PAPELES
DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

ECONOMÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

PAPELES
DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

121

2009

ISSN: 0210-9107

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

PATRONATO

Juan R. Quintás Seoane *(Presidente)*
José Antonio Olavarrieta Arcos *(Vicepresidente)*
José María Méndez Álvarez-Cedrón *(Secretario)*
José Antonio Arcos Moya
Julio Fermoso García
Julio Fernández Gayoso
Feliu Formosa Prat
Roberto López Abad
Enric Mata Tarragó
Jesús Medina Ocaña
Atilano Soto Rábanos

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

CONSEJO DE REDACCIÓN

Victorio Valle Sánchez *(Director)*
Julio Alcaide Inchausti
José Antonio Antón Pérez
Santiago Carbó Valverde
Francisco Castellano Real
Fernando González Olivares *(Redactor-jefe)*
Manuel Lagares Calvo
Juan Antonio Maroto Acín
Carmela Martín González
Fernando Pampillón Fernández *(Subdirector)*
Jorge Pereira Rodríguez
José Luis Raymond Bara
José Villaverde Castro

COORDINADORA DE PUBLICACIONES

M.ª Pilar López Isarría

PORTADA

Elvira Marín & Asociados, S.L.

Ilustración: Archivo Latinstock

EDITA

Fundación de las Cajas de Ahorros
Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

REALIZACIÓN

Marín Álvarez Hnos. S.A.
Metalúrgicos, 14. P.I. Callfersa. 28942 Fuenlabrada. Madrid

Depósito legal:	M. 402-1980
ISSN:	0210-9107
Distribuye:	G&M.-Madrid
Precio del número 121:	17 €
Periodicidad:	Trimestral
Materia:	Economía del cambio climático
Base de datos:	www.funcas.es

© Fundación de las Cajas de Ahorros. 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.

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, N.º 121, 2009. ISSN: 0210-9107
«Economía y cambio climático»

SUMARIO

PRÓLOGO

Teresa Ribera Rodríguez
Secretaria de Estado de Cambio Climático

V

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Cambio climático: Una perspectiva económica

VII

I. CAMBIO CLIMÁTICO: ECONOMÍA Y ACUERDOS INTERNACIONALES

La ciencia del cambio climático: Una visión general:	2	*M.ª Carmen Gallastegui* *Ibon Galarraga* *Mikel González*
Protocolo de Kioto: Dificultades para la acción colectiva:	14	*Todd Sandler*
La estabilidad de los acuerdos climáticos internacionales:	25	*Rob Dellink*
Estrategias ante Kioto: Una visión de teoría de juegos:	36	*Yolanda Fernández Fernández* *M.ª Ángeles Fernández López* *Blanca Olmedillas Blanco*
La política climática europea:	45	*Juan Carlos Ciscar* *Antonio Soria*
Sistemas de estímulo para el desarrollo de las energías renovables:	54	*Arturo Lorenzoni*
Concienciación pública y aceptabilidad de medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: El caso del País Vasco:	68	*David Hoyos* *Alberto Longo* *Anil Markandya*
Las prioridades globales y el cambio climático: Resultados del Consenso de Copenhague 2008:	79	*Bjørn Lomborg*

II. EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA

Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España. Situación actual y factores explicativos:	88	*Vicent Alcántara Escolano*
Emisiones de gases de efecto invernadero, comercio internacional y hábitos de consumo en España:	100	*Iñaki Arto Olaizola*
Resultados de la liberalización de la generación eléctrica. Precios, competencia y medio ambiente:	112	*Gonzalo Sáenz de Miera*
Un diseño de mercado para el sector eléctrico español:	141	*Natalia Fabra Portela* *Jorge Fabra Utray*
Internalización de los costes externos del transporte:	159	*Ofelia Betancor Cruz* *M. Pilar Socorro Quevedo*
Prospectiva y geoestrategia de la energía:	170	*Ignasi Nieto*
Perspectivas tecnológicas en energía:	185	*Cayetano López*
Impactos económico-financieros de los precios del CO_2:	193	*Luis M. Abadie* *José M. Chamorro*
La interacción del sistema europeo de comercio de emisiones con otros instrumentos de política:	211	*Pablo Del Río* *Xavier Labandeira* *Pedro Linares*

PRÓLOGO

Teresa Ribera Rodríguez

Secretaria de Estado de Cambio Climático

Durante los últimos meses, hemos asistido a la mayor crisis económica y financiera internacional de la historia. Esta crisis se ha visto acompañada además por una crisis energética y medioambiental sin precedentes en la que los precios del petróleo alcanzaron máximos históricos, reflejando la fuerte presión de la demanda internacional sobre este combustible fósil, principal contaminante e importante responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero y, por tanto, del cambio climático.

En estos momentos de crisis multidimensional, la edición de un número monográfico de Papeles de Economía Española *basado en la economía y el cambio climático, y elaborado con la colaboración de académicos y expertos de reconocido prestigio, es una importante contribución. Con este volumen, a la vez que se facilita la difusión del conocimiento sobre el cambio climático, también se propicia el aumento de la concienciación sobre los impactos que causa.*

Esta publicación se convierte por tanto en una herramienta de gran utilidad para comprender que el cambio climático es un problema asociado a nuestro modelo de crecimiento, basado en la quema de los combustibles fósiles y en patrones de consumo y producción poco eficientes.

Las previsiones a largo plazo indican que las consecuencias económicas, medioambientales y sociales serán particularmente graves si la emisión de gases de efecto invernadero no se reduce conforme a las recomendaciones del Panel Intergubernamental de Cambio Climático.

Combatir el cambio climático es uno de los retos de la humanidad en el siglo XXI. Debemos abordar urgentemente soluciones orientadas hacia un modelo de crecimiento con bajas emisiones en carbono, compatible con el desarrollo sostenible, basado en un consumo energético eficiente procedente de tecnologías limpias y resistente a los escenarios climáticos locales más probables en el medio plazo.

Tras las grandes inestabilidades vividas en el último año y medio, es necesario un nuevo paradigma de crecimiento basado en las energías limpias, un desarrollo

sostenible y de baja intensidad en carbono. Es en este momento cuando está en nuestras manos consolidar un cambio de modelo que ponga un punto y aparte al esquema de crecimiento existente hasta la fecha, que ha demostrado claramente sus limitaciones y sus grandes fallos. Es necesaria una respuesta concertada con la que sacar al mundo de la situación actual y prevenir crisis como la actual en un futuro.

El proceso de reforma que se ha iniciado del sistema económico internacional, *para aumentar la cooperación internacional en materia económica y financiera,* debe aprovecharse para reforzar los elementos que hagan posible una mayor cooperación en materia energética en la lucha contra el cambio climático, *profundizando en las estrategias para abandonar modelos productivos basados en un uso excesivo de la energía de origen fósil y de otras materias primas y recursos naturales, y en el derroche energético, al tiempo que ignoraba los costes ambientales, es decir, modelos insostenibles desde el punto de vista económico y ambiental.*

Para ello, son imprescindibles mensajes claros a medio y largo plazo *que den una estabilidad y certidumbre a los inversores, de manera que se promueva una mejora en sus niveles de confianza hacia nuevos esquemas de inversión verdes, basados en tecnologías bajas en emisiones e innovación tecnológica, y todo ello promoviendo una mayor competitividad de aquellos que "arriesguen" en sus decisiones de inversión y estén dispuestos a hacer frente a los nuevos retos a los que nos enfrentamos.*

En este aspecto, la cumbre de diciembre en Copenhague será fundamental. *Si bien no será un paso suficiente, sí será un hito necesario e imprescindible para generar ese cambio de modelo y dar una señal clara sobre el esquema energético y económico que los líderes mundiales queremos implantar en el medio y largo plazo, y generar flujos de inversión en esa dirección.*

Para que el éxito en Copenhague sea eficaz, será necesaria una mayor comprensión ciudadana del desafío actual y un proceso de adaptación a estos cambios. Esto requiere acierto y audacia por parte de los legisladores, así como unas políticas públicas responsables por parte de los gobiernos que permitan a los ciudadanos, a las empresas y al mundo financiero dar los pasos adecuados para afrontar el cambio climático. Los ciudadanos y todos los agentes sociales deberán entender que su futuro y su seguridad dependen de un mundo más verde.

Madrid, julio de 2009

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

CAMBIO CLIMÁTICO: UNA PERSPECTIVA ECONÓMICA

El gran economista británico Nicholas Stern, autor del ya clásico informe sobre el cambio climático de 2006, ha publicado recientemente en *American Economic Review* un artículo donde ha puesto de manifiesto que el cambio climático, entendido como el efecto externo causado por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), es el mayor fracaso del mercado conocido hasta la fecha. Evidentemente, la gestión del bien público global que es el clima de la Tierra es de vital importancia para las generaciones presentes y las futuras. Sin embargo, los análisis económicos en este campo ofrecen una historia muy corta, ya que no ha sido hasta fechas muy recientes cuando los economistas han comenzado a preocuparse y a estudiar los problemas ambientales utilizando de forma sistemática los instrumentos disponibles a su alcance. En esta línea, FUNCAS quiere aprovechar la oportunidad mediante este nuevo número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA para centrar su atención en la importante relación existente entre la ciencia económica y el cambio climático.

En este punto, FUNCAS quiere agradecer a los coordinadores del monográfico, los profesores de la Universidad del País Vasco **M.ª Carmen Gallastegui** y **Mikel González**, su dedicación a este proyecto, así como la eficaz colaboración de la profesora de la UNED María José Moral, que ha asumido desde FUNCAS las tareas de edición.

Este número, titulado *Economía y Cambio Climático*, pretende analizar los avances que desde la economía se han realizado a la hora de estudiar el cambio climático, así como reflexionar acerca de la eficacia de las medidas y las políticas puestas en marcha hasta el presente, pero también discutir sobre las dificultades que todavía persisten y se han

de superar. Para ello, se ha abordado una amplia pluralidad de temas, que abarca desde los aspectos más generales hasta los más concretos, contando con un buen número de colaboradores procedentes tanto del ámbito universitario como del de las empresas, pasando por los reguladores y los decisores públicos.

El número se ha estructurado en dos partes: una global, y otra más concreta aplicada al caso particular de España. En la primera parte se lleva a cabo un análisis del cambio climático desde un punto de vista conceptual centrándose, entre otros, en los aspectos que se refieren tanto a la dificultad inicial de llegar a acuerdos internacionales como a la dificultad de obtener estabilidad en dichos acuerdos. También se analizan las debilidades y el liderazgo de la política europea en materia de cambio climático y en la promoción de tecnologías bajas en carbono, e incluso se aborda la importante cuestión de cómo objetivar y conocer la concienciación de los ciudadanos sobre este problema. En la segunda parte del número, el análisis se centra en el contexto español en cuanto a su participación y cumplimiento del Protocolo de Kioto, para lo cual se evalúan las emisiones presentes y futuras, el impacto del funcionamiento de los mercados energéticos, el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas o la implantación del régimen comunitario de comercio de emisiones, entre otros temas.

CAMBIO CLIMÁTICO: ECONOMÍA Y ACUERDOS INTERNACIONALES

El primer artículo que abre este grupo de colaboraciones lo han realizado los profesores de la Universidad del País Vasco **M.ª del Carmen Gallastegui** y **Mikel González** junto con **Ibon Galarraga,** ex-viceconsejero de Medio Ambiente del Gobierno Vasco. Se trata de un artículo que sirve de introducción a la problemática del cambio climático desde el punto de vista económico. Por tanto, es un trabajo introductorio del contenido del número. De hecho, el artículo establece el marco de análisis general planteando el problema del cambio climático en sus diversas facetas, lo que permite situar el resto de los artículos del número en cada uno de los retos sugeridos. En este sentido, se comienza reconociendo la naturaleza multidisciplinar del problema, que implica la necesidad de un conocimiento científico que abarque aspectos de la física del clima y su evolución, de los impactos previsibles sobre los ecosistemas y las sociedades humanas, o de las opciones existentes de mitigación y adaptación, entre otros. En concreto, desde la óptica de la economía, y siguiendo la tradición que define la labor de los economistas, se analiza la toma de decisiones en situaciones en las que es preciso asignar recursos escasos a fines alternativos, seleccionando los elementos más importantes en el caso del cambio climático. Por último, en el trabajo se aborda la función de las arquitecturas institucionales en ese proceso de toma de decisiones, poniéndose de manifiesto la complejidad de llegar a acuerdos globales y coordinados entre los gobiernos, los *stakeholders* y la opinión pública.

Protocolo de Kioto: si difícil es alcanzar acuerdos, más difícil es mantenerlos

En este contexto general, el artículo de **Todd Sandler**, profesor de la Universidad de Texas**,** analiza las barreras a superar para poder llevar a cabo una acción colectiva, que explican las trabas a las que se enfrenta el Protocolo de Kioto. Según Sandler, el cambio climático se caracteriza por ser un «mal público» global, aunque no es el único problema medioambiental que puede ser caracterizado de esta manera. Así, por ejemplo, el problema de la capa de ozono, que preocupó, y mucho, hace unos años, también presenta esta característica. El autor explica el contexto y las características que justifican que la búsqueda de soluciones para otros «males públicos» mundiales haya resultado más sencilla que en el caso del cambio climático.

No sólo es compleja la creación de acuerdos internacionales en materia de cambio climático, también es difícil mantener su estabilidad en el tiempo. El cambio climático constituye un problema de largo plazo porque una parte de las emisiones de ayer y las de hoy se acumulan en la atmósfera, generando un efecto *stock* con efecto futuros y que es preciso tener en cuenta. No basta, por tanto, con un acuerdo temporal de actuación, sino que se precisa que los acuerdos sean estables y duraderos en el tiempo. Pero la estabilidad de las coaliciones internacionales no es fácil de lograr. De hecho, como es bien sabido, la formación de «carteles» siempre se ha considerado como una situación inestable con tendencia a la ruptura, y así se ha demostrado tanto teórica como empíricamente en la literatura económica.

Una aportación relevante en esta área es el trabajo del profesor holandés de la Universidad de Wageningen **Rob Dellink**, quien se sumerge en los detalles de los acuerdos ya aprobados (Kioto) y analiza la forma concreta en la que se han repartido los derechos de emisión. El autor sostiene que un programa de asignación de derechos tipo *grandfathering* puede superar algunos de los obstáculos existentes en la negociación de un acuerdo internacional voluntario. Sin embargo, el reparto en un acuerdo basado en *grandfathering* plantea otros problemas que han de ser solventados (ineficiencia dinámica, falta de equidad), por lo que se proponen formas para conseguir mejoras que permitirían superar alguna de estas limitaciones. Para evaluar la conveniencia de uno u otro tipo de acuerdo, y cuál debería ser la distribución de derechos de emisión, se analizan, en primer lugar, los efectos del aumento esperado de las emisiones y su relación con el PIB de los países en vías de desarrollo. En segundo lugar, se estudia con detalle cómo sería la distribución de derechos en función de los diferentes incentivos que los países o regiones puedan tener para retirarse del acuerdo inicialmente alcanzado. Por tanto, se evalúa la estabilidad futura de cada tipo de posible acuerdo internacional.

El artículo elaborado por las profesoras de la Universidad Autónoma de Madrid **Yolanda Fernández, M.ª Ángeles Fernández** y **Blanca**

Olmedillas, también emplea la teoría de juegos para estudiar las distintas estrategias posibles ante un acuerdo como el de Kioto, y para plantear los cambios que tendrían que producirse en el entorno para que los países participantes tuvieran incentivos a comportarse de forma cooperativa, facilitando así que se llegase a acuerdos que implicasen la reducción real y efectiva de las emisiones. Sus resultados ponen de manifiesto que el Protocolo de Kioto está falto de mecanismos e incentivos concretos que obliguen al cumplimiento de los acuerdos. A juicio de las autoras, los mecanismos contemplados en el Protocolo, básicamente la imposición de multas o el comercio de derechos de emisión, son insuficientes para superar el denominado dilema del prisionero. En consecuencia, es necesario pensar en instrumentos complementarios, fundamentalmente tecnológicos, que ayuden a lograr los objetivos medioambientales de forma inducida.

Políticas públicas: objetivos, realismo y operatividad

Se ha hecho referencia al problema del adelgazamiento de la capa de ozono. Una de las circunstancias que ayudó a la consecución de soluciones internacionales fue la presencia de un país que ejerció el liderazgo a la hora de sustituir los CFC (clorofluorocarbonos). En el caso del cambio climático, es Europa la región geográfica que está ejerciendo de líder en el proceso de lograr acuerdos internacionales. Así, la UE se ha fijado para 2020 los siguientes tres objetivos pioneros: 1) reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 20 por 100 con respecto a 1990 (reducción que podría alcanzar el 30 por 100 si otros países industrializados adoptaran medidas similares en los futuros acuerdos post-Kioto, que se discutirán en la Cumbre de Copenhague en diciembre de 2009); 2) abastecer el 20 por 100 de la demanda energética con fuentes renovables, y 3) aumentar un 20 por 100 la eficiencia energética. Estos objetivos se conocen como los «objetivos 20-20-20» de Europa.

La política europea frente al cambio climático es objeto de análisis en el trabajo de **Juan Carlos Ciscar** y **Antonio Soria**, del Instituto de Prospectiva Tecnológica (IPTS). Los autores revisan los principales elementos que definen la política europea de cambio climático, que son muchos y variados, tanto en términos de mitigación de emisiones como de adaptación a los efectos que el cambio climático acarrea. También se adentran en la revisión de los resultados de los modelos E3 (energía-economía-medio ambiente) y la forma en que se han utilizado para definir las políticas que Europa quiere potenciar a partir de la cumbre de Copenhague. El artículo, además de ser ilustrativo del esfuerzo que Europa ha realizado para mantener una postura común y pro-activa frente al cambio climático, sirve para entender la forma en que se han tratado de diseñar las medidas de acción que cumplan con el requisito de ser eficientes en términos económicos, es decir, actuaciones que consigan un determinado objetivo de reducción de emisiones incurriendo en el mínimo coste.

Por otro lado, el artículo de **Arturo Lorenzoni** (Universidad de Padua e IEFE, Universidad Bocconi) analiza las políticas de estímulo necesarias para que Europa alcance los objetivos en materia de energías renovables adoptados para 2020. Lorenzoni plantea la difícil cuestión de la conciliación entre el apoyo a las energías renovables en los distintos países de la Unión Europea y el mantenimiento de la competencia y la unidad de mercado en el sector energético europeo. Para ello, el autor analiza la importancia de, por una parte, maximizar la rentabilidad de la inversión en la promoción de energías renovables, en términos de reducción de emisiones de GEI y, por otra, de desarrollar la tecnología y la competitividad de la industria europea. Para ello, en primer lugar, muestra una panorámica de los diferentes sistemas de estímulo existentes en diferentes países europeos y, en segundo lugar, plantea la posibilidad de negociar en el futuro las cuotas de emisión nacionales asignadas entre los estados miembros de la Unión Europea.

La evaluación social de las políticas medioambientales

Siempre que los gobiernos elaboran políticas públicas, en este caso políticas ambientales, deberían ser conscientes de que muchas de sus acciones no implican mejoras paretianas, es decir, no todo el mundo mejora o permanece igual en términos de bienestar, sino que puede haber agentes que pierdan debido a los efectos sobre la distribución de la renta. Por tanto, es preciso solucionar este aspecto, aunque sólo sea para evitar la oposición política a las medidas que se deben adoptar. En el cambio climático este tipo de efectos también es relevante y a su consideración se dedican los dos trabajos siguientes.

Por un lado, los profesores **David Hoyos**, **Alberto Longo** y **Anil Markandya** se adentran en la evaluación de la aceptabilidad de las medidas aplicadas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Su trabajo se lleva a cabo para una región geográfica concreta, la Comunidad Autónoma del País Vasco, y utilizan el método de valoración contingente. En concreto, los autores evalúan la máxima disponibilidad a pagar (DAP) de la sociedad vasca para cumplir los objetivos climáticos en este territorio.

Por otro lado, el profesor **Bjørn Lomborg**, de la Copenhagen Business School, se centra en la necesidad de priorizar los recursos disponibles escasos entre las necesidades globales existentes. Para ello, el autor presenta el proceso que se ha desarrollado a través del Consenso de Copenhague 2008, mediante una exposición y evaluación pormenorizada de la relación costes-beneficios de las distintas inversiones o alternativas encaminadas a mejorar las condiciones de vida en el Planeta. El consenso alcanzado en 2008, que actualiza el alcanzado en 2004, incluye, dentro de su amplio abanico de problemas globales del Planeta, la contaminación del aire, los conflictos, las enfermedades, la educación, el calentamiento global, el hambre y la desnutrición, en-

tre otros. Entre las conclusiones alcanzadas dentro del Consenso de Copenhague 2008, Lomborg hace hincapié en el hecho de que invertir recursos en la reducción de emisiones de CO_2, sin incorporar ninguna otra medida adicional, no se encuentra entre las principales prioridades a las que se deban destinar los recursos.

EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA

La segunda parte del número se centra en los aspectos regionales del cambio climático en el caso particular de España. El objetivo en España, según el Protocolo de Kioto (y el reparto realizado por la Unión Europea), es no aumentar para 2008-2012 en más de un 15 por 100 las emisiones de GEI existentes a 1990. Sin embargo, aunque este objetivo se ha ampliado recientemente, a través del Plan Nacional de Asignación (2008-2012), hasta un 24 por 100, repartido el incremento entre la contabilización de los sumideros de carbono (2 por 100) y la compra de créditos en el mercado de derechos (7 por 100), este nuevo objetivo ya ha sido ampliamente rebasado. Así, en el año 2007, las emisiones habían superado el 50 por 100, por lo que situaban a España como uno de los países europeos más alejado de sus objetivos. Aunque en 2006 comenzó a invertirse ligeramente esta tendencia de crecimiento de las emisiones (la economía creció un 4 por 100 y las emisiones caían un 4 por 100), es la crisis económica de 2008-2009 el fenómeno que más está forzando una reducción drástica de las emisiones. En este sentido, según las últimas previsiones de la Comisión Nacional de la Energía de abril de 2009, la demanda eléctrica y de gas natural moderarán su crecimiento de forma significativa hasta 2012, con un incremento medio anual del 0,8 por 100 y del 1,9 por 100, respectivamente, lo que contrasta con las medias anuales de los últimos cinco años, que arrojaban crecimientos del 3,2 por 100 en electricidad y del 10,3 por 100 en gas.

Medición de las emisiones en España

Las políticas ambientales y energéticas, no obstante, seguirán siendo muy necesarias para que, cuando comience la recuperación, la actividad económica en España tome una nueva senda basada en un modelo productivo más sostenible y menos intensivo en emisiones. Por otra parte, también es fundamental que la actual disminución de los precios de las energías fósiles no perjudique las inversiones que son imprescindibles para el fomento de tecnologías bajas en carbono.

Un conocimiento detallado del origen de las emisiones en España es fundamental para el diseño y la aplicación de políticas de mitigación efectivas. El artículo que presenta **Vicent Alcántara**, profesor de la Universidad Autónoma de Barcelona, permite analizar las relaciones existentes entre la actividad económica y la generación de GEI. Para ello, se desagregan las emisiones por tipos de gases y por sectores, evaluando los factores que explican los aumentos de las emisiones en España en los últimos años. El autor también analiza el comportamiento ob-

servado en variables como la carbonización, el *mix* energético o la intensidad energética, variables cruciales en la obtención de posibles «ahorros» de emisiones.

Aunque es habitual señalar que es viable reducir emisiones mediante una terciariación o «desmaterialización» de la actividad económica, no se puede olvidar que los sectores de servicios colaboran significativamente, aunque de forma indirecta, en la generación de emisiones. Un incremento de este tipo de emisiones indirectas revela una translación de emisiones fuera de las fronteras («fuga de carbono») a través de la sustitución de la producción industrial doméstica por importaciones. Este fenómeno podría resultar en un aumento de las emisiones globales si éstas migraran hacia países con mayor intensidad en sus emisiones, y no fuera acompañado de una trasferencia de tecnología.

El cálculo de las emisiones indirectas de la economía española es abordado en el artículo de **Iñaki Arto**, profesor de la Universidad del País Vasco. Este trabajo presenta una aproximación a las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo en España y sus comunidades autónomas. Este enfoque permite ofrecer una visión alternativa sobre el origen de las emisiones frente al planteamiento habitual que se centra en la producción. En efecto, sus resultados ponen de manifiesto que las emisiones son más elevadas si se contemplan desde el punto de vista del consumo. Por tanto, este análisis mejora la contabilidad ambiental existente, y permite avanzar en la asignación de responsabilidades en los acuerdos climáticos internacionales, así como incidir en el diseño de las políticas de cambio climático.

Análisis de casos concretos: el sector eléctrico

El sector eléctrico es uno de los que más contribuyen a la generación de emisiones de gases de efecto invernadero en España. La liberalización de este sector, iniciada en 1997 con la Ley del Sector Eléctrico, y la aprobación de varias directivas encaminadas a crear mercados únicos a escala europea tanto en el gas como en la electricidad han transformado profundamente el sistema eléctrico español. El diseño y el buen funcionamiento de este mercado es uno de los elementos esenciales para conciliar el triple objetivo de 1) sostenibilidad climática y ambiental; 2) seguridad de suministro, y 3) competitividad económica. Al estudio de este sector se dedican los dos siguientes artículos.

Gonzalo Sáenz de Miera (IBERDROLA) analiza los resultados del proceso de liberalización en el sector eléctrico español examinando las ventajas e inconvenientes de la «regulación» *versus* la «liberalización», en términos de eficiencia y equidad distributiva, así como las implicaciones de la consolidación de un *mix* energético menos contaminante caracterizado por un mayor peso de las energías renovables. El artículo

también analiza la estructura del mercado eléctrico español, el nivel de competencia y la evolución de los precios, ofreciendo una comparación con los países del entorno, así como el origen del «déficit tarifario».

Por su parte, **Natalia Fabra** (Universidad Carlos III de Madrid) y **Jorge Fabra** (Comisión Nacional de la Energía) abordan las características especiales de la electricidad y los resultados del mercado eléctrico liberalizado en España. El artículo analiza los *windfall profits* (rentas generadas por cambios regulatorios o por falta de competencia) y su relación con el desarrollo de la Ley del Sector Eléctrico y con el «déficit tarifario». Proponen una alternativa regulatoria para evitar desequilibrios retributivos y potenciar tanto la competencia como la eficiencia en las inversiones. Además, esta alternativa es compatible con los objetivos ambientales mediante el diseño de un plan energético público a largo plazo (25 años) y con metas específicas a corto plazo (4 años), como, por ejemplo, en materia de energías renovables.

El sector de transporte

El sector de transporte es otro de los que más contribuyen a la generación de emisiones de CO_2 en España. Además, las perspectivas en este sector preocupan porque muestran una tendencia contraria a la de otros sectores económicos, en los cuales las emisiones se han estabilizado, o incluso reducido, a medida que la tecnología ha mejorado. De hecho, en España la mayoría de los incrementos en las emisiones ya mencionados puede atribuirse al aumento del transporte por carretera. En este contexto, es imprescindible desarrollar políticas de internalización de los costes externos del transporte que sean coherentes y compatibles con políticas de movilidad más amplias y centradas en la gestión de la demanda.

Si bien la mayoría de las externalidades en transporte tienen un impacto negativo, es posible encontrar algunos efectos de carácter positivo. El efecto Mohring es uno de ellos, y se refiere a la reducción del tiempo de viaje de los pasajeros cuando el operador incrementa la frecuencia. El trabajo de las profesoras de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria **Ofelia Betancor** y **M. Pilar Socorro** analiza este fenómeno poco conocido, situándolo en el contexto de las externalidades del transporte y sus políticas de regulación. En concreto, las autoras muestran que, aunque el efecto Mohring se planteó originalmente para la industria de autobuses, puede identificarse con otros modos de transporte público. De manera que ignorar este tipo de externalidades positivas puede llevar a una elección de políticas medioambientales subóptimas.

Abastecimiento energético y avances tecnológicos

Además del cambio climático global, muchas economías ven con preocupación su elevada dependencia de las de los recursos fósiles. El aumento previsto de la demanda y los precios del petróleo y el gas puede generar en el futuro situaciones de inflación e inestabilidad. La

Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2008) advierte que «la era del petróleo barato ha terminado», y prevé un aumento estructural de los precios del petróleo (200 dólares por barril de petróleo en 2030, en precios nominales). En España la dependencia energética en 2006 era un 80 por 100, alejada de la media de la UE-27 (53,8 por 100) o de países como Suecia (37,4 por 100) u Holanda (38 por 100). Ante esta situación, es aconsejable desarrollar estrategias y políticas que permitan limitar la vulnerabilidad de la economía española frente a dichos cambios y desarrollar un *mix* tecnológico diversificado ante posibles contingencias.

Para avanzar en esta dirección, es necesario conocer como evolucionarán algunas variables energéticas en el futuro. **Ignasi Nieto** (ISDEFE) analiza la incertidumbre que rodea a algunas de estas variables y discute la relevancia y la conveniencia de los análisis prospectivos, pero también sus limitaciones. En concreto, se estudian las principales variables relativas al papel del petróleo, el gas y las tecnologías eléctricas en relación con su oferta, con su demanda, y con las importantes implicaciones regionales en cuanto a reservas y rutas de transporte. En la segunda parte del artículo se hace hincapié en el papel geoestratégico de una política industrial en España relacionada con el desarrollo de tecnologías eléctricas bajas en carbono.

En esta misma línea, **Cayetano López** (CIEMAT y UAM) aborda las líneas de investigación tecnológica con más futuro en el campo de las energías bajas en carbono. Su conclusión es que no existen soluciones universales ni fuentes nuevas que puedan sustituir totalmente a las convencionales. Por ello, es necesario contar con un *mix* tecnológico diversificado que incluya las fuentes renovables, la energía nuclear, y el secuestro y la captura de CO_2 asociado a la generación de electricidad con carbón.

Finalmente, los dos últimos artículos de este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA giran en torno a uno de los instrumentos clave para alcanzar los objetivos «20-20-20» en Europa: el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (más conocido por sus siglas en inglés, ETS, de *Emissions-Trading Scheme*). Este sistema, en funcionamiento desde 2005, abarca cerca de 10.000 instalaciones y el 45 por 100 de las emisiones totales de la Unión Europea.

La implantación del ETS ha hecho que el CO_2 sea un recurso escaso por el que es preciso pagar un precio de mercado y cuyo coste las empresas tratarán de minimizar. El artículo de **Luis M. Abadie** y **José M. Chamorro** analiza cómo las inversiones energéticas, su rendimiento esperado y su riesgo, pueden verse afectadas por la existencia de un precio para el CO_2. Para ello estudian la evolución del mercado de de-

rechos de emisión europeo, sus cotizaciones al contado y a futuro, su volatilidad, su posible desarrollo y el impacto de la crisis económica. Los autores utilizan técnicas y modelos de evaluación de opciones y futuros aplicados a los derechos de emisiones para valorar las oportunidades de inversión en activos reales o en «opciones reales». Entre los casos analizados se encuentran la opción de retrasar la inversión en una central, expandir o contraer la escala de operación o bien incluir en una central una instalación de captura y almacenamiento de CO_2.

Aunque el ETS afectará únicamente a los sectores industriales intensivos en energía, se espera que su uso se vaya extendiendo en dos direcciones: hacia el resto de sectores, pero también en la combinación con otros instrumentos de política medioambiental. En este sentido, la compatibilidad entre instrumentos es crucial para que las políticas de cambio climático sean eficaces. Precisamente, el artículo de los profesores **Pablo Del Río**, **Xavier Labandeira** y **Pedro Linares**, que cierra este número, analiza cómo interaccionan y se combinan los distintos instrumentos climáticos disponibles en el sistema español. En concreto, el trabajo identifica algunas de las interacciones que se producen entre el ETS y otros instrumentos de política energética/ambiental en España, y a partir de ello se deducen algunas implicaciones de política pública en función de los objetivos fundamentales que se quieren conseguir.

Un tema oportuno con amplias implicaciones

Finalmente, como se puede apreciar de lo aquí expuesto, este número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, dedicado al cambio climático, aborda un tema no sólo relevante desde el punto de vista meramente económico, sino también por sus implicaciones en distintos aspectos de la vida cotidiana en la sociedad (usos de la energía, incremento de los costes inducidos por los requerimientos de ahorro de emisiones contaminantes, etc.). Además, el momento de ver la luz los trabajos aquí recogidos es crucial y óptimo en la medida en que contribuye, con una base razonada y documentada, a aportar nuevos parámetros y argumentos a la discusión sobre la problemática del cambio climático, cuya máxima expresión se espera que surja en la Conferencia de Copenhague que se celebrará en diciembre de 2009 (la COP15, en el lenguaje de las Naciones Unidas). En efecto, las partes integrantes de esta conferencia, así como todos los expertos en la materia, consideran que es un momento histórico para alcanzar un tratado climático post-Kioto, aunque algunas voces han apuntado a la dificultad añadida que supone la crisis económica sin precedentes en la que la economía mundial está inmersa.

En cualquier caso, los análisis económicos que se están afianzando en relación con la medición del problema del cambio climático, y con la evaluación de las condiciones necesarias y suficientes para la con-

secución y el mantenimiento de acuerdos internacionales, deberían seguir esta trayectoria de proliferación y profundidad en la formalización y contrastación de los problemas. A este objetivo quiere contribuir FUNCAS con la publicación de este nuevo número de PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA.

COLABORACIONES

I.
CAMBIO CLIMÁTICO: ECONOMÍA Y ACUERDOS INTERNACIONALES

LA CIENCIA DEL CAMBIO CLIMÁTICO: UNA VISIÓN GENERAL

M.ª Carmen GALLASTEGUI

Universidad del País Vasco

Ibon GALARRAGA

Mikel GONZÁLEZ

BC3 - Basque Centre for Climate Change

Resumen

La investigación en materia de cambio climático requiere un enfoque multidisciplinar que abarca una gran variedad de ciencias naturales y sociales. Este artículo realiza un amplio recorrido introductorio por los múltiples aspectos que comprende la ciencia del clima; desde los aspectos relacionados con la física del clima y su evolución, pasando por los impactos previsibles sobre los ecosistemas y las sociedades humanas, y finalizando con las opciones de mitigación y adaptación existentes. También aborda los elementos centrales de la economía del cambio climático, que son esenciales para adecuar los esfuerzos y para asignar objetivos de forma equitativa. La última parte reflexiona sobre la dificultad que supone tomar decisiones globales coordinadas y sobre el papel de las arquitecturas institucionales, los gobiernos, los *stakeholders* y la opinión pública en el avance hacia un futuro post-Kioto.

Palabras clave: cambio climático, energía, economía.

Abstract

Research into climate change requires a multidisciplinary approach which encompasses a great variety of natural and social sciences. This paper presents a large introductory review of the multiple aspects of climatic science: from the aspects connected to climate physics and their evolution, by way of the foreseeable impact on ecosystems and human societies, to existing adaptation and attenuation choices. It also deals with those main elements of climate change economics that are essential for adapting existing efforts and assigning targets in an equitable manner. The final section of this paper reflects on the difficulty of taking globally coordinated decisions, and on the role played by institutional architectures, governments, stakeholders and public opinion in the advance towards a post-Kyoto future.

Key words: climate change, energy, economics.

JEL classification: Q50, Q54.

I. INTRODUCCIÓN

NUNCA antes el papel de las ciencias naturales y el de las ciencias sociales han necesitado de una vinculación más estrecha. En las últimas décadas, problemas globales como la destrucción de la capa de ozono, la pérdida de biodiversidad o la contaminación de los océanos han mostrado la importancia de la multidisciplinariedad en materia de protección ambiental. La cooperación científica es indispensable para poder avanzar correctamente a lo largo del proceso de toma de decisiones que abarca la medición de los riesgos, la evaluación de actuaciones y el establecimiento de prioridades.

El cambio climático (CC) es uno de los ejemplos más claros de problema en el que una aproximación multidisciplinar es indispensable. Tomar decisiones acertadas en el caso del CC necesita, en primer lugar, de un conocimiento profundo y objetivo sobre los factores físicos que subyacen al sistema climático, sobre el origen de dichos cambios y sobre los escenarios o las tendencias futuras. En segundo lugar, es necesario conocer y analizar sus consecuencias, el grado vulnerabilidad de los sistemas socio-económicos y naturales, así como las opciones disponibles para la adaptación. Por último, y en tercer lugar, es fundamental conocer las opciones para su mitigación mediante la limitación o la prevención de las actividades que generan las emisiones de gases de efecto invernadero, o GEI. Para ello, y lo largo de más de veinte años, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) ha analizado estas cuestiones a través de tres grupos específicos de trabajo. Los informes del IPCC han sido un pilar básico en la firma del Protocolo de Kioto y son la base sobre los que se asentarán las futuras negociaciones post-Kioto en la cumbre de Copenhague en diciembre de 2009 (COP15).

El objetivo de este artículo es realizar una revisión sobre la ciencia del CC. Para ello, en los apartados II y III se presentan las principales conclusiones del informe de síntesis del IPCC (2007). En el apartado IV se analizan los aspectos relacionados más específicamente con la economía del CC y las dificultades que existen para su mitigación. El V, se centra en el papel de los gobiernos, las instituciones, los *stakeholders* y la opinión pública en los acuerdos climáticos y en el establecimiento de políticas. Por último, en el apartado VI, se recogen las principales conclusiones.

II. LA EVOLUCIÓN DEL CLIMA Y SUS IMPACTOS

1. Los cambios observados y sus causas

Según el IPCC, el clima de la tierra está cambiando de manera

«inequívoca», como lo muestra el aumento de las temperaturas medias, la fusión generalizada de nieves y hielos y el aumento del nivel del mar. Estos cambios están distribuidos de una forma desigual, siendo las regiones más septentrionales las más afectadas, y además se están acelerando, ya que entre 1956 y 2005 el calentamiento lineal promedio (0,13 ºC por decenio) es ya el doble que en el último siglo.

El origen del CC o cambio global se debe *muy probablemente* (1) al aumento de las concentraciones de GEI derivadas del consumo de combustibles fósiles desde la época preindustrial y, en menor medida, a los cambios en los usos del suelo. Las emisiones han aumentado en las últimas décadas (entre 1970 y 2004 cerca de un 70 por 100) empujadas por una fuerte presión demográfica, económica y energética. Este aumento en el nivel de emisiones ha provocado que las concentraciones de GEI en la atmosfera, estables en torno a las 280 ppm (2) durante la época preindustrial, hayan aumentado hasta alcanzar en 2005 las 379 ppm, unos niveles que exceden con mucho el rango natural de los últimos 650.000 años. Si no se establecen políticas concretas de mitigación, la temperatura media aumentará muy probablemente entre los 1,8 y los 4 ºC para finales de siglo; es decir; existen posibilidades muy reales de franquear los «umbrales de prevención» identificados por la comunidad científica, que se sitúan en torno a los 2 ºC como límite máximo razonable.

Para no exceder el «umbral de prevención» de los 2 ºC, es preciso que los niveles de concentración se estabilicen en torno a las 450-550 ppm. Según los escenarios del IPCC, para que el sistema climático transite hacia ese nivel de concentraciones es necesario que las emisiones globales: 1) alcancen su cenit en las próximas décadas; 2) se reduzcan a la mitad para 2050, y 3) continúen descendiendo hacia finales de siglo. Para ello es muy importante la implicación de los países emergentes, ya que para 2020-2025 sus emisiones superarán las de los países económicamente desarrollados. De hecho, como muestra el gráfico 1, aunque las emisiones (energéticas) de los países se redujeran a cero, el crecimiento del resto de países haría muy difícil alcanzar los objetivos (IEA, 2008).

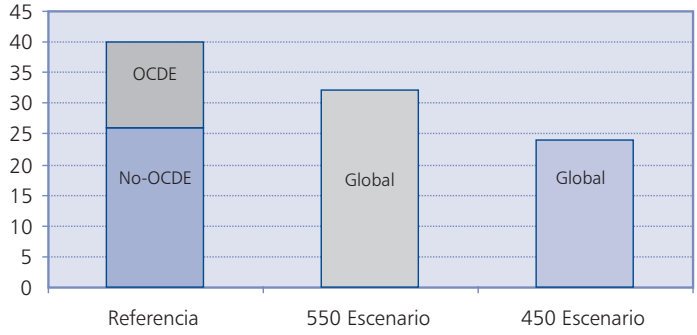
Los efectos del CC son ya apreciables y serán muy significativos en el futuro. Por ejemplo, la resiliencia de numerosos ecosistemas puede verse superada, lo que supondrá que entre un 20-30 por 100 de las especies vegetales y animales estarán expuestas a un mayor riesgo de extinción. Aunque la productividad agrícola podría aumentar en latitudes superiores si la temperatura aumenta entre 1-3 ºC, en países de África podría llegar a disminuir hasta un 50 por 100, incrementando el riesgo de hambrunas y crisis humanitarias. Por otro lado, se espera que hacia finales del siglo XXI el aumento del nivel del mar afectará a las áreas costeras y a los grandes deltas de Asia y África, y que desaparezcan numerosas pequeñas islas del Pacífico. La situación sanitaria de millones de personas podría resultar afectada debido a los fenómenos meteorológicos extremos y a la alteración en la distribución e incidencia de enfermedades infecciosas.

Por último, y aunque la probabilidad es baja, existen posibilidades de que ocurran cambios abruptos e irreversibles. Esto dependerá de la propia evolución del CC y del comportamiento de efectos no lineales de retroalimentación que son poco conocidos. Aunque, según las últimas investigaciones, estos cambios necesitarían escalas de tiempo muy largas (miles de años), el IPCC no descarta aumentos rápidos del nivel del mar a escalas de tiempo seculares.

III. OPCIONES DE MITIGACIÓN Y ADAPTACIÓN

Las actuaciones para limitar los impactos del CC pueden provenir

GRÁFICO 1
EMISIONES CO_2 "ENERGÉTICAS" PROYECTADAS PARA 2030 (EUROS/TONELADA DE CO_2)



Fuente: IEA (2008).

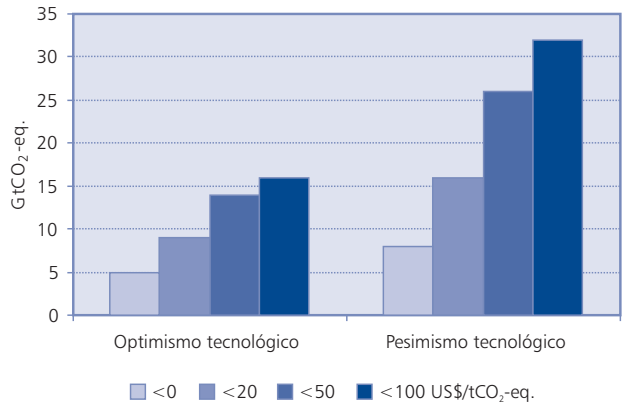
de: 1) la mitigación de emisiones; mediante una reducción de las emisiones de GEI a la atmosfera o mediante un aumento de los sumideros de carbono, y 2) la adaptación a sus efectos. Ambas medidas son complementarias y están relacionadas a través de las políticas de desarrollo sostenible. Por ejemplo, en los países más pobres el desarrollo es una pieza clave en cualquier política de adaptación, ya que ésta es una forma de reducir su vulnerabilidad.

1. Opciones de mitigación

Existe abundante evidencia científica sobre las posibilidades tecnológicas para la mitigación de emisiones en el medio-largo plazo. En este sentido, es importante distinguir entre el *potencial de mitigación de mercado* y el *potencial de mitigación económico*; el primero considera el potencial desde el punto de vista de la rentabilidad privada, mientras que el segundo lo hace desde el punto de vista de la rentabilidad social. Sin una intervención pública que regule la externalidad o daño que supone el CC sobre las generaciones actuales y futuras, o que la internalice a través de un precio para el CO_2, difícilmente el potencial de mitigación de mercado podrá alcanzar el potencial económico existente.

El gráfico 2 recoge el potencial (3) «económico» de mitigación de emisiones para distintos niveles de precios del CO_2. Para poder entender dichas cifras, hay que señalar que las emisiones de GEI alcanzaron en 2000 las 45 $GtCO_2$-eq y que el IPCC prevé para 2030 añadir entre 10 y 35 $GtCO_2$-eq. Los estudios muestran que existe potencial suficiente para compensar el crecimiento previsto, e incluso para reducir las emisiones por debajo de los niveles actuales. El coste medio de dicha reducción, según escenarios más o menos optimistas, oscilaría en torno a los 20-50 dólares por tonelada (US$/$tCO_2$-eq). Visto de otro modo: para que el mercado por sí sólo alcance una reducción importante de las emisiones (entre 15 y 30 $GtCO_2$) el precio de los permisos de CO_2 en un hipotético mercado global debería alcanzar los 20-50 dólares. En cambio, una estabilización de las concentraciones en torno a las 450-550 ppm, requeriría un precio sensiblemente mayor, seguramente superior a los 80-100 dólares estadounidenses.

GRÁFICO 2
POTENCIAL DE MITIGACIÓN *ECONÓMICA* MUNDIAL PARA 2030



Fuente: IPCC (2007).

Una conclusión sorprendente de los estudios tecnológicos es que existen importantes oportunidades de mitigación de emisiones (5-8 GtCO2-eq) a un coste cero o negativo; es decir, que a través, por ejemplo, del ahorro y la eficiencia energética en la iluminación, en los motores de los vehículos o en el aislamiento de edificios, podríamos reducir emisiones y obtener un beneficio económico. Las razones por las que el mercado no aprovecha estas oportunidades («paradoja de la eficiencia») podría deberse a la existencia de costes o barreras ocultas (financiación, información, etcétera) que podrían eliminarse a través de políticas adecuadas.

Aunque existe un amplio potencial para la reducción de emisiones, los estudios también muestran que no existe una tecnología que pueda proporcionar todo el potencial de mitigación en ninguno de los sectores. Por ello, es necesaria una cartera o *mix* de tecnologías que tenga en cuenta las características particulares de cada sector y cada país. En general, es destacable la existencia de un amplio potencial a bajo coste en el sector de la edificación en cuanto a eficiencia energética, y en el sector energético en cuanto a energías bajas en carbono. También existe potencial en la industria, y en la agricultura y en la silvicultura mediante una correcta gestión del suelo. Aunque la contribución del sector transporte es fundamental, y su tendencia es además a aumentar, en general las alternativas tecnológicas existentes en este sector son por aho-

ra más costosas, por lo que cobra especial relevancia la gestión de la demanda.

A partir de los potenciales de mitigación, y mediante el uso de modelos, se puede estimar, con un amplio rango de incertidumbre, los costes macroeconómicos de reducir las emisiones. Según el IPCC, una reducción de emisiones consistente con unas concentraciones de 450 ppm supondría en 2030 una reducción del PIB mundial inferior al 3 por 100, e inferior al 5,5 por 100 en 2050. Es importante señalar que estos costes no contemplan los costes de la no actuación. Según el IPCC aumentos de 1-3 ºC producirán beneficios de mercado en algunos lugares y sectores, pero, como media, la pérdida global podría alcanzar hasta un 4 por 100 del PIB e ir aumentando a medida que aumente la temperatura. En muchas regiones, dichos impactos podrían ser mucho mayores. Según el informe Stern (2006), estos costes se han infravalorado tradicionalmente, ya que existen multitud de efectos que no han sido incorporados. Según este estudio los costes se situarían probablemente en torno al 5-20 por 100 del PIB mundial, mientras que una estabilización en torno a los 550 ppm costaría un 1 por 100 del PIB. Además, Stern sugiere que las actividades para reducir GEI serán más caras si se retrasan por características propias de las infraestructuras energéticas.

2. Opciones de adaptación

Las sociedades llevan tiempo adaptándose a los fenómenos atmosféricos y climáticos para tratar de minimizar sus efectos. El CC agravará dichos fenómenos haciéndolos más frecuentes e intensos. En muchas sociedades, estos efectos se verán acentuados por otros factores estructurales como la pobreza y el desigual acceso a los recursos.

En los países más vulnerables, las medidas de adaptación y de desarrollo deben avanzar en la misma dirección. Esto es clave en aspectos como la planificación de los recursos hídricos, en la protección de costas o en las estrategias de reducción de riesgos ante desastres naturales. Las estimaciones hechas a escala regional indican que la relación coste/beneficio de la incorporación de la variable CC en el diseño de proyectos es mayor que su no consideración y modificación posterior de las infraestructuras.

Existe un amplio nivel de coincidencia en que ni la mitigación ni la adaptación por sí solas pueden evitar los impactos del CC. Ambas acciones, debidamente coordinadas, en los tiempos adecuados y en confluencia con otras políticas transversales de sostenibilidad, son la mejor garantía para limitar los efectos del CC. Por último, no hay que olvidar que las políticas de mitigación también generan otros beneficios, como son, por ejemplo, una mayor seguridad energética o una mejora de la salud por la reducción de otros contaminantes atmosféricos.

IV. ASPECTOS CENTRALES DE LA ECONONÍA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

1. Los fallos de mercado que originan el cambio climático

Durante mucho tiempo, hemos creído que uno de los mayores fallos que el sistema de mercado producía era el desempleo. El paro genera una infrautilización de los recursos productivos tan evidente que no hace falta explicar la afirmación de que una economía con desempleo es una economía que no ha logrado la eficiencia.

No se pretende comparar el paro con el CC. Ambos no tienen relación directa ni aparente, pero si este apartado comienza con una referencia a este fenómeno se debe a que, al igual que el desempleo, el CC puede modelarse, desde la teoría económica, como un fracaso de mercado. Recordar los dos teoremas del bienestar, y especialmente el primero, es algo que los economistas quizá debiéramos hacer con relativa frecuencia, máxime cuando hemos vivido una época en la que la preferencia por el *laissez-faire* y las enseñanzas liberales han sido dominantes.

Lo que la teoría económica nos enseña es que los mercados consiguen asignaciones eficientes cuando se cumplen una serie de condiciones muy restrictivas. Entre ellas, y al objeto de esta argumentación, destacan: la necesidad de existencia de mercados para todos los bienes, la inexistencia de bienes públicos o la no presencia de efectos externos de naturaleza tecnológica. Pues bien, el CC es un claro ejemplo de situación que puede explicarse como un problema de fracaso de mercado: 1) porque no existen mercados donde el clima de la tierra pueda intercambiarse; 2) porque el clima de la tierra es un bien público de naturaleza global, y 3) porque en las causas del CC se puede detectar la existencia de efectos externos tecnológicos. En los tres casos se sabe que no es posible esperar que el clima de la tierra esté bien gestionado. Por el contrario, lo previsible es que se produzca una mala gestión de este activo natural, y el CC no es más que el reflejo de esta mala gestión.

La forma de modelar el clima de la tierra como un bien público de naturaleza global transnacional es quizá la más evidente y clara, aunque es posible admitir cualquiera de las otras dos alternativas. Los bienes públicos, en oposición a los privados, se definen como bienes con dos características: no rivalidad en el consumo e imposibilidad de exclusión. Ambas están presentes en el caso que nos ocupa, el clima de la tierra, lo que implica que este bien puede caracterizarse como un bien público de carácter global (afecta a todo el planeta).

Samuelson (1954) demostró, en primer lugar, que en presencia de bienes públicos el mercado no conseguirá una asignación eficiente, y probó, en segundo lugar, cuál era la dirección en que se definiría la mala asignación: los bienes públicos son provistos de manera insuficiente por el mercado. Utilizando estos términos, puede afirmarse que el CC es consecuencia de un fracaso del sistema de mercado; fracaso generado como consecuencia de las características de no rivalidad y no exclusión que el clima de la tierra presenta. Alguien podría preguntarse por qué es necesario hablar en estos términos cuando en realidad no existen mercados para el clima, sin embargo pensar en el bien clima de la tierra (CT) como un bien público de naturaleza global proporciona muchas intuiciones respecto de las dificultades y soluciones del problema.

Hay también otros componentes de la caracterización que resultan relevantes a la hora de entender el CC desde un punto de vista económico. Los GEI, y en particular el CO_2, causantes del CC, constituyen emisiones que, al ser persistentes (la tasa de absorción por la atmósfera de los GEI o del CO_2 es inferior a la unidad), producen no sólo efectos flujo, sino también efectos *stock*. Los gases se acumulan en la atmósfera y es preciso preocuparse no sólo de la cuantía de las emisiones, sino de su permanencia. Las emisiones tienen además la característica de ser de mezcla perfecta. Las emisiones de CO_2 de un país se asemejan, en cuanto a las características físicas, a las de los demás países o regiones, por lo que, a la hora de analizar sus efectos, no podemos diferenciar su procedencia. Las emisiones, provengan de donde provengan, se agregan, y el daño depende de la cuantía total.

Por esta razón, se dice que el CC es un bien público de naturaleza global que precisa ser estudiado desde un punto de vista estático (emisiones), pero también dinámico (efecto *stock* de las emisiones).

2. El papel del análisis coste-beneficio

El análisis coste beneficio (ACB) se utiliza en economía como técnica de análisis que permite determinar si llevar a cabo una determinada política u optar por alguna decisión que implique una secuencia de gastos o una inversión está o no justificado. Para ello es preciso, por un lado, hacer un listado completo y una cuantificación lo más precisa posible de todos los costes y beneficios que el proyecto o política va a generar tanto en el presente como en el futuro. La cuantificación es siempre difícil porque hay beneficios «intangibles», beneficios que se derivan de resultados que no tienen un valor de mercado y para los cuales es preciso indagar, utilizando aproximaciones sofisticadas, el umbral mínimo de lo que la sociedad, o una parte de ella, puede ganar.

El ACB, con todas sus dificultades a la hora de bajar a la arena de la cuantificación, es muy fácil de entender a nivel teórico. Se trata de tener en cuenta y de evaluar todos los costes y todos los beneficios que un determinado proyecto va a acarrear, calcular el valor presente de la corriente de beneficios y costes utilizando un tipo de descuento social, y comprobar que el resultado es tal que el beneficio neto es positivo. Sólo en esta circunstancia está justificado desde un punto de vista económico que el proyecto se lleve a cabo. Cuando el proyecto no es de naturaleza social, sino que constituye, por ejemplo, una decisión sobre una inversión privada, de cuyos beneficios se van a apropiar agentes privados, el cálculo de la rentabilidad neta del proyecto es más sencillo. Aunque el tipo de descuento utilizado en este caso será de mercado, la argumentación es idéntica.

Cuando el informe Stern concluye que los beneficios de actuar mitigando emisiones para evitar los efectos de un cambio en el clima de la tierra superan a los costes, está aplicando exactamente este criterio. Su informe ha sido criticado por algunos autores debido a razones técnicas, el tipo de descuento que utilizaba en su argumentación o la imposibilidad de computar ciertos valores debido a la incertidumbre que acompaña a muchas de las cuantificaciones, tanto por el lado de los costes de actuar como por el de los de no actuar. Estas han sido las críticas suaves; las más severas han incluido otros muchos aspectos: inconmensurabilidad, valores plurales, ética no utilitaria, derechos, desigualdades distributivas, pobreza y tratamiento de las generaciones futuras

Para Spash (2007), la aproximación ACB llevada a cabo por el informe Stern y por otros muchos economistas ignora la literatura,

muy crítica, proveniente del campo de la ecología, en relación con la utilización de esta herramienta, y adopta el punto de vista tradicional de que el crecimiento económico se tiene que defender sin plantearse siquiera el porqué es necesario que la sociedad siga produciendo y consumiendo cada vez más. Para los que siguen los principios básicos de la economía ecológica, este modelo tradicional no tiene una base firme y es preciso diseñar estados estacionarios que correspondan, por diseño, a economías más pequeñas, es decir, economías con menores tasas de crecimiento, empleo y consumo.

De acuerdo con este autor, el informe Stern se aleja del análisis de los conflictos de intereses en términos de valores. Ésta es una crítica de peso si no fuera porque hacer economía implica normalmente tomar decisiones difíciles, y en este caso con un mayor grado de incertidumbre. Aun siendo conscientes de que aplicar el modelo de racionalidad y la ética utilitarista es una opción, y no la única, si se aplica el principio de que a menudo «lo mejor es enemigo de lo bueno», el análisis ACB, utilizado con las necesarias cautelas y alejado del dogmatismo, es opción interesante, aunque no siempre concluyente.

En cualquier caso, y desde la perspectiva del cambio climático, la crisis económica global actual podría alterar los patrones de crecimiento e imponer restricciones en la producción que podrían servir para mitigar emisiones al menos en un cierto período de tiempo. Por otra parte, la necesidad de llevar a cabo políticas macroeconómicas activas sugiere que puede ser posible poner en práctica políticas de corte keynesiano de naturaleza «verde», es decir, políticas que ayuden a resolver el fenómeno del CC. La utilización de mano de obra no cualificada en paro para llevar a cabo acciones de reforestación es sólo una ilustración de lo que podría hacerse. Por otro lado, los ajustes en el tamaño de ciertos sectores económicos que la crisis está propiciando están generando discusiones y análisis en torno a la idea del «decrecimiento». La tecnología, la mitigación, los cambios en los patrones de consumo, pueden, a juicio de algunos autores, no ser suficientes para resolver el problema del CC, y sería necesario optar por el «decrecimiento»: trayectorias a largo plazo donde el crecimiento del PIB no sea tan elevado como el experimentado en los países desarrollados en la última década. Estas ideas y propuestas, que surgen como consecuencia de la conjunción en el tiempo de dos problemas globales, la crisis económica y el cambio climático, darán pie sin duda a nuevos desarrollos a tener en cuenta.

3. Descuento y equidad intergeneracional

Los modelos de crecimiento económico incluyen o bien funciones de bienestar con horizontes infinitos (lo que supone que los individuos que constituyen la sociedad tienen en cuenta, a la hora de tomar sus decisiones, su propio bienestar y el de todas las generaciones futuras) o bien funciones de bienestar o de utilidad con horizontes finitos. Un camino intermedio es el de los modelos de generaciones solapadas donde conviven, en un mismo período de tiempo, jóvenes y viejos que son sustituidos por nuevas generaciones. La elección de modelo no es baladí, como tampoco lo es el planteamiento de cuestiones medioambientales como la del CC, que van a afectar a las generaciones presentes y sobre todo a las futuras.

Cuando se consideran agentes individuales que se preocupan no sólo del bienestar propio, sino también del de sus hijos, se admite implícitamente que la función de bienestar social (adoptando el criterio de Bentham) tendrá un horizonte infinito. Si los agentes individuales se modelan como agentes que se preocupan del bienestar de sus hijos y éstos, a su vez, de los suyos, es como si la generación de hoy se preocupara del bienestar de sus nietos, biznietos y demás generaciones futuras.

Al analizar problemas ambientales, casi siempre se tiene en cuenta el futuro. Esto no quiere decir, sin embargo, que las generaciones futuras estén valoradas exactamente igual que las presentes, porque hay otro elemento importante a tener en cuenta antes de poder responder a esta cuestión. Se trata de la elección del tipo de descuento a utilizar a la hora de determinar los valores presentes de las magnitudes económicas.

Cuando el tipo de descuento utilizado es nulo, se adopta la decisión de valorar el presente y el futuro exactamente igual; cuando el tipo de descuento es alto, superior a uno, se da por supuesto que el presente importa mucho más que el futuro y que, por lo tanto, el bienestar de las generaciones futuras, aun siendo relevante en la función objetivo, no alcanza a tener el mismo peso que el de la generación presente.

Hay muchos principios éticos involucrados en una decisión que parece a priori sencilla, la elección del tipo de descuento, pero cuando las consideraciones éticas son relevantes los principios puramente económicos no tienen mucho que decir.

En cualquier caso, en economía se han adoptado una especie de

reglas de actuación que, de forma simple, podrían ser descritas como sigue: utilicemos el tipo de interés de mercado para descontar el futuro, tal y como hacen los agentes privados a la hora de adoptar sus decisiones de inversión cuando lo que está en juego no afecta a la colectividad. Sin embargo, cuando se contemplan decisiones que afectan a las generaciones futuras no parece ético utilizar tipos de descuento tan elevados. De ahí que la segunda parte de la regla establezca que, siempre que las decisiones a considerar tengan implicaciones generacionales, el tipo de descuento que se utilice debe ser o bien cero o, en cualquier caso, inferior al tipo de interés de mercado. La cuantía de la disminución depende del investigador, pero la utilización de un tipo similar a los bonos gubernamentales es algo comúnmente aceptado en la práctica. En problemas ambientales severos, como es el caso del CC, la utilización de tipos de descuento nulos no puede ser descartada.

V. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y POLÍTICOS

El entramado institucional y político en torno al CC resulta francamente complejo por varias razones. Por un lado, porque aglutina carteras y responsabilidades muy diversas, con poca tradición de trabajar de forma coordinada y acompasada; carteras como la de medio ambiente, la de transporte, la de energía, la de desarrollo industrial, la de vivienda o la de investigación, entre otras. Por otro, porque necesita concitar acuerdos a todos los niveles de la Administración —internacional, nacional, regional y local—, ya que todos cuentan con competencias que afectan directa o indirectamente al éxito de la política de lucha contra el CC (Nrg4sd, 2008).

Desde que, en 1997, los países industrializados se comprometieron con los objetivos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, los esfuerzos que se han llevado a cabo para instrumentar un proceso internacional global han sido importantes. Las Naciones Unidas, desde la secretaría de la Convención Marco sobre Cambio Climático (conocida por sus siglas en inglés, UNFCCC), creada en el año 1992, ha impulsado, mediante las conferencias de las partes y los órganos subsidiarios (4), un movimiento del que forman parte más de 190 países del mundo.

Aun siendo los estados quienes se reúnen en las diversas conferencias, se ha logrado una más que importante actuación de agentes de interés que, en actos paralelos, contribuyen a catalizar e impulsar la lucha contra el CC. Entre ellos se aglutinan ONG, empresas, asociaciones y otras colectividades, siendo destacable el papel predominante que los gobiernos regionales y las asociaciones de gobiernos regionales y locales han venido desempeñando. Este nivel de gobierno ha encontrado, en el mundo paralelo a las conferencias de las partes, un ámbito de trabajo mucho más efectivo y de gran potencial, que complementa de forma decisiva su participación a través de los estados.

El tejido institucional en el que se enmarca la lucha contra el CC concentra, probablemente, lo mejor y lo peor de las relaciones en materia de cooperación y coordinación. Las dificultades para lograr avances significativos en esta materia son muchas y de diversa índole, pero sigue habiendo un punto de luz en el horizonte que invita al optimismo.

En este apartado del artículo se reflexiona sobre este asunto, incidiendo en la problemática que el entramado institucional representa en la lucha contra el CC, así como en las oportunidades que brinda.

1. Las dificultades para una acción global coordinada

La dimensión global del CC hace imprescindible la necesidad de articular esquemas de acción a todos los niveles de gobierno, y pone de manifiesto las importantes dificultades de lograr avances reales en materia de política ambiental. Un problema ambiental global, transnacional, que reúne todas las características de bien público global, en el cual la tentación de actuar como «viajero sin billete» es siempre máxima y en el que, sin embargo, la acción coordinada es imprescindible.

Incluso aquellos gobiernos para los que la lucha contra el CC es una de sus prioridades políticas se encuentran con obstáculos de primer orden. La complejidad del diseño de la política, la extrema dificultad para su implementación y la problemática para el seguimiento, retroalimentación y ajuste son las más evidentes.

En lo que se refiere al primer grupo, la necesidad de interaccionar con políticas sectoriales diversas (industrial, de transporte, energética, ambiental, etc.) exige un grado de conocimiento inter-disciplinar y un esfuerzo de coordinación inter e intradepartamental sin precedentes. Y todo ello coordinado entre varios niveles de gobierno, hacia lo más local o hacia lo más internacional. Lograr sinergias entre las políticas de sectores tan diferentes resulta un ejercicio conceptualmente sencillo en sus planteamientos, pero extremadamente complejo de instrumentalizar. Cuestiones tan básicas como

la forma en la que se contabilizan las emisiones —vía directa o indirecta (5)— son un ejemplo que ilustra estas dificultades. Este extremo resulta esencial a la hora de coordinar los esfuerzos entre países y regiones. La elección de un método u otro de contabilización puede significar que las políticas de autoabastecimiento o diversificación energética adquieran una mayor o menor relevancia entre las prioridades políticas.

Al referirnos a la fase de implementación, no podemos obviar, además de las dificultades que se arrastran desde la fase de diseño, la complejidad de contar con un órgano de gobierno con la suficiente transversalidad y fuerza como para ser efectivo en la implementación de los paquetes de medidas. Y ello garantizando que la estructura organizativa clásica de cualquier gobierno (es decir por áreas o sectores) no sea un obstáculo insalvable. Este extremo representa un reto desde el punto de vista de la gestión pública, que exige grandes dosis de tenacidad y constancia. Los planteamientos respecto a modelos de integración vertical están en el centro de este debate y, mientras éstos pueden representar aparentes ventajas por estar toda la acción dirigida desde un solo poder público, conllevan también las problemáticas clásicas respecto a la agilidad y conflicto de intereses en las estructuras de gobierno.

La fase de seguimiento y ajuste tampoco está exenta de complejidades en tanto que, aun siendo efectiva una política para el fin diseñado, puede incidir de forma excesivamente negativa en otras prioridades sectoriales a corto plazo. Aunque una política de lucha contra el CC bien diseñada representa situaciones *win-win* en relación con otras políticas sectoriales a medio o largo plazo; entre otros, los conocidos *ancillary benefits* en la calidad del aire (Markandya y Halsnaes, 2002).

A medida que se hace más necesaria la globalización de la política climática, estas complejidades aumentan de forma exponencial. La implementación y desarrollo del Protocolo de Kioto concentra, por ejemplo, todas estas dificultades. Hacer frente a estas cuestiones sobre eficacia en la gestión pública será imprescindible para el avance de los acuerdos post-Kioto.

Entre otros factores a considerar, parece oportuno mencionar uno que durante un periodo largo ha lastrado los avances de la política de lucha contra el CC: la sensación de irreversibilidad e imposibilidad de abordar un problema de tan inmensas proporciones. Ante la dimensión de un reto global —calificado por dirigentes de todo el mundo como el mayor reto al que debe enfrentarse la humanidad en este siglo—, resulta inevitable que aparezcan posturas que abogan por dejar de lado cualquier esfuerzo de mitigación por entenderlo inútil. Afortunadamente, la ciencia ha jugado un papel crucial en relación con esta cuestión, aclarando la dimensión de este reto global pero matizando y cuantificando la magnitud del cambio que es necesario abordar. El propio panel intergubernamental o el conocido informe Stern han sido piezas clave en este proceso.

La política se mueve en un mundo de ciclos cortos de entre tres y seis años, claramente insuficientes para abordar los cambios estructurales que el CC necesita. Incluso los más bienintencionados de los encargados de diseñar la política sienten la tentación de no abordar con decisión los cambios estructurales a largo plazo cuyos frutos no puedan capitalizar hoy. Lograr que esta tentación no desvirtúe la política ambiental puede requerir un esfuerzo añadido. En esta tarea resulta vital contar con un colectivo de agentes de interés bien informado y exigente, además de con una política bien engarzada con los movimientos en la esfera internacional.

La desigualdad en el reparto de los costes, los esfuerzos y los incentivos para actuar a favor de una política de lucha contra el CC decidida son otras cuestiones que deben ser abordadas. La conocida como «equidad en la diferenciación de los esfuerzos requeridos» está entre los factores clave de la Convención Marco sobre Cambio Climático y en los fundamentos del Protocolo de Kioto (Aldy y Stavins, 2008). Sin embargo, esta cuestión sigue suscitando numerosos desencuentros en los foros internacionales.

2. Los acuerdos climáticos actuales y la futura fase post-Kioto

Mucho se ha escrito ya sobre el Plan de Acción de Bali (conocido como la hoja de ruta de Bali), que fue aprobado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático en diciembre 2007 (6) (COP13). Este plan establecía la senda de trabajo necesaria para que en la cumbre de 2009, en Copenhague (COP15), puedan aprobarse los instrumentos y el marco de trabajo que regule el periodo post-Kioto. Este plan plantea cuestiones tan relevantes como: ¿qué tipo de acuerdo internacional debe formalizarse para el periodo posterior a Kioto?, ¿cuál debe ser la arquitectura institucional?, ¿cómo lograr mayores reducciones de emisiones?, ¿cómo avanzar en las cuestiones de adaptación?, ¿cuál

debe ser el papel de la innovación? La reunión de Bali sirvió además para adoptar acuerdos en temas tan relevantes como la transferencia de recursos financieros para los países en vía de desarrollo, vía fondos y otros instrumentos financieros y de mercado.

La conferencia de Poznan (COP14) ha marcado otro hito en este camino, si bien ha estado lastrada por la falta de acuerdos entre las mayores potencias internacionales y la indecisión y parálisis de la Administración Bush. Este año 2009 se muestra, por tanto, crucial en lo referente a los acuerdos internacionales en la lucha contra el CC, y especialmente la culminación en la cumbre de Copenhague. En ella deberán materializarse los resultados de las negociaciones de las distintas cumbres, como la de Bonn, en junio, y la de Bangkok, en septiembre y octubre. Los ojos están puestos en países como India, Brasil y China, abanderados de los compromisos de los países en vías de desarrollo y potencias en rápido crecimiento, la Unión Europea, en relación con el mantenimiento de su liderazgo, y Estados Unidos, respecto al rol que el nuevo presidente Barack Obama ha prometido en torno a esta temática. Cuestiones como el futuro del mercado de derechos de emisión, los impuestos al CO_2, la transferencia de tecnología, el comercio internacional y sus emisiones, junto con los asuntos de adaptación y el reparto de las cargas, centrarán el debate en torno al post-Kioto.

3. El papel de los *stakeholders* y de la opinión pública

La lucha contra el CC no es tan sólo una tarea de las administraciones públicas. La participación de un amplio abanico de agentes en los procesos de planificación es fundamental para aunar esfuerzos y despertar la sensibilidad de la ciudadanía; así como de grupos de interés económico, asociaciones ecologistas, sindicatos o el mundo académico. Pero lo es, principalmente, para garantizar el decidido y constante apoyo que cualquier Administración necesita para desarrollar la política de lucha contra el CC con tesón y constancia, pensando más en el largo plazo y las medidas estructurales que en el corto plazo y las medidas coyunturales.

Hoy en día, la ciudadanía percibe el calentamiento global como una amenaza de primera magnitud que debe ser abordada, y exige a sus representantes que gestionen esta cuestión de forma urgente y decidida. Gracias a la cobertura que los medios de comunicación han dado a los científicos en esta materia, la opinión pública reconoce la necesidad de invertir hoy para evitar daños y costes mayores en un futuro. Este reconocimiento resulta fundamental.

Un reciente estudio realizado por el Departamento de Medio Ambiente del Gobierno Vasco muestra, por ejemplo, que la disposición a pagar (DAP) agregada para implementar el Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático (PVLCC) se estima en 400,6 millones de euros, mientras que los costes del mismo se estiman en 79,5 millones de euros (Hoyos *et al.*, 2009). Otros estudios ponen de manifiesto cifras económicas y niveles de preocupación similares.

La opinión pública se estructura también en torno al papel que juegan las asociaciones ecologistas y los estados de opinión que generan. Afortunadamente, el nivel de conocimiento y especialización de estos colectivos ha mejorado notablemente en los últimos años gracias a los nuevos desarrollos que están teniendo lugar en la literatura científica. Esto permite que colectivos ambientalistas contribuyan de forma significativa, y generalmente constructiva, a mantener el pulso de la política ambiental en la Administración pública. El rol de estos grupos de interés será fundamental en los futuros desarrollos de la política climática, y más especialmente en lo que se refiere a la implementación efectiva de ésta. Los duros análisis que realizan contribuyen a detectar las incoherencias a las que, como sociedad, nos enfrentamos.

Cabría destacar, por último, el papel de los prescriptores sociales a la hora favorecer el estado de opinión en torno a cuestiones tan complejas como el CC. En cada país o región contamos con personalidades de reconocida trayectoria que avalan las conclusiones de los científicos y apoyan las políticas públicas diseñadas para combatir el CC. En el contexto internacional, personas como el ex-vicepresidente de Estados Unidos, Al Gore, han contribuido sin duda alguna a la popularización de la problemática. El papel de éstos resulta fundamental para lograr que la política pueda ponerse en marcha de forma efectiva y se conciten los apoyos necesarios. La credibilidad y la honestidad de la trayectoria de los prescriptores están lógicamente relacionadas con su potencial para movilizar a la sociedad en torno a estas cuestiones.

4. Arquitecturas institucionales para una economía baja en carbono

El Protocolo de Kioto contiene algunas debilidades y fortalezas

(Aldy y Stavins, 2008). Entre sus fortalezas más claras destaca el hecho de que, por primera vez, la comunidad internacional ha conseguido superar las barreras existentes para establecer unos objetivos y unos plazos concretos para la mitigación. Además, dicha reducción de emisiones se asienta en dos principios fundamentales que deben guiar cualquier negociación climática: 1) la reducción «coste-efectiva» de las emisiones, mediante el uso de mecanismos flexibles, y 2) el reparto «equitativo» de las cargas mediante la aplicación de objetivos «diferenciados» en función de la responsabilidad histórica de cada país y su capacidad. Entre sus debilidades destaca la falta de participación de los países en vías de desarrollo y de los grandes centros emisores de GEI. El acuerdo post-Kioto debería permitir ampliar el número de socios y coordinar las políticas a escala mundial (sin que ello represente una limitación en las actuaciones individuales).

Desde un contexto europeo, aparecen otras cuestiones que deben ser tenidas en cuenta. En concreto, es necesario destacar el papel que las regiones y los niveles de gobierno sub-estatales pueden jugar en esta cuestión. Las razones para destacar el papel de las regiones se basan en los principios de eficiencia y subsidiariedad, el papel dinamizador de los actores públicos locales y la sociedad civil y el incremento de responsabilidades que son competencia de estas administraciones (la ordenación del territorio, el medio ambiente, la educación y la investigación, la política industrial y, en algunos casos, también la energética). Más allá de la realidad europea, donde regiones como Flandes, Escocia, Renania del Norte-Westfalia, Cataluña y el País Vasco (7) han liderado estrategias de lucha contra el CC reconocidas en los foros internacionales, Estados Unidos contiene ejemplos interesantes. Las ambiciosas políticas ambientales desarrolladas por estados como California, Connecticut y Maine contrastan con el papel de la administración Bush desde el Gobierno Federal.

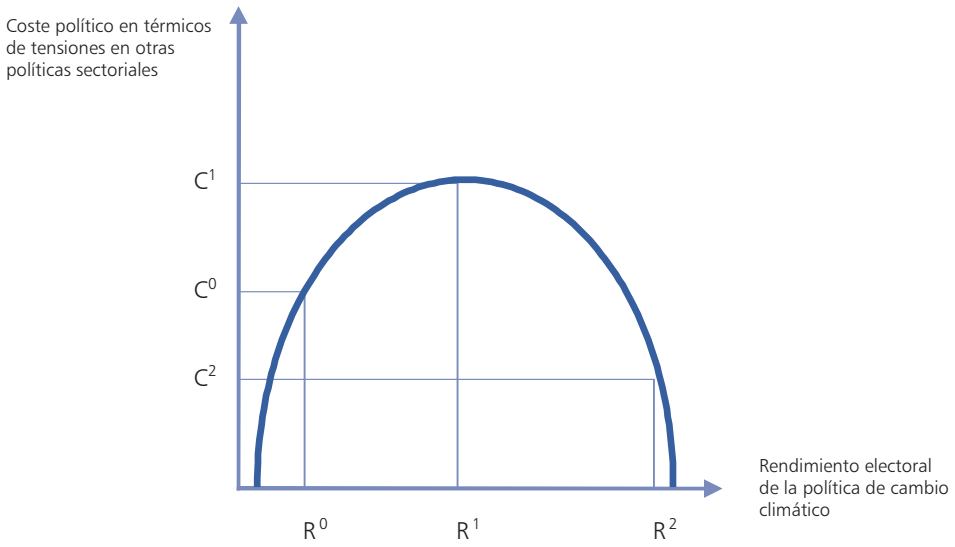
La arquitectura que se plantee debe considerar que la política de mitigación resulta parte del compromiso de todos los países y regiones con el mundo, mientras que la de adaptación puede entenderse en cada territorio como un claro compromiso con las generaciones futuras.

Hasta la fecha, el apoyo decidido e inequívoco de los máximos mandatarios ha implicado en muchos casos importantes costes políticos, debido a las incompatibilidades con otras políticas sectoriales a corto plazo y alentados principalmente por los poderosos colectivos de agnósticos. Esta situación podríamos denominarla la «curva de Kuznets de la política sobre el CC», por su similitud a la famosa teoría que relaciona el nivel de renta per cápita de un País con el nivel desigualdad, o la curva de Kuznets ambiental.

Esta relación viene ilustrada en el gráfico 3. Representamos en el eje horizontal el rendimiento político y electoral (en forma de «reconocimiento por la valentía y decisión para liderar un reto tan complejo») que han obtenido los líderes que han asumido el compromiso claro de luchar contra el CC. Y en el vertical el «coste político» asociado a las tensiones generadas como consecuencia de la política climática en otras políticas sectoriales (industrial, energética y de transporte mayormente). La relación resultante se asemejaría a la curva de Kuznets. Una curva cóncava que indica que, mientras que la obtención de un rendimiento en clave estrictamente de «política ambiental» exige asumir grandes costes políticos (R^0, C^0) y generar tensión entre grupos de interés económico, creciendo ambas variables en el mismo sentido, se produce un punto de inflexión (R^1, C^1) a partir del cual la relación cambia, y el rendimiento político crece a medida que el coste disminuye (R^2, C^2). El punto de inflexión podría identificarse, a nuestro juicio, con el periodo 2006-2008, en el que hitos tan importantes como el informe Stern o el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC despejaron las dudas respecto al origen antropogénico del CC y la racionalidad, no sólo pero también, económica de actuar cuanto antes, debilitando definitivamente las posturas en defensa de no modificar las políticas energéticas, industriales y de transporte. La demostración empírica de esta relación sería un reto intelectual muy excitante.

No quisiéramos olvidar otras cuestiones a destacar en este debate, como son, por un lado, la ya nombrada necesidad de la colaboración y coordinación inter e intra-institucional y a escala internacional, sin que ello represente cuellos de botella para la acción individual, y por otro, la importancia de estructurar una política por fases. Si bien la ciencia recomienda celeridad en la lucha contra el CC, la dimensión intersectorial del CC aconseja un enfoque de planificación que mida con cuidado los pasos a dar en cada periodo. En este contexto, trabajar en un marco estratégico-conceptual a largo plazo, 2020 ó 2050, pero desde el pragmatismo de los planes de acción cuatrianuales, resulta fundamental. La suma de todos los grados que permiten girar el rumbo de los planes a corto parece la única forma plausible de llegar a destinos muy diferentes en el largo plazo.

GRÁFICO 3
RENDIMIENTO DE LAS POLÍTICAS DE CAMBIO CLIMÁTICO



Curva de Kuznets de la política de lucha contra el cambio climático

Fuente: Elaboración propia.

VI. CONCLUSIONES

En este apartado resumimos de forma sucinta lo que consideramos son las principales consideraciones que se derivan del análisis llevado a cabo en este trabajo.

1. El clima de la tierra está cambiando y el origen de dicho cambio es humano. Sin políticas de mitigación, y dada la inercia demográfica, económica y energética existente, la temperatura media aumentaría en 2100 entre 1,8 y 4 ºC, con importantes impactos económicos, sociales y ambientales.

2. Aunque existe una elevada incertidumbre, debido a la propia sensibilidad del sistema climático y humano, es posible concluir que la magnitud de los impactos y la desigual distribución y responsabilidad de éstos justifican, desde una óptica política y ética, una acción pública coordinada. La ciencia debe continuar estableciendo las magnitudes de los efectos con precisión y guiando a la política en su toma de decisiones.

3. Las medidas de adaptación serán necesarias para reducir la vulnerabilidad a corto y largo plazo. Además, incorporar la variable CC en las decisiones de planificación es fundamental, ya que las decisiones, por ejemplo, en materia de infraestructuras energéticas pueden condicionar el desarrollo de los próximos cincuenta años.

4. Para no sobrepasar el umbral de seguridad (2 ºC, 450-550 ppm), se requiere una reducción drástica de las emisiones en las próximas décadas. Los países desarrollados deben liderar la mitigación, pero no pueden alcanzar el objetivo sin la cooperación de los países emergentes, y sin una transferencia de recursos y tecnología hacia estos países.

5. Los estudios económicos y tecnológicos coinciden en la existencia de un potencial importante para la mitigación de emisiones. Aunque existen posibilidades para reducir emisiones a coste cero, mediante el ahorro y la eficiencia energética, será necesaria una gran inversión en tecnologías bajas en carbono. No existe una única tecnología que pueda proporcionar todo el potencial de mitigación necesario en ninguno de los sectores.

6. Desde una óptica de fundamentos económicos, puede

apreciarse que caracterizar el clima de la tierra (CT) como un bien público global proporciona intuiciones claves acerca de la naturaleza y dificultades del problema.

7. En el caso del CC, un análisis clásico de tipo coste-beneficio (ACB), aunque puede ser una herramienta importante de apoyo a la decisión, hay que tomarlo con cautela, debido a la dificultad que supone valorar muchos de los daños, su distribución y la elección de las tasas de descuento sociales a aplicar.

8. Desde una óptica institucional, la política de lucha contra el CC resulta compleja. Es difícil lograr una coordinación inter e intra departamental, aunar esfuerzos a todos los niveles de la Administración, desde lo local a lo más global, y aprovechar o aliviar las sinergias o tensiones que se generan en otros ámbitos.

9. Los periodos de tres-seis años en los que se mueve la política contrastan con los periodos necesarios para lograr cambios estructurales. El desgaste político de los precursores de las políticas climáticas explica el por qué del retraso en su implantación.

10. Es necesario destacar la importancia de los gobiernos regionales en el diseño y puesta en marcha de la política de CC, y la necesidad de que sean incorporados a los procesos de negociación de las Naciones Unidas y otros entes supranacionales.

NOTAS

(1) IPCC (2007: 7). La expresión «muy probable» es la clasificación que el IPCC utiliza para designar una probabilidad superior al 90 por 100.

(2) ppm (10^6 por unidad de volumen) partículas por millón. Coeficiente de mezclado (como indicador de GEI)

(3) Estos resultados están basados en estimaciones procedentes de modelos llamados ascendentes, o *bottom-up*, en contraposición con los modelos descendentes, o *top-down*, aunque ambos enfoques han ido convergiendo y en la actualidad los resultados son prácticamente idénticos. Los modelos *bottom-up* son modelos con una caracterización tecnológica muy detallada, mientras que en el enfoque *top-down* se caracterizan por capturar mejor los múltiples efectos económicos.

(4) Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (OSACT) y Órgano Subsidiario de Ejecución.

(5) La estimación de emisiones de gases efecto invernadero *directas* responde al enfoque producción, es decir, se contabilizan las emisiones de la energía producida en un territorio, independientemente de dónde se consuma. El método de las *indirectas*, sin embargo, se refiere al enfoque de consumo; se contabilizan las emisiones de la energía consumida, independientemente de dónde se produzca ésta. Este asunto adquiere una relevancia especial si se tiene en cuenta que el IPCC apuesta por la vía de las directas (enfoque producción), ya que puede resultar más sencillo de contabilizar y, una vez agregadas, el resultado debe ser el mismo. Paradójicamente, países como Luxemburgo, que importan la mayor parte de la energía que consumen, contabilizan niveles de emisiones extremadamente bajas con este método.

(6) http://unfccc.int/files/meetings/cop_13/application/pdf/cp_bali_action.pdf

(7) Para más información véase GALARRAGA (2007) y el Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático 2008-2012. http://www.ingurumena.ejgv.euskadi.net.

BIBLIOGRAFÍA

ALDY, J. E., y STAVINS, R. N. (2008), «Climate policy architectures for the post-Kyoto World», *Environment: Science for Sustainable Development*, Environment.

GALARRAGA, I. (2007), «La apuesta del País Vasco en la lucha contra el cambio climático», en *Ekonomi Gerizan: Desarrollo sostenible y cambio climático*, editado por la Federación de Cajas Vasco-Navarras.

IEA (2008), *World Energy Outlook 2008*, International Energy Agency, París.

IPCC (2007), *Climate Change 2007: Synthesis Report*, Intergovernmental Panel on Climate Change, París.

— *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*, Working Group I, Intergovernmental Panel on Climate Change, París

— *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Working Group II, Intergovernmental Panel on Climate Change, París.

— *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change*, Working Group III Intergovernmental Panel on Climate Change, París.

HOYOS, D.; LONGO, A., y MARKANDYA, A. (2009), «Concienciación pública y aceptabilidad de medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero», PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA, nº 121.

MARKANDYA, A., y HALSNAES, K, (2002), «Climate change and sustainable development», en *Climate Change and Sustainable Development: Prospects for Developing Countries*, editado por MARKANDYA, A. y HALSNAES, K.; Earthscan.

NETWORK FOR REGIONAL GOVERNMENTS FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (Ng4sd) (2008), *NRG4SDPost Bali Policy Paper on Climate Change*, www.nrg4sd.net.

SAMUELSON, P. A. (1954), «The pure theory of public expenditure», *Review of Economics and Statistics*, 36 (4): 387-389.

SPASH, C. L. (2007), «The economics of climate change impacts à la Stern: Novel and nuanced or rhetorically restricted?», *Ecological Economics*, 63 (4): 706-713.

STERN, N. (2006), *The Stern Review: the Economics of Climate Change*, HM treasury, UK Government.

PROTOCOLO DE KIOTO: DIFICULTADES PARA LA ACCIÓN COLECTIVA

Todd Sandler (*)

University of Texas, Dallas

Resumen

Este artículo pone de manifiesto y explica las dificultades para la acción colectiva que han dificultado el Protocolo de Kioto sobre el cambio climático desde el comienzo. Se presentan comparaciones y contrastes con otras medidas de acción colectiva, como la protección de la capa de ozono, a fin de subrayar que el cambio climático plantea obstáculos que no son necesariamente compartidos por otros bienes públicos mundiales. Este artículo también contrasta el cambio climático con otras iniciativas que han tenido éxito en las tres últimas décadas para controlar la emisión de dióxido de azufre a escala regional. Por último, el artículo indica las previsiones de acciones colectivas para el ahora ratificado Protocolo de Kioto cuando los países tratan de cumplir sus compromisos 2008-2012 de reducción de las emisiones de gas con efecto invernadero (GEI).

Palabras clave: Protocolo de Kioto, cambio climático, acción colectiva.

Abstract

This paper clarifies and explains the difficulties encountered from the beginning in taking collective action for the enforcement of the Kyoto Protocol. It introduces similarities and contrasts with other measures of collective action, such as ozone layer protection, in order to emphasize that climate change creates barriers that are not necessarily shared by other global public goods. This paper also contrasts climate change with other initiatives that have succeeded in the last three decades in controlling sulphur dioxide emissions at a regional level. Finally, the paper outlines the collective action planned for the Kyoto Protocol for those countries who have already ratified it and are trying to enforce their agreements for 2008-2012 to reduce their greenhouse gas emissions (GGE).

Key words: Kyoto Protocol, climate change, collective action.

JEL classification: Q50, Q54, Q58.

I. PROTOCOLO DE KIOTO: CUESTIONES SOBRE LA ACCIÓN COLECTIVA

FRENAR las emisiones de gases con efecto invernadero (GEI) a través de un acuerdo medioambiental internacional, como el Protocolo de Kioto, presenta importantes impedimentos para la acción colectiva global que deben ser superados. Estas dificultades surgen de consideraciones estratégicas, temporales, informacionales, políticas y de otro tipo que obstaculizan la delimitación, ratificación y aplicación de un tratado internacional. En cambio, el Protocolo de Montreal sobre sustancias que destruyen la capa de ozono se enfrentó a muchas menos dificultades, aunque también trata sobre un agente contaminador global. Por ejemplo, el Protocolo de Kioto tardó siete años en entrar en vigor después de haber sido formulado el 11 de diciembre de 1997, mientras que el Protocolo de Montreal tardó sólo un año en entrar en vigor después de ser formulado el 16 de septiembre de 1987 (Sandler, 2004: 216). Además, las necesarias limitaciones a los destructores de la capa de ozono se han ido planteando a lo largo del tiempo en una serie de enmiendas (a saber, la Enmienda de Londres, la Enmienda de Copenhague, la Enmienda de Montreal y la Enmienda de Pekín). El Protocolo de Montreal aplica las restricciones de emisión a los principales países que destruyen la barrera de ozono, mientras que el Protocolo de Kioto todavía no aplica restricciones de emisión a algunos de los principales países emisores de GEI. En 2005, muchos países firmantes del Protocolo de Kioto todavía no habían tomado medidas para cumplir las reducciones de GEI a las que se habían comprometido para 2008-2012 (*The Economist*, 2006).

El principal objetivo de este artículo es subrayar y explicar los problemas de acción colectiva que han plagado la ratificación del Protocolo de Kioto y que pueden dificultar su cumplimiento por parte de algunos países ratificantes. En muchos sentidos, abordar el calentamiento global es un problema de acción colectiva mundial extremadamente difícil. Un objetivo secundario es evaluar si las perspectivas del Protocolo de Kioto han mejorado en los últimos años, ya que la ciencia y el seguimiento del comportamiento del planeta han dado nuevas pistas sobre el calentamiento global. Los pronósticos parecen haber mejorado marginalmente en relación con una respuesta colectiva al calentamiento global.

El resto del artículo se compone de seis apartados. Los factores generales que favorecen la acción colectiva global se presentan en el apartado II. El calentamiento global es revisado brevemente en el apartado III. En el IV, se indican algunas consideraciones sencillas sobre la teoría de los juegos en relación con un tratado sobre el calentamiento global. En el V se trata de los factores inhibidores para la formulación y ratificación del Protocolo de Kioto. En este apar-

tado también se comparan los aspectos de acción colectiva del calentamiento global con los del problema de dióxido de azufre regional, en el que los progresos en algunas regiones han sido rápidos y decisivos. El apartado VI evalúa la situación del Protocolo de Kioto, mientras que el VII indica los pronósticos de futuro para el Protocolo de Kioto.

II. FACTORES QUE FAVORECEN LA ACCIÓN COLECTIVA GLOBAL

Durante los últimos cincuenta años, cambios trascendentales en las actividades económicas, las tecnologías, el bienestar, las comunicaciones, los sistemas de información y la población han hecho que los países del mundo se conviertan en una comunidad global más unida. Las fronteras de los países, protegidas antes por ejércitos y artillería, se ven ahora invadidas diariamente por agentes contaminantes, producidos por las actividades económicas dentro y fuera de los propios países. Para solucionar los problemas interfronterizos, los países tienen que tomar ahora medidas conjuntas. La acción colectiva se refiere a situaciones en las que se necesitan los esfuerzos de dos o más agentes (por ej.: individuos, empresas, instituciones o naciones) para lograr un resultado. A escala internacional, *la acción colectiva global* indica que son necesarios los esfuerzos de muchos países del mundo para lograr un objetivo. Otros ejemplos incluyen programas para lograr la inmunidad del ganado y erradicar una enfermedad, medidas de reducción para frenar la emisión de clorofluorocarbonos (CFC) para detener la destrucción del ozono estratosférico y medidas para reducir las emisiones GEI para contener el calentamiento global. La acción global también ha tenido éxito en gestionar el espectro electromagnético y las ranuras orbitales para que los satélites limiten las interferencias en las comunicaciones y sus propias colisiones. Hay muchos más ejemplos en los que la acción colectiva ha tenido éxito y relativamente pocos obstáculos.

La acción colectiva global suele asociarse a menudo a la provisión de un bien público mundial, cuyos beneficios no son rivales ni excluyentes entre los destinatarios de todo el mundo. Es evidente que los esfuerzos mundiales por espesar la capa de ozono estratosférica o limitar la acumulación de GEI atmosférico tienen como resultado la provisión de un bien público mundial. El que haya menos GEI en la atmósfera es algo experimentado por todos los residentes de la tierra, por lo que los beneficios que de ello se derivan son no excluyentes. Además, los beneficios que recibe un país por la reducción de las concentraciones de GEI en la atmósfera no limitan las oportunidades de consumo o los beneficios a disposición de otros países; de ahí que podamos decir que no existe rivalidad de beneficios. No todos los bienes públicos mundiales requieren de una acción colectiva global. Por ejemplo, el descubrimiento de un avance tecnológico que reduzca las emisiones de carbono de los coches puede ser resultado de los hallazgos científicos de un solo país. Cuando los centros para el control de enfermedades aíslan y hacen el seguimiento de un nuevo virus, Estados Unidos está ofreciendo un bien público global sin ayuda de nadie.

La prognosis de la acción colectiva global es más bien mixta: a veces, los países están debidamente motivados para actuar conjunta o individualmente sin que haga falta presionarlos, mientras que otras veces los países son reticentes a actuar incluso cuando se ven presionados. En trabajos anteriores, he identificado factores que fomentan la acción colectiva global inspirándome en las obras de Olson (1965) y otros (ver Sandler, 1997, 2004). Un factor clave para la acción colectiva global es superar la incertidumbre sobre la necesidad y los beneficios netos de actuar. Por ejemplo, cuando el British Antartic Survey descubrió en 1985 un alarmante descenso del 40 por 100 (en comparación con los niveles de 1964) de la concentración de ozono atmosférico en primavera en la Bahía de Halley, los principales países consumidores y productores del mundo actuaron con rapidez para reducir los GEI y otros agentes destructores de la capa de ozono. La acción fue rápida porque el proceso mediante el que los CFC adelgazaban la capa de ozono había sido comprendido, junto con sus graves consecuencias para la salud y el medio ambiente.

Otro factor que impulsa la acción colectiva global es la necesidad de que un pequeño número de países tenga que tomar medidas. Dado que el uso de CFC estaba concentrado en unos pocos países en la época del Protocolo de Montreal, fueron pocos los que tuvieron que ratificar el tratado para que entrara en vigor, lo que contribuyó a su rápida ratificación (Benedick, 1991). La acción colectiva está también más garantizada si no se pide a los países que sacrifiquen mucha autonomía. Por ejemplo, los países acordaron con prontitud reglamentos para evitar accidentes marítimos porque muchos de ellos ya estaban en vigor en el ámbito nacional. La adopción de estándares de pesos y medidas tampoco exigió que las naciones tuvieran que renunciar a mucha autonomía. Las normas uniformes favorecen el comercio.

La acción colectiva es apoyada cuando tiene como resultado beneficios claros para todos los países, es decir, la acción no provoca perdedores. Un perfil temporal favorable de costes y beneficios también favorece el éxito. Si los beneficios se producen a corto plazo mientras que los costes se proyectan en el futuro, la acción colectiva se ve favorecida porque la actual generación cosechará los frutos de sus esfuerzos. Sin embargo, cuando los beneficios se proyectan a muchos años vista, pero los costes son inmediatos, la generación actual puede verse obligada a sacrificarse en pro de las futuras generaciones. A menos que la actual generación sea muy altruista, no promete nada bueno para la acción colectiva.

Las *fugas* también influyen en la prognosis para la acción colectiva global. Las fugas se producen cuando quienes no participan pueden destruir la eficacia de quienes actúan. En el caso del terrorismo, los países que ofrecen refugio a los terroristas internacionales pueden obstaculizar grandemente los esfuerzos de aquellos países que cooperan para llevar a los terroristas ante la justicia. En general, las fugas implican la reubicación de una actividad para burlar la pretendida acción colectiva (Bushnell *et al.*, 2008). En el caso del calentamiento global, las fugas están asociadas al traslado de una industria emisora de carbono de un país con reducción obligatoria de GEI a otro país donde no es obligatoria dicha reducción.

Un país influyente, que además es uno de los principales causantes del problema, también puede ser un facilitador importante de la acción colectiva global. En el caso del Protocolo de Montreal, Estados Unidos asumió un papel de liderazgo en la reducción de las emisiones de CFC, aunque era al mismo tiempo el principal productor y usuario de estas sustancias que destruyen la capa de ozono (Benedick, 1991). Una vez que Estados Unidos asumió este rol, la acción global avanzó rápidamente.

La acción colectiva global es impulsada si se dan las condiciones favorables en cada nivel o estrato donde es necesario actuar, es decir, a escala local, regional y global. Cuando se trató de controlar la emisión de dióxido de azufre en Europa, los principales contaminantes a escala local eran servicios públicos bajo control del Gobierno, fáciles de controlar y de influir en el ámbito nacional. Por lo tanto, los acuerdos internacionales sobre el dióxido de azufre podían ser impuestos sin problemas dentro de los países a escala local. Éste no fue el caso de las emisiones de nitrógeno, en el que los propietarios de coches y camiones privados, más difíciles de controlar, eran los principales emisores a escala nacional (Murdoch *et al.*, 1997).

Por último, la acción colectiva global es más fácil de lograr cuando las iniciativas producen beneficios comerciales. En el caso de los destructores del ozono, los fabricantes de CFC desarrollaron sustitutos con los que podían obtener importantes beneficios. Por esa razón, los fabricantes afectados no se opusieron a la retirada progresiva de CFC (Benedick, 1991; Sandler, 2004: 217-218).

Para facilitar la consulta, los factores facilitadores de acciones colectivas globales que han resultado un éxito están indicados en el cuadro n.º 1.

III. SOBRE EL CALENTAMIENTO GLOBAL

El calentamiento global se produce por un efecto invernadero cuando los gases atrapados en la atmósfera de la tierra dejan pasar la luz solar, pero absorben y captan la radiación infrarroja, aumentando con ello la temperatura media del aire. Los gases con esta característica son denominados GEI e incluyen el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, los CFC, los hidrofluorocarbonos y otros. El dióxido de carbono es resultado de la quema de combustibles fósiles y de la deforestación, mientras que el metano es sobre todo producto de los residuos sólidos, de las minas de carbón, de la producción de gas y petróleo, del cultivo húmedo del arroz y del ganado. El óxido nitroso procede

CUADRO N.º 1

FACTORES QUE FAVORECEN LA ACCIÓN COLECTIVA GLOBAL CON ÉXITO

- Solución de las dudas relativas a la necesidad y beneficios netos de la acción.
- Que sea un pequeño número de países los que tengan que actuar.
- Sacrificio limitado de la autonomía.
- Beneficios netos para todos: la acción no produce perdedores.
- Perfil de tiempo favorable de costes y beneficios, es decir, los costes no superan demasiado a los beneficios. La generación actual recibe la mayor parte de los beneficios.
- «Fugas» limitadas.
- Países líderes influyentes.
- Condiciones favorables para cada estrato de la acción colectiva.
- Se pueden obtener beneficios comerciales de la acción.

en gran medida del uso de fertilizantes y de la producción de energía. Los CFC se utilizan en los procesos de limpieza y refrigerantes, mientras que los hidrofluorocarbonos se utilizan como un sustituto de los CFC, ya que aquéllos no son perjudiciales para el ozono. La deforestación también contribuye a la acumulación de carbono en la atmósfera, al liberar el carbono atrapado en los árboles. El principal GEI es el dióxido de carbono, cuyas fuentes principales son las siguientes: petróleo, 32 por 100; carbón, 27 por 100; utilización del suelo, 23 por 100; gas natural, 15 por 100, y producción de cemento, 3 por 100 (Wolfson, 2008: 287). Otras muchas actividades contribuyen a las emisiones de GEI, de manera que una acción colectiva global necesita de la participación y el esfuerzo de muchos países para ser efectiva.

Existen algunas incógnitas importantes sobre el proceso del calentamiento global. En primer lugar, todavía hace falta comprender a fondo la relación entre el calentamiento global y la acumulación de carbono en la atmósfera. Lo que se sabe es que la acumulación de carbono atmosférico está estrechamente *correlacionada* con un aumento de la temperatura (Wolfson, 2008). El aumento preciso de la temperatura a lo largo del tiempo no se conoce, debido en parte al desconocimiento del tiempo que hace falta para que el incremento de carbono en la atmósfera tenga como resultado un incremento de la temperatura. Las estimaciones sobre el aumento de la temperatura varían de 2 °C a 5,8 °C. En segundo lugar, todavía no se sabe a ciencia cierta si el calentamiento de la atmósfera es debido a la liberación natural de carbono por parte de los volcanes o a actividades antropogénicas. Pruebas recientes sugieren que las actividades *humanas* están perturbando el ciclo del carbono, con el resultado de un incremento de 4 gigatoneladas (Gt) al año del carbono atmosférico (Wolfson, 2008). En tercer lugar, no se sabe cómo afectará el calentamiento del planeta en términos de precipitaciones, olas de calor, sequía, humedad y tormentas (Schelling, 2007). En cuarto lugar, existe una falta de acuerdo sobre las relaciones coste-beneficio asociadas a las acciones para frenar las emisiones de GEI. Estos cálculos son muy sensibles al supuesto tipo de actualización mediante el que se reducen de valor los beneficios y los costes futuros cuando son comparados con los valores actuales. Un tipo de actualización bajo pone más énfasis en los beneficios conferidos a las futuras generaciones y justifica una mayor reducción de los GEI. Un reciente estudio de Stern (2007) empleaba un tipo de actualización muy bajo y defendía medidas muy proactivas contra el calentamiento global. Quinto, existen dudas considerables sobre acontecimientos extremos —como la fusión del hielo en Groenlandia y en el oeste del Antártico o sobre la deriva de la Corriente del Golfo— que pueden tener consecuencias catastróficas sobre las ciudades costeras y el clima en Europa. Evidentemente, los cálculos de coste-beneficio dependen de las probabilidades asignadas a estos eventos catastróficos. Sigue habiendo desconocimiento y desacuerdo sobre cuáles deberían ser las mejores medidas para solucionar la acumulación de GEI. Sexto, no se sabe qué países resultarían perjudicados y cuáles beneficiados por un clima más cálido. Algunos países pueden salir beneficiados con un clima más cálido y húmedo. Por último, no se sabe cómo se adaptará la gente al cambio climático (Schelling, 2007).

A medida que los científicos se han dedicado a estudiar el calentamiento global, algunas de las dudas se han ido aclarando. El Panel Intergubernamental sobre el Clima (IPCC), creado en 1988, es el encargado de evaluar el estado de los conocimientos en las ciencias sociales y naturales sobre los cambios en el clima de la Tierra. Periódicamente, el IPCC publica informes detallados. En 2001, el IPCC llegó a la conclusión de que el calentamiento observado del clima de la Tierra en los últimos 50 años está provocado por actividades humanas. En un informe posterior (2007), el IPCC indicó que se puede afirmar con una seguridad razonable (90 al 95 por 100) que el calentamiento experimentado en la última mitad del siglo XX es debido a emisiones GEI antropogénicas. También hay pruebas de que la fusión de algunas partes de los casquetes polares se ha acelerado en los últimos años (*The Economist*, 2006).

Frenar las emisiones de GEI es un bien público global con beneficios que no son rivales ni excluyentes para las generaciones presentes y futuras. Las medidas tomadas por cualquier país para emitir menos GEI limitan la concentración atmosférica de éstos en todo el mundo, ya que la mezcla se produce en la atmósfera. Los países no pueden destinar sus actividades de atenuación a su propio beneficio, lo que a su vez podría producir incentivos para los países que no cooperan. Existen, sin embargo, maneras alternativas de abordar el calentamiento global que poseen diferentes características de bien público. La adaptación —construir, por ejemplo, murallas marítimas y otras defensas costeras— es un bien público específico de un país que puede de hecho aumentar el riesgo para los países costeros cercanos. En cambio, los avances científicos pueden aportar tecnologías que produzcan energía con me-

nos emisiones de GEI. La disponibilidad de tecnología es pública para el mundo, mientras que la compra y uso de la tecnología es decisión de un país. El calentamiento global también puede abordarse a través de la geo-ingeniería, utilizando o creando sumideros del carbono —almacenando, por ejemplo, carbono bajo tierra en pozos de petróleo agotados o haciendo que los océanos sean un sumidero de carbono más eficiente. La reforestación también puede reducir la acumulación del carbono atmosférico. Tanto la geo-ingeniería como la reforestación aportan beneficios públicos mundiales. Una solución efectiva al calentamiento global requerirá una combinación de atenuación, adaptación, avances tecnológicos y actividades de geo-ingeniería (Yohe *et al.*, 2008).

IV. CONSIDERACIONES SOBRE LA TEORÍA DE LOS JUEGOS

Para dar una idea de los aspectos estratégicos a los que se enfrentan los países a la hora de abordar el calentamiento global, presento dos juegos muy estilizados en los que cada país recibe el mismo trato. Comenzaré con una representación del Dilema del Prisionero para siete países, en la que cada país tiene dos opciones estratégicas: no frenar las emisiones GEI en el porcentaje exigido o frenar las emisiones GEI en el porcentaje exigido. En la matriz superior del cuadro n.º 2, se puede ver este juego. He elegido arbitrariamente siete países, pero el juego se puede generalizar fácilmente a cualquier número de países. Se supone que limitar las emisiones GEI cuesta 8 al país que las reduce, aunque el beneficio que obtiene tanto él como los otros seis países es 5, siendo los beneficios no rivales y no excluyentes.

En la matriz superior, las columnas se refieren a las acciones de los otros seis países, y las dos filas denotan la estrategia del país representativo *i*. Los beneficios enumerados en cada una de las catorce celdas son los del país *i*, basados en su decisión de reducir las emisiones o no y las decisiones de los otros países. Los beneficios son los siguientes: consideremos la fila superior de beneficios, que representan la respuesta no cooperativa del país *i* cuando se beneficia de las acciones para reducir las emisiones que toman los demás países. Cada país que reduce emisiones en el nivel exigido confiere un beneficio de 5 al país *i* sin que le cueste nada a *i*. Por lo tanto, el país *i* gana 5 cuando un país reduce sus emisiones GEI, 10 cuando dos países reducen sus emisiones GEI, y así sucesivamente. La fila inferior corresponde al país *i* reduciendo sus emisiones, con y sin respuestas similares de los otros. Si el país *i* reduce él solo las emisiones, obtiene entonces un beneficio neto de –3, igual a los beneficios de 5 menos los costes de reducción de 8. Sin embargo, si otro país también reduce sus emisiones, entonces el país *i* recibe 2, es decir, sus beneficios brutos de 10 (= 2 × 5) menos sus propios costes de 8. Los beneficios brutos son 10 porque la reducción que efectúa el país y la que efectúa el otro proporcionan un beneficio de 5 cada uno. Los otros beneficios netos de la fila inferior se calculan de manera similar, es decir, el beneficio neto es igual a 5 veces el número de países reductores (incluyendo al país *i*) menos 8 de costes.

La estrategia dominante para el país *i* es no reducir las emisiones GEI, porque los beneficios netos de la fila superior son tres veces mayores que los beneficios

CUADRO N.º 2

DOS JUEGOS DE LIMITACIÓN (DE EMISIONES) SIMÉTRICOS MULTI-PAÍSES ALTERNATIVOS

	Número de limitadores de GEI además de i						
	0	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
i no limita.....	Nash 0	5	10	15	20	25	30
i limita.....	-3	2	7	12	17	22	Óptimo social 27

Dilema del prisionero para siete países; $b_i = 5$, $c_i = 8$

	Número de limitadores de GEI además de i						
	0	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
i no limita.....	0	8	16	24	32	40	48
i limita.....	-3	11	19	27	35	43	Nash 51

Juego de los siete países totalmente provilegiados; $b_i = 8$, $c_i = 5$

correspondientes en la fila inferior. Es decir, la diferencia de beneficios correspondientes entre las dos filas es igual a los costes individuales (c_i) del país *i* menos los beneficios que obtiene (b_i) por *limitar sus propias emisiones*. Cuando el país *i* y, por lo tanto, los otros seis países aplican su estrategia dominante de no hacer nada, el resultado es un equilibrio de Nash, por el que ningún país reduce sus emisiones. En el cuadro n.º 2, el país *i* no se apartará unilateralmente del equilibrio de Nash indicado porque 0 es un beneficio preferible a –3. El óptimo social sólo tiene lugar cuando los siete países limitan sus emisiones y reciben 27 de beneficios cada uno por un total de 189. Este es un resultado preferible al de sólo seis países que reducen sus emisiones, en el que el único país que no coopera recibe 30 y los otros seis reciben solo 22, por un total de 162. Este resultado de un único país no cooperante no es sostenible como equilibrio, ya que todos los países tratarán de obtener el beneficio de 30 siendo el único país no cooperante, y de ese modo ninguno limitará sus emisiones. Independientemente del número de países que se consideren, el equilibrio de Nash resulta cuando ningún país haga nada, siempre y cuando se asuma que $b_i - c_i < 0$.

En la matriz inferior del cuadro número 2, doy la vuelta al juego permitiendo que cada país que limite las emisiones se confiera a sí mismo y a los otros seis países un beneficio de 8 con un coste de 5 para sí mismo, de manera que $b_i - c_i > 0$. La fila superior indica los beneficios de aprovecharse de la iniciativa de los demás que obtiene el país *i* a partir de los números alternativos de los países limitadores de GEI. Por ejemplo, si tres países que no son el país *i* reducen las emisiones GEI, en ese caso el país *i* gana 24. Los otros beneficios de la fila superior se calculan de manera similar en este juego simétrico. La fila inferior implica que el país *i* limita sus emisiones GEI. Cuando el país *i* actúa solo, recibe $b_i - c_i > 3$. Si otros dos países se unen a la acción de *i*, entonces *i* recibe un beneficio neto de 19 ($= 3 \times 8 - 5$) o los beneficios de los tres países limitadores menos el coste, 5, de su acción individual. El resto de entradas de la fila inferior se calculan de manera similar. La estrategia dominante para cada país es reducir sus emisiones, en la medida en que los beneficios de la fila inferior superan en 3 a los correspondientes beneficios de la fila superior, o $b_i - c_i$. El equilibrio de Nash para cada país es ahora reducir las emisiones a cambio de un beneficio neto de 51 para cada uno de ellos. Este equilibrio es también el óptimo social en este juego en el que «todos resultan privilegiados», ya que la acción de cada país beneficia o privilegia al resto de países. Por consiguiente, en este escenario no existen problemas para la acción colectiva, que puede ser ampliada a cualquier número de países.

En el mundo real, algunos países poseen beneficios netos positivos $b_i - c_i$, y otros poseen beneficios netos negativos. Con semejante mezcla de jugadores, los primeros reducirán las emisiones, mientras que los segundos no harán nada, de manera que el mundo se dividirá en países que luchen por obtener un tratado para reducir las emisiones GEI y otros que se opondrán a dicho tratado. Estos últimos pueden ser convencidos para ratificar el tratado si no se les exige reducir las emisiones o se les concede que puedan realizar reducciones menores. En el Protocolo de Kioto, del que se trata en el apartado VI, los países en vías de desarrollo están exentos de reducir las emisiones. La situación de parásito de estos países significa que sus beneficios netos son positivos por la participación en el tratado. Lamentablemente, su falta de acción afecta negativamente a los beneficios netos de otros (potenciales) participantes a través de las fugas. Se llegó a acuerdos especiales para convencer a algunos países —como por ejemplo Islandia y Rusia— para que firmaran el tratado.

El mundo real no es estático, de manera que los costes y beneficios individuales cambian con el tiempo. Consideremos un país costero cuyas principales ciudades se encuentran a nivel del mar o cerca del nivel del mar. Los descubrimientos científicos de que los casquetes polares se están fundiendo a un ritmo acelerado aumentarán sin duda su b_i. El aumento de la probabilidad de que se produzcan otros desastres, como posibles cambios en la Corriente del Golfo, pueden aumentar b_i en el Reino Unido y otros países europeos (*The Economist*, 2006). También aumentará el altruismo intergeneracional b_i. En cambio, los avances tecnológicos pueden disminuir c_i con el tiempo. En particular, la caída del precio de la energía eólica de 8-10¢ a 3,5-4¢ por kilowatio hora desde 1990 reduce c_i y favorece la limitación de las emisiones GEI (*The Economist*, 2006). Si se continúa investigando la energía renovable, la reducción del precio de la energía solar y de las mareas tendrá con el tiempo un efecto similar sobre c_i. Dado que el patrón de beneficios netos para cada país cambia con el tiempo, el juego subyacente y su equilibrio de Nash implícito también cambiarán. Pueden surgir estructuras de juego que propicien más la acción colectiva, como pasó con la reducción de las emisiones de dióxido de azufre y CFC (ver, por ejemplo, Murdoch y Sandler, 1997; Sandler y Sargent,

1995). Estrategias de reducción alternativas tendrán cada una su propia estructura de juego. Por ejemplo, descubrir nuevas tecnologías sirve para un juego de coordinación en el que las actividades y la financiación de la investigación deberían estar concentradas en aquellos países con más posibilidades de conseguir un adelanto muy importante (Sandler, 2004).

V. INHIBIDORES INICIALES DEL PROTOCOLO DE KIOTO

Muchos de los defensores de la acción colectiva mundial no apoyaron al principio el Protocolo de Kioto, contribuyendo de ese modo a alargar el proceso de formulación y ratificación. Durante su formulación seguían existiendo dudas importantes sobre el proceso general del calentamiento; por ejemplo, qué parte del calentamiento era atribuible a la acumulación de carbono antropogénico en la atmósfera. Se creó el IPCC para eliminar las dudas más importantes, pero su investigación requería tiempo. Lógicamente, los países no querían comprometerse con costosas tecnologías nuevas para reducir las emisiones GEI sin saber qué se ganaría con tales inversiones.

El calentamiento global se produce por multitud de actividades, que van desde la producción de energía al transporte y la agricultura, lo cual significa que muchos (la mayoría) países deben ratificarlo y cumplir el Protocolo de Kioto para que sea efectivo. El gran número de países ratificantes obstaculizó la ratificación del tratado. Los países que se quedan fuera del acuerdo y aquellos a los que no se les impone que reduzcan sus emisiones de carbono pueden ser la fuente de fugas que ponga en peligro la acción colectiva de los demás. Esto es especialmente cierto en el caso de algunos países que insistieron en que no se les impusieran porcentajes de reducción obligatorios y cuyas economías, en rápido crecimiento, expulsarán con el tiempo grandes cantidades de carbono a la atmósfera.

El Protocolo de Kioto propuesto podría conducir a una pérdida de autonomía, ya que las reducciones de GEI prometidas por los países podrían ser costosas en términos de su PIB. Si estos costes de conformidad son lo suficientemente elevados, podrían tener consecuencias políticas para los dirigentes de los países que han comprometido a su país con el Protocolo de Kioto. Además, el calentamiento global provoca ganadores y perdedores, dificultando la acción de los ganadores potenciales que querrían saber a lo que podían estar renunciando por el calentamiento climático antes de aceptar un tratado. Entre ganadores y perdedores, la distribución de consecuencias era desigual, lo cual tenía como resultado unas larguísimas negociaciones de las estipulaciones del tratado para que todos los países ratificantes pudieran apreciar cuál iba a ser su situación. Dado que el carbono permanece en la atmósfera durante unos cientos de años, los beneficios por reducir las emisiones GEI quedan ampliamente superados por los costes asociados. Dado este perfil temporal, gran parte de los beneficios corresponden a las futuras generaciones (Broome, 2008). Darse cuenta de esto inhibió la formulación y ratificación del Protocolo de Kioto, ya que los países no mostraban demasiado altruismo hacia las futuras generaciones.

Otro inhibidor del Protocolo fue que uno de los mayores contaminadores de GEI —Estados Unidos— no estaba a favor del tratado. Inicialmente, otros países importantes que se resistían al tratado eran Japón, Australia, Rusia y Canadá, todos los cuales son grandes emisores de carbono. Finalmente, la UE asumió un papel de liderazgo para impulsar la ratificación. También hubo oposiciones al tratado a escala individual y regional. Al principio del proceso de ratificación, los ciudadanos tenían poca información sobre el proceso del calentamiento global y sus consecuencias. Algunas regiones se oponían a las reducciones a las que se les obligaba. Algunas regiones de países en vías de desarrollo, por ejemplo, sostenían que los países industrializados eran los responsables de la mayor parte del carbono acumulado en la atmósfera desde la revolución industrial, y que a ellos les tocaba solucionar el problema. Los países en vías de desarrollo no querían ver sus economías entorpecidas por reducciones obligatorias de gases con efecto invernadero.

Por último, hubo muchas dudas al principio sobre si limitar las emisiones de GEI produciría beneficios comerciales. Un importante factor que impulsó el Protocolo de Montreal sobre los agentes destructores del ozono fue el beneficio comercial que previeron los fabricantes de CFC a partir de los sustitutos de estas sustancias. En los últimos años, el beneficio comercial procedente de la energía eólica y de otras fuentes de energía renovable está siendo viable a medida que estas fuentes sustituyen a las centrales eléctricas que funcionan con combustibles fósiles.

El cuadro n.º 3 indica los inhibidores iniciales de la acción colectiva en relación con el calentamiento global. Con el tiempo, algunos de esos inhibidores perdieron influencia, como veremos en el apartado VII.

Los inhibidores del Protocolo de Kioto resultan especialmente evidentes al contrastar el calentamiento global con las emisiones de dióxido de azufre que provocan la lluvia ácida. El Protocolo de Helsinki del Convenio sobre Contaminación Fronteriza a Larga Distancia (LRTAP), formulado el 8 de julio de 1985 y que entró en vigor el 2 de septiembre de 1987, comprometió a los países ratificantes europeos a reducir las emisiones de dióxido de azufre en un 30 por 100 con respecto a los niveles de la década de 1980 para 1993 (Sandler, 2004: 229). El Protocolo de Helsinki contribuyó a realizar importantes reducciones de las emisiones europeas e hizo que el Protocolo de Oslo, del 14 de junio de 1994, fuera aún más estricto e indujera a reducir más las emisiones.

CUADRO N.º 3

CALENTAMIENTO GLOBAL: INHIBIDORES INICIALES DE LA ACCIÓN COLECTIVA GLOBAL

- Sigue habiendo dudas con respecto al proceso del calentamiento global y sobre los beneficios netos de limitar las emisiones de gases con efecto invernadero.
- Que sea un gran número de países los que tengan que actuar.
- Importante sacrificio de la autonomía, lo que da lugar a costes políticos.
- Es probable que el calentamiento global produzca ganadores y perdedores. Es probable que se produzca una distribución desigual de los beneficios.
- Los beneficios de limitar las emisiones de GEI quedan bastante por detrás de los costes. La mayoría de los beneficios los recibirán las generaciones futuras.
- La falta de acción por parte de los países en vías de desarrollo, Estados Unidos y otros países que se resisten a ratificar el Protocolo, da como resultado importantes fugas.
- El principal contaminador con GEI no es un país que asume liderazgo con respecto al Protocolo.
- La acción colectiva queda inhibida a nivel individual, regional, y global.
- No es seguro que se puedan obtener beneficios comerciales de la limitación de las emisiones de gases con efecto invernadero.

CUADRO N.º 4

DIFERENCIAS EN LA ACCIÓN COLECTIVA ENTRE LAS REDUCCIONES DE EMISIONES DE DIÓXIDO DE AZUFRE Y EL CALENTAMIENTO GLOBAL

Calentamiento global	*Emisiones de dióxido de azufre*
• Problema de patrimonio común universal.	• Problema de patrimonio común regional.
• Hay ganadores y perdedores.	• No hay ganadores en el caso de emisiones de dióxido de azufre.
• Las emisiones de GEI son compartidas a escala mundial.	• Muchos países reciben una gran parte de sus propias emisiones.
• La limpieza atmosférica de GEI es a muy largo plazo.	• La limpieza atmosférica del dióxido de azufre se produce a muy corto plazo.
• Dudas no resueltas sobre el proceso de calentamiento y beneficios netos de limitar los gases con efecto invernadero.	• Se conoce el proceso de contaminación y los beneficios de limitar las emisiones de dióxido de azufre.
• La estrategia dominante de muchos de los principales contaminadores es no limitar las emisiones de GEI en las actuales condiciones.	• La estrategia dominante de los principales contaminadores es reducir las emisiones de dióxido de azufre.
• Algunos de los principales contaminadores no se han comprometido a realizar reducciones.	• En algunas regiones, los principales contaminadores se han comprometido a realizar reducciones.

El cuadro n.º 4 enumera algunos contrastes importantes en la acción colectiva entre el calentamiento global y las emisiones de dióxido de azufre. En primer lugar, el calentamiento global es un problema mundial, mientras que la contaminación por dióxido de azufre representa un problema regional. Este último suele ser más fácil de solucionar porque los participantes son menos. A escala regional, los países suelen compartir una cultura común, y ya se han relacionado previamente. La cercanía espacial también favorece la acción colectiva. Los países vecinos, por ejemplo, pueden aprovechar otros tratados hechos sobre otros contaminantes; por ejemplo, un país que se encuentra aguas arriba puede encontrarse a favor del viento de otros vecinos regionales, de manera que se puede hacer un trato sobre contaminantes que lleva el río a cambio de un acuerdo sobre contaminantes que transporta el aire. La cercanía también limita los costes de transacción asociados a los tratados. En segundo lugar, a diferencia del calentamiento global, no hay ganadores en el caso de las emisiones de dióxido de azufre (algunos países a favor del viento pierden más que otros países, pero todos los destinatarios de la contaminación salen perdiendo). En tercer lugar, muchos países reciben una gran cuota de sus propias emisiones de dióxido de azufre y ello les motiva a tomar medidas (Murdoch *et al.*, 1997). En cambio, las emisiones GEI se mezclan en la atmósfera y se comparten a nivel mundial. Cuarto, los perfiles temporales de los dos problemas no podrían ser más diferentes: la limpieza atmosférica de los GEI tarda siglos, mientras que la limpieza atmosférica del dióxido de azufre se produce cada vez que llueve. En el caso del dióxido de azufre, la acción colectiva beneficia inmediatamente a

la generación actual. Quinto, las estaciones de control europeas identificaron quiénes eran los países contaminantes y los que recibían la contaminación. Los países que estaban en la dirección del viento vieron que el tratado les podía beneficiar mucho. De manera adicional, los efectos perjudiciales sobre el dióxido de azufre ambiental se conocían desde hacía tiempo, de manera que las consecuencias beneficiosas de limitar las emisiones se apreciaron rápidamente. Hubo muchas menos dudas con respecto a las emisiones de dióxido de azufre que en relación con el calentamiento global. Sexto, para la mayoría de países, los beneficios netos de reducir las emisiones de dióxido de azufre ($b_i - c_i$) eran positivos antes de la formulación del Protocolo de Helsinki (Murdoch *et al.*, 1997), de manera que la estrategia dominante fue comprometerse a reducir las emisiones. Éste no fue el caso del Reino Unido, ya que logró transportar su dióxido de azufre mediante elevadas chimeneas. Es comprensible que el Reino Unido no firmara nunca el Protocolo de Helsinki. En el caso del calentamiento global, el beneficio neto del Protocolo de Kioto fue considerado negativo por muchos países durante las primeras etapas del proceso de formulación. Séptimo, la mayoría de los principales contaminadores europeos se comprometieron a reducir las emisiones de dióxido de azufre, de manera que las fugas fueron pequeñas. Por lo tanto, las medidas para reducir la emisión de dióxido de azufre fueron más rápidas y definitivas que en el caso del carbono. Incluso Estados Unidos ha realizado importantes reducciones de sus niveles de emisión de dióxido de azufre.

Como indicábamos en nuestras primeras observaciones sobre el Protocolo de Montreal, el calentamiento global se enfrentó a inhibidores más importantes que en el caso de los destructores de la capa de ozono, aunque ambos problemas implicaran bienes públicos mundiales (Barrett, 1999; Sandler, 1997, 2004). En el problema del ozono, las dudas se resolvieron más deprisa, y el perfil temporal de los beneficios netos era más favorable. Como en el caso del dióxido de azufre, ningún país salía ganando con una capa de ozono más delgada. A diferencia del calentamiento global, Estados Unidos se convirtió en un defensor de un tratado para limitar las emisiones CFC. Dado que los principales emisores de CFC se encontraban entre los primeros países ratificantes, las fugas no fueron una gran preocupación para el Protocolo de Montreal.

VI. EL PROTOCOLO DE KIOTO

El Protocolo de Kioto del Acuerdo Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) tiene como objetivo reducir el cambio climático antropogénico resultante de la acumulación de GEI. El Acuerdo Marco no estipula reducciones; en cambio, hace un llamamiento para que se estudie el problema del potencial calentamiento global, preparando el terreno para un protocolo subsiguiente si fuera necesario. El 11 de diciembre de 1997, el Protocolo de Kioto fue formulado por la Tercera Conferencia de las Partes, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005, después de hacer importantes concesiones a Rusia para que firmara.

En mayo de 2005, 181 países y la UE habían ratificado el Protocolo de Kioto. Para el primer periodo de compromiso, de 2008 a 2012, los países del anexo-I (1), que representan un poco más del 60 por 100 de emisiones GEI, deben reducir sus emisiones colectivas de GEI en un 5,2 por 100 por debajo de los niveles de 1990. Las reducciones acordadas varían algo entre los países del anexo-I; por ejemplo, Islandia tiene permitido un incremento del 10 por 100 sobre los niveles de emisión de 1990, los países de la UE deben reducir colectivamente un 8 por 100 de promedio sus emisiones sobre los niveles de emisión de 1990, y Rusia debe mantener su nivel de emisión de 1990. La incorporación de países en transición a la UE (por ej., Alemania del Este) permitió a la UE asumir un mayor porcentaje de reducción, ya que las economías de esos países se desplomaron después de 1990, el año base del Protocolo de Kioto. Los países del anexo-I pueden cumplir con sus obligaciones recortando las emisiones de GEI, comerciando con los derechos de emisión (comprando, por ejemplo, créditos de carbono en el mercado), o ganando créditos limitando las emisiones en los países en vías de desarrollo. Estos últimos fueron denominados países que no pertenecen al anexo-I y fueron exonerados de cualquier obligación de limitar las emisiones de GEI. Este fue el incentivo para conseguir que 137 países en vías de desarrollo ratificaran el tratado. Otro incentivo fue la ayuda prometida por los países desarrollados de ayudar a los países en vías de desarrollo a reducir los GEI. Brasil, China e India no tienen obligación de reducir los GEI, aunque su cuota de emisiones de carbono crecerá en gran medida con el tiempo. De hecho, está previsto que China supere a Estados Unidos como el mayor emisor de carbono en 2015 (*The Economist*, 2006: 18). Además, los países que no pertenecen al anexo-I, pero que reducen emisiones de GEI, ganan créditos de carbono que pueden ser posteriormente vendidos

a los países del anexo-I para compensar los incumplimientos de su compromiso.

Los países del anexo-I que no cumplan sus compromisos para el periodo 2008-2012 deben compensar cada tonelada incumplida mediante 1,3 toneladas de reducción de carbono en el siguiente periodo de compromiso. Los países incumplidores pierden su capacidad de negociar derechos de emisión durante el siguiente periodo de compromiso. Hasta la fecha, este siguiente periodo y sus recortes obligatorios no han sido decididos todavía. Si los actuales compromisos demuestran ser demasiado onerosos, el tratado cuenta con la flexibilidad suficiente para reducir los recortes. Antes de que comenzara el actual periodo de compromiso, el comportamiento de los países ha sido variado. Las emisiones de carbono de Canadá y Japón eran en 2005, el 23 y 24 por 100, respectivamente, superiores a los niveles de 1990, a pesar de la reducción acordada del 6 por 100 (*The Economist*, 2006: 17). La recesión comenzada en 2008 ayudará a muchos países a cumplir sus compromisos, aunque evidentemente no representa una solución a largo plazo. Los países en transición han excedido su compromiso debido a las dificultades económicas desde la independencia.

Sigue habiendo todavía una gran posibilidad de fugas debido a la cantidad de países que no pertenecen al anexo-I y que no están obligados a realizar reducciones, y con Estados Unidos todavía sin formar parte de Kioto. Un Protocolo de Kioto revisado debería adaptar las reducciones de acuerdo con consideraciones del coste marginal de atenuación, en lugar de asignar porcentajes de reducción casi idénticos. Estas exigencias uniformes no resultan rentables, ya que los costes marginales de atenuación no son iguales para las diferentes partes. Ello, a su vez, pone las cosas muy difíciles a corto plazo para las economías que dependen del carbón y que tienen pocas fuentes de energía nuclear o de otro tipo.

VII. PROTOCOLO DE KIOTO: PRONÓSTICOS DE ACCIÓN COLECTIVA

El cuadro n.º 5 indica cómo han cambiado los pronósticos para la acción colectiva del Protocolo de Kioto en los últimos años. Este cuadro tiene puntos correspondientes a los del cuadro n.º 3. Los aspectos de acción colectiva que no han cambiado desde la formulación del Protocolo de Kioto han perdido la letra cursiva. Se puede decir que sigue habiendo dudas importantes, se necesita un gran número de países para que tenga éxito, los costes siguen superando a los beneficios, las fugas siguen siendo importantes y el mayor contaminador de GEI no forma parte del tratado. En el cuadro número 5, los cambios en los inhibidores iniciales están destacados en cursiva. Ahora existen más pruebas de que los incrementos antropogénicos de emisiones de GEI están calentando el planeta. Sin embargo, el IPCC (2007) no es preciso sobre el impacto sobre la temperatura, ya que indica un rango amplio. Además, sigue habiendo controversia acerca de los mejores niveles de compromiso, porque existe desacuerdo acerca de la tasa de actualización y los supuestos del modelo. Algunos países en vías de desarrollo claves seguirán creciendo económicamente, de manera que el porcentaje de emisiones cubierto por los países del anexo-I disminuirá, lo cual aumentará el problema de fugas, a menos que los nuevos compromisos abarquen también a algunos países que ahora no pertenecen al anexo-I. Una manera de solucionar esto es asignar reducciones obligatorias pa-

CUADRO N.º 5

NATURALEZA CAMBIANTE DEL PROBLEMA DEL CALENTAMIENTO GLOBAL EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

- *Se está casi seguro de que los incrementos antropogénicos de concentraciones de GEI en la atmósfera están calentando el planeta.* Sigue habiendo controversia sobre los beneficios netos de cumplir el Protocolo de Kioto, u otras limitaciones a las emisiones de GEI, debido a tasas de actualización y supuestos del modelo. Sigue habiendo dudas sobre las acumulaciones de GEI y el aumento real de la temperatura. Tampoco sigue estando claro cómo afectará el calentamiento global al clima del planeta.
- Es necesario que sean muchos países los que tengan que actuar. *El papel de algunos países que no son del anexo-I se está volviendo crucial.*
- *El sacrificio de la autonomía puede ser menos costoso políticamente cuando se considera en términos de las consecuencias de no tomar medidas.*
- *Es probable que el calentamiento global produzca pocos ganadores debido a posibles eventos extremos. Más igualdad en términos de beneficios.*
- Los beneficios de la acción quedan muy por detrás de los costes en el corto plazo.
- La falta de medidas por parte de los países en vías de desarrollo y Estados Unidos tiene como resultado grandes fugas. *Hay menos países que se resisten a ratificar el tratado.*
- El mayor contaminador con GEI no es uno de los países líderes del Protocolo.
- *La acción colectiva está menos inhibida a escala individual y regional debido a un aumento de la concienciación.*
- *Más seguridad de que la limitación de emisiones GEI produce beneficios.*

Nota: La cursiva en el cuadro significa que se ha producido un cambio desde los inhibidores iniciales.

ra compensar el aumento de emisiones de carbono en países en vías de desarrollo.

A medida que se acumulan las pruebas sobre las consecuencias negativas asociadas al calentamiento global, el supuesto sacrificio de autonomía será considerado menos costoso políticamente. A medida que los desastres sean más probables, disminuirá el número de países que se beneficien con el calentamiento global, lo cual impulsará la acción colectiva. Ahora que Australia, Canadá, Japón y Rusia ya son parte del tratado, el principal país que se sigue resistiendo es Estados Unidos. A medida que la opinión pública norteamericana se vuelve favorable a Kioto, hay más probabilidades de que Estados Unidos ratifique el Protocolo. Los esfuerzos que se realizan a escala local en California y en ciudades norteamericanas para frenar la emisión de GEI son un claro indicio de que Estados Unidos está comenzando a mostrarse favorable a Kioto. También hay cada vez mayor conciencia de que la energía renovable y otras iniciativas para reducir las emisiones de carbono pueden producir beneficios comerciales que pueden compensar en parte las pérdidas en PIB. T. Boone Pickens está patrocinando una campaña mediática para promocionar la energía eólica y otras energías renovables, a fin de limitar la dependencia norteamericana del petróleo extranjero. Si Estados Unidos se une al Protocolo de Kioto, los contaminadores del pasado podrán convencer a algunos países en vías de desarrollo de que hagan un esfuerzo, al menos para compensar el *crecimiento* previsto de sus emisiones. Por lo tanto, hay motivos para la esperanza. La cuestión real es si la mayoría de países ratificantes cumplirán las reducciones previstas durante el primer periodo de compromiso.

NOTAS

(*) El autor agradece los valiosos comentarios de Clint Peinhardt al borrador de este artículo. La responsabilidad sobre cualquier defecto de éste recae exclusivamente sobre el propio autor.

(1) Son los países industrializados que eran miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) en 1992, más los países en proceso de transición a una economía de mercado, en particular, la Federación de Rusia, los estados bálticos y varios estados de Europa central y oriental.

BIBLIOGRAFÍA

BARRETT, Scott A. (1999), «Montreal versus Kyoto: International cooperation and the global environment», en Inge KAUL, Isabelle GRUNBERG, y Marc A. STERN (eds.), *Global Public Goods: International Cooperation in the 21st Century*, Nueva York, Oxford University Press: 192-213.

BENEDICK, Richard E. (1991), *Ozone Diplomacy*, Cambridge, MA, Harvard University Press.

BROOME, John (2008), «The ethics of climate change», *Scientific American*, 298(6) 97-102.

BUSNELL, James; Carla PETERMAN, y Catherine WOLFRAM (2008), «Local solutions to global problems: Climate change policies and regulatory jurisdiction», *Review of Environmental Economics and Policy*, 2(2): 175-193.

The Economist (2006), «The Heat is On: A Survey of Climate Change», *The Economist*, 9 de septiembre.

IPCC (2001), *Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability: Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, James J. MCCARTHY, Osvaldo F. CANZIANI, Neil A. LEARY, David J. DOKKEN, y Kasey S. WHITE (eds.), Cambridge, Cambridge University Press.

— (2007), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Susan SOLOMON *et al*. (eds.), Cambridge, Cambridge University Press.

MURDOCH, James C., y Todd SANDLER (1997), «The voluntary provision of a pure public good: The case of reduced CFC emissions and the Montreal Protocol», *Journal of Public Economics*, 63 (2): 331-349.

MURDOCH, James C.; Todd SANDLER, y Keith SARGENT (1997), «A tale of two collectives: Sulphur versus nitrogen oxides emission reduction in Europe», *Economica*, 64(2): 281-301.

NORDHAUS, William (2007), «A review of the *Stern Review* on the economics of climate change», *Journal of Economic Literature*, 45(3): 686-702.

OLSON, Mancur (1965), *The Logic of Collective Action*, Cambridge, MA, Harvard University Press.

SANDLER, Todd (1997), *Global Challenges: An Approach to Environmental, Political, and Economic Problems*, Cambridge, Cambridge University Press.

— (2004), *Global Collective Action*, Cambridge, Cambridge University Press.

SANDLER, Todd, y Keith SARGENT (1995), «Management of transnational commons: Coordination, publicness, and treaty formation,» *Land Economics*, 71(2): 145-162.

SCHELLING, Thomas C. (2007), «Climate change: The uncertainties, the certainties and what they omply about action», *Economists' Voice*, 4(3), artículo 3, en http://www.bepress.com/ev/vol4/iss3/art3.

STERN, Nicholas (2007), *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge, Cambridge University Press.

WEITZMAN, Martin L. (2007), «A review of the *Stern Review* on the economics of climate change», *Journal of Economic Literature*, 45(3): 703-724.

WOLFSON, Richard (2008), *Energy, Environment, and ClimateK*, Nueva York, W. W. Norton & Co.

YOHE, Gary W.; Richard S. J. TOL; Richard G. RICHELS, y Geoffrey L. BLANFORD (2008), «Global warming», *Copenhagen Consensus 2008 Challenge Paper*, en http://www.copenhagenconsensus.com/Default.aspx?ID=1148.

LA ESTABILIDAD DE LOS ACUERDOS CLIMÁTICOS INTERNACIONALES

Rob Dellink

Universidad Wageningen

Resumen

Este trabajo investiga la formación y la estabilidad de los acuerdos internacionales sobre el clima (ICA, por sus siglas en inglés). Sostiene que un régimen inteligente de derechos de permisos de emisión negociables tipo *grandfathering* pueden superar algunos de los principales obstáculos en la negociación y cumplimiento de los acuerdos internacionales voluntarios. Para ello, se identifican dos aspectos principales que pueden mejorar el funcionamiento del sistema de permisos en un acuerdo internacional sobre el clima: 1) incorporar el crecimiento previsto de las emisiones y el PIB en los países en desarrollo en la distribución de los permisos de emisión (*grandfathering dinámico*), y / o 2) distribuir los permisos de acuerdo a los incentivos de las regiones a retirarse del acuerdo (*grandfathering por incentivos*).

Palabras clave: acuerdos climáticos internacionales, compraventa de derechos de emisión, formación de coaliciones.

Abstract

This paper investigates the formation and stability of international climate agreements (ICAs). It argues that an intelligent grandfathering scheme for tradable emission permits can overcome some of the major obstacles in negotiating a self-enforcing international agreement. To that end, it identifies two major aspects that can improve the functioning of the permit system in an international climate agreement: 1) incorporating the expected growth of emissions and GDP in developing countries in the distribution of emission permits (*dynamic* grandfathering), and/or 2) distributing permits according to the incentives of regions to withdraw from the agreement (*incentive* grandfathering).

Key words: international climate agreements, tradeable emission permit, coalition formation.

JEL classification: C72, Q54.

I. INTRODUCCIÓN (*)

LOS problemas derivados del calentamiento global entrañan efectos externos que van más allá de las fronteras nacionales. Los daños sufridos por cada zona derivados del cambio climático están directamente, aunque de manera retardada, conectados a las emisiones de otros países, y los niveles globales de reducción de las emisiones promulgadas en los acuerdos climáticos internacionales (ICA). Algo fundamental en las negociaciones internacionales es que el acuerdo sea voluntario (*self-enforcing*), es decir, que los participantes cooperen de manera voluntaria. Sigue siendo una cuestión crucial cómo se podría implementar semejante acuerdo voluntario y qué incentivos tienen las regiones para participar en un acuerdo. Las dificultades que tuvo el Protocolo de Kioto para entrar en vigor en febrero de 2005, sin la ratificación de EE.UU., es un ejemplo de su importancia.

Ya ha quedado bien comprobado que la incorporación de la posibilidad de comerciar con los derechos de emisión aumenta la eficiencia de la política climática internacional. Böhringer y Welsh (2004) descubrieron que la compra-venta de derechos de emisión «incrementa de manera crucial la viabilidad» de una política internacional en la que se reducen las emisiones globales y convergen gradualmente las emisiones per cápita, derivando esta conclusión del hecho de que todas la regiones salen ganando, y especialmente los países en vías de desarrollo. Sin embargo, lo que no puede deducirse de su análisis es si dicho incremento del bienestar es suficiente para superar los abundantes incentivos para quienes no cooperan.

Buchner y Carraro (2005) han examinado las negociaciones internacionales y encontrado incentivos para las regiones para participar en un ICA. Incluyen la compra-venta de derechos de emisión como parte de la adopción de políticas eficientes. Los derechos de emisión se asignan de acuerdo con las directrices del Protocolo de Kioto (y de acuerdo con los niveles de funcionamiento habitual para los países en vías de desarrollo). Encuentran que los objetivos ambiciosos no resultarán atractivos para muchas regiones, incluidos los Estados Unidos y los países en vías de desarrollo, e incluso que una política basada en estrategias de disminución óptimas implica que las regiones en vías de desarrollo sufran pérdidas de bienestar.

En la literatura de teoría de juegos, el programa de derechos tipo *grandfathering* consistente en la compraventa de derechos de emisión es considerado como un plan de transferencias entre participantes en un acuerdo internacional medioambiental. Hoel (1994), Barrett (1994), Fankhauser y Kverndokk (1996), Hoel y Schneider (1997), Peck y Teisberg (1999), Finus *et al.* (2005 y 2006), Nagashima *et al.* (2009) y otros han

propuesto escenarios para incrementar la eficiencia medioambiental y estimular iniciativas voluntarias para cooperar en los acuerdos internacionales medioambientales. Los planes de transferencia son especialmente adecuados para compensar a aquellas regiones que contribuyen relativamente mucho a la atenuación dentro de la coalición, pero que obtienen beneficios relativamente bajos de la misma (por ejemplo, Edmonds *et al.*, 1995; Rose *et al.*, 1998; Tol, 2001; Altamirano-Cabrera y Finus, 2006; Weikard *et al.*, 2006). Altamirano-Cabrera y Finus (2006) demuestran que una distribución de derechos de acuerdo con un plan «pragmático», como el de las emisiones, funciona mejor para estabilizar los acuerdos internacionales medioambientales que los planes «equitativos», como son los basados en emisiones per cápita.

En todos estos estudios, los planes de transferencia están basados en un único año para asignar los derechos. Estos planes de transferencia estáticos también se observan a menudos en la realidad, como, por ejemplo, los objetivos de reducción del Protocolo de Kioto, que están diseñados como una reducción en comparación con los niveles de la década de 1990. Sin embargo, estos planes estáticos no tienen en cuenta que lo que se espera es que las futuras trayectorias de crecimiento de las emisiones se diferencien considerablemente entre regiones. En cualquier caso, la asignación de derechos basada en emisiones históricas hace que los países en rápido crecimiento, como China o India, obtienen cuotas relativamente pequeñas. Ello produce un crecimiento de las cargas que estos países en vías de desarrollo tienen que soportar para reducir sus emisiones, concepto aducido por muchos países en vías de desarrollo para rechazar los objetivos de reducción del Protocolo de Kioto. Los planes de transferencia dinámicos, basados en las trayectorias esperadas de emisiones (1), pueden superar estos obstáculos y contribuir por lo tanto a la estabilidad de los acuerdos internacionales sobre el clima. Este tipo de planes de transferencia dinámicos se denominan a veces «*grandfathering* actualizado», ya que la asignación de derechos se actualiza cada periodo.

Además, un diseño de planes de derechos tipo *grandfathering* que estimule la participación en acuerdos internacionales funcionará mejor que otros planes en términos de eficacia global. La misma literatura sobre teoría de los juegos ha producido recientemente la noción de un plan de transferencia óptima, es decir, un plan que maximiza la participación en el acuerdo (Fuentes-Albero y Rubio, 2005; Carraro *et al.*, 2006; McGinty, 2007, y Weikard, 2008). Esencialmente, el plan de transferencia óptimo identifica los incentivos de las regiones para retirarse de un acuerdo (denominado normalmente como la «recompensa de una opción exterior») y distribuye el excedente de cooperación en proporción a estas recompensas de opciones externas. Esta noción también puede utilizarse para especificar un programa de «derechos tipo *grandfathering*» que distribuye los derechos de emisión de acuerdo con la estructura de incentivos de las regiones, es decir, proporcional a sus recompensas de opciones exteriores. Denominamos esa distribución de derechos como un programa de derechos *grandfathering por incentivos*.

Es evidente que en la práctica no resultará sencillo encontrar una trayectoria de emisiones de referencia (y un programa de derechos tipo *grandfathering* asociado) para las próximas décadas que sea aceptable para todas las partes. Este tema se analiza en Böhringer y Lange (2005), para quienes los programas de derechos tipo *grandfathering dinámicos* pueden ser eficientes. Aunque puede haber campo para la conducta estratégica por parte de los países en la estimación de sus emisiones futuras, lo que se utiliza corrientemente son las trayectorias de emisión esperadas, por ejemplo, por el IPCC (Nakicenovic *et al.*, 2000; Carter *et al.*, 2001 e IPCC, 2007), y las trayectorias de emisión esperadas de línea de base que se suelen establecer como parte de las negociaciones internacionales.

El objetivo de este artículo es analizar el impacto de la puesta en práctica de programas de «derechos tipo *grandfathering*» dinámicos y/o basados en incentivos para la compra-venta de derechos de emisión sobre la estabilidad de las coaliciones en un escenario no cooperativo. Para ello, utilizamos un modelo aplicado para la estabilidad de las coaliciones, el STACO, introducido por Finus *et al.* (2006) y perfeccionado por Nagashima *et al.* (2009).

El artículo está organizado como sigue: el apartado II suministra el marco del modelo STACO; el III recoge los principales resultados de diferentes programas de derechos tipo *grandfathering* para la distribución de derechos de emisión negociables, y el IV contiene las conclusiones.

II. LA ESTABILIDAD DEL MODELO DE COALICIONES (STACO)

Consideremos un juego de formación de coaliciones en dos etapas y no cooperativo. En la primera etapa, las regiones que anuncian que van a formar parte de una coalición se convierten en signatarias de una coalición única, el car-

tel, y las que anuncian que no se van a unir a la coalición siguen siendo instancias únicas. En la segunda etapa, las regiones adoptan sus estrategias de atenuación en un horizonte de planificación. Las estrategias están basadas en la función de recompensa, que representa los beneficios netos actualizados de la atenuación en el horizonte del modelo. Suponemos que los beneficios no actualizados en cada periodo dependen no sólo del nivel actual global de atenuación, sino también de la atenuación global en periodos anteriores por la reducción de las concentraciones de CO_2 y los niveles correspondientes de reducción de los daños; en cambio, los costes de atenuación dependen únicamente de los niveles actuales de atenuación dentro de la región.

Las regiones que no están en la coalición eligen su nivel de atenuación maximizando sus propias recompensas, dando por supuestos los niveles de atenuación de las otras regiones, mientras que los signatarios de la coalición eligen los niveles de atenuación que maximizan la suma de los beneficios de todas las regiones pertenecientes a dicha coalición, dando por supuestos los niveles de atenuación de las regiones independientes. A la situación en la que ninguna o una de las regiones se une a la coalición la denominamos «todos independientes», y cuyas trayectorias de atenuación óptimas asociadas son un equilibrio de Nash. Por otra parte, la «gran coalición» representa la coalición en la que cooperan todas las regiones y que alcanza el óptimo social. Si ninguna de las regiones puede recibir una recompensa más alta cuando cambia unilateralmente su estrategia, la estructura de la coalición se denomina estable: ningún signatario tiene un incentivo para retirarse de la coalición (estabilidad interna) y ninguna región independiente tiene incentivos para unirse (estabilidad externa).

El modelo STACO original está descrito en Dellink *et al.* (2004) y Finus *et al.* (2006), y ha sido actualizado y ampliado a una especificación de tipo Ramsey de carácter prospectivo por Nagashima *et al.* (2009). Aquí, nos centraremos en las principales características del modelo. Consideremos doce regiones del mundo: EE.UU. (USA), Japón (JPN), Unión Europea - 15 (UE15), otros países de la OCDE (OOE), países del Este de Europa (EET), antigua Unión Soviética (FSU), países exportadores de energía (EEX), China (CHN), India (IND), economías asiáticas dinámicas (DAE), Brasil (BRA) y el resto del mundo (ROW). Establecemos el horizonte del modelo para que tenga en cuenta los beneficios desde la atenuación hasta el infinito, pero adoptamos un horizonte de planificación más corto de 100 años, que va de 2011 a 2110, para determinar los niveles de atenuación. Esto garantiza una reflexión adecuada sobre los aspectos a largo plazo del cambio climático, mientras que el periodo durante el que se mantiene el acuerdo internacional es limitado. En esencia, en 2010 los signatarios celebran un acuerdo que establece su trayectoria de atenuación hasta el 2110 teniendo en cuenta todos los beneficios y los costes futuros de esa trayectoria de atenuación. Los costes y beneficios futuros se descuentan según una tasa de actualización regional, utilizando la regla de Ramsey, y un índice puro de preferencia temporal del 1,5 por 100 para todas las regiones, siguiendo las reglas del Tesoro del Reino Unido (2).

Los beneficios de la atenuación representan daños evitados, que a su vez dependen del cambio de temperatura atmosférica global. Seguimos a Nordhaus (1994) y a Germain y Van Steenberghe (2003) y nos aproximamos al sistema climático mediante un sistema lineal de tres ecuaciones (para concentraciones, forzamiento radiativo e incremento de la temperatura atmosférica, respectivamente), e ignoramos las realimentaciones no lineales entre la atmósfera y los océanos (3). Como en cálculos precedentes del STACO, calibramos la función de daños de manera que los daños globales asciendan al 2,7 por 100 del PIB para una duplicación de concentraciones sobre los niveles pre-industriales (Tol, 1997).

La función del coste de la atenuación sigue estimaciones del modelo EPPA de Ellerman y Decaux (1998). Además, asumimos un progreso tecnológico exógeno que implica una reducción de los costes de atenuación marginal del 0,5 por 100 anual. Utilizamos los datos del modelo EPPA (Babiker *et al.*, 2001; Reilly, 2005) para calibrar las trayectorias del PIB y de emisiones BAU (*business as usual*) en nuestro modelo. Dado que estos supuestos son indudablemente una simplificación y que algunos parámetros importantes del modelo están basados en estimaciones aproximadas (especialmente con respecto a los beneficios de la atenuación), los números absolutos presentados más adelante deberían ser interpretados con cautela; sin embargo, nuestra calibración ofrece una buena indicación de la posición relativa de las principales regiones del mundo.

Incorporamos la compraventa de derechos de emisión en el modelo para tener en cuenta las transferencias entre regiones en la coalición, de manera que dichos derechos de emisión sólo puedan ser negociados entre signatarios. Las transferencias implican que si una región reduce sus emisiones más de lo necesario para lograr el

nivel de derechos de emisión asignados, la región puede vender derechos a otros signatarios. Por otro lado, si una región reduce sus emisiones menos del nivel de atenuación asignado, la región tiene que compensar la diferencia comprando derechos. El precio de un derecho es endógeno e igual a los costes de atenuación marginales (como resultado del análisis coste-beneficio).

En el mercado de derechos, los derechos de emisión asignados a la región *i* en el periodo *t* se calculan como una cuota de la cantidad total de derechos entre signatarios. La cantidad total de derechos de emisión para toda la coalición es igual al nivel de emisión coalicional en equilibrio, para que los esfuerzos de atenuación de la coalición no se vean influenciados por el programa de distribución de derechos. Nos centramos en el análisis de la distribución de los derechos tipo *grandfathering* en proporción a los niveles de emisión, y hacemos referencia a Altamirano-Cabrera y Finus (2006) para una comparación de reglas alternativas basadas en la asignación para distribuir derechos de emisión.

Para el programa de derechos *grandfathering estático*, la cuota regional se calcula sobre la base de la proporción de las emisiones regionales en 2010 con las emisiones totales de todos los signatarios en el mismo año (4). Por lo tanto, la cuota es constante a lo largo del tiempo. Para el programa de derechos *grandfathering dinámico*, utilizamos la trayectoria completa de emisiones de referencia (o BAU) sobre el horizonte del modelo sin atenuación para determinar la distribución de derechos dependiente del tiempo.

Para el programa de derechos tipo *grandfathering por incentivos*, la determinación de la distribución de derechos es más compleja. En primer lugar, se necesita información sobre la recompensa que obtendría una región cuando se retira del acuerdo. Todas las regiones participantes reciben todos los derechos necesarios para obtener un beneficio, después de la negociación, que sea al menos tan elevado como su recompensa si se quedan fuera, utilizando el precio de equilibrio de los derechos específico de la coalición. Si el número total de derechos es insuficiente para distribuirlos de acuerdo con esta regla, la coalición no es estable. Si se pueden distribuir más derechos de los necesarios en aras de la estabilidad, los derechos restantes pueden ser compartidos arbitrariamente entre los miembros de la coalición. Por lo tanto, existe una gama de distribuciones de los derechos tipo *grandfathering por incentivos* que maximiza la estabilidad de la coalición. En las simulaciones numéricas, asumimos que los miembros de la coalición acuerdan compartir proporcionalmente los derechos restantes.

III. RESULTADOS

1. Evaluación numérica de los diferentes programas *grandfathering*

En este apartado, registramos los resultados de la evaluación numérica de los diferentes programas de derechos tipo *grandfathering*. Para cada programa, calculamos todas las coaliciones de cartel posibles y examinamos la estabilidad de las 4.084 estructuras de coalición. Aunque realizamos los cálculos para una trayectoria de esfuerzos de atenuación (niveles de reducción) y costes y beneficios asociados entre 2010 y 2110, concentramos nuestros resultados en los resultados del valor actualizado neto, ya que determinan la estabilidad de las coaliciones, suponiendo que se llega a un único acuerdo de negociación que dura durante todo el horizonte del modelo.

En el cuadro n.º 1, comparamos el caso en que no hay ningún programa de compraventa de derechos internacional y los diferentes programas de derechos tipo *grandfathering* con sus resultados en las posiciones extremas de ninguna cooperación y cooperación total: 1) el caso de «todos independientes», es decir, el equilibrio de Nash que resulta cuando no se puede alcanzar ningún acuerdo internacional, y 2) la «gran coalición», en la que todas las regiones participan en el acuerdo. En el caso de cooperación nula, dado que las regiones no colaboran, no hay necesidad de ningún programa de derechos, y las actividades de atenuación están determinadas por costes y beneficios marginales. Esto puede servir como base de referencia frente a la que evaluar la eficacia de las coaliciones. Aunque la vulnerabilidad ante el cambio climático es mayor en las regiones en vías de desarrollo, observamos que las recompensas, es decir, los beneficios totales menos los costes de la política del cambio climático, son mayores en EE.UU., Japón y UE15, dado que sus niveles de PIB son más elevados y, por lo tanto, un coeficiente de daños relativamente bajo en porcentaje de PIB se convierte en un gran número absoluto.

En el caso en que no haya negociación de derechos (columna «ningún programa»), la gran coalición produce unos beneficios globales sustancialmente más elevados (casi el triple), ilustrando las enormes ganancias de la cooperación que existen en la política sobre el clima. Sin embargo, para China esta cooperación impli-

CUADRO N.º 1

VALOR ACTUALIZADO NETO DE LOS BENEFICIOS E INCENTIVOS PARA CAMBIAR DE AVISO (ITCA) EN MILES DE MILLONES DE DÓLARES DE EE.UU. PARA "TODOS INDEPENDIENTES" Y "GRAN COALICIÓN"

REGIONES (*)	*TODOS INDEPENDIENTES*	*GRAN COALICIÓN*							
	Todos los programas (**)	*Ningún programa de derechos*		*Estático*		*Dinámico*		*Incentivos*	
	Pagos	*Pagos*	*ITCA*	*Pagos*	*ITCA*	*Pagos*	*ITCA*	*Pagos*	*ITCA*
USA	1.043	3.677	100	1.687	2.090	1.672	2.106	2.867	910
JPN.....	893	3.571	-237	3.467	-133	3.119	215	2.530	804
EU15.....	1.186	4.647	-380	4.033	234	3.509	758	3.238	1.029
OOE	175	466	230	-162	858	108	588	528	168
EET.....	68	26	248	178	96	179	95	208	66
FSU	325	834	422	1.170	86	417	839	953	302
EEX	149	250	332	283	299	110	471	442	140
CHN	258	-1.342	2.132	1.645	-854	2.488	-1.697	600	190
IND	229	469	407	282	594	835	40	665	211
DAE.....	122	194	286	343	137	242	238	364	116
BRA.....	75	285	21	20	286	33	273	233	74
ROW	337	961	337	825	473	720	579	985	313
Global	4.859	14.037	3.900	13.771	4.165	13.433	4.504	13.612	4.324

Notas: (*) EE.UU. (USA), Japón (JPN), Unión Europea - 15 (UE15), otros países de la OCDE (OOE), Países del Este de Europa (EET), Antigua Unión Soviética (FSU), países exportadores de energía (EEX), China (CHN), India (IND), Economías asiáticas dinámicas (DAE), Brasil (BRA) y el resto del mundo (ROW).
(**) Los incentivos para cambiar de aviso (ITCA) son cero por definición cuando no hay coaliciones (todos independientes).

ca niveles muy elevados de reducción, ya que es eficiente desde una perspectiva global (los costes de reducción marginales son muy bajos en China), pero no se le ofrece compensación. Por consiguiente, este escenario no es rentable para China, y no sería lógico que China co-firmara un acuerdo semejante.

Para evaluar la estabilidad de una coalición, no basta con examinar los beneficios y la rentabilidad, sino que también se necesita investigar el Incentivo Para Cambiar de Aviso (ITCA). El ITCA se calcula como el cambio de recompensa de una región, cuando una región pasara de ser un miembro de coalición a ser independiente, es decir, que cambiaría su aviso (5). Cuando el ITCA es positivo, la región tiene un incentivo para cambiar y, por lo tanto, la coalición actual no es estable. En el caso de ninguna coalición, el ITCA es cero por definición, ya que un cambio de declaración de una sola región tendría como resultado una insignificante coalición de una región. Para la gran coalición sin compra-venta de derechos, resulta que, aparte de China, otras nueve regiones también resultan favorecidas si abandonan la coalición: los incentivos para no cooperar son grandes. Sólo dos regiones tienen un incentivo para permanecer en esta coalición: Japón y UE15. Por lo tanto, aunque esta coalición es atractiva desde una perspectiva global, no puede alcanzarse mediante la cooperación voluntaria. Esto se corresponde con el resultado seminal de Barrett (1994), que muestra que cuando los beneficios de la cooperación son grandes, los incentivos para no cooperar también serán grandes y será imposible estabilizar las coaliciones grandes y eficaces.

La negociación de derechos puede mejorar este resultado: el incentivo de abandonar una coalición se incrementa para los compradores de derechos y disminuye para los vendedores de éstos. Por lo tanto, si los compradores de derechos son aquellas regiones que se juegan mucho en la colaboración, es decir, que tienen elevados beneficios marginales, la compra-venta de derechos puede estabilizar la coalición (6). Dado que la distribución eficiente de la atenuación no se ve afectada por el programa de derechos tipo *grandfathering*, los flujos de derechos internacionales pueden ser deducidos comparando los beneficios con el caso en que no haya negociación de derechos. Por lo tanto, encontramos que tanto en el programa de derechos tipo *grandfathering estático* como en el dinámico la mayor parte de la negociación de derechos tendrá lugar entre EE.UU. como comprador y China como vendedor. Ello conduce a un enorme ITCA para EE.UU. de más de dos billones de dólares en términos de valor actualizado neto. Por otra parte, a China le compensa quedarse en

la coalición, ya que, si se marchara, tendría unos costes de atenuación espectacularmente más bajos, pero ya no podría participar en el programa de negociación de derechos. El modelo de negociación internacional es diferente en el programa de derechos tipo *grandfathering por incentivos*: en este caso, las asignaciones de derechos no están basadas en cierto nivel de emisiones, sino en los incentivos para no cooperar. El resultado es que los beneficios después de la negociación están más igualados entre regiones. Sigue siendo evidente sin embargo, que el excedente total generado por la cooperación es insuficiente para superar los incentivos de no cooperar. Por lo tanto, el ITCA sigue siendo positivo para todas las regiones. La conclusión es que no existe asignación de derechos o programa de derechos tipo *grandfathering* que soporte la participación voluntaria de todas las regiones en el acuerdo internacional sobre el clima. A menos que se investigue algún otro mecanismo de incentivos, como la vinculación de cuestiones o efectos externos tecnológicos, la gran coalición no es estable.

El cuadro n.º 2 muestra las coaliciones estables que mejor funcionan para los diferentes programas de derechos tipo *grandfathering*. En el caso en que no exista negociación de derechos, sólo una coalición es estable: de Japón y UE15. Ya hemos observado que en este escenario estas regiones tienen un incentivo para cooperar en la gran coalición. Sin embargo, no son capaces de encontrar más socios para su coalición, ya que los elevados beneficios marginales para Japón y la UE15 implican que cualquier región que se una a esta coalición se compromete a un importante esfuerzo de atenuación, de manera que sin compensaciones no redunda en el interés propio de esa potencial región.

El programa de derechos tipo *grandfathering estático* funciona aún peor: no existe ninguna coalición estable. Aunque este programa puede resultar atractivo desde una perspectiva política, ya que no depende de pronósticos de emisión futuros y es, por lo tanto, relativamente sencillo de implementar, no canaliza los incentivos regionales hacia la cooperación. Los derechos se conceden de manera relativamente generosa a regiones con un elevado nivel histórico de emisiones como Japón y la UE15, mientras que regiones que están creciendo rápidamente, como China e India, recibirán pocos derechos, lo que supone una escasa compensación por sus esfuerzos de atenuación. De hecho, en la coalición de Japón y China (no indicada en el cuadro número 2, ya que no es estable) puede producirse la perversa situación de que la demanda de derechos en China sea tan alta que se convierta en un comprador de derechos, y Japón en vendedor. Ello empeoraría la asignación de beneficios desde una perspectiva de estabilidad e incrementaría los incentivos para cambiar de aviso, más que para mejorar la asignación.

Un programa de derechos tipo *grandfathering dinámico* impide estos resultados anti-intuitivos, ya que tiene en cuenta las trayectorias de emisión en todo el horizonte del modelo. Por lo tanto, cuando cooperan China e India consiguen una cuota cada vez más grande de derechos a expensas de Japón y la UE15. Esto elimina el obstáculo para encontrar una coalición cuando un comprador de derechos con elevados beneficios procedentes de la cooperación, la UE15, coopera con un vendedor de derechos, China. Dado que los bajos costes marginales de atenuación de China pueden ser explotados, esta coalición es mucho más efectiva que la coalición de UE15 y Japón, que surge cuando la negociación de derechos no es posible.

Para una comparación sencilla de la eficacia de las diferentes coaliciones, hemos construido un «indicador de éxito», que mide en qué medida se cierra la brecha en relación con los beneficios entre «todos independientes» y la «gran coalición». Por lo tanto, el indicador de éxito es por definición 0 por 100 para el primer caso extre-

CUADRO N.º 2

MEJORES COALICIONES ESTABLES

	Miembros de la coalición	*Valor actualizado neto de beneficios globales en miles de millones de dólares*	*Indicador de éxito en porcentaje*
Ninguno.....	JPN, UE15	5.077	2
Estático	Ninguno	4.859	0
Dinámico.....	UE15, CHN	6.965	25
Incentivos.....	UE15, EET, CHN, IND, DAE y otras 173 coaliciones estables	8.805	45

mo y 100 por 100 para la gran coalición. El programa de derechos tipo *grandfathering dinámico* puede cubrir el hueco entre ambos extremos en un 25 por 100.

La coalición estable más efectiva se encuentra en el programa de derechos tipo *grandfathering por incentivos*. Dado que los pequeños incentivos para no cooperar se pueden superar con una compensación específica en forma de una asignación más generosa de derechos, surgen 174 coaliciones estables. La que mejor funciona de todas es la coalición de UE15, EET, CHN, IND, DAE. Esta coalición es sustancialmente más eficaz que las que se pueden obtener con los otros programas, y se queda a mitad de camino de la gran coalición. Esta coalición se analiza con más detalle en el cuadro n.º 3, donde se muestra que la UE15 compra una cantidad sustancial de derechos de los otros miembros de la coalición (véase la columna del flujo de derechos, donde un número positivo indica la compra de derechos y un número negativo su venta). Aunque esto reduce los beneficios para la UE15, siguen siendo todavía (ligeramente) mejores que los obtenidos si abandona la coalición para ser un polizón. El programa de derechos tipo *grandfathering por incentivos* asigna a todas las regiones los derechos suficientes para hacer que permanezcan en la coalición. De esta manera, maximiza los incentivos para cooperar. En las coaliciones pequeñas, los incentivos para no cooperar son relativamente pequeños, y los beneficios adicionales generados de la cooperación (el excedente coalicional) son lo suficientemente grandes como para compensar a todos los miembros; sin embargo, en las coaliciones muy grandes este sistema falla, ya que los incentivos para no cooperar aumentan más rápidamente si crece más la coalición que el excedente coalicional. Por lo tanto, la coalición estable que mejor funciona surge cuando el excedente coalicional es suficiente para compensar a los miembros y crear ITCA que sean muy pequeños, pero negativos para todos los miembros de la coalición.

2. Análisis de sensibilidad

Para probar la robustez de los resultados anteriores, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de los principales parámetros del modelo. En las simulaciones, se cambia un parámetro para todas las regiones simultáneamente. En la mayoría de los casos, se simula una variante «baja» y «alta», en la que el parámetro del modelo se multiplica por 0,5 y 2, respectivamente. Para los daños globales, también simulamos valores muy bajos (0,25 veces) y muy altos (4 veces). Para las cuotas de daños regionales, utilizamos una serie alternativa de cuotas, tal como se sugiere en Finus *et al.* (2006), denominada «STACO calibración II», y una serie de cuotas regionales basadas aproximadamente en el bien conocido modelo RICE (Nordhaus y Boyer, 2000). En ambos casos, las cuotas de daños para EE.UU., Japón y UE15 son sustancialmente más bajas, mientras que las cuotas para la mayoría de regiones en vías de desarrollo, y especialmente para el resto del mundo (que incluye

CUADRO N.º 3

RESULTADOS CLAVES PARA LA COALICIÓN DE UE15, EET, CHN, IND, DAE. PROGRAMA DE DERECHOS TIPO *GRANDFATHERING* POR INCENTIVOS

	Valor actualizado neto de beneficios [Miles de millones dólares EE.UU.]	*Valor actualizado neto de transferencia [Miles de millones dólares EE.UU.]*	*ITCA [Miles de millones dólares EE.UU.]*	*Atenuación en 2011 [porcentaje de emisiones BAU]*	*Asignación de derechos (*) 2050 [MtC]*	*Flujo de derechos 2050 [MtC]*
USA	2.164	0	-234	9,5	3.176	
JPN.....	1.768	0	-183	2,5	552	
EU15	**1.668**	**-655**	**-2**	**10,3**	**1.200**	**+366**
OOE	347	0	-16	5,5	795	
EET	**128**	**57**	**0**	**29,0**	**403**	**-34**
FSU	648	0	-46	6,4	1.338	
EEX	294	0	-14	1,9	889	
CHN.....	**345**	**390**	**0**	**50,7**	**2.152**	**-252**
IND.....	**399**	**60**	**0**	**38,2**	**820**	**-43**
DAE	**224**	**57**	**0**	**18,3**	**551**	**-36**
BRA.....	147	0	-4	0,1	268	
ROW	674	0	-53	6,7	1.224	
Global	8.805	-92	-553		13.368	0

Notas: (*) La asignación de derechos para las regiones independientes indica niveles de emisión.

África) son más altas. Para la tasa de actualización utilizamos alternativas sugeridas por Nordhaus y Stern, respectivamente. El escenario de Nordhaus tiene el mismo índice puro de preferencia temporal (1,5 por 100), pero una elasticidad marginal de utilidad de 2, mientras que nuestro escenario de base asume un 1. En el escenario de Stern, el valor de elasticidad marginal es 1, como en nuestro escenario de base, pero aquí el índice puro de preferencia temporal es 0,01 por 100. Como consecuencia, las tasas de actualización son más elevadas en el escenario de Nordhaus, seguidas por nuestra especificación básica, mientras que el escenario de Stern proporciona las tasas más bajas.

El cuadro n.º 4 muestra que, en la mayoría de especificaciones alternativas, las coaliciones que mejor funcionan son las mismas que en la especificación básica, y el indicador de éxito sólo se ve ligeramente afectado. Evidentemente, valores de parámetros diferentes, como daños muy elevados, por ejemplo, cambiarán el nivel de beneficios procedentes de la política climática, y por lo tanto, afectarán a los valores absolutos de beneficios. Pero, dado que este incremento se produce para todas las coaliciones, las diferencias relativas entre las distintas coali-

CUADRO N.º 4

COALICIONES ESTABLES QUE FUNCIONAN MEJOR (INDICADOR DE ÉXITO). ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

	SIN GRANDFATHERING	*GRANDFATHERING ESTÁTICO*	*GRANDFATHERING DINÁMICO*	*GRANDFATHERING POR INCENTIVOS*
Especificación básica	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Daños globales				
Muy bajos	Ninguno (0%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (24%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (44%)
Bajos	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (24%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Altos	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Muy altos	JPN, EU15 (3%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (27%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (49%)
Forzamiento radiativo				
Bajo	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (24%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Alto	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Cuotas de daños regionales				
STACO calib. II	BRA, ROW (1%)	Ninguno (0%)	Ninguno (0%)	OOE, EET, FSU, EEX, CHN, ROW (49%)
Cuotas RICE	Ninguno (0%)	EU15, FSU (7%)	EU15, CHN (29%)	JPN, EU15, OOE, EET, FSU, EEX, CHN, IND (70%)
Costes marginales de reducción				
Bajos	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Altos	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (24%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Cambio tecnológico				
Bajo	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Alto	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)
Actualización				
Stern	JPN, EU15 (4%)	EU15, CHN (24%)	EU15, CHN (24%)	USA, EET, EEX, CHN, DAE (45%)
Nordhaus	JPN, EU15 (2%)	Ninguno (0%)	EU15, CHN (25%)	EU15, EET, CHN, IND, DAE (45%)

ciones no cambian mucho. Dado que los incentivos para cambiar de aviso se determinan comparando dos recompensas para diferentes coaliciones, estas diferencias relativas son lo más importante, y no los valores absolutos. Esto se confirma por dos alternativas que afectan a las diferencias relativas entre coaliciones: las cuotas de daños y las tasas de actualización.

Las diferentes cuotas de daños afectan a los beneficios obtenidos por las regiones y, por lo tanto, afectan a las diferentes coaliciones. El resultado es que diferentes regiones tienen un incentivo para colaborar. Esto se aprecia más en el caso del programa por incentivos. El resultado de «STACO calibración II» es una coalición estable que funciona bien, compuesta fundamentalmente por regiones en vías de desarrollo. La razón de este resultado no es que las coaliciones con EE.UU., Japón o UE15 no sean estables, sino que funcionan peor que la coalición que se muestra en el cuadro n.º 4. En otras palabras, si la mayoría de beneficios procedentes de la atenuación y los costes de reducción marginales más bajos pueden encontrarse en las regiones en vías de desarrollo, EE.UU., Japón y UE15 ya no son necesarios para crear un acuerdo internacional eficaz sobre el clima. El escenario con cuotas de daños basadas en el «modelo RICE» tiene como resultado coaliciones estables más grandes, y la que mejor funciona puede colmar la brecha entre «todos independientes» y la «gran coalición» en un porcentaje del 70 por 100. La razón de este resultado es que las cuotas de daños están más uniformemente distribuidas entre las regiones en esta especificación, y cuanto más homogéneos son los incentivos de los que no cooperan, son algo más fáciles de superar.

Las bajas tasas de actualización asumidas en la especificación Stern implican que los daños futuros tienen más peso en el análisis de coste-beneficio. Esto incrementa los beneficios de la política climática en países como China y en el caso del programa estático que ayuda a convencer a China para que colabore con la UE15. En el programa de derechos tipo *grandfathering* por incentivos, estabiliza una coalición que es similar a la coalición estable que mejor funciona en el escenario básico, pero sustituyendo a la UE15 por EE.UU. En el escenario básico, es necesario que las elevadas cuotas de daños de la UE15 generen beneficios suficientes a partir de la cooperación, pero con la tasa de actualización de Stern es preferible cooperar con EE.UU., ya que tiene menos costes de atenuación marginales que la UE15.

Otro resultado interesante de estos análisis es que la comparación de los diferentes programas de derechos tipo *grandfathering* es muy sólida entre los valores de parámetros elegidos: el programa dinámico mejora sustancialmente en relación con el estático o con ninguno en absoluto (excepto en dos casos en que tanto el estático como el dinámico funcionan igual), y el programa de derechos tipo *grandfathering* por incentivos siempre funciona mucho mejor que las otras especificaciones. Por lo tanto, la implicación que ello tiene a la hora de crear políticas debe ser que se preste la atención suficiente a las estructuras de incentivos de las diferentes regiones que participan en las negociaciones. Los programas de derechos tipo *grandfathering* que pueden parecer equitativos o prácticos pueden tener como resultado una coalición estable mucho menos efectiva y, en consecuencia, que sea perjudicial no sólo desde una perspectiva global, sino también para la mayoría de las regiones.

IV. OBSERVACIONES FINALES

En este artículo incorporamos diferentes programas de asignación de derechos tipo *grandfathering*, a fin de examinar la estabilidad de posibles coaliciones climáticas en un juego de cártel. Sostenemos que un programa *grandfathering dinámico*, basado en la trayectoria de las emisiones de referencia, en lugar de centrarse en un único año base histórico, puede superar algunos de los obstáculos más importantes de las negociaciones internacionales incorporando el rápido crecimiento de las emisiones en los países en vías de desarrollo a la distribución de derechos de emisión. Aunque este sistema no es capaz de estabilizar las coaliciones más grandes, el programa dinámico puede inducir una combinación más efectiva de socios de coalición (en nuestras simulaciones, una coalición de UE-15 y China). Mejor aún es la implementación de un programa *grandfathering por incentivos*. Encontramos que este tipo de programa puede contribuir a la estabilidad de acuerdos climáticos internacionales mucho más efectivos y con más regiones participantes. Sin embargo, un acuerdo global entre todas las regiones participantes no es estable, ya que los incentivos para no cooperar son demasiado grandes para ser superados por un plan de compraventa de derechos de emisión, por muy inteligentemente que haya sido diseñado el programa *grandfathering*.

Además del sistema del plan de transferencias, la serie resultante de coaliciones estables también se ve afectada de manera importante por los beneficios regionales calibrados procedentes de la atenua-

ción, es decir, por las estimaciones de daños regionales. Otros aspectos del modelo, como las estimaciones de los costes de atenuación regionales, tienen menos impacto sobre los resultados del modelo y no afectan al tipo de coalición que surgirá como la coalición estable que mejor funciona. Por último, los niveles de daños globales tampoco son un determinante principal de la estabilidad de las estructuras de coalición, ilustrando que la formación de coaliciones internacionales es una cuestión de costes y beneficios *relativos* para las regiones. En consecuencia, unas arquitecturas de acuerdos internacionales eficaces tienen que explotar las oportunidades que crean las diferencias regionales y superar dichas diferencias cuando sea necesario.

NOTAS

(*) El autor agradece especialmente a Ekko van Ierland, Hans-Peter Weikard, Michael Finus y Miyuki Nagashima sus valiosas aportaciones al tema; se aplica el habitual descargo de responsabilidad.

(1) Esas trayectorias de emisión de referencia se construyen suponiendo que no se implemente una política climática (adicional). Suelen ser denominadas pronósticos de línea de base o *business-as-usual*.

(2) Como las primeras simulaciones STACO asumieron una tasa de actualización constante del 2 por 100 para todas las regiones, los resultados numéricos de este artículo diferirán de los registrados en, por ejemplo, NAGASHIMA *et al.* (2009).

(3) DELLINK *et al.* (2008) estiman empíricamente el modelo simplificado y encuentran que se adapta muy bien al modelo no lineal más grande, sin incluir los efectos de retroalimentación (*feedbacks*).

(4) Utilizamos niveles de 2010, ya que es el año de base de nuestros cálculos. Utilizar niveles de emisión de 1990 en lugar de los de 2010 no influye en los principales resultados cualitativos y empeora la posición de regiones en rápido crecimiento, como China (el autor dispone de resultados bajo petición).

(5) Adoptamos el supuesto común de que las otras no cambian de aviso (es decir, desviaciones simples), y se dejan cuestiones como la visión de futuro para próximos estudios.

(6) Observar que a diferencia de NAGASHIMA *et al*. (2009), adoptamos tasas de actualización regionales. Por lo tanto, cualquier transferencia *futura* de dinero desde una región con una baja tasa de actualización (fundamentalmente las regiones de la OCDE) a una región con una elevada tasa de actualización (aproximadamente las regiones que no son de la OCDE) reducirá el valor actualizado neto de los beneficios globales.

BIBLIOGRAFÍA

ALTAMIRANO-CABRERA, J.C., y FINUS, M. (2006), «Permit trading and stability of international climate agreements», *Journal of Applied Economics,* 9, 1: 19-47.

BABIKER, M.H.; REILLY, J.M.; MAYER, M.; ECKAUS, R.S.; WING, I.S. y HYMAN, R.C. (2001), «The MIT emissions prediction and policy analysis (EPPA) model: revisions, sensitivities and comparison of results», MIT joint program on the science and policy of global change, Report n.º 71, Cambridge.

BARRETT, S. (1994), «Self-enforcing international environmental agreements», *Oxford Economic Papers,* 46: 878-894.

BÖHRINGER, C., y WELSCH, H. (2004), «Contraction and converge of carbon emissions: an intertemporal multi-region CGE analysis», *Journal of Policy Modeling*, 26: 21-39.

BÖHRINGER, C., y LANGE, A. (2005), «On the design of optimal grandfathering schemes for emission allowances», *European Economic Review,* 49: 2041-2055.

BUCHNER, B., CARRARO, C. (2005), «Modelling climate policy: perspectives on future negociations», *Journal of Policy Modeling*, 27: 711-732.

CARRARO, C.; EYCKMANS, J., y FINUS, M. (2006), «Optimal transfers and participation decisions in international environmental agreements», *Review of International Organisations,* 1: 379-396.

CARTER, T.R.; LA ROVERE, E.L.; JONES, R.N.; LEEMANS, R.; MEARNS, L.O.; NAKICENOVIC, N.; PITTOCK, A.B.; SEMENOV, S.M., y SKEA, J. (2001), «Developing and applying scenarios», en IPCC (eds.), *Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report, Cambridge University Press, Cambridge.

DELLINK, R.; ALTAMIRANO-CABRERA, J.C.; FINUS, M.; van IERLAND, E.; RUIJS, A., y WEIKARD, H.P. (2004), «Empirical background paper of the STACO model, mimeo, Wageningen University.

DELLINK, R.B.; DE BRUIN, K.C., y DE RUITER, M. (2008), «Fitting the original linear climate model to the revised DICE model: a regression analysis», de próxima aparición, Institute for Environmental Studies, VU University Amsterdam.

EDMONDS, J.; WISE, M., Y BARNS, D.W. (1995), «Carbon coalitions: The cost and effectiveness of energy agreements to alter trajectories of atmospheric carbon dioxide emissions», *Energy Policy*, 23: 309-335.

ELLERMAN, A.D., y DECAUX, A. (1998), «Analysis of Post-Kyoto CO_2 emissions trading using marginal abatement curves», MIT joint program on the science and policy of global change, Report n.º 40, Cambridge.

FANKHAUSER, S., (1995), *Valuing Climate Change: The Economics of the Greenhouse*, Earthscan, Londres.

FANKHAUSER, S., y KVERNDOKK, S. (1996) «The global warming game – Simulations of a CO_2 reduction agreement, *Resource and Energy Economics,* 18: 83-102.

FINUS, M.; ALTAMIRANO-CABRERA, J.C., y van IERLAND, E. (2005), «The effect of membership rules and voting schemes on the success of international climate agreements», *Public Choice,* 125: 97-127.

FINUS, M.; van IERLAND, Y E., DELLINK, R. (2006), «Stability of climate coalitions in a cartel formation game», *Economics of Governance,* 7: 271-291.

FUENTES-ALBERO, C., RUBIO, S.J. (2005), «Can the international environmental cooperation be bought», mimeo.

GERMAIN, M., y Van STEENBERGHE, V. (2003), «Constraining equitable allocations of tradable CO2 emission quotas by acceptability», *Environmental and Resource Economics,* 26: 469-492.

HOEL, M. (1994), «Efficient climate policy in the presence of free riders», *Journal of Environmental Economics and Management,* 27 (3): 259-274.

HOEL, M., y SCHNEIDER, K. (1997), «Incentives to participate in an international environmental agreement», *Environmental and Resource Economics,* 9: 153-170.

IPCC (2007), *4th Assessment Report*.

MCGINTY, M. (2007), «International environmental agreements among asymmetric nations», *Oxford Economic Papers,* 59: 45-62.

NAGASHIMA, M.; DELLINK, R.; van IERLAND, y E., WEIKARD, H.P. (2009), «Dynamic transfer schemes and stability of international climate coalitions», *Ecological Economics,* 68: 1476-1487.

NAKICENOVIC, N.; ALCAMO, J.; DAVIS, G.; DE VRIES, B.; FENHANN, J.; GAFFIN, S.; GREGORY, K.; GRÜBLER, A.; JUNG, T.Y.; KRAM, T.; LA ROVERE, E.L.; MICHAELIS, L.; MORI, S.; MORITA, T.; PEPPER, W.; PITCHER, H.; PRICE, L.; RIAHI, K.; ROEHRL, A.; ROGNER, H.H.; SANKOVSKI, A.; SCHLESINGER, M.; SHUKLA, P.; SMITH, S.; SWART, R.; van ROOIJEN, S.; VICTOR, N.; DADI, Z (2000), «Special report on emissions scenarios», en IPCC (eds.), *Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge.

NORDHAUS, W.D. (1994), *Managing the global commons*, MIT Press, Cambridge.

NORDHAUS, W. D., y BOYER, J., (2000), *Warming the World: Economic Models of Global Warming*, Cambridge University Press, Cambridge.

PECK, S.C., y TEISBERG, T.J. (1999), «CO_2 emission control agreements: incentives for regional participation», *The Energy Journal,* 20: 367-390.

REILLY, J.M. (2005), «Emission paths in the MIT-EPPA model». Personal communication.

ROSE, A.; STEVENS, B.; EDMONDS, J., y WISE, M. (1998), «International equity and differentiation in global warming policy: an application to tradeable emission permits, *Environmental and Resource Economics,* 12: 25-51.

TOL, R.S.J. (1997), *A decision-analytic treatise of the enhanced greenhouse effect*, Ph.D. Thesis, Vrije Universiteit, Amsterdam.

— (2001), «Climate coalitions in an integrated assessment model», *Computational Economics,* 18: 159-172.

WEIKARD, H.P. (2008), Cartel stability under an optimal sharing rule», *The Manchester School*, de próxima aparición.

WEIKARD, H.P.; FINUS, M., y ALTAMIRANO-CABRERA, J.C. (2006), «The impact of surplus sharing on the stability of international climate agreements», *Oxford Economic Papers,* 58: 209-232.

ESTRATEGIAS ANTE KIOTO: UNA VISIÓN DE TEORÍA DE JUEGOS

Yolanda FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ
M.ª Ángeles FERNÁNDEZ LÓPEZ
Blanca OLMEDILLAS BLANCO
Universidad Autónoma de Madrid

Resumen

Problemas medioambientales globales, como el cambio climático, se ajustan al planteamiento del «dilema del prisionero» generando una solución ineficiente y un fracaso en posibles acuerdos. En este trabajo se analiza qué condiciones deben darse para superar dicha ineficiencia y para que los acuerdos cumplan su objetivo. Las posibles alternativas al dilema del prisionero analizadas son: que se produzca un incremento notable de la contaminación, que el acuerdo sea de obligado cumplimiento mediante el establecimiento de multas, que exista un mercado eficiente de CO_2 y que algún país tome la iniciativa de ser líder en el cambio tecnológico necesario para reducir la contaminación. El análisis de estas cuatro posibilidades muestra que, para que el Protocolo llegue a cumplirse, debe conjugarse el desarrollo de tecnologías limpias con medidas económicas más eficientes que las puestas en marcha hasta el momento.

Palabras clave: teoría de juegos, dilema del prisionero, Protocolo de Kioto.

Abstract

Global environmental problems, such as climate change, can be studied using the approach of the «prisoner's dilemma», which generates an inefficient solution and the failure of potential agreements. This paper analyses the conditions which must be met in order to overcome such inefficiency, and the agreements necessary to meet their goals. The potential alternatives within this prisoner's dilemma that are reviewed in this paper are as follows: a significant increase in pollution is occurring; compliance with the agreement must be obtained through the introduction of penalties; there exists an efficient CO_2 market; and one country shall assume the leadership for the technological change necessary to reduce pollution. The analysis of these four possibilities shows that in order to meet the objectives of the Protocol, the development of clean technologies should be combined with economic measures that are more effective than those implemented thus far.

Key words: game theory, prisoner's dilemma, Kyoto Protocol.

JEL classification: C72, Q50.

I. INTRODUCCIÓN

DESDE el punto de vista económico, el clima, y más concretamente la estabilidad del clima, es un bien público global, no rival y no excluyente en su consumo. Así, el cambio climático es una externalidad mundial, lo que supone una divergencia entre los costes privados y los costes sociales de las emisiones que reduce la eficiencia económica. Evidentemente, cada una de las medidas para disminuir el daño causado por el cambio climático conlleva un coste, y cada una de ellas debe evaluarse en relación con un escenario de no intervención. Por tanto, es necesaria una evaluación previa del beneficio neto de cada opción, y es aquí donde la economía adquiere un papel prioritario.

Dada la dimensión transfronteriza del cambio climático, su solución requiere el planteamiento de políticas económicas de ámbito internacional, en las que se ven involucrados numerosos países y en las que prima la estrategia a seguir por cada uno. Por ello, la teoría de juegos es una buena herramienta para su análisis. Es de general aceptación que el conocido planteamiento del «dilema del prisionero» se puede aplicar a problemas ambientales globales, y en particular al cambio climático, debido a las características del bien negociado en el acuerdo. Puesto que esto genera una solución ineficiente desde el punto de vista global y un fracaso en el acuerdo, nuestro objetivo es analizar qué condiciones deben darse para superar dicha ineficiencia y que los acuerdos cumplan su objetivo.

El trabajo se estructura en tres apartados tras esta introducción: en el II, planteamos el problema del cambio climático y cómo la teoría de juegos nos conduce a un dilema del prisionero; en el III analizamos posibles estrategias alternativas en función de las medidas y las iniciativas que tomen los distintos países, y en el IV se establecen las conclusiones más relevantes de este trabajo.

II. EL CAMBIO CLIMÁTICO Y LA TEORÍA DE JUEGOS: EL DILEMA DEL PRISIONERO (1)

El dilema del prisionero ilustra las dificultades para conseguir que un país ratifique un acuerdo internacional voluntario de mejora ambiental como el Protocolo de Kioto. También refleja las dificultades de su consecución, dado que no existe un órgano supranacional que penalice su no cumplimiento (2).

Asumimos que la aplicación del Protocolo de Kioto y su cumplimiento implica, principalmente, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los resultados posibles dependen entonces de las estrategias que pue-

den seguir los países: «reducir», llevando a cabo medidas específicas, o «no reducir» dichas emisiones. El beneficio para cada país depende de la reducción total que se consiga, al ser un bien público global, pero los costes de implementar las medidas reductoras sólo los soporta el propio país y podrían tener consecuencias macroeconómicas rápidas y de amplio alcance.

Es importante destacar que, en este tipo de juegos, para tomar la decisión final lo relevante no es la cardinalidad, sino la ordinalidad de los resultados. Es decir, para decidir qué estrategia tomar, sólo tiene importancia el orden. Es indiferente cuánto mayor o menor sea un número respecto a otro, o el número concreto, ya que sólo tiene relevancia la igualdad o desigualdad entre ellos. El resultado depende de la estrategia que elija cada país y de lo que hagan mayoritariamente el resto de los países. Suponemos que los países que se están planteando si adoptar o no el Protocolo de Kioto son iguales en cuanto a su contribución al efecto invernadero y en cuanto a su percepción de los costes necesarios para adaptarse a dicho Protocolo. Sin embargo, el mundo se caracteriza por su complejidad en términos de actores heterogéneos y pluralismo institucional, lo que, sin duda, abre las puertas a nuevas investigaciones.

Tomemos un país *A* que se está planteando como estrategias entre las que elegir si ratificar el tratado (y cumplirlo) o no. Si *A* reduce sus emisiones y son pocos los países que hacen lo mismo, tendrá más costes que beneficios, lo que podemos indicar con un número negativo, -10. En efecto, soportaría los costes de reducir la emisión de CO_2, por ejemplo, con tecnología más eficiente y costosa, lo que supondría un aumento en los precios de sus productos nacionales y una pérdida de competitividad en el comercio internacional, y ello implicaría una reducción de las exportaciones y un aumento de las importaciones. Sin embargo, dado que el aire limpio es un bien libre, la pequeña reducción en la contaminación por parte del país *A* en el ámbito global podría ser insignificante y, en caso de tener repercusión sobre el cambio climático global, la disfrutarían todos los países.

Por otra parte, si *A* decide no reducir sus emisiones y los demás países tampoco (o muy pocos lo hacen), se ahorra los costes de reducción, por lo que el resultado tiene que ser mejor que el anterior, pongamos 0. En el caso totalmente opuesto, cuando *A* y un número considerable de países reducen las emisiones, los beneficios para *A* son superiores a los costes, puesto que disfruta de las externalidades positivas que supone el que muchos reduzcan la emisión de CO_2. En este caso, supongamos que ascienden a 10. Pero el beneficio para *A* podría ser mayor si, ratificando el acuerdo un gran número de países, *A* se comporta como *free rider* y consigue disfrutar de los beneficios externos sin incurrir en ningún coste. Por ejemplo, un beneficio de 20. Esta información se presenta en una matriz de pagos (cuadro n.º 1), en la que sólo se recogen los resultados para el país *A*, según las estrategias elegidas.

Tanto si son muchos como si son pocos los países que se suman al Protocolo de Kioto, la mejor estrategia para *A* es no reducir sus emisiones, puesto que su beneficio neto es mayor. *A* tiene una estrategia dominante. Si la mayor parte de los países se comporta como *A*, y no disminuyen las emisiones, tendrá una ganancia de 0, inferior a la conseguida si cooperaran, ratificaran y cumplieran el acuerdo, en cuyo caso la reducción de la contaminación les proporcionaría un beneficio neto de 10 a cada uno. Se alcanza, por tanto, un equilibrio de Nash, puesto que ningún país puede mejorar cambiando de estrategia, dada la táctica del resto.

El comportamiento racional conduce a una situación que no es Pareto óptima, puesto que todos los países podrían mejorar cooperando y reduciendo la contaminación. Si la situación se repite infinitamente en el tiempo, los mejores resultados los presenta la estrategia «ojo por ojo», donde *A* reduce emisiones si el resto de países decide cooperar y reducir las emisiones.

En un juego repetido infinitamente, las ganancias de cooperar y reducir son superiores a las de no reducir y no cooperar, ya que si la interacción entre países se repite un número finito de veces, ante la amenaza de que el otro incumpla el acuerdo, el país

CUADRO N.º 1

ACUERDO PLURAL SOBRE EMISIONES

		EL RESTO DE PAÍSES	
		Pocos reducen	*Muchos reducen*
País A	Reduce	-10	10
	No reduce	0	20

Fuente: Elaboración propia.

A tiene incentivos a no reducir desde la primera ronda o interacción. A pesar de ello, en el caso del Protocolo de Kioto no se está alcanzando ese esperable grado de cooperación. Y es porque hay que tener en cuenta varios aspectos que, en este caso, son relevantes.

En primer lugar, el número de países que interviene es muy elevado, y las ganancias y los costes del proceso no se reparten equitativamente entre ellos. En segundo lugar, lo que se está negociando en este juego presenta unas características muy peculiares, puesto que la emisión de CO_2 es una externalidad negativa sobre un bien público, como es el medio ambiente, que incentiva especialmente el comportamiento de *free rider*. En tercer lugar, el juego ya ha comenzado y estamos situados en un equilibrio de Nash en el cual, mayoritariamente, no se reducen las emisiones. Que el país *A* reduzca las emisiones y el resto «coopere» con él y también reduzca («ojo por ojo») sólo será posible si el beneficio de la cooperación es suficientemente alto y/o existe miedo a las represalias y éstas les afectan significativamente en el futuro (además, las represalias deben ser creíbles para que surtan efecto).

Todo esto explica, en términos económicos, por qué está resultando tan difícil que los países ratifiquen el tratado (EE.UU., China, India, Australia,…) e incluso que los que lo han firmado lo cumplan (España, Italia,…). Si economías avanzadas, como EE.UU., y mercados emergentes y en desarrollo —como China, Brasil, India y Rusia— no entran en el juego, la reducción de las emisiones de CO_2 será pequeña, extremadamente costosa y políticamente insostenible para los países que la apoyen, dado el gran volumen de emisiones que se prevé que durante los próximos cincuenta años provengan de estos países.

Sólo en el caso de que los beneficios netos no se ajustaran a la lógica del dilema del prisionero la solución sería distinta. Por tanto, la cuestión que nos planteamos ahora es: ¿qué puede modificar la matriz de pagos lo suficiente como para que los países terminen ratificando y cumpliendo el Protocolo de Kioto? Y, aun suponiendo cambios decisivos en los beneficios netos que modificaran la situación final, ¿hacia dónde nos dirigimos?

III. OTRAS ESTRATEGIAS ANTE KIOTO

Desde nuestro punto de vista, hay cuatro motivos por los que puede ratificarse y cumplirse el Protocolo de Kioto:

1) *En primer lugar*, los países que aún no lo han ratificado podrían hacerlo si tiene lugar un aumento significativo de la contaminación atmosférica, que ponga en evidencia la necesidad de reducir las emisiones (3).

En este caso, la mejor opción, hagan lo que hagan el resto de los países, es reducir las emisiones. Si pocos reducen sus emisiones y *A* decide reducir, sus pérdidas serán de -15, pero no tendrá incentivos a cambiar su comportamiento y no reducir, porque eso supondría pérdidas mayores, de -20. Si son muchos los que reducen sus emisiones, *A* estará mejor reduciendo también y obteniendo un beneficio de 10, en lugar de 0 (véase el cuadro n.º 2).

Si todos los países reducen sus emisiones, incluido *A*, los resultados para todos serán positivos, puesto que se producirán los beneficios de ralentizar el cambio climático de forma segura y manifiesta. Pero, ¿qué puede, en este caso, motivar a un país a no comportase como un gorrón y no disfrutar de las mejoras sin incurrir en ningún coste?

En nuestra opinión, la respuesta es que si el país *A* se comporta como un gorrón incurre en costes añadidos que superan los beneficios derivados de su comportamiento. Por ejemplo, si el resto de los países introduce barreras al comercio de sus productos, fabricados con procesos emisores de CO_2. Así ocurre cuando la sensibilización de los consumidores es elevada y manifiestan su preocupación por el cambio climático adquiriendo productos «verdes» y reducen las demandas de los productos nacionales contaminantes. En estos casos, no introducir medidas supone costes en términos de pérdidas de mercados, de PIB y de empleo.

Por otra parte, si aceptamos la posibilidad de que el país *A* pue-

CUADRO N.º 2

ACUERDO PLURAL SOBRE EMISIONES SI EL CAMBIO CLIMÁTICO ES EVIDENTE Y COSTOSO

		EL RESTO DE PAÍSES	
		Pocos reducen	*Muchos reducen*
PAÍS A	Reduce	-15	10
	No reduce	-20	0

Fuente: Elaboración propia.

da beneficiarse de las reducciones de los demás sin asumir elevados costes, la matriz de pagos podría tener dos equilibrios de Nash, sin que podamos ofrecer a priori la solución al juego. Serían equilibrios de Nash tanto que pocos reduzcan y A lo haga (no tiene incentivos a no reducir y empeorar más) como obtener unos beneficios de 20 si opta por ser un *free rider* y disfrutar de las externalidades generadas cuando muchos países reducen la contaminación (tampoco tiene motivos para modificar su comportamiento y entrar a reducir, pues eso supone costes que disminuyen sus beneficios a 10). El cuadro n.º 3 muestra este ejemplo.

2) *En segundo lugar*, y desde un punto de vista meramente institucional, lograríamos modificar los resultados de la matriz de pagos, y por tanto la solución del juego, si se consigue que el acuerdo sea de obligado cumplimiento. Éste es el caso de la UE, cuyos países están sometidos a acuerdos vinculantes. La normativa europea sí permite el uso de multas si no se consiguen los objetivos de reducción de las emisiones de CO_2 al nivel establecido. En este caso, los incentivos a cumplir el acuerdo son mayores, aunque están en función de la cuantía de la penalización. Para que la multa sea efectiva, su valor debe ser superior a la diferencia entre los beneficios netos de no reducir y los de reducir. Volviendo a la matriz de pagos del cuadro n.º 1, tiene que ser superior a la diferencia entre las casillas de la 2ª columna de la matriz de pagos (10-20), es decir, mayor a -10. Con una multa, por ejemplo, por valor de -15 ya no estaríamos ante un dilema del prisionero, y al país *A* le interesa reducir las emisiones de gases contaminantes, independientemente de lo que haga el resto. En este caso la situación de equilibrio de Nash estaría donde muchos países, incluido *A*, reducen sus emisiones (cuadro n.º 4).

CUADRO N.º 3

ACUERDO PLURAL SOBRE EMISIONES SI EL CAMBIO CLIMÁTICO ES EVIDENTE, PERO *A* PUEDE SER *FREE RIDER*

		EL RESTO DE PAÍSES	
		Pocos reducen	*Muchos reducen*
País A	Reduce	-15	10
	No reduce	-20	20

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO N.º 4

ACUERDO PLURAL SOBRE EMISIONES CON MULTAS DE GRANDES CUANTÍAS (MULTA = -15)

		EL RESTO DE PAÍSES	
		Pocos reducen	*Muchos reducen*
País A	Reduce	-10	10
	No reduce	-15	5

Fuente: Elaboración propia.

3) *En tercer lugar,* en un ámbito teórico, la asignación de derechos de propiedad bien definidos y la generación de un mercado para estos derechos permitirá internalizar los costes externos de la contaminación y producir una cantidad óptima de bienes y servicios, y de contaminación.

Para que motive cambios de estrategia entre países, la puesta en marcha de este mercado requiere que se limite la oferta —la cantidad total de derechos de emisión— y que la asignación inicial sea adecuada. Así, los precios del carbono deben cotizar al alza de forma continua en el largo plazo. Sólo en ese caso inducirán cambios en los valores de la matriz de pagos en una cuantía lo suficientemente amplia como para modificar la estrategia de los países. Si *A* reduce, es cierto que soporta los costes de implicarse en este proyecto, pero eso significa que tendrá derechos excedentarios que venderá en el mercado de carbono. Partiendo de los datos expuestos en la matriz 1, y suponiendo que el valor de esos derechos en el mercado mundial alcanza un valor de 8, eso implica cambios en toda la fila asociada a la estrategia «reducir», que ahora tendría valores de -2 si pocos reducen y de 18 si son muchos los que reducen, puesto que se suponen ingresos para el país *A*, que vende esos derechos (cuadro n.º 5).

Sin embargo, si *A* no reduce, la situación es la contraria. Necesita comprar derechos de emisión, lo que en el corto plazo conlleva más costes. Supongamos que sus necesidades de derechos de emisión también ascienden a un valor de 8. En ese caso, sobre los valores de la matriz 1, implica un cambio en la segunda fila que refleja reducciones en los ingresos del país *A*, si pocos reducen,

CUADRO N.º 5

COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN CON UN PRECIO ELEVADO DEL DERECHO DE EMISIÓN

		EL RESTO DE PAÍSES	
		Pocos reducen	*Muchos reducen*
País A	Reduce	-2	18
	No reduce	-8	12

Fuente: Elaboración propia.

hasta -8, y si muchos reducen, hasta 12. Esta situación se caracterizaría por un mercado en competencia perfecta, en el cual el cambio de actuación de una parte no afecta a la totalidad del mercado. Los países, en este caso, son precio aceptantes. Por eso se atribuye el mismo precio a los derechos si el país *A* es comprador que si es vendedor de emisiones de carbono.

El elevado coste de comprar derechos hace que cambie la estrategia dominante: la mejor alternativa para *A*, independientemente de lo que hagan los otros, es reducir las emisiones de CO_2 y vender derechos de emisión.

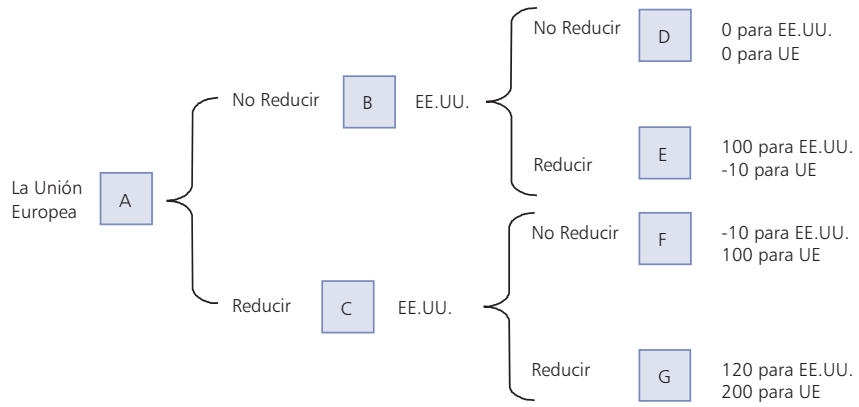
Sin embargo, no parece que en el caso de la Unión Europea el mercado de carbono haya conducido a un cambio radical en las estrategias de los países. De hecho, es patente y notorio que se están incumpliendo los acuerdos firmados, y se urge a los países a tomar medidas. ¿A qué se debe? La principal razón estriba en que no se han cumplido las condiciones necesarias para generar un mercado eficiente de derechos de propiedad. En este sentido, una «sobreasignación» inicial de derechos por parte de los gobiernos de la UE, y además de forma gratuita, ha dificultado el buen funcionamiento del mercado, puesto que la inexistencia de escasez ha obstaculizado la formación de precios por el propio mercado y la libre interacción de sus participantes. El precio del derecho de emisión ha alcanzado cifras muy bajas, y no se ha incentivado a las empresas a reducir sus emisiones, sino a acudir al mercado a comprar los derechos necesarios para cumplir la normativa. Por tanto, no se ha modificado lo suficiente la matriz de pagos. Pero hay que tener en cuenta que hay otros factores que han influido, y van a influir, en el comercio de emisiones y en el valor final del derecho de emisión, entre los que cabe destacar las fluctuaciones cíclicas de la economía. Los costes serán menores si se implanta una meta de reducción en el medio plazo, pero se les permite variar sus emisiones a lo largo del ciclo económico.

4) *En cuarto lugar*, si los países que inicialmente decidieron invertir en la reducción de emisiones han desarrollado una tecnología limpia y han creado incentivos para que las personas y las empresas opten por usar productos y tecnologías más eficientes y de bajas emisiones, se convertirán en líderes en el sector del bien que fabrican con procesos limpios, pero no por eso más costosos. En ese caso, los países a los que hasta ahora no les ha interesado participar en el Protocolo se convertirán en seguidores de los que movieron ficha inicialmente (4). Podemos suponer que es una carrera de fondo, donde el país que desarrolle la tecnología más eficiente (incluidos los costes de contaminar) obtiene mejores productos a un menor coste por unidad. Adicionalmente, es probable que sean más demandados al tratarse de productos «verdes».

El comportamiento de los jugadores-duopolistas se puede ajustar al modelo de Stackelberg, en el que uno de los países es el primero en fijar su estrategia (5). Este país será el primero en lanzar nuevos productos menos contaminantes al mercado y va a elegir primero el nivel de producción que maximiza sus beneficios. Lo va a hacer teniendo en cuenta los costes medioambientales que su producción genera. Por esa razón, va a fomentar la inversión en I+D+i, desarrollando tecnologías limpias, e introduciendo productos nuevos y más avanzados en el mercado con menores costes en el largo plazo. Además de fijar su estrategia en primer lugar, tiene en cuenta cómo va a reaccionar el segundo país, que lo hace como seguidor. Y la decisión que va a tomar es producir reconociendo la problemática medioambiental que genera su actuación e intentando adaptarse, primero, a las nuevas tecnologías, más eficientes, en el corto plazo, y segundo, a la demanda de productos menos contaminantes en su producción y en su consumo. La presión de la demanda y la producción del país líder harán que el país seguidor tenga que cambiar su sistema productivo, adquiriendo la tecnología en el exterior o haciendo un esfuerzo para su desarrollo en el corto plazo.

¿Interesa ser el país líder, el que decide primero? Sí, puesto que obtiene mejores resultados que el seguidor, que se ve forzado a adoptar la conducta del primero. Además, no todos los países están en posición de asumir el pa-

CUADRO N.º 6



Fuente: Elaboración propia.

pel del líder. Es el caso de India o China, países muy contaminantes cuyo nivel tecnológico es menor que el de los países más desarrollados, y donde la demanda tampoco presiona exigiendo productos limpios. Consideramos, por tanto, que las posibilidades de liderazgo recaerán en EE.UU. o la UE, y analizamos por qué le interesa ser líder a uno de los dos.

Supongamos, como acabamos de decir, que los participantes en este juego son EE.UU. y la UE, y que esta última se está planteando reducir las emisiones de CO_2. De hecho, sólo la UE ha firmado el Protocolo de Kioto y está llevando a cabo medidas para su cumplimiento. Representamos las decisiones (cuadro n.º 6) en un «árbol de juego» (6).

Si el primero que actúa es Europa, el juego comienza en el punto A. Las dos primeras ramas del juego representan las opciones de la UE (reducir o no reducir). La mitad inferior del árbol representa la opción de que la UE reduce sus emisiones gracias a las inversiones en tecnología limpia. Si la UE elige esta opción, EE.UU. se encuentra en el punto C. Si no reduce, el punto F muestra que EE.UU. produce de forma más costosa y puede perder mercado (-10), mientras que la UE será líder en el sector, aunque sufra las externalidades del oponente, y conseguirá 100. Si EE.UU. reduce también las emisiones, nos situamos en el punto G. Actuará como país seguidor, con lo que ambos evitan el cambio climático y disfrutan en este sentido de beneficios, pero, en términos netos, los beneficios son inferiores para el seguidor, que se queda con la parte del mercado que le deja el líder: 120 para EE.UU. y 200 para la UE.

Dados los rendimientos supuestos en cada uno de los resultados del árbol, la UE puede analizar lo que hará EE.UU. en cada opción. Si la UE no reduce (punto B), la mejor opción para EE.UU. es reducir (0<100) (punto E). Si la UE reduce (C), la mejor opción también es reducir (-10<120, punto G). Por lo tanto, la UE sabe que si EE.UU. es un maximizador de resultados, el juego terminará o en el punto E o en el punto G. De las dos opciones, la UE obtiene los mejores resultados en G, es decir, invirtiendo en el desarrollo de nuevas tecnologías más limpias para ser el primero en el desarrollo de la industria y obligar al resto de los países a actuar como seguidores. El cuadro n.º 7 muestra estos resultados en una matriz de pagos.

La cuestión que quedaría pendiente de resolver es: ¿por qué se comportaría de forma estratégica

CUADRO N.º 7

LÍDER - SEGUIDOR EN REDUCCIÓN DE EMISIONES Y TECNOLOGÍA LIMPIA

		EE.UU.	
		Reduce	*No reduce*
UNIÓN EUROPEA	Reduce	200,120	100,-10
	No reduce.....	-10,100	0,0

Fuente: Elaboración propia.

un determinado país y no el otro? Conociendo este planteamiento, ¿EE.UU. no querría también actuar como la UE? Si los dos países actúan como líderes y piensan que «el otro» país será seguidor, nunca conseguirán un equilibrio estable en el sentido de Stackelberg. Entrarán en una guerra de precios hasta que uno de ellos se rinda al liderazgo del otro (7). Para los países, la conducta estratégica generalizada no conduce al mejor resultado posible.

Otra cuestión es que si ninguno decide actuar como líder, nos encontraríamos de nuevo en el dilema del prisionero, donde nadie tiene incentivos a reducir las emisiones.

Finalmente, hay que tener en cuenta en todos los procesos descritos la existencia de costes de transacción. El que las empresas o los países tengan que someterse a disciplinas en las cuales no tengan experiencia (por ejemplo, la Bolsa del mercado de emisiones) implica un proceso de aprendizaje muy costoso que puede verse agravado con el surgimiento de nueva normativa. Esto modifica la matriz de pagos a lo largo del tiempo y, en este caso, puede presentar mejores resultados esperar y aprender de los errores de los primeros en ajustarse a los límites de emisión. Sin embargo, liderar el camino hacia un futuro bajo en emisiones emitirá una clara señal de preocupación por la equidad intra e intergeneracional que motivará un cambio hacia la aceptación del establecimiento de medidas que limiten las emisiones en los demás países, incluidos los países en desarrollo.

En esta línea de pensamiento, la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático asume que la transferencia de tecnología entre países es un elemento clave para lograr frenar el cambio climático. Los próximos 7-18 de diciembre de 2009 se celebrará en Copenhague una nueva cumbre de Naciones Unidas sobre Cambio Climático en la que se negociará un nuevo protocolo que sustituya al de Kioto (el cual expira en 2012) y que suponga un definitivo compromiso para evitar el cambio climático (8). La propia Convención Marco sobre Cambio Climático afirma que será necesaria una innovación tecnológica, así como una rápida y extendida transferencia y aplicación de tecnologías, y en particular de los conocimientos técnicos necesarios para la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero. Destaca que esta tecnología deberá ser respetuosa con el medio ambiente y permitir un desarrollo sostenible.

Por su parte, la Unión Europea parece dispuesta a asumir su papel de líder en este cambio al anunciar que, independientemente del resultado de las negociaciones, se compromete a buscar una Europa altamente eficiente desde el punto de vista energético y con bajas emisiones, con la esperanza de que sea un escenario ganador al hacerla más competitiva. Además, el nuevo Gobierno estadounidense anuncia una apuesta fuerte por el uso de energías renovables y el mayor respeto hacia el medio ambiente, lo que contribuye a esperar una mejor predisposición a cumplir los acuerdos que se adopten en Copenhague. En definitiva, Copenhague supone un reto y una oportunidad para el medio ambiente.

IV. CONCLUSIONES

La mayoría de países, con la ratificación del Protocolo de Kioto, muestran su conformidad con la idea de que hay que elevar los esfuerzos por combatir el cambio climático. Sin embargo, el Protocolo de Kioto adolece de graves fallos que impiden su aplicación con éxito. La falta de instrumentos efectivos para su cumplimiento conduce a que, tal y como está redactado, los países, tanto firmantes como no firmantes, se encuentren, en terminología de teoría de juegos, ante un dilema del prisionero cuya solución es la no cooperación; es decir, el no cumplimiento. Aun sabiendo que las ganancias de todos serán mayores si todos cumplen el Protocolo, existen incentivos a no cumplirlo.

Se sabe que en un juego repetido con pocos jugadores que interaccionan durante un largo periodo de tiempo en condiciones estables (de costes y demanda, entre otras variables) predomina la cooperación y la reducción de emisiones. Sin embargo, en muchos casos, la conducta de la cooperación es escasa o nula. Sólo si se observa un cambio significativo en el entorno puede incentivarles a modificar la estrategia e iniciar la cooperación y la reducción de emisiones. En nuestro caso, no comienza de forma clara:

— porque los países involucrados son muchos y muy heterogéneos;

— por las particularidades de la contaminación, que dota de una dimensión «global» al problema y crea dificultades específicas que no existen para problemas más locales;

— por las condiciones del entorno (costes, demanda y normativa) que están en un continuo proceso de cambio (9).

Desde esta perspectiva hemos intentado analizar cuáles serían las condiciones que han de darse para que esta situación se modi-

fique y el Protocolo sea efectivamente ratificado y cumplido.

En primer lugar, debemos tener en cuenta que estamos ante un problema de dimensión supranacional y que, dado el principio de soberanía nacional, las leyes internacionales (o acuerdos vinculantes) son el instrumento fundamental de cooperación. Sin embargo, en el tema medioambiental no hay ningún organismo supranacional que vigile y/o facilite el cumplimento por parte de los países firmantes. Sólo en el caso de la Unión Europea hay cierta vigilancia, a través del establecimiento de multas si no se alcanzan los objetivos de reducción en la contaminación previstos, y se impulsa su cumplimiento generando el Comercio Europeo de Derechos de Emisión (ETS).

En segundo lugar, para que un tratado de este tipo tenga éxito en el cumplimiento por parte de los países participantes debe ser individualmente racional —es decir, ninguna parte del tratado debe ganar retirándose de él o incumpliéndolo— y colectivamente racional, es decir, las partes no pueden ganar colectivamente modificándolo. Además, el tratado debe ser percibido como legítimo y justo.

Por tanto, la cuestión es ser capaces de diseñar un tratado que haga que los países, para maximizar beneficios, se adhieran a sus reglas sin otra posibilidad (10). Pero el Protocolo de Kioto no es un tratado de pleno alcance, ya que no tiene una participación completa de países y está falto tanto de mecanismos concretos de cumplimiento como de incentivos para dicho cumplimiento.

La solución a estas dificultades pasa, desde nuestro punto de vista, por superar los problemas planteados por los mecanismos previstos hasta la fecha (fundamentalmente, la imposición de multas o el comercio de derechos de emisión), pues tal como se han desarrollado se han mostrado ineficaces para superar el dilema del prisionero. Es necesario aplicar otro tipo de incentivos. Creemos que estos incentivos deben ser fundamentalmente tecnológicos; la inversión en I+D+i ha de ser uno de los pilares de las acciones en la lucha contra el cambio climático, y debe existir un cierto número de países que tomen la iniciativa y asuman los costes iniciales de esa innovación para que el resto, animados por los beneficios de los primeros, también adopten dichos cambios, en este caso, a un coste mucho menor. Nos encontraríamos en este caso ante un modelo de Stackelberg líder-seguidor.

En este caso, los países líderes, concienciados de la necesidad de luchar contra el cambio climático y conscientes de que con el modelo actual la estrategia de los países es «no cooperar», toman la iniciativa en esta lucha. Por ello, invierten para conseguir mejoras tecnológicas y productivas que asumimos, por un lado, sean más respetuosas con el medioambiente y, por otro, consigan mejores rendimientos productivos, lo que repercutirá en mayores niveles de PIB y PIB per cápita, esto es, contribuirá a largo plazo a potenciar el crecimiento económico. El resto de países, los que no están dispuestos a realizar el desembolso inicial —bien porque no creen en la necesidad de luchar contra el cambio climático o bien porque, por su menor nivel de desarrollo económico, no están capacitados para realizar dichas innovaciones—, terminarán usando los productos y las tecnologías de los más avanzados por un único motivo fundamental: es más eficiente económica y energéticamente. Aunque no tengan en cuenta los beneficios medioambientales, la cuestión es que, si cambian la tecnología, estaremos consiguiendo también esa protección y lucha contra el cambio climático buscada inicialmente. Será un efecto añadido, pero, al fin y al cabo, será el objetivo buscado.

Por tanto, desde nuestro punto de vista, lo más probable es que la situación final sea un cambio en la matriz de pagos, en los beneficios de la reducción de las emisiones, generado por la conjunción de todas y cada una de las razones aquí descritas. Una mayor contaminación general, que se conjugará con el desarrollo de tecnologías limpias y el desarrollo de medidas económicas más eficientes y eficaces que las puestas en funcionamiento hasta el momento.

NOTAS

(1) En este apartado se sigue el planteamiento expuesto en RIERA *et al.* (2005: 225-249).

(2) Si bien es cierto que hay organismos que supervisan la consecución de los objetivos establecidos en el acuerdo, no tienen poder para penalizar su incumplimiento. Al menos en el ámbito medioambiental, y mientras todas las economías más influyentes no hayan firmado los acuerdos, es difícil que se introduzcan medidas penalizadoras. Es posible que en otros ámbitos sí podamos encontrar casos de penalizaciones. Por ejemplo, en el ámbito de acuerdos comerciales y económicos, como la UE, donde la adopción del euro como moneda nacional sólo puede lograrse si el país integrante de la UE cumple una serie de requisitos. Podríamos encontrar más casos en el ámbito de acuerdos de comercio internacional (como la OMC) o de seguridad nacional (como la OTAN).

(3) Los datos parecen ratificar este avance. La Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos (NOAA), organismo del Gobierno de EE.UU. dedicado, entre otras cuestiones, a la medición de dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera, ha confirmado que este gas se está acumulando mucho más rápido de lo esperado. Desde 1970 hasta 2000 la concentración de CO_2 en la atmósfera alcanzó 1,5 ppm por año, pero desde 2000 se incrementa cada año una media de 2,01 ppm, el doble que hace cincuenta años.

(4) De hecho, es una de las justificaciones con contenido económico, y no sólo ético y moral, que se esgrime como argumento del comportamiento reductor de emisiones por parte de muchos países, a pesar de encontrarse inicialmente ante un dilema del prisionero.

(5) Si bien es cierto que el modelo de Stackelberg fue concebido como modelo referido a cantidades (como el de Cournot), es posible encontrar que el propio autor habla simplemente de estrategias. Así, STACKELBERG (1961: 218) habla de que «Sólo cuando uno de los dos duopolistas trata de lograr su posición independiente y el otro su posición dependiente… entonces sus planes económicos se sintonizan… A este tipo de duopolio le hemos llamado duopolio asimétrico».

De forma similar, hemos encontrado literatura de autores que, revisando a STACKELBERG, tampoco se ciñen exclusivamente a liderazgo en cantidad (o en precios, como se ha puesto de manifiesto en otras versiones del modelo líder – seguidor). Por ejemplo, DOWRICK (1986: 260) establece que no es esperable una solución Cournot o Stackelberg si las empresas —en nuestro caso países— tienen historias, costes y desarrollos similares, caso que, si elegimos la UE y países menos desarrollados, no sería el nuestro.

(6) Aunque los juegos consecutivos también pueden representarse a través de una matriz de pagos, suele hacerse a través de un árbol, que refleja más claramente que uno de los jugadores actúa primero y el otro elige su estrategia sabiendo lo que elige el primero.

(7) STACKELBERG (1961: 221) ya habla de la posibilidad de que uno de los duopolistas realice una política de expulsión, intentando que el otro no cubra costes y tenga siempre pérdidas, con lo que se vería obligado a abandonar el mercado. Pero si el segundo también persigue el mismo intento, entonces, dice Stackelberg, tenemos la competencia ruinosa. Como la política de expulsión es muy costosa para el duopolista que la emplea, la victoria corresponde al que la pueda resistir durante más tiempo.

(8) Esta cumbre supone la continuación de los trabajos de Bali (Hoja de Ruta). Se espera que acudan 170 países y quizá sea el momento de dar el empuje definitivo para lograr que los países se impliquen verdaderamente en esta lucha contra el cambio climático. En la Convención Marco de Cambio Climático, las partes del anexo II (países desarrollados) «tomarán las medidas necesarias para promover, facilitar y financiar, según proceda, la transferencia de tecnologías y conocimientos prácticos ambientalmente sanos, o el acceso a ellos, a otras partes, especialmente a las que son países en desarrollo, a fin de que puedan aplicar las disposiciones de la Convención.»

(9) Dichas dificultades se darían incluso en el caso de que todos los países partiesen de una situación idéntica y diesen la suficiente importancia al futuro.

(10) Otros tratados relativos al medio ambiente que sí han tenido éxito, como el de Montreal, establecieron mecanismos para obligar a los países a reducir las emisiones de CFC (cloro-fluoro-carbonados), como por ejemplo limitación del comercio entre países firmantes y no firmantes, ayudas a países para introducir tecnologías limpias de dichos elementos contaminantes, etcétera.

BIBLIOGRAFÍA

BARRET, S. (2003), *Environment and Statecraft; The Strategy of Environmental Treaty-making,* Oxford University Press.

BUÑUEL GONZÁLEZ, M. (1999), «El uso de instrumentos económicos en la política del medio ambiente», *Colección Estudios*, número 75, Consejo Económico y Social (CES).

CARRARO, C. (1998), «Beyond Kyoto. A game-theoretic perspective», *OECD Workshop on Climate Change and Economic Modeling*, *Background Analysis for the Kyoto Protocol*, París.

COMISIÓN EUROPEA (2008), *La lucha contra el cambio climático. La UE lidera el camino, Bruselas*, Comunidades Europeas.

DASGUPTA, P. (2008), *Discounting Climate Change*, University of Cambrigde.

DOWRICK, S. (1986), «Von Stackelberg and Cournot duopoly: choosing roles», *Rand Journal of Economics*, vol. 17, nº 2: 251-260.

FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (2008), «Climate change and the global economy», *Perspectivas de la Economía Mundial*, FMI.

HOPE, C. (2006), «The marginal impact of CO_2 from PAGE 2002: An integrated assessment model incorporating the IPCC´s five reasons for concern», *Integrated Assessment Journal*, vol. 6 nº 1: 19-56.

JIMÉNEZ HERRERO, L. M. (2001), *Desarrollo sostenible y economía ecológica. Integración medio ambiente – desarrollo y economía – ecología*, 2ª reimpresión, Editorial Síntesis, Madrid.

LÁZARO TOUZA, L. E. (2007), *Cambio climático: ¿Nos enfrentamos a un puñado de alarmistas o es el momento de actuar?*, Real Instituto Elcano.

MARTÍNEZ ALIER, J., ROCA JUSMET, J. (2000), *Economía ecológica y política ambiental*, Ed. Programa de la Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y Fondo de Cultura Económica, México, primera edición.

MENDELSOHN, R.; MORRISON, W.; SCHLESINGER, M., y ANDRONOVA, N. (2000), «Country-specific market impacts of climate change», *Climate Change*, vol. 45, junio: 553-569.

NORDHAUS, W. (2008), *A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies.* Yale University Press, New Haven&Londres.

OHL, C. (2001), «Risk aversión a neccesary condition for limiting global environmental risks?», *Fith International Conference of the International Society for Ecological Economics*, Moscú.

RIERA, P.; GARCÍA, D.; KRISTRÖM, B., y BRÄNNLUND, R. (2005), *Manual de economía ambiental y de los recursos naturales,* Thomson Paraninfo, Madrid.

STACKELBERG, H. VON (1961), *Principios de Teoría Económica*, Instituto de Estudios Políticos, Madrid, 4ª edición española.

TAMIRISA, N. (2008), «Cambio climático y economía», *Finanzas y Desarrollo*, marzo.

TOL, R. (2005), «The marginal damage cost of carbon dioxide emissions: An assessment of the uncertainties», *Energy Policy*, volumen 33, noviembre: 2064-2074.

www.ipcc.ch [consultada el 23/04/08].

www.noaa.gov [consultada el 13/05/08].

LA POLÍTICA CLIMÁTICA EUROPEA

Juan Carlos CISCAR
Antonio SORIA
Comisión Europea

Resumen

La Unión Europea es líder a escala mundial en la política de lucha contra el cambio climático. Tras la introducción, en el apartado II de este artículo se revisan los principales elementos de la política europea de cambio climático, incluyendo el paquete del clima y la energía de 2007 y el «Libro Blanco sobre adaptación al cambio climático» de 2009. En el apartado III, se ilustra de qué forma se han utilizado diversos modelos tipo energía-economía-medio ambiente (E3) para diseñar las políticas europeas; en concreto, se analiza la Comunicación donde se define la postura de la Comisión Europea ante la cumbre de Copenhague que se celebrará en diciembre de 2009.

Palabras clave: política de cambio climático, gases de efecto invernadero, mitigación, adaptación, modelos energía-economía-medio ambiente.

Abstract

The European Union is a global leader in policy for fighting climate change. Following an introduction, the second section of this paper gives an overview of the main components of European climate change policy, including the 2007 climate and energy package and «The 2009 White Paper: Adapting to climate change». In section three there is a review of how the different energy-economics-environment type models (E3) are used for the design of European policy, including an analysis of the Report discussing the definition of the European Commission's position regarding the Copenhagen summit which will take place in December 2009.

Key words: Climate change policy, greenhouse gas effect, mitigation, adaptation, energy-economics-environment models.

JEL classification: Q53, Q54.

I. INTRODUCCIÓN (*)

LA atmósfera permite la vida en nuestro planeta. Ciertos gases, denominados de efecto invernadero (GEI), hacen que la temperatura sea superior a la que se daría en su ausencia. Este efecto natural se ha visto reforzado en los dos últimos siglos debido a la quema de combustibles fósiles y a los cambios en el uso de la tierra, fenómenos ambos ligados a la revolución industrial, que han producido un incremento de la concentración de GEI en la atmósfera. Desde finales del siglo XIX la temperatura media de la superficie de la Tierra ha aumentado 0,6 ºC. El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) de Naciones Unidas concluye, en su cuarto informe de evaluación (IPCC, 2007), que es muy probable que la mayor parte del aumento de temperatura desde mediados del siglo XX se deba a la mayor concentración de GEI antropógenos. Las proyecciones de emisiones para final de siglo indican que la temperatura puede aumentar de 1,1 a 6,4 ºC respecto a 1990.

Intentar solucionar el problema del cambio climático es un reto formidable por varias razones. Así, la estabilización de la concentración de GEI en la atmósfera a niveles que permitan limitar el aumento de temperatura a dos o tres grados respecto a los niveles preindustriales exige un cambio radical del sistema energético, dado que el cambio climático está íntimamente relacionado con la transformación y el uso de la energía en nuestras sociedades. La actual dependencia de los combustibles fósiles ha de desaparecer, pasando a instaurar un sistema energético con baja intensidad en gases de efecto invernadero.

En segundo lugar, el cambio climático es un problema a escala mundial, ya que el efecto de las emisiones de GEI sobre la atmósfera se produce con independencia del emplazamiento de la fuente de emisión. Ello hace necesario un acuerdo internacional voluntario que resuelva el problema típico de «usuario gratuito» (*free rider*), es decir, el incentivo de cada país a no hacer sacrificios de reducción de emisiones y, sin embargo, beneficiarse de las reducciones realizadas por otros países. Hoy en día, por ejemplo, las emisiones de GEI de China ya superan a las de los EE.UU., por lo que las políticas de lucha contra las causas del cambio climático sólo serán efectivas a largo plazo si cuentan con la participación de las principales economías del mundo, incluyendo no sólo los miembros de la OCDE, sino también los grandes países emergentes del Sudeste Asiático y de Latinoamérica.

En tercer lugar, el cambio climático es un problema que afecta a varias generaciones, debido a la enorme inercia del proceso de cambio. Ello introduce no sólo una gran incertidumbre en la modelización y el estudio científico del cambio climático, permeando todas las disciplinas involucradas, sino también importantes dificultades ligadas al estudio económico de las distintas opciones consideradas. Una ilustración es el

papel que juega la tasa de descuento al estimar en valor presente los beneficios que tendrán lugar en el futuro lejano. Asimismo, la existencia de no-linealidades e irreversibilidades complica todavía más el estudio del cambio climático.

Para afrontar el problema, se pueden llevar a cabo dos tipos de políticas: por una parte, la política de *mitigación* o reducción de las emisiones de GEI, que pretende atacar las causas del problema; por otra, la política de *adaptación* al cambio climático trata de minimizar las consecuencias de éste, aprovechando además al máximo sus efectos positivos.

La Unión Europea (UE) es líder a escala mundial en la política de lucha contra el cambio climático. La UE tiene el objetivo de limitar el aumento de temperatura medio mundial a 2 ºC, respecto a los niveles previos a la revolución industrial. Ello significa que la concentración de GEI en la atmósfera se debería estabilizar en un rango de 450 a 500 ppmv, en unidades de CO_2-equivalente. A su vez, para lograr este objetivo de concentración, es necesario que las emisiones mundiales de GEI se estabilicen hacia el año 2020, es decir, dentro de una década aproximadamente. Hay que notar que en el horizonte del año 2050 el objetivo de reducción de emisiones mundiales respecto a los niveles de 1990 es muy significativo, del orden del 50 al 80 por 100 (1).

La necesidad de evaluar de manera cuantitativa, aunque con todas las precauciones inherentes a la modelización de sistemas económicos, el impacto de las políticas climáticas ha renovado el interés por un grupo de métodos de evaluación integrada conocido como modelos E3 (energía-economía-ambiente) (Hidalgo, 2005). La metodología se diseña con el propósito de intentar representar las relaciones que existen entre los sistemas energético, económico y medioambiental, incluyendo muy frecuentemente una doble vertiente técnico-económica. Los modelos así creados facilitan el análisis comparativo de escenarios alternativos. Aunque la componente predictiva de los modelos quede muy comprometida en el medio y largo plazo, la comparación entre escenarios homogéneos e internamente coherentes en sus variables macroeconómicas y tecnológicas da una idea realista del impacto diferencial de las hipótesis introducidas sobre un escenario de referencia, y permite realizar estudios de sensibilidad sobre los parámetros. Los modelos E3 se utilizan para estudiar temas como los efectos medioambientales a largo plazo de los patrones actuales de producción y consumo de energía, las consecuencias del agotamiento de los recursos energéticos fósiles y la evolución futura de las tecnologías energéticas sobre el crecimiento económico, y para entender cómo pueden afectar las políticas energéticas y ambientales al sistema económico general.

El objetivo de este artículo es doble: por una parte, analizar los elementos centrales de la política europea de lucha contra el cambio climático y, asimismo, ilustrar el uso de modelos técnico-económicos para fundamentar dichas políticas.

El presente artículo recoge, en el apartado II, los elementos principales de la política europea de cambio climático, tanto en materia de mitigación de emisiones como de adaptación; en el III, se presenta el análisis de impacto *ex-ante* de distintas opciones para lograr el objetivo de los 2 ºC, con políticas mundiales que suponen objetivos de reducción ambiciosos en el horizonte 2030.

II. LA POLÍTICA EUROPEA DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO

La política europea de mitigación de emisiones se inició a mediados de los años noventa en el marco del Protocolo de Kioto —que estableció un objetivo de reducción de emisiones del 8 por 100 para la UE-15 en el periodo 2008-2012 respecto al año 1990—, y su máximo exponente es la creación en el año 2005 del mercado europeo de permisos de emisión (ETS, *emission trading system*). La política de adaptación se inició en el año 2007 con la publicación del Libro Verde sobre adaptación y la reciente adopción del correspondiente Libro Blanco. A continuación se exponen y analizan estas políticas.

1. Arquitectura general de la política de mitigación

En marzo de 2005 la comunicación «Ganando la batalla contra el cambio climático global» (Comisión Europea, 2005) destacó la necesidad de una participación amplia de países, incluyendo las grandes economías emergentes, en los esfuerzos para luchar contra el cambio climático. El Consejo Europeo de marzo de 2005, posterior a dicha comunicación, solicitó a la Comisión Europea profundizar en su análisis.

Siguiendo tal petición, la Comisión adoptó en enero de 2007 la comunicación «Limitando el calentamiento mundial a 2 ºC - Medidas necesarias hasta 2020 y después» (Comisión Europea, 2007a). En esta comunicación se presentan escenarios mundiales de política climática que permiten en el horizonte 2030 alcanzar el objetivo de los 2 ºC (véase Russ *et al.*, 2007).

Como resultado de la comunicación de 2007, el Consejo Europeo de marzo de 2007 aprobó el llamado «paquete del clima y de la energía», que determinó el compromiso de la UE de reducir las emisiones de GEI al menos en un 20 por 100 en el año 2020 respecto a las emisiones de 1990. Este objetivo será del 30 por 100 si hay un acuerdo internacional y si otros países desarrollados se comprometen a reducciones de emisiones comparables. Al mismo tiempo, el Consejo adoptó la «política energética para Europa», estableciendo un objetivo del 20 por 100 en energías renovables y mejoras en eficiencia energética, que contribuirán al objetivo de mitigación.

En el plano internacional, el Plan de Acción acordado en Bali en 2007 inició el proceso para lograr un acuerdo mundial sobre clima para el periodo post-2012 en la próxima Conferencia de Naciones Unidas a celebrar en Copenhague en diciembre de 2009. En enero de 2009 la Comisión publicó la comunicación «Hacia un acuerdo de cambio climático completo en Copenhague» (Comisión Europea, 2009a), con la finalidad de definir la posición de la UE ante la citada cumbre del clima. En esta comunicación se analizan distintos criterios de asignación de objetivos de reducción de emisiones para los países desarrollados, y será tratada en el apartado III.

2. Principales instrumentos de la política de mitigación en el ámbito europeo

2.1. *El mercado europeo de permisos de emisión*

La idea central del comercio de emisiones de GEI es explotar la ventaja informacional del mercado como asignador de recursos de forma descentralizada para reducir al mínimo coste posible las emisiones que ocasionan el calentamiento mundial. La Unión Europea carecía de experiencia en este instrumento de regulación, mientras que otros países, como por ejemplo los EE.UU., llevaban operando varios años el mercado de dióxido de azufre.

En 2005 nació el mercado europeo de derechos de emisión de GEI (ETS, *emmission trading scheme*), el primer régimen internacional de comercio de estos derechos en el mundo. El ETS constituye uno de los instrumentos fundamentales de la política climática de la UE, tanto por el número de instalaciones industriales afectadas (unas 12.000) como por los sectores considerados (los sectores industriales intensivos en el uso de energía).

La característica fundamental de la Directiva europea que establece el comercio de derechos de emisión de GEI es limitar en términos absolutos los derechos de emisiones y permitir el comercio de esos derechos entre los participantes del mercado (*cap and trade*). Como ya se ha comentado, la efectividad (en términos de minimización de costes) es la principal ventaja de este sistema de regulación, en particular frente a sistemas tradicionales tipo «mando y control» (*command and control*). Esta característica minimizadora de costes se verifica incluso en sectores cuyos costes de reducción sean desconocidos por la autoridad reguladora, comparándose favorablemente por consiguiente con instrumentos impositivos, para cuyo diseño el regulador necesita información sobre los costes marginales de reducción del sector concernido. Otra ventaja sustancial es el que se garantice alcanzar un objetivo preciso de emisiones. Por el contrario, al ser un instrumento de política ambiental basado en cantidades, no se conoce de antemano el precio de los derechos, que será el resultado de la interacción de todos los agentes del mercado; este precio es, en condiciones teóricas de cobertura universal de los sectores emisores, el coste marginal de reducción de emisiones en la economía.

En el primer periodo del ETS, que abarca los años 2005 a 2007, el mercado incluía los sectores más intensivos en el uso de energía, en concreto: sector eléctrico (plantas de combustión), refinerías de petróleo, coquerías, plantas metalúrgicas y acerías, así como fábricas de cemento, vidrio, ladrillos, cerámica, y pasta y papel, representando aproximadamente la mitad de las emisiones de CO_2 y la tercera parte de las emisiones de GEI de la Unión Europea.

Los derechos de emisión se asignaban a cada instalación industrial a través de los denominados planes nacionales de asignación (PNA), a propuesta de los estados miembros, y debía contar con la aceptación de la Comisión Europea. La mayor parte de los derechos (al menos el 95 por 100) se asignaron a las empresas gratuitamente (*grandfathering*). Con ello, el coste de cumplir con la Directiva para el sector empresarial es inferior al caso de subasta de los derechos. Para el segundo periodo del ETS, periodo 2008-2012, como mínimo el 90 por 100 de los derechos se asignan gratuitamente.

Un aspecto esencial se refiere a la posibilidad de trasladar permisos de un periodo a otro. Como es sabido, al final del primer periodo (2005-2007) el precio del permiso disminuyó de forma acusada, acercándose a cero, debido a que hubo sobre-asignación de permisos que no se podían trasladar al siguiente periodo. Para el segundo periodo del ETS y los si-

guientes, está previsto sin embargo que se puedan trasladar los permisos entre periodos.

En noviembre de 2004, una enmienda a la Directiva (*Linking Directive*) sentó las bases legislativas para extender la flexibilidad del mecanismo a proyectos catalogables como mecanismo de desarrollo limpio (MDL) y/o implementación conjunta (IC). De esta manera, los estados miembros pueden autorizar el uso de créditos de reducción de emisiones generados por proyectos MDL o IC, y las compañías vinculadas por el sistema europeo de permisos de emisión pueden usar los créditos correspondientes —certificados de reducción de emisiones (CERs y ERUs, por sus siglas en inglés) creados vía proyectos MDL e IC, respectivamente— para comerciar y redimir emisiones dentro del mercado europeo.

En cuanto al periodo 2013-2020, se han introducido cambios importantes en las reglas que regulan el mercado de emisiones. En primer lugar, el sistema de subasta se instaurará de forma paulatina, reduciéndose el porcentaje de permisos asignados de forma gratuita (2). En particular, en el año 2013 la subasta pasará a afectar a la mitad de los permisos emitidos, aumentando hasta el 70 por 100 en el año 2020, estando previsto que llegue al 100 por 100 en el año 2027. Para el sector eléctrico, la regla es subasta del 100 por 100 de los derechos, con alguna derogación temporal y opcional bajo ciertas condiciones. Asimismo, a los sectores que se puedan ver afectados por la llamada «fuga de carbono» —que se trasladen las plantas industriales a países sin objetivos de reducción de emisiones— se les asignarán todos los permisos de forma gratuita. La lista de estos sectores se definirá a finales del año 2009.

En segundo lugar, mientras que en la primera y segunda fases del ETS se determinaban los objetivos nacionales a través de los PNA, en la fase tres se fijará un límite paneuropeo de forma anual. Desaparecen por tanto los PNA, estableciéndose unas reglas de asignación armonizadas para todos los países europeos. El 88 por 100 de los permisos que se subastan se asignarán según las emisiones históricas, y el resto según el PIB per cápita.

Las emisiones de CO_2 de los sectores petroquímico, producción de amoníaco y aluminio serán incluidos en el mercado ETS. Asimismo, se ha decidido incluir el sector aviación desde el año 2012.

Otro aspecto importante es que los créditos generados por reducción de emisiones en terceros países están limitados a la mitad de las reducciones necesarias en el periodo 2008-2020.

2.2. *El fomento de las fuentes de energía renovables*

De modo genérico, existen dos enfoques prevalentes para el fomento de las energías renovables en los mercados europeos. Por un lado, está el sistema de *primas a la producción* (*feed-in tariffs*), en las que se fija el precio garantizado que remunera a cualquier productor de energía renovable. Estos precios son específicos para cada tipo de tecnología, teniendo presente el grado de competitividad de cada una de ellas. Esta fórmula va acompañada generalmente de una obligación de compra. Normalmente, los sobrecostes corren a cargo de los consumidores o del presupuesto público.

Por otro lado, el instrumento dual, *comercio de certificados verdes*, se basa en la prescripción de un volumen total de energía renovable, con objetivos específicos para cada uno de los agentes de mercado. Los certificados verdes intercambiables (TGC, *tradeable green certificate*) se crean cuando la electricidad se genera utilizando tecnologías renovables, y los agentes de mercado pueden comercializarlos separadamente de la energía verde que los generó hasta poder acreditar el objetivo prescrito por el regulador. De este modo, quienes invierten en fuentes de energía renovable reciben, además del precio de mercado de la electricidad generada, un subsidio extra por sus inversiones equivalente al precio de mercado de los certificados. Una variante de este instrumento (basado igualmente en la cantidad, y no en el precio) es la licitación competitiva para la adjudicación de contratos de compra a largo plazo (o concurso) de energía renovable: el regulador determina un objetivo, que se cumple mediante la oferta o las ofertas más ventajosas económicamente.

El sistema de primas a la producción es predominante en la mayoría de los estados miembros de la Unión (dieciocho de ellos las instrumentan en diversas variantes). Particularmente exitosas en Alemania, España y Dinamarca, el tratamiento del sobrecoste y la distorsión en la asignación de recursos que generan estas primas es el mayor desafío que las primas a la producción plantean al regulador. El sistema basado en cantidades (cuotas de producción) está presente en siete estados miembros, combinado con el sistema de certificados verdes intercambiables (en seis de ellos). Otras políticas, como los préstamos en condiciones favorables o los incentivos a la inversión, complementan a las principales políticas de apoyo a las energías renovables.

En enero de 2008, la Comisión Europea propuso un borrador de directiva para fomentar el uso de las energías procedentes de fuentes renovables. El objetivo a medio plazo consiste en garantizar para el año 2020 un peso de las energías renovables en el total de la energía final consumida de al menos el 20 por 100. Este objetivo se logrará mediante la imposición de unos objetivos nacionales vinculantes, pero diferenciados para los estados miembros. La propuesta de directiva no prescribe objetivos sectoriales para la electricidad de fuentes renovables o el calor en sectores terciarios, domésticos e industriales, pero sí para los biocarburantes. Respecto de estos últimos, la propuesta de directiva exige una proporción mínima de biocarburantes en el total de consumo de combustibles líquidos del sector transporte, que ha de ser igual o superior al 10 por 100. La directiva faculta ciertos mecanismos de flexibilidad entre los estados miembros, basados en los certificados de garantía de origen (GO) renovable, que serían transferibles entre estados miembros, pudiendo aquellos que hayan cumplido su objetivo vender sus excedentes a los que fuesen deficitarios. La directiva mantiene la diversidad de instrumentos nacionales existentes para el fomento de las energías renovables.

2.3. *La política de eficiencia energética*

Uno de los elementos fundamentales en el paquete del clima y la energía de 2007 consiste en la potenciación de las medidas conducentes a un mayor ahorro y eficiencia energética. Previamente, la Unión Europea había adoptado un ambicioso marco legislativo en lo concerniente a la eficiencia energética en el consumo final de energía y otros servicios energéticos (Directiva Comunitaria 2006/32/EC). Esta legislación obliga a los estados miembros a establecer objetivos cuantitativos en términos de ahorro energético, medidas de promoción de eficiencia energética en la provisión de servicios energéticos. Los estados miembros prepararon planes de acción de eficiencia energética, indicando el paquete de medidas adoptadas en cada caso para alcanzar el objetivo indicativo de ahorro energético del 9 por 100 para el año 2016. El paquete del clima y la energía de 2007 extiende estos objetivos de mejora de eficiencia energética hasta el año 2020: para esa fecha, el objetivo es reducir el consumo en un 20 por 100, con respecto al nivel previsto en la misma fecha, gracias a una mayor eficacia energética tanto en los sectores industriales y terciarios como en el consumo doméstico.

Esta iniciativa se refuerza con toda la legislación previa, de ámbito más sectorial, sobre medidas específicas en cada ámbito de actividad: la Directiva sobre Etiquetado Energético (1992), la Directiva de Promoción de la Co-generación (2004), la Directiva sobre Eco-diseño (2005) y la Directiva sobre Eficiencia Energética en Edificios, cuyo borrador, enmendando la Directiva precedente del año 2002, fue presentado en 2008.

2.4. *La política de transporte*

El transporte es una prioridad crucial para las políticas europeas. En su vertiente de transporte de mercancías, un sector de transporte de mercancías saneado y bien regulado es fundamental no sólo para la articulación del mercado interior, sino también para garantizar la competitividad de los productos europeos. El transporte de pasajeros es también crucial en los sectores terciarios. Las prioridades actuales de la política europea de transporte fueron establecidas con el Libro Blanco publicado por la Comisión Europea en 2001, titulado «Libro Blanco. La política europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad».

Desde entonces, varias iniciativas legislativas han sido llevadas a cabo para revitalizar el sector transporte, promover la intermodalidad, minimizar el impacto ambiental (y muy notablemente en lo concerniente a cambio climático) del sector, y promover su eficiencia. De especial relevancia para la política climática europea fueron las comunicaciones «Hacia un transporte más ecológico» (2008) y «Estrategia para la aplicación de la internalización de los costes externos» (2008). Esta última sienta las bases de la estrategia de internalización de costes externos de los sectores de transporte, y recoge de manera muy especial la componente inductora de cambio climático de un sector cuyo aprovisionamiento de energía se basa en un 98 por 100 en combustibles fósiles.

En lo concerniente directamente a las emisiones de gases de efecto invernadero, merece especial mención la enmienda de la Directiva de Comercio Europeo de Emisiones, incluyendo el sector de transporte aéreo (2008). Respecto a las medidas de política conducentes a mejorar la eficiencia energética del sector, destaca el Plan de Acción para la Logística del Transporte de Mercancías (2007), y el Plan de Acción en Movilidad Urbana, basado en la comunicación «Hacia una nueva cultura de movilidad urbana (2007).

2.5. *La política tecnológica*

La Comisión Europea publicó en 2007 la comunicación «Un plan estratégico europeo de tecnologías energéticas (SET-Plan). Hacia un futuro de bajo carbono» (Comisión Europea, 2007b). El Plan propuesto en esta comunicación fue aprobado en febrero de 2008 por el Consejo Europeo de Energía, y un mes más tarde por el Consejo Europeo. Su objetivo es establecer una nueva agenda de prioridades en investigación y desarrollo (I+D) en la Unión Europea, a través de instrumentos financieros reforzados para fomentar los proyectos de demostración y desarrollo de un amplio espectro de tecnologías energéticas con bajo o nulo perfil carbónico, contando con la participación de los sectores industriales mediante esquemas de asociaciones público-privadas. El SET-Plan propone la creación de seis plataformas industriales para las siguientes tecnologías: eólica, solar, bioenergía, captura y secuestro de CO_2, redes eléctricas avanzadas y reactores de fisión avanzados. El SET-Plan propone también la creación de una alianza europea de centros de investigación energética con el fin de promover una serie de programas conjuntos de investigación energética que faciliten el paso a un sistema industrial menos dependiente de los recursos fósiles.

En cuanto a los recursos para financiar el Plan, la Comisión prepara en la actualidad una comunicación sobre los esquemas financieros apropiados para afrontar este desafío tecnológico: el propósito es pasar de un esquema de co-financiación de la investigación, como el aplicado en los sucesivos programas marco de investigación y desarrollo, a otro con mayores recursos, más eficientemente asignados y en el cual el papel del sector privado sea central. El SET-Plan también recoge la necesidad de incrementar cualitativa y cuantitativamente el *stock* de capital humano dedicado a los retos que plantea la innovación en el sector energético.

3. La política de adaptación

Europa es una región vulnerable al cambio climático, como demuestran diversos estudios (*e.g.* EEA, 2008). Por ejemplo, en el marco del estudio PESETA sobre los efectos del cambio climático en Europa se concluye que ciertos sectores, como el de agricultura, presentan una elevada vulnerabilidad al cambio climático, sobre todo en zonas del Sur de Europa (Ciscar, 2007).

El cambio climático está ya ocurriendo, y es necesario adaptarse al mismo. La política de adaptación al cambio climático tiene una importancia creciente en la estrategia europea de lucha contra el cambio climático. En junio del 2007 la Comisión publicó el Libro Verde sobre adaptación al cambio climático (3), que fue seguido de un proceso de discusión entre las partes interesadas.

En abril de 2009 la Comisión acaba de publicar el Libro Blanco sobre adaptación al cambio climático (Comisión Europea, 2009b), cuyo principal objetivo es proponer un marco que permita disminuir la vulnerabilidad de la UE a los impactos del cambio climático. El Libro Blanco plantea que, a partir del año 2013, se podría poner en marcha una estrategia europea de adaptación, para lo que se propone una serie de acciones preparatorias en el periodo 2009-2012.

En concreto, se consideran cuatro tipos de actuaciones. En primer lugar, es necesario mejorar la información disponible sobre los posibles impactos del cambio climático en la UE. Para ello, se plantea crear hacia el año 2011 un mecanismo de intercambio de información (*clearing house mechanism*) entre los estados miembros sobre los impactos del cambio climático, vulnerabilidad y mejores prácticas en adaptación. La idea es lograr en esa fecha un conocimiento mucho mejor sobre los aspectos coste-beneficio de la política de adaptación, de carácter eminentemente local y regional. Se elaborarán indicadores de impacto, de los cuales se hará un seguimiento.

En segundo lugar, se propone la integración de la política de adaptación en las diferentes políticas europeas de tipo sectorial que están relacionadas con el cambio climático. Ejemplos claros son las políticas agraria y de salud, dos sectores donde el cambio climático puede tener importantes consecuencias. El Libro Blanco detalla las políticas que se verán afectadas, y en las cuales se pretende mejorar su capacidad de resistencia al cambio climático, incluidas las políticas de bosques, biodiversidad, ecosistemas, agua, zonas costeras y marinas, sistemas de producción e infraestructuras físicas.

Las otras dos actuaciones se refieren a la cooperación internacional en materia de adaptación y al uso de instrumentos para que la política de adaptación sea efectiva, donde se podría estudiar el uso de los recursos procedentes del mercado europeo de permisos de emisión para financiar políticas de adaptación.

III. ILUSTRACIÓN DEL USO DE MODELIZACIÓN PARA EL APOYO DE MEDIDAS DE POLÍTICA CLIMÁTICA

Las propuestas que realiza la Comisión Europea al Consejo de-

ben ir acompañadas de un estudio de impacto que evalúe las posibles consecuencias de las medidas propuestas, incluyéndose en muchos casos un análisis coste-beneficio o coste-eficacia. En el área de la política climática se utilizan diversos modelos pertenecientes a la familia E3.

Interesa detenerse en el uso de estos modelos para el caso de la última comunicación de la Comisión referente a la negociación internacional sobre un acuerdo de reducción en la próxima cumbre (COP, *conference of the parties*) de Copenhague (4).

Se utilizaron dos modelos complementarios: el modelo del sistema energético mundial POLES y el modelo multisectorial de equilibrio general GEM-E3. El modelo POLES, de tipo ingenieril, parte de una caracterización técnico-económica muy detallada del sistema energético mundial, que permite cuantificar el coste directo de reducir las emisiones de GEI en el sector energético. Por su parte, el modelo GEM-E3 adopta una perspectiva multi-sectorial, de forma que se computan no sólo los costes directos en el sistema energético, sino también los costes del resto de sectores productivos.

1. Los modelos E3 empleados en la Comunicación

a) POLES

POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*) es un modelo para simular la evolución del sistema energético mundial a largo plazo y el efecto de políticas energéticas y medioambientales (5). El modelo divide el mundo en cuarenta y siete regiones, con un horizonte temporal del año 2050. La principal característica del modelo POLES es su alto grado de detalle en la descripción de las tecnologías del sector energético, incluyéndose por ejemplo datos y proyecciones sobre costes fijos, costes variables, eficiencia, factores de emisión, etc. El sector eléctrico es el que se modeliza con mayor exhaustividad, con veinticuatro tecnologías de generación.

Los resultados típicos de una simulación de referencia son los balances energéticos y las emisiones de GEI para cada región, pudiéndose desagregar los resultados hasta nivel de tecnología. Ante una restricción de emisiones de carbono, el modelo ajusta el uso de las distintas fuentes primarias de energía y de las distintas tecnologías, de forma que la intensidad de carbono del nuevo escenario resulta menor. Los citados procesos de sustitución de recursos energéticos y de tecnologías se reflejan en un nivel determinado del valor del carbono (*carbon value*). En general, a mayor grado de restricción, mayor será el coste marginal necesario para satisfacer la restricción.

b) GEM-E3

El segundo modelo es de tipo económico, perteneciente a la familia de modelos de equilibrio general computable (*e.g.* Shoven y Whalley, 1992). La idea básica de estos modelos es utilizar la información de equilibrio de la economía en un año determinado, conocido como año de referencia o base, y, a partir de esta «foto de alta resolución» proporcionada por la contabilidad nacional, utilizar la teoría microeconómica para modelizar cómo reaccionarán los agentes económicos a un cambio en la política o a una perturbación exógena al sistema. En suma, la interacción simultánea de todos los agentes en todos los mercados.

El modelo GEM-E3 (*Computable General Equilibrium Model for Economy-Energy-Environment Interactions*) se ha aplicado a numerosas áreas, desde armonización de impuestos energéticos en Europa hasta política de cambio climático (6), y pertenece a la categoría de modelos E3. Como se ha comentado, la filosofía que subyace a su desarrollo es completar la modelización de los aspectos económicos de una sociedad con la consideración de la influencia de la energía en el sistema económico y sus efectos medioambientales, teniendo en cuenta un amplio abanico de medidas de política climática, como son impuestos y mercados de comercio de emisiones.

El modelo GEM-E3 es un modelo computable de equilibrio general multi-regional y multisectorial. El modelo mundial que se utiliza en el epígrafe siguiente tiene dieciocho regiones, unidas por flujos de comercio bilateral, y dieciocho sectores productivos.

2. Modelización post-2012: la comunicación para preparar las negociaciones de Copenhague

El principal objetivo de la modelización ha sido evaluar los costes de limitar el aumento global de temperatura a 2 ºC, así como comparar mecanismos alternativos de fijación de objetivos para los países desarrollados, lo que se conoce como «reparto de la carga». El estudio ha considerado también el papel que puede desempeñar el comercio mundial de permisos de emisión a la hora de reducir los costes de mitigación.

En el estudio se elabora un escenario de referencia que no incluye medidas de reducción de

emisiones de GEI. En un segundo escenario, denominado de reducción, se impone una restricción a las emisiones de GEI, de forma que se cumpla el objetivo de los 2 ºC. En el modelo POLES para el escenario de reducción, los países desarrollados reducen sus emisiones en el horizonte 2020 en un 30 por 100 respecto a los niveles de 1990, mientras que los países en vías de desarrollo aumentan sus emisiones como máximo en un 20 por 100, muy por debajo de lo que emitirían en ausencia de política climática.

Dos tipos de políticas permiten lograr reducir las emisiones, de forma que se produce una sustitución acelerada de tecnologías intensivas en carbono. En primer lugar, las políticas de eficiencia y ahorro energético son fundamentales, sobre todo en la industria, el transporte y los sectores residencial y de servicios. Estas medidas suponen aproximadamente la mitad de la reducción mundial de emisiones en el periodo 2020-2030. Es interesante señalar que dos terceras partes de esta reducción se producen en el mundo en desarrollo, donde hay grandes posibilidades de mejora en la eficiencia energética en el sector eléctrico.

El segundo tipo de políticas reduce las emisiones por la vía de los precios, es decir, encareciendo el uso de combustibles fósiles y las emisiones de GEI. Ello se logra introduciendo un precio del carbono. De esta forma, se generan procesos de sustitución de combustibles fósiles (*i.e.*, sustitución de carbón por gas natural), y una mayor penetración de las tecnologías renovables y nuclear en el sector eléctrico. Asimismo, según el modelo, las tecnologías de secuestro de carbono pasan a ser viables y ampliamente utilizadas. Téngase en cuenta que en la actualidad el carbón se sigue utilizando de forma significativa para generar electricidad; por ejemplo, representa el 50 por 100 del *mix* energético del sector eléctrico en los EE.UU. El 18 por 100 de las plantas de generación eléctrica utilizan esta tecnología en el año 2020 en el escenario de reducción, siendo casi cero en el escenario de referencia.

El modelo POLES estima que los costes para el mundo derivados de la reducción de emisiones son de unos 150.000 millones de euros en el año 2020, siendo para el periodo 2013-2020 de unos 666.000 millones. Un 55 por 100 de esos costes se darían en los países desarrollados. El orden de magnitud de los costes de mitigación respecto al PIB es de un 0,4 por 100 a un 1,2 por 100 para la mayor parte de los países.

El análisis con el modelo GEM-E3 cuantifica en un 0,9 por 100 la reducción del PIB mundial en el año 2020 respecto al escenario de referencia. Algunos países desarrollados, como la UE, tienen costes superiores y otros inferiores, como China, India y Brasil.

En cuanto a los efectos de distintos esquemas de reparto de los objetivos de mitigación entre los países desarrollados, se contemplan cuatro criterios: PIB per cápita (como un indicador de la capacidad de pago), la intensidad de la economía en términos de GEI (emisiones GEI/PIB, como indicador del potencial posible de reducción), la senda observada en las emisiones de GEI (a mayor reducción reciente menos ambicioso será el objetivo, para premiar de algún modo la «acción temprana» en reducción de emisiones), y el crecimiento poblacional (menor objetivo de reducción para aquellos países que han tenido un mayor crecimiento demográfico). El análisis con el modelo GEM-E3 confirma que la aplicación de estos criterios de forma individual puede conducir a costes o ganancias desproporcionadas para algunos países, por lo que parece deseable utilizar combinaciones de los cuatro criterios. En el estudio se aplica una combinación concreta que conduce a reducciones en el PIB de los países desarrollados en un rango del 0,6 por 100 al 2 por 100, con la excepción de la Comunidad de Estados Independientes (caída del 3 por 100).

Por último, en la modelización que subyace a la comunicación se evalúan las posibles ganancias de contar con un mercado mundial de permisos de emisión, en el contexto de la posible arquitectura del acuerdo del clima para el periodo post-2012. Se consideran tres casos: comercio total en todos los sectores y países, comercio imperfecto (limitado a ciertos sectores y países) y ausencia de comercio (cada país reduce las emisiones internamente). El modelo POLES computa que en el año 2020 el coste marginal de reducción de emisiones es de 72 €/tCO_2 en ausencia de comercio, 46 €/tCO_2 en el mercado imperfecto, y baja a 22 €/tCO_2 para el caso del comercio total.

IV. REFLEXIONES FINALES

Lograr el objetivo de limitación del incremento de la temperatura global a 2 ºC supone a todas luces llevar a cabo un cambio radical del sistema energético, instaurando, en un plazo relativamente breve de tiempo, un sistema energético con muy baja intensidad en el uso de combustibles fósiles, al contrario que el sistema prevaleciente en los últimos doscientos años, desde que arrancó la revolución industrial a finales del siglo XVIII.

El reto del calentamiento global o, en términos más generales, cambio global tiene una dimensión política, más allá de la tecnológica y económica. Es necesario que todos los agentes económicos de todos los sectores productivos y de todos los países lleven a cabo la señalada transformación.

Desde el punto de vista metodológico, aparecen múltiples retos que incluyen el estudio de los cambios en los comportamientos de los agentes económicos, más allá de las señales de precios; la modelización de la eficiencia energética de forma más endógena, y aplicaciones de teoría de juegos al problema de alcanzar un acuerdo internacional de cambio climático.

NOTAS

(*) Las opiniones expresadas en este artículo corresponden a los autores, y no reflejan necesariamente las de la Comisión Europea. Los autores agradecen los comentarios y sugerencias de I. Hidalgo y E. Múgica.

(1) Un objetivo del 50 por 100 puede hacer necesario tener emisiones negativas, es decir absorción neta de CO_2, en la segunda mitad del siglo.

(2) Las reglas para realizar las subastas se adoptarán a mitad del año 2010.

(3) Véase http://ec.europa.eu/environment/climat/adaptation/index_en.htm.

(4) Para una presentación detallada de la modelización véase RUSS *et al.* (2009).

(5) Véase http://energy.jrc.es/Pages/Activities.htm#POLES para una descripción del modelo.

(6) Véase por ejemplo CISCAR y van REGEMORTER (2008).

BIBLIOGRAFÍA

CISCAR J.C. (2007), «Efectos físicos y económicos del cambio climático en Europa: metodologías y algunos resultados preliminares», *Ekonomi Gerizan*, 15: 121-131.

CISCAR, J.C., y van REGEMORTER, D. (2008), «Cuantificación de los costes de política climática con modelos de equilibrio general computable», *Ekonomiaz*, 67: 16-29.

COMISIÓN EUROPEA (2001), «Libro Blanco. La política europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad», COM (2001) 370 final.

— (2005), «Winning the global battle against climate change», COM 2005/35, 9 febrero 2005, Bruselas, disponible en: http://ec.europa.eu/environment/climat/future_action.htm.

— (2007a), « Limiting Global Climate Change to 2° Celsius: The way ahead for 2020 and beyond», COM(2007) 2 final.

— (2007b), «A European strategic energy technology plan (SET Plan), Towards a low carbon future, COM(2007) 723.

— (2009a), «Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen», COM(2009) 39 final; disponible en http://ec.europa.eu/environment/climat/future_action.htm

— (2009b), «White Paper, adapting to climate change: Towards a European framework for action». COM(2009) 147/4, disponible en http://ec.europa.eu/environment/climat/adaptation/

EEA (2008), *Impacts of Europe's changing climate - 2008 indicator-based assessment*, EEA Report n.º 4/2008, Agencia European de Medio Ambiente, Copenhague.

HIDALGO, I. (2005), «Introducción a los modelos de sistemas energéticos, económicos y medioambientales: descripción y aplicaciones del modelo POLES», *Revista de Economía Mundial*, 13: 33-75.

IPCC (2007), *The AR4 Synthesis Report*, Panel Intergubernamental del Cambio Climático.

RUSS, P.; WIESENTHAL, T.; van REGEMORTER, D. y J.C. CÍSCAR (2007), « Global climate policy scenarios for 2030 and beyond – Analysis of greenhouse gas emission reduction pathway scenarios with the POLES and GEM-E3 models», *EUR 23032*.

RUSS, P.; CISCAR, J.C.; SAVEYN, B.; SORIA, A.; SZÁBÓ, L.; VAN IERLAND, T.; VAN REGEMORTER, D., y R. VIRDIS (2009), «Economic Assessment of Post-2012 Global Climate Policies - Analysis of Gas Greenhouse Gas Emission Reduction Scenarios with the POLES and GEM-E3 models», *EUR 23768 EN*, disponible en http://ipts.jrc.ec.europa.eu/publications/pub.cfm?id=1980.

SHOVEN, J.B., y J. WHALLEY (1992), *Applying General Equilibrium*, Cambridge, Cambridge University Press.

SISTEMAS DE ESTÍMULO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Arturo LORENZONI

Università di Padova e IEFE, Università Bocconi

Resumen

Este artículo trata sobre la eficacia de los sistemas de estímulo para la introducción de la energía renovable en Europa. La conciliación de la financiación de fuentes de energía libres de carbono y la competencia en el sector energético crea graves problemas de coherencia en la política energética europea. Al mismo tiempo, es importante maximizar el resultado obtenido en términos de reducción de emisiones de gases con efecto invernadero, desarrollo tecnológico y competitividad de la industria europea. El artículo proporciona una visión de los sistemas de estímulo adoptados en diferentes países europeos, evalúa su eficacia en función de los objetivos políticos e investiga la posibilidad de comenzar a negociar las cuotas de emisión nacionales entre los estados miembros de la UE, teniendo en cuenta que para obtener resultados eficientes a largo plazo se requiere alguna forma de negociación de cuotas.

Palabras clave: desarrollo de energías renovables, sistemas de estímulo, financiación.

Abstract

This paper evaluates the efficiency of incentive schemes for the introduction of renewable energy in Europe. Reconciling the financing of carbon free energy sources and competition in the power sector creates serious consistency problems in European power policy. In addition, it is important to maximize the outcome obtained in terms of greenhouse gas emissions reduction, technological development and the competitiveness of European industry. This paper gives an overview of the incentive schemes adopted by different European countries, evaluates their efficiency according to political goals and explores the possibility of launching the emission permits trading among the different EU member states, taking into account that in order to obtain outcomes that will be efficient in the long term, some form of permit trading will be required.

Key words: renewable energy, support mechanism, energy policy.

JEL classification: Q42, Q53, Q58.

I. INTRODUCCIÓN

La Unión Europea se decidió a favor de las fuentes de energía renovable (RES, por sus siglas en inglés) en 2001, cuando se emitió una directiva relativa al apoyo de estas fuentes de energía y a la creación de un terreno de juego justo. Desde entonces, no ha dejado de crecer el compromiso político con respecto a las RES, que se materializará en una nueva directiva esperada para 2009, gracias a los buenos resultados obtenidos en términos de innovación tecnológica y reducción de costes en la última década y con anterioridad.

La propuesta de directiva sometida a debate a principios de 2009 en Europa se define de la siguiente manera:

> «Sistema de estímulo» significa cualquier instrumento, sistema o mecanismo aplicado por un Estado Miembro o un grupo de Estados Miembros, que favorece el uso de energía de fuentes renovables reduciendo el coste de esta energía, incrementando el precio al que puede ser vendida o aumentando el volumen comprado de dicha energía, por medio de una obligación de utilizar energía renovable o de otro modo. Aquí incluiríamos, sin olvidar otras posibilidades, el apoyo a la inversión, reducciones o exenciones fiscales, devoluciones de impuestos, programas para estimular la obligación de utilizar energía renovable incluyendo los que utilizan certificados verdes, y sistemas de ayuda de precio directo como las tarifas de introducción (*feed-in tariffs*) y pagos de primas.

Una política acertada sobre las RES no puede limitarse al estímulo financiero y elegir entre estos diferentes mecanismos de incentivo. También implica establecer una política coherente en términos de objetivos, procedimientos administrativos y entorno empresarial, que sólo podrá lograrse con un claro compromiso político.

En la actual política sobre RES en Europa están implicados muchos niveles diferentes de gobierno. Aunque la Unión Europea es cada vez más responsable de establecer los objetivos, la elección de los instrumentos para la promoción de las RES sigue siendo responsabilidad de cada uno de los estados de acuerdo con el principio de subsidiariedad. Pero en la mayoría de estados miembros de la UE es el gobierno local (regional o incluso municipal) el que tiene el poder de autorizar nuevos proyectos. En otras palabras, existe una superposición de responsabilidades administrativas que, a menudo, retrasan el proceso de inversión y hace difícil encontrar una coherencia global con otras políticas.

Para poder funcionar correcta y eficazmente, los mecanismos de estímulo necesitan un entramado reglamentario estable, creíble y a largo plazo. La falta de capacidad de compromiso de los gobiernos puede entorpecer la política

medioambiental y requerir soluciones alternativas para una eficiente asignación de riesgos entre las partes interesadas (IEA, 2008).

Energía renovable significa electricidad, calor y combustibles para el transporte, aunque la mayoría de políticas estén centradas en la generación de electricidad. Muchas aplicaciones rentables de la energía renovable se encuentran en el campo de la generación de calor y producción de combustible. La evolución del mercado del automóvil hacia motores multicombustible abre perspectivas interesantes para los biocombustibles. De manera similar, los nuevos generadores de calor flexibles están diseñados para integrar biomasa, energía solar térmica y bombas de calor en edificios, con la posibilidad de generar fluidos fríos y calientes a costes competitivos. En este artículo se trata de la electricidad renovable, pero ello no significa que las otras aplicaciones sean de menor alcance.

II. LA RAZÓN DE PROMOCIONAR LA ENERGÍA RENOVABLE

En todos los países europeos, las RES tienen sus detractores debido al sistema de subvenciones y al coste que entraña para los consumidores de electricidad. Sin embargo, si aplicamos una visión a largo plazo y echamos una mirada a la oferta del sector, comprobaremos que estas tecnologías pueden realmente encaminar la economía hacia la sostenibilidad y la competitividad industrial.

Debido a la muy baja elasticidad de la demanda, los indicios de precios del sector de la energía transmitidos a los consumidores están tan fuertemente distorsionados por impuestos y subvenciones que raramente sopesan los efectos externos típicos de los procesos de conversión de la energía. Las actuales políticas tienen como objetivo corregir, en la mayor medida posible, estas distorsiones, reencaminando las inversiones hacia tecnologías que puedan minimizar el coste social de la energía. Ésta es la perspectiva en la que se inscribe la contribución de la energía renovable, gracias a los múltiples dividendos asociados a estas inversiones, en términos de menor impacto medioambiental, participación de los recursos locales (trabajo, capital y conocimiento), desarrollo tecnológico y competitividad de la industria nacional.

En primer lugar, invertir en tecnologías de energía renovable es conveniente en términos económicos, ya que contribuye a la innovación en nuevos sectores en los que se pueden realizar grandes adelantos y encontrar nuevas soluciones a viejos problemas. El hecho de que Alemania, el estado miembro de la UE con el mayor sector industrial, fuera el promotor de objetivos vinculantes para 2020 explica claramente la lógica industrial de la política.

El mercado de la energía en Europa está muy subvencionado, pero solo 5 de un total de 30.000 millones de euros de subvenciones directas e indirectas anuales fueron destinados a fuentes de energía renovables en 2001 (datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, www.eea.org). Oponerse a las RES basándose en el amplio uso de dinero público no tiene fundamento. El mercado de la energía parece estar distorsionado, y la búsqueda de optimización de los beneficios sociales requiere una nueva fiscalidad para los productos energéticos, tal como se expone en la Directiva 2003/96/EC.

De manera similar, la idea que se suele escuchar sobre las energías renovables de que cualquier sector, si está muy subvencionado, puede dar resultados económicos es claramente errónea. ¿Podrían otros sectores dejar que España o Dinamarca contribuyeran a su balanza comercial con el mismo éxito, aunque estuvieran muy subvencionados en su país? Difícilmente. El creciente tamaño del mercado mundial para tecnologías renovables puede garantizar una demanda potencialmente enorme de productos competitivos desarrollados en el mercado nacional. Esta oportunidad industrial crea una competencia entre estados miembros europeos para desarrollar sistemas de estímulo eficaces para reforzar la industria sin restringir la competencia.

Estados Unidos se enfrenta a un desafío similar al europeo, al compartir un objetivo común y muchos planteamientos diferentes sobre cómo habría que estimular las energías renovables. El fuerte compromiso por la liberalización del mercado impulsó a muchos organismos reguladores norteamericanos a optar por las normas de cartera de renovables o *renewable portfolio standards* (RPS) en muchos estados, antes incluso de la era Obama (Holt y Wiser, 2007; Chen *et al.*, 2007).

En Europa existe un potencial considerable para sustituir los combustibles fósiles por RES, a menudo con costes que pueden resultar competitivos a largo plazo. Para estimular la eficiencia, se necesita que las inversiones privilegien los recursos de menor coste, y eso significa que los nuevos proyectos no se producirán necesariamente en los países con una obligación elevada, teniendo en cuenta que la cuota del 20 por 100 fue repartida entre los estados miembros de acuerdo con un criterio de renta.

La minimización del coste para lograr el objetivo requiere, por lo tanto, mecanismos adecuados de compraventa dentro y fuera de Europa. Un comercio justo de bienes subvencionados es cualquier cosa menos trivial, y evitar las subvenciones cruzadas, los arriendos innecesarios y la doble remuneración puede resultar más sencillo si existe cierta armonización. Como se reconoce en recientes documentos políticos de la UE (EC, 2008c), en un mercado europeo de electricidad único e integrado, haría falta cierto grado de armonización de los sistemas de estímulo de las fuentes renovables para evitar distorsiones en el mercado.

III. INSTRUMENTOS PARA ESTIMULAR LA PENETRACIÓN DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE

Aunque existe una motivación para fomentar la electricidad renovable, los instrumentos adoptados para favorecer las inversiones son de diferentes tipos, basados en planteamientos de precio o cantidad (Mitchell *et al.* 2006), basados en el precio (tarifas de introducción) y primas o basados en cuotas (certificados verdes, concursos verdes), con muy diferentes resultados en términos de crecimiento de la producción y eficacia de la ayuda (EC, 2008b). En la primera serie de instrumentos, se fija el precio de la electricidad suministrada a la red, pero la cantidad no se conoce, y con los mecanismos de cuota se reserva cierta cuota del mercado a las RES, debiendo surgir un precio de mercado específico producto de la libre comparación de la oferta y la demanda. A continuación, describimos los principales instrumentos.

— *Las tarifas de introducción* se caracterizarn por tener un precio específico, fijado normalmente para un periodo de varios años, que debe ser abonado por las compañías eléctricas, generalmente distribuidoras, a los productores nacionales de electricidad verde. Los costes adicionales de estos sistemas son abonados por los proveedores, en proporción a su volumen de ventas, quienes a su vez los pasan a los consumidores de energía. Una variante de la tarifa de introducción es el mecanismo de *prima fija*, que puede combinar seguridad de *cash flows* y asignación óptima de la electricidad producida. En este sistema, el Gobierno establece una prima fija o una prima ambiental, que se paga a un precio superior al precio normal, o precio *spot* de la electricidad, a los generadores de electricidad renovable.

— Con el sistema del *certificado verde*, que existe actualmente en muchos estados miembros, la electricidad renovable se vende a precios convencionales del mercado de la energía. Para financiar el coste adicional de producir electricidad verde y para garantizar que se genere la electricidad verde deseada, los consumidores (o, en algunos países, los productores) están obligados a comprar cierto número de certificados verdes a los productores de electricidad renovable, según un porcentaje fijo o cuota de su producción/consumo de electricidad total. Dado que los productores/consumidores desean comprar estos certificados lo más baratos posible, se desarrolla un mercado secundario de certificados allí donde los productores de electricidad renovable compiten entre sí para vender certificados verdes.

— En dos estados miembros (Irlanda y Francia) existían procedimientos de *licitación* puros, pero han sido abandonados. Según el procedimeinto de licitación, el estado convoca una serie de concursos para el suministro de electricidad renovable que se suministra a continuación por contrato y al precio resultante de la licitación. Los costes adicionales generados por la compra de electricidad renovable pasan al consumidor final de electricidad a través de un impuesto específico.

— Los sistemas basados únicamente en *incentivos fiscales* se aplican en muchos estados. Sin embargo, en la mayoría de los casos, este instrumento se utiliza como una herramienta política adicional.

A pesar de la abundante documentación existente sobre los instrumentos de apoyo a las RES, no es sencillo hacer una evaluación exhaustiva de su eficiencia. El cuadro n.º 1 muestra los principales elementos a favor y en contra de los dos planteamientos, pero, como se puede apreciar claramente en la evaluación de la CE (EC, 2008b), influyen muchos otros factores en la eficacia de la regulación del sector, y no se pueden extraer pruebas generales de la experiencia del pasado.

Si examinamos la reciente historia de Europa, la penetración de las RES se puede atribuir en gran medida a los sistemas de tarifas de introducción; este mecanismo permitió a un gran número de pequeños y medianos empresarios construir centrales eléctricas basadas en fuentes de energía renovable, en un momento en que los grandes y acaudalados operadores existentes seguían siendo reacios a admitir la energía renovable. Los sistemas de cuotas probablemente subestimaron el papel de la percepción del riesgo para los inversores y la necesidad de crear terrenos de juego favorables para poner en marcha nuevas tecnologías. El retraso en las inversiones,

CUADRO N.º 1

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TARIFAS DE INTRODUCCIÓN Y SISTEMAS DE ESTÍMULO BASADOS EN CUOTAS

	Ventaja	*Desventaja*
Sistema de cuotas con certificados verdes negociables	• Flexible y orientado al mercado. • Estimula la innovación tecnológica. • Coherente con la política de competencia. • Fácil de trasladar a otros países.	• Mayor inseguridad para los inversores. • Precios volátiles. • Mayores costes de transacción.
Tarifa de introducción	• Eficaz para favorecer nuevas inversiones. • Coste de transacción bajo. • Marco estable. • Riesgo de inversión bajo.	• No hay eficiencia de costes, difícil evitar elevados beneficios. • No orientada al mercado; primas mejor que precios fijos.

Fuente: CEER (2008).

aunque muy subvencionadas, no se debe a razones económicas, sino más bien al débil marco institucional que no es capaz de eliminar obstáculos no financieros. Obtener el consenso local, evitar la discriminación en la conexión a las redes nacionales y acortar el proceso de permisos siguen siendo los auténticos obstáculos para la penetración de las RES en muchos países de la UE, aunque cuenten con generosos apoyos.

No hay que olvidar que los instrumentos adoptados para la promoción de tecnologías renovables están estrictamente relacionados con las metas de las políticas a escala nacional, que pueden ir desde el desarrollo de una industria nacional y la maximización de la producción de RES hasta el aumento de los beneficios medioambientales y el desarrollo de nuevas tecnologías. Dar prioridad a uno u otro de estos aspectos supone tener que elegir entre diferentes instrumentos políticos. Los pilares de la estrategia europea para el desarrollo de las RES pueden ser identificados en los objetivos siguientes:

— *Incrementar la estabilidad legislativa y reducir el riesgo de inversión*. Una de las principales preocupaciones sobre los sistemas de estímulo nacionales es que pueden tener un carácter inestable. Cualquier tipo de inestabilidad en el sistema crea elevados riesgos de inversión, que normalmente adoptan la forma de costes más altos para los consumidores. El mecanismo de estímulo debe estar diseñado para minimizar los riesgos innecesarios del mercado. Una mayor liquidez podría mejorar la opción de contratos a largo plazo.

— *Reducir las barreras administrativas*, incluyendo la racionalización de los procedimientos administrativos. Hay que fomentar las directrices claras, las agencias de autorización únicas y la reducción del papeleo.

— *Abordar las cuestiones de la red nacional* y la transparencia de las condiciones de conexión. Hay que planificar refuerzos de transmisión y desarrollarlos con antelacion con la financiación adecuada.

— *Fomentar la diversidad tecnológica*, proporcionando ayudas diferenciadas que no excluyan a las tecnologías más jóvenes.

— Utilizar mejor las posibilidades de las *exenciones y reducciones fiscales* ofrecidas a las fuentes de energía renovable bajo la Directiva sobre la fiscalidad de los productos energéticos (2003/96/EC).

— *Garantizar la compatibilidad con el mercado de electricidad interno*. Esta tarea es fundamental cuando la mayoría de la nueva capacidad que se instale en Europa en la próxima década tendrá que estar basada en tecnologías renovables. ¿Hasta dónde podrán llegar las fuerzas del mercado si todas las inversiones tienen que estar respaldadas por dinero público?

— *Fomentar el empleo y los beneficios locales*. Una parte sustancial de los beneficios públicos que buscan las políticas que estimulan el uso de energías renovables se relaciona con las políticas sociales y de empleo, de desarrollo rural, aunque también habría que respetar otras metas de la política nacional y tenerlas debidamente en cuenta.

— *Hermanar las medidas sobre eficiencia energética y gestión de la demanda*. El progreso de la generación de electricidad renovable está siendo contrarrestado por un crecimiento excesivo del consumo de electricidad, y esto debe ser evitado. Sólo una combinación de medidas de estímulo RES con medidas de eficiencia de uso final de la electricidad permi-

tirá avanzar a Europa hacia sus metas de política energética.

IV. LA POLÍTICA EUROPEA

Desde la creación de la Unión Europea se ha hecho un gran esfuerzo por crear mercados únicos de bienes y servicios. Esta tarea fue relativamente sencilla en algunos sectores, mientras que en otros, como el de la energía, implica un largo proceso de convergencia por sus importantes implicaciones estratégicas.

La política energética europea está basada en tres objetivos principales: medio ambiente, eficiencia y seguridad de suministro. Su prioridad cambia con el tiempo, pero siempre constituyen la principal preocupación de la intervención pública.

A mediados de la década de 1990, la Unión Europea decidió introducir la competencia en el sector de la energía para mejorar su eficiencia global. Esta decisión crea algunas dificultades para la penetración de la energía renovable, que, aunque es apoyada por sus beneficios medioambientales, apenas puede participar en un mercado competitivo. Por lo tanto, uno de los retos de la política energética europea es la conciliación de la competencia y la promoción de nuevas tecnologías. Se tendrá que hacer un gran esfuerzo para dar coherencia al planteamiento regulatorio de los diferentes estados miembros, ya que son muy diferentes por razones históricas y políticas. En este sentido, la política energética de la UE tiene que ser vista como un proceso hacia metas comunes a largo plazo, en lugar de como una política uniforme a corto plazo.

En los últimos años, se ha emitido una serie de directivas que abordan la política de la UE sobre eficiencia energética y renovables, cuyo objetivo es encaminar la política de los diferentes países hacia objetivos comunes:

— Directiva 2001/77/EC, sobre la promoción de renovables.

— Directiva 2002/91/EC, sobre la certificación del rendimiento energético de los edificios.

— Directiva 2003/30/EC, sobre la promoción de biocombustibles.

— Directiva 2004/8/EC, sobre el crecimiento de la cogeneración.

Todos estos documentos establecen un marco favorable para nuevas inversiones en el sector de la energía renovable y la eficiencia energética, aunque la política de la UE siga estando fragmentada y constreñida por muchos objetivos diferentes. A modo de ejemplo, los actuales sistemas fiscales son muy diversos, y ello puede dañar a la competencia entre empresas de la UE. La Directiva 2001/77/EC exige a los estados miembros de la UE un nivel mínimo de imposición fiscal en relación con el impacto medioambiental de los diferentes combustibles, a fin de reducir sus efectos externos, aunque difícilmente se puede encontrar alguna coherencia.

La cuota global de energías renovables en la generación de electricidad de los estados miembros de la UE pone de manifiesto importantes diferencias entre países. En 2001, las energías renovables suministraron el 70 por 100 de la electricidad en Austria y el 1,4 por 100 en Bélgica, y desempeñaron un modesto papel en el perfil del suministro de electricidad de la mayoría de estados miembros. La disparidad en disponibilidad de fuentes renovables es la razón principal de estas diferencias de utilización; países como Austria y Suecia, por ejemplo, se benefician de grandes recursos hidráulicos. Sin embargo, hay otros factores que influyen en la utilización de RES en cada país. En el sector de la energía eólica, por ejemplo, aunque el viento no sopla en Alemania con tanta fuerza como en Reino Unido o Irlanda, o en las costas occidentales de Francia o Portugal, ese país ha conocido un enorme incremento de la electricidad generada por el viento. El desarrollo de la energía eólica en países con mejores condiciones de viento es mucho más limitado. Es evidente que otros factores desempeñan un importante papel. Las diferencias en porcentaje de RES sobre el consumo total de electricidad derivan también de la implementación de mecanismos de estímulo más o menos eficientes y de la existencia del entorno de apoyo correcto en términos de marco administrativo y de acceso a la red. El índice de crecimiento depende del apoyo, pero sobre todo de la reglamentación general.

Existe un acuerdo generalizado en que se necesitan importantes esfuerzos políticos adicionales para alcanzar los objetivos y cumplir las metas de cada país. Aunque la mayoría de países miembros han implementado un sistema de estímulo, el desarrollo de fuentes de energía renovable está bloqueado por varios compromisos relativos a procedimientos administrativos y de conexión a la red. Esta parte de la implementación de nuevos patrones de inversión es la más difícil de controlar, ya que la mayoría de estados miembros están respetando formalmente los requisitos, mientras que en la práctica los inversores encuentran muchas dificultades.

El nuevo sistema energético de los estados miembros tiene una

elevada y creciente dependencia de la importación de combustible fósil. La energía renovable representa un pequeño porcentaje del *mix* energético; la hidrológica representa la mayor parte de la capacidad instalada, mientras que las otras fuentes de energía renovable (viento, biomasa y otras) son menores. La contribución de la electricidad procedente de las energías renovables al consumo total de electricidad muestra un incremento regular durante el periodo 1990 – 2000, fundamentalmente de centrales hidroeléctricas (97 por 100 de electricidad RES en nuevos estados miembros en 2000).

Cumplir los requisitos de la Directiva requiere un gran crecimiento de la capacidad instalada en un periodo relativamente corto. La mayoría de los nuevos estados miembros han fijado sus objetivos, algunos de los cuales parecen muy ambiciosos. Esta situación refleja de algún modo la incoherencia de las políticas. La mayoría de los nuevos estados miembros pueden no ser capaces o no estar dispuestos a alcanzar los objetivos auto-impuestos sobre el proyecto RES si no se producen importantes cambios políticos. Una intensificación de las actuales políticas puede ayudar a cumplir los objetivos RES, pero los costes de esta política podrían ser muy altos debido al escaso tiempo disponible.

A pesar de los diferentes caminos seguidos en el pasado, hoy se cree que unos objetivos estimulantes a medio plazo pueden unir a los estados miembros de la UE en un proyecto común. Los objetivos establecidos por la UE en 2008 sobre RES para el año 2020 proceden de varios estudios (Ragwitz *et al*., 2005, y Haas, 2004b), realizados en países europeos, que identifican un gran potencial para las RES térmicas y eléctricas en Europa. Como el cuadro n.º 2 indica, ya en 2005 existía un consenso entre grupos de investigación sobre el objetivo RES del 20 por 100 a medio plazo.

Como se estipula claramente en los documentos oficiales de la Comisión Europea y en muchos proyectos de investigación de la UE (Green-X, Forres, OptRes Progress, ver Coenraads *et al.*, 2008; Ragwitz, 2005 y Hass, 2004a), el potencial técnico de la electricidad renovable en Europa supera el objetivo del 20 por 100 de consumo final. Lo que es más complicado de evaluar es el coste de ese *mix* de fuentes primarias. Las simulaciones hechas como preparación a la política europea, basadas en el modelo Primes (EC, 2008a), muestran que también en términos económicos la apuesta por la energía renovable será la ganadora a largo plazo. A la luz de esto, la consecución del objetivo parece estar constreñida por factores económicos más que técnicos. Cambiar los patrones de inversión en el sector de la energía exige una fuerte voluntad política, y no nuevos descubrimientos o avances tecnológicos. Pero el coste es importante, y un fuerte compromiso político requiere poder esperar que a largo plazo esta elección resulte también conveniente, teniendo en cuenta los múltiples dividendos de las energías renovables en términos de seguridad de suministro, reducción de emisiones, creación de empleo y estabilidad del mercado.

Es interesante observar que se puede alcanzar la cuota del 20 por 100 para usos eléctricos y térmicos, mientras parece muy difícil incrementar la cuota RES en transporte (cuadro n.º 3).

Es interesante observar en el cuadro n.º 4 que la mayor parte del incremento de generación de electricidad procede de la energía eólica, y biomasa y biogas, mientras que otras tecnologías, aunque entran dentro del escenario político, aportan una menor contribución.

Desde el punto de vista económico, el crecimiento obligado de las RES en la próxima década parece ser crítico cuando se relaciona con la política de competencia introducida con grandes esfuerzos en la última década. ¿Hasta

CUADRO N.º 2

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA RES EN LOS 25-UE EN LOS ESCENARIOS DE 2020

ENERGÍA PRIMARIA TOTAL (MTOE)	*2001*	*2020*	
		Business as usual	*Política*
Total renovables	101	212	351
Total demanda	1.680	1.900	1.700
Cuota de demanda (porcentaje)	6	11,1	20,6

Fuente: Ragwitz *et al*. (2005).

CUADRO N.º 3

GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA RES PREVISTA EN LOS 25-UE EN LOS ESCENARIOS DE 2020

CALOR (MTOE)	*2001*	*2020*	
		Business as usual	*Política*
Biomasa	46	53	78
Geotérmica	1	5	18
Solar térmica	0,5	3	7
Total térmica-RES	48	60	103
Cuota de demanda (porcentaje)	11,2	12,3	21,1

Fuente: Ragwitz *et al*. (2005).

CUADRO N.º 4

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD RES PREVISTA EN LOS 25-UE EN LOS ESCENARIOS DE 2020

ELECTRICIDAD (TWH)	*2001*	*2020*	
		Business as usual	*Política*
Eólica	34	385	461
Hidráulica	326	337	354
Fotovoltaica	0,2	8,8	17,9
Solar térmica	0	12,7	21,7
Olas y mareas	0	8,4	33,2
Biomasa y biogas	37	141	338
Geotérmica	6,3	7,5	8,2
Cuota de demanda (porcentaje)	13,6	22,5	34,4

Fuente: Ragwitz *et al*. (2005).

dónde puede llegar la competencia con unas restricciones medioambientales tan fuertes? En caso de que el crecimiento de la demanda de energía sea bajo, casi todas las nuevas inversiones en el sector de la energía tendrán que ser hechas en tecnologías renovables. Pero es difícil que se produzca un crecimiento en situación de competencia.

La crisis económica 2008 – 2009 ha provocado una reducción de la demanda de electricidad en algunos casos importante (-8,8 por 100 en los dos primeros meses del año en Italia) y ha hecho surgir un problema relacionado con las futuras inversiones. El necesario crecimiento de la energía renovable pone en peligro las inversiones tradicionales, especialmente en el sector del gas, donde los contratos de compra obligatoria *take or pay* son la norma de la industria.

Incluso muchos años después de la emisión de la primera Directiva de la UE sobre energía renovable, se siguen aplicando en Europa muchos enfoques diferentes, por lo que parece difícil que se produzca una homogeneización a corto plazo. Los sistemas de estímulo adoptados en los países de la UE en 2008 para el proyecto RES se resumen a continuación (cuadro n.º 5).

Alemania. Existen tarifas de introducción a 20 años y subvenciones a la inversión para centrales hidroeléctricas, parques eólicos, instalaciones de biomasa, biogas, fotovoltaicas y geotérmicas. También existen créditos blandos.

Austria. Existen tarifas de introducción diferenciadas según fuente de energía para electricidad procedente de pequeñas hidroeléctricas (< 10 MW), biomasa sólida, biogas, fotovoltaica y geotérmica. Las tarifas de introducción se dan para 10 años, y luego el 75 por 100 para el año 11 y el 50 por 100 para el año 12. Cada año se anuncian nuevas tarifas de introducción y se conceden ayudas de acuerdo con el principio de que el primero que llega tiene prioridad. También hay subvenciones a la inversión disponibles para hidrológicas de menos de 20 MW y centrales de biomasa.

Bélgica. Hay tres mercados regionales para certificados verdes para pequeñas hidroeléctricas, biomasa sólida, biogas y fotovoltaica, con precios garantizados mínimos para los certificados verdes en las regiones de Flandes y Valonia.

Bulgaria. Se ha propuesto un sistema de certificado verde para estimular los desarrollos de electricidad renovable. Los inversores pueden disponer de beneficios fiscales y se ha establecido un objetivo, apoyado por tarifas de introducción.

Chipre. Hay subvenciones del Gobierno por un valor del 30-55 por 100 de los costes de inversión para estimular las inversiones y en 2006 se introdujeron tarifas de introducción con contratos a 15 años.

Dinamarca. Existen tarifas de introducción para la generación de energía renovable y también se han establecido medidas fiscales.

Eslovenia. Existen tarifas de introducción fijas y especiales para productores de energías renovables como pequeñas centrales hidroeléctricas (menos de 10 MW), parques eólicos, instalaciones de biomasa, biogas, fotovoltaicas, geotérmicas y residuos municipales. La tarifa de introducción se reduce en un 5 por 100 para proyectos que lleven en funcionamiento más de 5 años, y en un 10 por 100 para proyectos de más de 10 años de antigüedad.

España. Los inversores pueden obtener tarifas de introducción fijas o especiales según la tecnología de manera indefinida, con una reducción después de 15, 20 ó 25 años (según la tecnología). Las tarifas y primas se actualizan de acuerdo con el nivel de amortización y desarrollo.

Estonia. Existen tarifas de introducción o precios especiales para pequeñas centrales hidroeléctricas, parques eólicos en tierra y en mar, biomasa sólida y biogas.

Finlandia. Se conceden subvenciones a la inversión a pequeñas centrales hidroeléctricas, parques eólicos en tierra y en mar, instalaciones de biomasa sólida, biogas, electricidad fotovoltaica y geotérmica. También existen exenciones fiscales por electricidad para pequeñas centrales hidroeléctricas, parques eólicos, biomasa sólida y biogas, de diferentes tamaños según el tipo de generación.

Francia. Las pequeñas centrales hidroeléctricas, parques eólicos, instalaciones de biomasa sólida, biogas, electricidad fotovoltaica y geotérmica reciben ayudas mediante tarifas de introducción a diferentes niveles. Además, los inversores empresariales pueden amortizar totalmente sus costes de instalación durante el primer año fiscal y se conceden deducciones de hasta el 33 por 100 a las inversiones extranjeras. Los hogares pueden disponer de una bonificación tributaria del 50 por 100 por inversiones fotovoltaicas.

Grecia. Existen tarifas de introducción a 12 años y subvenciones a la inversión para centrales hidroeléctricas, parques eólicos, instalaciones de biomasa sólida, biogas, fotovoltaicas y geotérmicas; se pueden obtener ampliaciones a 20 años. En algunas circunstancias, también hay subvenciones a la inversión de hasta el 40 por 100.

Holanda. Después de la retirada progresiva de los certificados en 2003, el sistema de estímulo se ha caracterizado por la incertidumbre. Parece que se reconocerán los pagos de primas y existen incentivos fiscales para las inversiones en fuentes de energía renovable.

Hungría. Se conceden primas a las pequeñas centrales hidroeléctricas (menos de 5 MW) hasta que se rentabiliza la inversión. También se conceden primas a parques eólicos, instalaciones de biomasa, biogas, fotovoltaicas, geotérmicas y residuos. También existen subvenciones a la inversión para energías renovables como descuentos en la cuota de conexión de hasta el 50 por 100.

Irlanda. Existe una tarifa de introducción para las centrales hidroeléctricas (menores o iguales a 5 MW), parques eólicos en tierra, instalaciones de biomasa sólida y biogas. Está garantizada durante 15 años. También existen medidas de desgravación fiscal para inversiones corporativas en proyectos certificados como de energía renovable hasta 2011.

Italia. Desde 2004 hay un sistema de certificado verde con una obligación creciente sobre productores e importadores (3,85 por 100 en 2008). Los certificados se venden por separado de la electricidad y se conceden a 15 años. Las diferentes fuentes renovables reciben diferentes cantidades de certificados por unidad de energía producida. Las centrales de capacidad menor de 1 MW (menos de 200 kW para las eólicas) pueden obtener tarifas de introducción como alternativa. Las centrales fotovoltaicas de más de 1 kW tienen derecho a recibir tarifas de introducción especiales fijas durante 20 años. Hay una reducción del IVA del 10 por 100 en todas las inversiones en fuentes de energía renovable.

Letonia. Existen cuotas anuales a escala nacional y la obligación de comprar electricidad RES. El sistema de cuotas, sin certificados, define las pequeñas cantidades RES-E a instalar.

Lituania. Tarifas de introducción fijas para centrales hidroeléctricas (<10 MW), parques eólicos e instalaciones de biomasa, a 10 años.

Luxemburgo. Se conceden tarifas de introducción para centrales hidroeléctricas, parques eólicos e instalaciones de biomasa.

Malta. Existe una tarifa de introducción para inversiones en energía solar.

Polonia. Desde 2005 existe un sistema de certificados verdes negociables para centrales hidroeléctricas, parques eólicos, instalaciones de biomasa, biogas, fotovoltaicas y geotérmicas, y los proveedores de electricidad tienen una obligación con objetivos establecidos de 2005 a 2010 y penalizaciones por incumplimiento. Las energías renovables están también exentas del impuesto sobre consumos específicos.

Portugal. Se conceden tarifas de introducción a pequeñas centrales hidroeléctricas (<30 MW), eólicas, biomasa, biogas y fotovoltaicas.

Reino Unido. La obligación sobre energías renovables exige a los proveedores de electricidad que cada año aumenten el porcentaje de sus ventas de electricidad procedente de fuentes renovables. Las empresas pueden cumplir su obligación presentando certificados de obligación renovables (*renovable obligation certificates*, o ROCs) o, si lo prefieren, contribuyendo a un fondo de participación que les es devuelto en proporción al número de ROCs que posean. Además, existen exenciones del Impuesto sobre el Cambio Climático (CCL) por fuentes de energía menos contaminantes. También hay varios incentivos fiscales, como la reducción del IVA a las tecnologías de microgeneración, y exenciones del Impuesto sobre la Renta por electricidad microgenerada entre otros.

República Checa. Hay tarifas de introducción para la generación en pequeñas hidroeléctricas (hasta 10 MW), parques eólicos *offshore*, biomasa sólida, biogas, fotovoltaica y geotérmica. La duración del contrato es variable según la fuente de energía. Los productores pueden elegir entre una tarifa fija o una tarifa de introducción especial.

República Eslovaca. Las tarifas de introducción fijas a 12 años para electricidad renovable fueron establecidas en 2005. También existen incentivos fiscales.

Rumanía. Desde 2005 existe un sistema de cuotas con certificados verdes negociables que obliga a los proveedores a comprar una cuota de sus ventas de energías renovables. El cumplimiento se demuestra con la posesión del número necesario de certificados verdes. Desde 2008 reciben ayudas a 15 años las pequeñas centrales hidroeléctricas (capacidad inferior a 10 MW), parques eólicos, instalaciones de biomasa sólida, biogas, geotérmicas y fotovoltaicas, y las pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales eólicas antiguas reciben ayudas a 5 años. Además, la electricidad renovable está exenta del impuesto sobre consumos específicos.

Suecia. Existe una obligación basada en certificados verdes sobre consumidores de electricidad. Para la energía eólica, existen subvenciones a la inversión y una pequeña bonificación medioambiental.

La multitud de sistemas de estímulo plantea un problema desde la perspectiva del mercado único. Los inversores se tienen que enfrentar a diferentes criterios y niveles de ayuda, así como a procedimientos administrativos y condiciones de acceso a la red, todo lo cual podría influir en sus decisiones sobre el emplazamiento del lugar de producción. La armonización de los sistemas de estímulo podría simplificar el entorno reglamentario, permitir el crecimiento industrial e impulsar las economías de escala, así como proporcionar un marco más claro para la utilización eficiente de la enegía renovable en toda la Unión Europea.

Sin embargo, los informes de la Comisión de 2008 consideraron que la armonizacion de las ayudas sería prematura, ya que no hay suficiente experiencia acumulada para determinar cuál es la mejor opción de sistema de estímulo. La Comisión recomendó en cambio que los estados miembros cooperen más y mejoren («optimicen») los sistemas de estímulo existentes.

De hecho, son varios los factores que podrían influir en la puesta en práctica de un mercado RES común en la Unión Europea:

— Disponibilidad de recursos de energía renovable.

— Precios de la energía nacionales y diferentes factores que influyen sobre esos precios.

— Niveles pasados de desarrollo y despliegue de energías renovables.

— Política de planificación.

— Regímenes fiscales.

— Regímenes reglamentarios.

— Limitaciones de la red.

— Definiciones de fuentes de energía renovable.

— Diferencias en sistemas de estímulo RES adicionales, como ventajas fiscales.

CUADRO N.º 5

PERSPECTIVA DEL ESTÍMULO A LA ELECTRICIDAD RENOVABLE EN EUROPA

PAÍS	*TARIFA DE INTRODUCCIÓN*	*TARIFA CON PRIMA*	*CUOTA O CERTIFICADOS VERDES*	*SUBVENCIONES A LA INVERSIÓN*	*BENEFICIOS FISCALES*	*EXENCIÓN FISCAL*
Alemania	■			■		
Austria	■			■		
Bélgica			■			
Bulgaria	■				■	
Chipre	■			■		
Dinamarca	■				■	
Eslovenia	■	■				
España	■	■				
Estonia	■	■				
Finlandia				■		■
Francia	■				■	
Grecia	■					
Holanda		■			■	
Hungría		■		■		
Irlanda	■				■	
Italia	■		■			■
Letonia			■			
Lituania	■					
Luxemburgo	■					
Malta	■					
Polonia			■			■
Portugal		■				
Rumanía			■			
Rep. Checa	■	■				
Rep. Eslovaca	■				■	
Reino Unido			■		■	■
Suecia			■	■		

Fuente: CEER (2008).

— Sistemas de estímulo RES locales.

V. EQUIDAD, EFICIENCIA Y EL PAPEL DE LA NEGOCIACIÓN

Alcanzar objetivos ambiciosos en energías renovables, como el 20 por 100 de consumo final en 2020, exige políticas efectivas que pueden resultar muy caras para los países con alto potencial pero renta baja, como los que se han incorporado recientemente a la Unión Europea. Los políticos han preferido seguir criterios de equidad en lugar de criterios de eficiencia, otorgando objetivos más altos a los países más ricos para compartir la carga de la cuota del 20 por 100. La minimización del coste de inversión requiere por lo tanto ciertos acuerdos de negociación entre estados miembros, a fin de desarrollar recursos renovables a menos coste. Dichos acuerdos de negociación deben ser regulados en la próxima Directiva sobre energías renovables (EC, 2008c) y constituirán un auténtico desafío para las políticas de competencia en el mercado de la energía en la próxima década.

Sin embargo, la eficiencia también requiere una reducción del riesgo. Poner precios más altos para cubrir unos costes elevados resulta ineficaz. Igualmente, en muchos países de la UE las políticas de carácter cambiante han creado falta de confianza en los inversores cuya percepción del riesgo

es muy elevada, de manera que para invertir exigen una mayor rentabilidad a la inversión. La política de la UE reconoce que «un marco que incluye objetivos obligatorios debería proporcionar a la comunidad empresarial la estabilidad que necesita a largo plazo para realizar inversiones racionales y sostenibles en el sector de la energía renovable que sean capaces de reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados y estimular el uso de nuevas tecnologías energéticas» (EC, 2008b)

Las condiciones del mercado en 2009 han cambiado drásticamente, como no lo habían hecho en el pasado. La fuerte recesión en toda Europa ha reducido el precio del dinero como nunca antes desde el comienzo del euro.

La reducción de los tipos de interés en 2009 puede favorecer las inversiones en tecnologías de alto coste de capital, pero la reducción de la diversificación debida al riesgo es altamente deseable. El riesgo percibido por las instituciones financieras en inversiones RES suele ser, de hecho, más elevado del esperado, y ello puede penalizar mucho iniciativas potencialmente rentables.

Además, hay que tener en cuenta que los sistemas de estímulo demasiado generosos, aunque estén destinados a superar ineficiencias, crean oposición contra las energías renovables. Las fuentes de energía renovable pueden convertirse en objetivo de campañas creadas por los operadores existentes contra el derroche de dinero público en sectores en los que los arrendamientos financieros son demasiado altos.

Aunque es difícil mostrar evaluaciones generales sobre la adecuación de los sistemas de estímulo, la baja volatilidad ha sido considerada importante en la reducción del riesgo y el abaratamiento de los costes. Los sistemas de cuota han demostrado ser difíciles de llevar a la práctica (Bano y Lorenzoni, 2008, y Verbruggen, 2009), ya que les falta capacidad para reducir la volatilidad y el riesgo para los inversores y, por lo tanto, o experimentan altos costes de inversión o se comportan mal en términos de capacidad instalada. Las inversiones RES necesitan estabilidad reglamentaria a largo plazo y tarifas de introducción y, en presencia de objetivos ambiciosos, han funcionado mejor tanto a la hora de reducir costes como de apoyar nueva capacidad instalada. Sin embargo, también ha de ser tenido en cuenta el objetivo de adoptar instrumentos competitivos para lograr aumentos de la eficiencia en tecnologías que cambian rápidamente. Se podría dar un paso adelante para reconciliar objetivos aparentemente contradictorios, como son que coexistan la competencia y las condiciones de inversión estables, adoptando instrumentos comunes a otros mercados energéticos como los contratos de compra obligatoria *take or pay* propuestos por Neuhoff (Butler y Neuhoff, 2006; Johnston *et al.*, 2008).

VI. SUPERAR LOS INSTRUMENTOS CLÁSICOS

> Se debe animar a los Estados Miembros a que busquen todo tipo de formas adecuadas de cooperación con relación a los objetivos establecidos por esta Directiva. Dicha cooperación puede producirse a todos los niveles, bilateral o multilateralmente a través de los mecanismos ... previstos por esta Directiva, es decir, transferencias estadísticas entre Estados Miembros, proyectos conjuntos sobre energía renovable y sistemas de estímulo conjuntos (EC, 2008c).

Como ya se ha indicado, la UE ha preferido un planteamiento basado en la equidad para compartir la carga de la cuota del 20 por 100 acordada por la UE. Esto parece razonable en el marco de una Unión en la que algunos estados miembros se han incorporado hace pocos años y su renta difiere mucho entre sí. Es la razón para la adopción de un criterio basado en la renta.

Un planteamiento económico a la maximización de la producción de RES implicaría fomentar las RES en los países donde el recurso es abundante, prefiriendo compartir la carga basándose en el potencial y la extensión.

En cualquier caso, es necesario que exista un sistema flexible que permita cierta forma de negociación para mantener los costes bajos en un programa tan a largo plazo. Toda rigidez en la asignación de objetivos nacionales puede convertirse en un coste extra para alcanzar el objetivo europeo.

Todos los estados miembros de la UE se enfrentan a retos en el campo de las RES y necesitan establecer instrumentos de ayuda que puedan atraer inversiones y mantener el coste bajo para los consumidores al mismo tiempo, dejando abierta la opción de negociar cuotas con otros paises. Cumplir todos los objetivos al mismo tiempo no es una tarea sencilla. Concurren muchos factores a la hora de apoyar las RES, que podrían necesitar de otros instrumentos políticos. Como primer requisito, se debería evaluar la coherencia del apoyo a las RES con los otros objetivos medioambientales y energéticos. Es evidente

que sólo cuando una política está correctamente concebida se pueden lograr todos los beneficios enumerados arriba. Como segundo paso, hay que tener en cuenta la compatibilidad con las políticas de competencia. Después de la creación de un mercado de energía único (y, dentro de él, un mercado de electricidad único y un mercado de gas único), es poco aceptable un sistema de estímulo que no esté basado en la competencia, incluso para un corto periodo de tiempo. En cualquier caso, es totalmente lógico adoptar instrumentos que se ajusten al principio más amplio de un mercado energético, aunque las tarifas de introducción hayan logrado los índices de penetración más elevados en Europa (EC, 2008b).

Los mecanismos como el aplicado en España, basado en primas, pueden ser una buena idea para mejorar la relación entre tarifas fijas y competitivas, y para combinar precios de mercado e ingresos elevados. La combinación de los diferentes mecanismos es un planteamiento interesante para equilibrar las ventajas y desventajas de mecanismos de precio fijo y competitivos.

Los mercados de certificados verdes han demostrado sus límites para favorecer nuevas inversiones por los altos riesgos percibidos por los inversores, que consideran que sus proyectos no están lo suficientemente seguros en el turbulento entorno del mercado. Las tecnologías RES son todavía demasiado jóvenes para operar en condiciones comerciales y requieren de contratos a largo plazo para convencer a los inversores de que depositen su dinero, ya que cualquier volatilidad de precio puede destruir el plan financiero de proyectos dominados por los costes de inversión.

Mucha gente reconoce que la introducción de un sistema armonizado podría crear mucha incertidumbre y perturbaciones en el mercado de las energías renovables, ya que acabaría con sistemas de estímulo nacionales bien asentados (Langniss *et al.*, 2009). Además, valorar toda la generación de RES de la UE al coste marginal podría dar cifras no fundamentadas, y podría ser difícil diferenciar costes, tecnologías y países.

Otro paso crítico tiene que ver con los diferentes objetivos de los programas de incentivos a escala nacional. Dados los beneficios medioambientales, la meta de algunos es proporcionar un suministro de energía diverso y seguro, otros pretenden estimular la innovación y las nuevas tecnologías, otros están destinados a apoyar la industria nacional de tecnologías y otros desean simplemente maximizar la producción de RES. Crear un terreno de juego común para todos estos planteamientos diferentes no es sencillo en términos políticos, ni tampoco a la luz del principio de subsidiariedad que subyace a las políticas europeas. Parece realmente difícil que haya inversiones en un país respaldadas por dinero de ciudadanos de otro país, faltando el vínculo con los valores locales de energía renovable.

Reducir el nivel de futuras disparidades comerciales podría ayudar a adecuar la generación de energías renovables al desarrollo del mercado interno. La negociación de cuotas dentro de acuerdos estatales para transferencias estadísticas como se indica en la próxima Directiva, es una buena solución intermedia entre el libre comercio de la energía renovable y los sistemas aislados de estímulo a las energías renovables, que puede mantener bajos los costes de monitorización y evitar el desarrollo de falsos proyectos viables bajo un sistema totalmente liberalizado. Este enfoque, basado en la transferencia estadística de cuotas, podría funcionar en términos económicos, pero necesita ser implementado con gran cuidado para no perder el consenso con las políticas RES. Si una medida cara no es comprendida plenamente, no puede ser aceptada, y para las RES podría significar no alcanzar el objetivo de 2020.

La conciliación de la seguridad de la inversión y la competencia parece indicar que las tarifas de introducción o los certificados verdes anuales podrían ser sustituidos por contratos bilaterales a largo plazo (15 años) entre un operador obligado (proveedores o productores de combustibles fósiles) y productores RES-E. En lugar de una obligación anual, como con los certificados verdes en los actuales sistemas de cuotas, se podría diseñar una trayectoria de cuotas a largo plazo que exija una cobertura con contratos bilaterales a largo plazo. Estos contratos podrían ser negociados libremente en el mercado, pero tendrían que ser anualmente amortizados para cumplir la obligación. Podrían aportar la estabilidad y la seguridad necesarias a largo plazo para financiar nuevos sistemas, pero dejarían que el mercado fijara la prima sobre la electricidad convencional.

Además, a la hora de diseñar las futuras políticas, hay que tener en cuenta que en la Unión Europea han surgido algunas de las tecnologías más innovadoras en el campo de la energía renovable, y que acoge a algunos de los mejores fabricantes del mundo. Una política renovable adecuada puede ser un acertado instrumento para estimular las industrias nacionales frente a la competencia internacional y fomentar la inno-

vación. El objetivo de 2020 está inspirando, en última instancia, una política industrial que cataliza muchos dividendos positivos en el ámbito social, medioambiental y competitivo.

VII. ENERGÍA TÉRMICA: ¿LA CENICIENTA O *DEUS EX MACHINA*?

La mayoría de las medidas políticas europeas apuntan hacia la electricidad renovable, ya que es fácil de controlar las inversiones, y el número de operadores sigue siendo manejable. Además, los costes de transacción pueden ser mantenidos a raya. Sin embargo, la energía térmica procedente de fuentes de energía renovable no ha encontrado el favor de los políticos por una serie de razones: la fragmentación de la acción en muchas pequeñas inversiones, los elevados costes de transacción, el riesgo de desplazar las inversiones en infraestructuras de distribución de gas, la interacción con reglamentos locales y la imposibilidad de establecer planteamientos comunes.

Sin embargo, su potencial para sustituir a los combustibles fósiles es bastante elevado en muchos países europeos. En Italia, 13 de 18 Mtoe de potencial de energía renovable incremental en 2005 – 2020 procede de la generación térmica a partir de biomasa, energía solar térmica y geotérmica. De manera que, para la mayoría de países europeos, la contribución de las energías renovables para cubrir la demanda de energía térmica puede ser decisiva para cumplir el objetivo de 2020. Hay que introducir nuevos instrumentos para forzar la participación de los hogares y del sector civil, y se debe crear una nueva cultura de consumo de energía final entre los consumidores europeos.

VIII. CONCLUSIONES

Europa está llamada a mejorar su intervención política a favor de la energía renovable para lograr el objetivo que se ha fijado para 2020. Este desafío puede desempeñar un papel clave en el apoyo a la industria de fabricación nacional, que actualmente se encuentra en apuros en los mercados internacionales.

La distribución no homogénea de recursos renovables requiere algún mecanismo flexible para ajustar la cuota de los diferentes estados miembros a la utilización de recursos de coste mínimo, y el texto de la Directiva que se ha debatido en abril de 2009, en el que se indica la posibilidad de que los estados intercambien cuotas de acuerdo con transferencias estadísticas, parece adecuado para crear oportunidades para las compañías europeas dentro y fuera del mercado de la Unión Europea.

Conviene tener en cuenta que a los estados miembros no les gusta la idea de pagar por beneficios que pueden ir a parar a otro estado miembro. Con las transferencias estadísticas que permite la nueva directiva, esta clase de acuerdo estará controlado y aportará ventajas a ambas partes: el país exportador ganará las inversiones, y el importador alcanzará el objetivo a menor coste. Es verdad que parte del dividendo múltiple de inversiones, en términos de desarrollo local, será desviado hacia el país que paga, pero esta pérdida podría ser compensada por la mejora de la eficiencia global.

El nivel de homogeneización de los instrumentos de estímulo, aunque sea deseable, no representa una prioridad en este momento. Es crucial establecer lo antes posible las penalizaciones para los estados que no alcancen el objetivo de 2020, para crear un coste de oportunidad a las inversiones y ayudar al compromiