse gas emissions and efficiency in transport). There are more or less pronounced risks to target attainment in the case of certain indicators which in turn provides comprehensive

³ See for this *status quo* evaluation Löschel *et al.*, 2015.

needs for action. GHG emissions were 4.3% lower in 2014 than in 2013, but only 1.7% lower if temperature is taken into account. In 2015, emissions increased again. The last years did not see a return to the desired reduction pathway in temperature-adjusted greenhouse gas emissions, quite the contrary. It still seems very likely that the additional policy activities will not suffice for the attainment of the target, especially as the world market prices for energy make it more difficult to reduce emissions in the electricity sector, heating and transport.

Germany is doing much better in reaching the renewable energy targets as set out in the Federal Government's Energy Concept. The attainment of the 35% minimum target by 2020 for the proportion of electricity consumption covered by electricity generated from renewable energy seems likely. It may even be the case that there is significant over-achievement of the target. This is welcome as it contributes towards the overriding climate change mitigation goal and offers potential to offset other more difficult renewable goals. In 2015, a 30% share has been attained. This development has been stipulated by the Renewable Energy Sources Act (EEG). The renewed revision in 2014 defines deployment corridors for specific forms of renewable energy and thus specifies the politically desired quantitative expansion, whilst the overall target is still expressed in terms of relative variables. A 40-45% of gross electricity generation is to be attained by 2025. Future developments obviously depend heavily on the future systemic change in the Renewable Energy Sources Act. The continued increase in costs of the financial support scheme underscores the need for a reform of the EEG which will be discussed later.

Germany has to meet a national contribution to gross final energy consumption of 18% by renewable energy in 2020. In the National Renewable Energy Action Plan pursuant to Directive 2009/28/EC, which launched the implementation of the directive in Germany, the Federal Government assumes that it is even possible to attain a 19.6% share by 2020. At present, however, renewable energy only accounts for 13.5% of gross final energy consumption according to the Federal Government's Monitoring Report; in 2013, the figure was 13.2%. The proportion of renewable energy outside the electricity sector Federal Government seems to stagnate.

The Federal Government aims to boost final energy productivity in Germany by 2.1% a year, starting from 2008. However, there was an average annual increase of only 1.8% during the 1990-2014 period. In fact, the rate (temperature-adjusted) was only 1.2% from the base year of 2008 until 2014. So Germany has remained consistently below the target curve over the last six years. If the 2020 target is to be attained, final energy productivity will have to increase by approx. 3% each year from 2015 on. Primary energy consumption is to be reduced by 20% by 2020 compared to 2008 levels. Over the last six years, from 2008 to 2014, it dropped by 6.5% after adjustment for temperature; if the target is to be attained, this rate must be more than doubled during the remaining six years up to 2020. This necessitates considerable additional effort, especially as the target curve was clearly missed over the last four years. The situation for gross electricity consumption situation is clearly different. The target is a 10% reduction between 2008 and 2020. In the 2008-2014 period, the fall was 4.6%, or already almost half of the target. The main factors here were increased efficiency in the use of electricity and the economic situation in the industrial sector, particularly in electricity-intensive sectors. However, it is also the case that 2015 is recording a slight rise in electricity consumption, so it is not sure that the declining trend will continue. The instruments intended to cut electricity consumption under the National Action Plan on Energy Efficiency play a special role in this respect. Because the instruments of the National Action Plan on Energy Efficiency are still at the testing or planning stage, or just starting to be implemented, results-oriented ex-post monitoring of the Plan is not possible at present.

The increase in final energy consumption in transport in 2014 marks a further setback in terms of the Energy Concept target. This development is due both to passenger and to freight transport on the roads. Both sectors registered an increase in the overall distance travelled to the highest ever figures in German history, and this was not offset by progress on efficiency. Here, a crucial role is played by rebound effects between improved vehicle efficiency and distance travelled, as well as between vehicle efficiency and vehicle weight and distance travelled. For the transport sector, the situation in terms of the attainment of the target of cutting consumption by 10% between 2005 and 2020 is particularly problematic. If this target is to be attained, energy consumption needs to be cut by 2% each

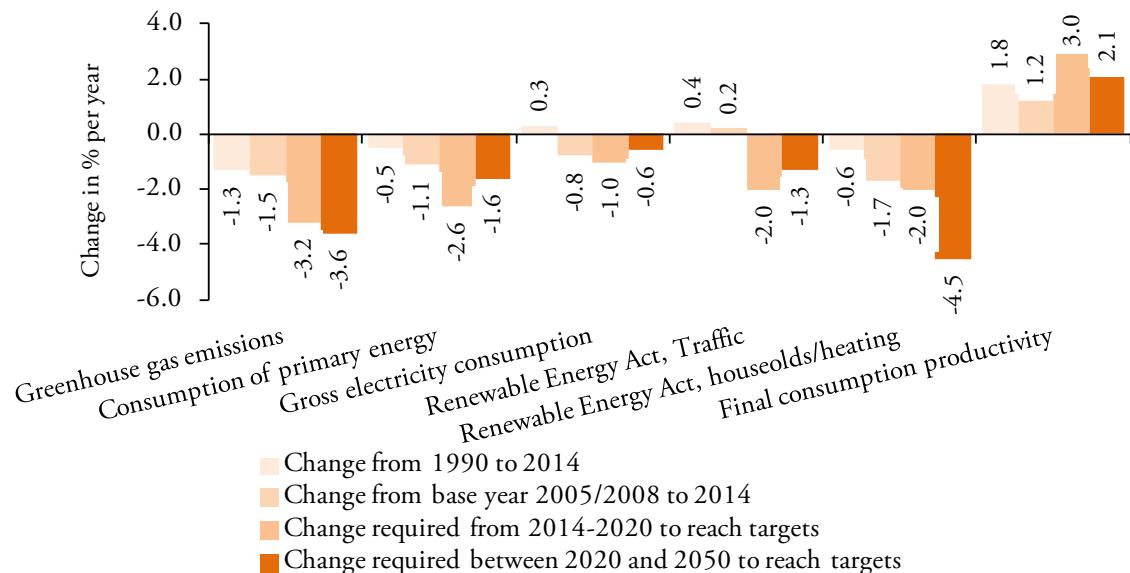
year from the 2014 level - but in the years between 2005 and 2014, there was on average a slight rise of 0.2%.

In the energy transition renewable energy replaces conventional sources. This development must not endanger the security of the energy supply which can be described aptly along the value chain from primary energy, conversion, transport and distribution to the final consumer. The remaining reliably available capacity as a result of the power balance can be used to measure the long-term security of electricity supply. Even if there are still some analytical unclarities and practical problems in these calculations, there is currently no general capacity shortage recognizable in Germany. However, electricity supply has also shifted on the regional level. Conventional as well as renewable electricity is to a larger extent generated in the north of Germany. With the planned shutdown of the remaining nuclear power plants south of the River Main the risk of a local capacity shortage arises and regional imbalances between generation and consumption are appearing. The foreseeable supply shortages in southern Germany are exacerbated by the backlogs in the expansion of the transmission systems. Looking at the original 24 grid expansion projects cited in the Power Grid Expansion Act (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) of 2009 it becomes clear that the grid expansion is lagging behind the needs of the energy transition. At the end of 2014, only 367 km had been finished, more than 100 km less than forecast in 2013, and more than 450 km less than originally planned. Although annual investment by the transmission system operators has tripled since 2011, at the present pace of expansion many of projects are unlikely to be completed before the end of the decade, not to mention the planned direct-current transmission lines between northern and southern Germany, which are facing substantial political opposition. As a result, the transmission grid operators are increasingly forced to resort to redispatch interventions.

Exhibit 1 provides a brief summary of the development so far and of the changes in selected variables required if the targets are to be attained. This shows that, with certain exceptions in renewable energy, electricity consumption and final energy consumption for space heating, there are more or less sizable deviations between the emissions and efficiency target paths and the changes achieved so far. This mainly refers to the greenhouse gas emissions, power grid expansion, primary

Exhibit 1

Past changes and changes needed to meet selected targets up to 2020/2050



Source: Löschel *et al.* (2015).

energy consumption, final energy productivity and final energy consumption in the transport sector.

AFFORDABILITY OF THE ENERGY TRANSITION

The costs of the Energy Transformation have been heavily discussed in the last years especially with ever-increasing expenses for the support of renewable. However, the costs of the Energy Transformation are difficult to assess. It requires the comparison of the *status quo* with contra-factual scenarios. Rather it is proposed to look at the aggregate expenses for energy to evaluate the affordability of the energy supply. To be able to properly assess the evolution of the costs of the energy supply and the additional costs incurred as a result of the Energiewende, annual aggregated total energy expenditure of final consumers for the sectors of electricity, heat and transportation should be collected and analysed. The figures for total final consumer expenditure and the individual total expenditure components provide meaningful indications as to the economic viability of the energy supply. This indicative instrument leaves distribution problems – the subject of

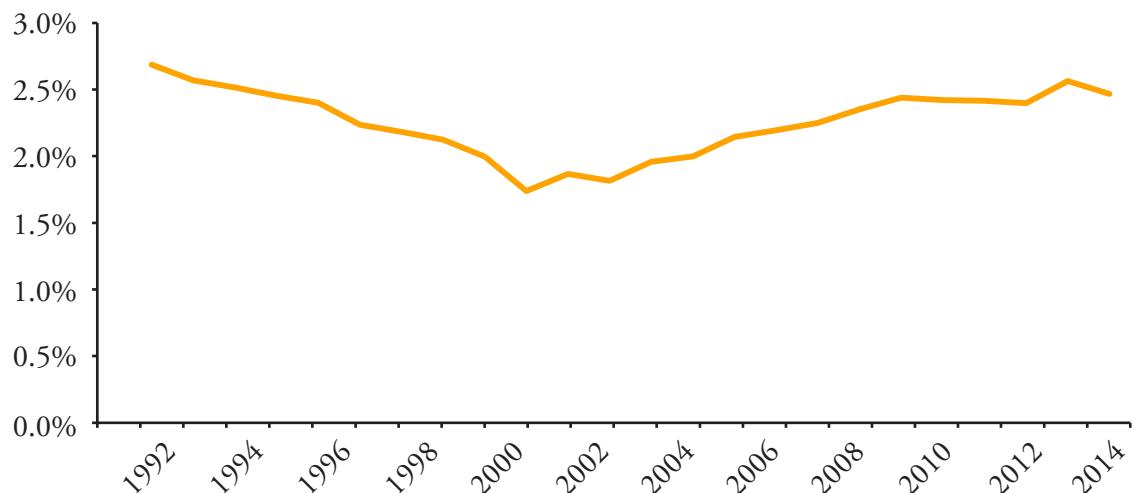
much political debate – unaddressed for the time being, also because distribution problems are fundamentally diffused or easier to solve if final user expenditure does not develop disproportionately to nominal gross domestic product (GDP). As long as total expenditure tends to be proportional to GDP or rises at a lower rate, the general affordability of energy as a whole can scarcely seriously be called into question.

Final consumer spending on fuels and heating depends to a large degree on the international development of oil and gas prices and the procurement expenditure this entails. In contrast to electricity, the government-induced and regulated price components play a secondary role. Final consumer spending on electricity increased sharply in the last years, in fact it almost doubled in the last 15 years to about 70 bn Euro per year. In 2014, absolute end-user expenditure dropped slightly. This means that, at present, the energy transition is developing in a slightly positive way in the eyes of private, commercial and industrial consumers. However, a closer look shows that whilst the shares spent on government-induced elements (taxes, levies and surcharges) as well as the government-regulated grid charges have increased significantly, the share accounted for by market-driven elements has decreased. The most important cost drivers are increases in grid charges and the costs driven by the Renewable Energy Sources Act. The overall decline in final consumer spending on electricity is chiefly due to the drastic fall in spending on “generation and sales”, which has almost halved since 2010. The causes of this are to be found in the sales of non-renewable electricity, which have fallen by over a fifth, and the ongoing fall in wholesale prices for electric power. The collapse in wholesale prices is only partly due to the “merit order” effect, *i.e.* only partly driven by the energy transition. The wholesale prices are largely determined by the development of international prices for primary energy sources (coal and gas) and the carbon price.

In terms of nominal GDP final user expenditure on electricity remained largely constant at approximately 2.5% (see Exhibit 2). The increase in aggregate electricity spending to date is not as dramatic as often publicly claimed. End-user spending on heat and transport has mainly fallen due to the international development in oil and gas prices. This amounted to 3.5% for heat in 2013 (€100 billion), and around 2.8% for transport in 2014 (€83 billion). For 2013, the

Exhibit 2

Share of final consumption expenses on electrical power in total GDP



Source: Löschel *et al.* (2015).

total proportion of end-user spending on energy amounted to about 9.0% (€255 billion). The overall cost situation of the German energy transition seems to be still under control.

IMPACTS ON COMPETITIVENESS

In addition to general affordability, differences in the energy prices paid by the various consumers must also be noted. Distributional consequences of the Energy Transformation concerns, for instance, the distribution of the surcharge pursuant to the EEG across final electricity consumers and in this context the special equalisation scheme for energy-intensive industry. A mere comparison of energy prices is not sufficient in this case. Rather, broader energy costs should be taken into account. These costs are also relatively moderate for households. Yet, the Energy Transformation puts a larger burden on low income households. Around 10 to 12% of households could be seen to be at risk of energy poverty.

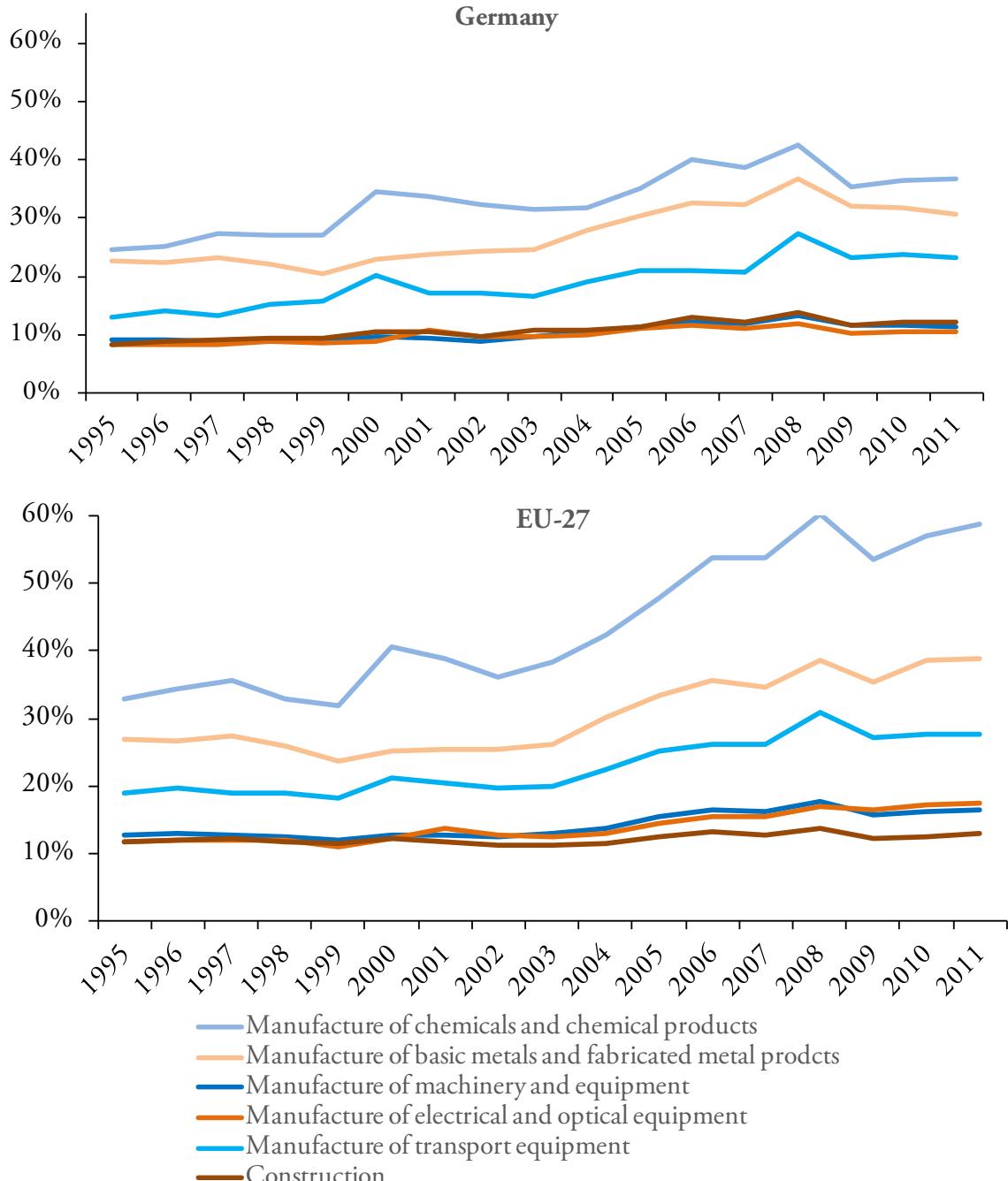
For industry, a company's actual energy cost also needs to be taken into account in terms of the share of the energy cost in the gross value added for the sector in

question. If aggregate energy costs are available for other countries, the economic viability of the energy supply can also be assessed well in terms of a broader international context. Energy per unit costs – the aggregated energy costs per unit of value added – are then a better indicator of international competitiveness. In order to monitor the burden on companies caused by energy costs, the unit energy costs indicator should not only include direct costs, but also “indirect”, *i.e.* upstream, energy costs. These have been increasing on a very broad basis for years, and are (now) much more significant for most sectors than “direct” energy costs in Germany. This is true, for example, of the goods-producing sectors. The indirect energy costs in the six key goods-producing sectors studied in greater depth amount to between €5 and 11 billion per sector, and are thus in some cases higher than the direct energy costs, which only amount to €2 to 8 billion per sector. The comparison of the total German unit energy costs with the European average in Exhibit 3 illustrates three things here: total domestic unit energy costs in the relevant sectors are structurally at a lower level than in Europe. Secondly, total unit energy costs in Europe have seen a more dynamic upward development over the period than in Germany. And, thirdly, Germany easily outperformed the European average following the last economic crisis in terms of reducing total unit energy costs. The reason for the latter factor is that the relevant sectors of the German goods-producing industry were generally able to expand their added value between 2008 and 2011, and at the same time to reduce total energy costs. In the European average, in contrast, total energy costs fell by less in some cases, and in particular the added value by industry did not develop as well as in Germany. “Total energy costs”, or the yardstick of “total unit energy costs”, are thus more favourable for German goods-producing sectors than for the European average.

It becomes clear that energy per unit costs are on aggregate still relatively low in the German manufacturing sector – although that might not true for some individual sub-sectors. The various sectors within manufacturing industry are very heterogeneous. Thus the unit cost of energy is not moderate in an international comparison in all sectors and especially not within some sub-sectors. A more detailed examination is recommended. To be able to draw conclusions as to the competitiveness of businesses, further factors need to be taken into consideration additionally to energy cost. These include differences in national regulatory

Exhibit 3

Total unit energy costs in selected sectors of the German and European goods-producing industry between 1995 and 2011



Source: Löschel *et al.* (2015).

frameworks and classical location factors, such as the (business) tax system, wage levels and the quality of the workforce on the local labor market. Another decisive factor is the level of competition, above all how easy it is to access the local market. This is because a rising cost of energy will have little impact on (industrial) competitiveness if the increase can be passed on to consumers in the long term. It is difficult to ascertain this and thus to evaluate the effects of cost increases by describing and comparing energy costs alone. Thus, in addition to purely fact-based monitoring, more in-depth analyses are needed to obtain a more comprehensive picture of the cost of energy (*cf.* the discussion on the merit-order effect), distinguish it by sectors, trace its time history and make international comparisons.

PROBLEMS WITH THE CURRENT RENEWABLE SUPPORT SCHEME

The Renewable Energy Sources Act⁴ has enabled a large-scale introduction of electricity generation from renewable energy sources. Especially electricity generation from wind and solar energy has increased extensively. The current support scheme guarantees investors the sales of their electricity at a fixed price, minimises risk and hence costs of their investment. By now, renewable energies have ceased to be a niche technology and became an important part of the electricity mix in Germany. The market design has to be adapted to this new situation. This is the consensus of the current discussion. Given fixed compensations for electricity fed into the grid, investors and operators of renewable power plants do not have incentives to adapt their behaviour to the actual scarcity of electricity. Market prices indicate the (potential) electricity producers if and when their supply is needed. If market prices are high, electricity is scarce and high revenues can be yielded. Accordingly, it is profitable to generate additional electricity and to build up further capacities. If the revenues are decoupled from the market prices and therefore the scarcities, as it is the case in the current EEG, production, investment, and decommissioning decisions are not made in a cost-efficient way. As long as the compensation is independent of scarcities, the investor only

⁴ The next two sections are based on the Discussion Paper: Löschel *et al.*, 2013a.

cares about the overall fed-in quantities, but not the time dimension. This is the greatest obstacle for the cost-efficient development of renewable energies. The actual scarcity of electricity has to be reflected to foster market-oriented investment and production decisions. The added value of a market integration of renewables lies in avoiding unnecessary costs.

On top of this, electricity generation has gradually shifted and will continue to shift into the north, while consumption mostly takes place in the west and south of Germany. Finding ways to deal with this shift will be a challenge for the electricity market in the future. If the grid is not congested, it is irrelevant for a consumer whether electricity was generated at the coast or in the mountains. Feed-in tariffs for renewables are not spatially differentiated and distort the choice of location. Wind mills are set up where most of the wind blows. Solar panels are set up where the sun shines the most. However, costs caused by network congestion are not considered in the choice of location. Not taking into consideration network congestion has similar effects as fixed compensations, but it concerns operators of conventional plants alike. With a single pricing zone, electricity producers do not notice costs caused by the transport of their electricity. This is why it is efficient, for example, for operators of coal-fired power plants to build them near the shore to be able to deliver the primary energy source at low costs. Network congestion is not perceptible through market signals and therefore not integrated into production and investment decisions. The lack of adaptation to the availability of electricity occurs then time wise, in the short and long-term, as well as spatially. If the future development of conventional and renewable power plants does not follow the actual scarcity of electricity, there is a risk of regular regional over- and underproduction. This goes along with unnecessary costs, on the one hand, for additional measures to ensure the supply in case of underproduction, on the other hand, due to unnecessary overproduction elsewhere. In order to align the reaction of investors and producers to actual scarcities, an isolated reform of the EEG is not sufficient, but congestion in the transmission grid also has to be taken into consideration.

PROPOSAL FOR A NEW ENERGY MARKET DESIGN

A better response of fluctuating renewable energies to scarcities can be achieved by linking the compensation of renewable energies to prices at the electricity

exchange which reflect the time-specific scarcity of electricity. There are different options to achieve this linkage. In a quota system for renewables with tradable green certificates policy makers determine the amount or share of electricity that is supposed to come from renewables. With the possibility to trade green certificates, an efficient allocation of renewables production is reached theoretically. Capacity to produce energy from renewables is expanded in locations where it is most cost-efficient. Producers at the most cost-effective sites sell green certificates, producers at sites where renewable energies are more expensive buy certificates, respectively. Moreover, investment and production are decided upon taking into account the scarcity of electricity. A major shortcoming of the quota system is the price volatility of green certificates and hence high risk premiums for investments in renewables. Moreover, the political implementation of a quota system is difficult. It represents a fundamental change of the previous promotion mechanism for renewable energy. Another option to make the investment in and the production of renewables more sensitive to the scarcity of electricity is to introduce a market premium for renewable energy. This premium is paid additionally to the exchange price for electricity for a fixed time period. Ideally, the premium reflects the positive externalities of renewable energies. Hence, the premium would reward the positive side-effects of renewable energy, while the exchange price for electricity remunerates the electricity production given the current scarcity. In the long-term, renewable and conventional energy would compete sustainably and the entire electricity production would be demand driven. Long-term overproduction would not occur. Uncertainties are reduced by the fixed premium; therefore smaller risk premiums for investors than in the quota system are to be expected. The risks are distributed in the premium system and those investing in renewable energy only bear the risk on the electricity market.

The market premium is very flexible and can be developed from the EEG as a starting point. By contrast with the quota system, the promotion of renewables does not have to be restructured fundamentally. For instance, it is possible to grant technology-specific premia in the beginning and to let them converge gradually into a system with a single market premium.

To recognise scarcities in electricity networks, network congestion has to be priced. However, the current system assumes Germany as a copper plate. The marginal

power plant sets the price for the entire electricity market without considering transmission cost of the traded electricity. There are different options to price for scarce transmission capacities. Under Nodal Pricing, the price which reflects the costs for generation as well as for the transport of electricity is determined at different nodes of the network. However, introducing such a system in Germany would necessitate major reorganisation of the electricity sector. For instance, a single network operator (Independent System Operator, ISO) would be needed. Moreover, Nodal Pricing generally involves a trading system in which all transactions are carried out compulsory (Pool). The introduction of Nodal Pricing is likely to be time-consuming and cost-intensive. Other approaches that interfere less with the current market design lie between the two extremes of fixed network use of system charges in a single pricing zone (*i.e.* todays framework) and the flexible Nodal Pricing. The most relevant approaches are regionally differentiated network charges and market splitting.

With regionally differentiated network charges network users receive price signals which are supposed to have effects on the choice of location. In a practical implementation in Germany, higher charges for producers and lower charges for consumers could be set in the north. In the south, there would be lower producers' and higher consumers' charges. The producers would include the different network charges in their investment decisions. If the investment conditions were identical apart from that, it would make sense for the producer to invest in the region with the lower network charges. Another possibility is market splitting. In this system, the market area is divided into several pricing zones. The borders are determined according to bottlenecks of the grid. If capacity constraints are not binding, the same prices will emerge. Only in situations, where the transmission capacities are limited, the market participants are faced with different prices. A key aspect of market splitting is that the scarcity prices are directly generated at the spot market and therefore congestion is reflected in the electricity price. The price differences between the pricing zones stimulate investment incentives that contribute to eliminating them. In the short-term, diverging prices can prevent the decommissioning of conventional power plants in regions with scarce capacities which cannot be operated economically anymore in a single price zone. In the long-term, the undistorted investment incentives contribute to efficient and sufficient investments and reduce additional measures ensuring sufficient

capacities. If there are enough transmission capacities available in the system, no diverging prices are realised. In contrast, redispatch measures eliminate the congestion only after the pricing on the spot market by altering utilisation of power plants. Market splitting prevents fundamental changes of the electricity market and is easily compatible with a joint European electricity market. A division into north and south would be an option for Germany.

OUTLOOK

The German energy transition is making progress, albeit not so quickly across the board as initially planned and necessary. In certain areas, such as renewables-based electricity generation, the 2020 targets will probably be met or overshot, the progress made so far in other areas is still insufficient. The latter applies in particular to the goal of cutting greenhouse gas emissions by 40% by 2020. In the transport sector, the development is actually pointing in the wrong direction. Potential failures to attain specific targets in the Energy Concept should not be deemed the fault of policymakers alone. In addition to economic and social conflicts, exogenous causes such as the low international market prices for fossil fuels and CO₂ emissions rights are making it more difficult to attain the energy transition targets. While these developments will keep the energy costs low, electricity prices are most likely going to increase for the years to come due to the continued expansion of renewables, especially in the offshore area; the urgently required expansion of grids to link up offshore wind parks and for distribution and transmission, especially with priority for underground cables as the ultra-high voltage grid; the funding of new backup power plants and storage facilities etc. Distributional conflicts are reduced if these cost increases are dampened. An efficient implementation of the Energy Transformation is more important than ever. Political decision-makers should not lose sight of the aspect of affordability, particularly in view of the innumerable wishes and demands which would entail further expenditure.

The German government is currently discussing recommendations by different institutions concerning reforms of the EEG to take effect in 2017. Most likely, an auction system for most renewable technologies will be implemented which would tender a specific amount of capacity volume each year. As described above,

this proposal is economically problematic as it i) perpetuates technology-specific support that hinges on political decisions, ii) suppresses market signal for electricity suppliers on whether electricity is currently demanded, and iii) ignores the spatial interactions of renewable penetration and grid development. It has been argued that a combination of the market integration of renewables with a premium on the exchange price and market splitting to price network congestion establishes a better coordination of the regional and temporal demand of renewables as well as conventional power plants. Moreover, it yields better incentives to eliminate congestion through short and long-term measures like investment in network expansion, power plant construction, demand management, or storage. The market premium can be developed based on the current EEG. Technology-specific subsidies are possible at the very beginning, but in the medium term a technology-neutral scheme should be aimed for.

Given the negative trend in the transport sector, a new policy approach seems necessary also in this sector. The European Union legislation sets mandatory CO₂ emissions reduction targets for new cars. However, it is unlikely that the standards alone would be sufficient to achieve the long term targets for emission reduction in road transport. The effectiveness of minimum energy efficiency standards is negatively impacted by rebound effects. Pricing instruments reduce rebound effect: Including the road transport sector in the EU ETS is likely to act as a small carbon price add-on on fuel and as such raises the costs for the end consumers. By increasing the cost of driving, the potential rebound effects from improved fuel economy in cars can be reduced. An emissions trading system in which the absolute amount of input is regulated also does not leave any room for rebound effects to develop. There are other advantages as well: By sending a price signal, the ETS simultaneously incentivizes adjustment of carbon-emitting activities along all margins of substitution, *i.e.* fuel carbon intensity, fuel economy in cars, driving behavior and demand for vehicle miles travelled. The ETS guarantees no emissions above the cap and puts a binding long-term ceiling on relevant emissions. It is technology neutral, and a cost-efficient instrument because abatement occurs in the sectors that face the lowest marginal abatement cost. Moreover, the abatement costs are revealed by the allowance price so policy makers can observe the cost of the policy implemented directly. The marginal abatement costs for road transport are widely held to be higher than the

marginal abatement costs faced in many other sectors covered by the ETS. This implies that including the road transport sector in the ETS – regulating upstream, *i.e.* fuel providers – would increase the cost efficiency of EU climate policy although abatement may take place in other sectors of the economy under ETS rather than in road transport.⁵ It is likely that the inclusion would lead to an increase in the ETS price, although recent analysis suggests that such an increase could be very moderate. The strong permit demand from the transport sector in the medium term would also solve the problem of excess certificates. Instead of discussing this proposal, the government considers introducing a subsidy for electric car buyers. It becomes apparent that whilst almost all stakeholders in government, industry and society would like to support the challenging greenhouse gas reduction targets, there is virtually no willingness to accept the measures needed to achieve this if they apparently involve personal sacrifices. Everyone knows that climate change mitigation does not come free of charge; despite this, behaviour is often targeted to secure a direct economic advantage from the process. Such a model cannot work.

REFERENCES

- ACHTNICKT, M.; von GRAEVENITZ, K.; KOESLER, S.; LÖSCHEL, A.; SCHOEMAN, B., and M.A. TOVAR (2015), *Including Road Transport in the EU-ETS – An Alternative for the Future?*, Adam Opel AG, BMW AG, Zew Mannheim.
- LÖSCHEL, A.; ERDMANN, G.; STAIF, F., and H.-J. ZIESING (2015), Comments on the Fourth Monitoring Report of the Federal Government for reference year 2014, Commission of Experts on the “Energy of the Future” Monitoring Process, Berlin, Münster, Stuttgart, 2015.
- LÖSCHEL, A.; FLUES, F.; POTHEN, F., and P. MASSIER (2013a), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, *ZEW Discussion Paper*, Nr. 13-065, Mannheim 2013, <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>

⁵ See for this proposal Achtnicht *et al.*, 2015.

— (2013b), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, en: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 10/2013, S: 22-25.

— (2013c), “Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss”, *Wirtschaftsdienst*, Volume 93, Issue 11: 778-784.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 20 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita

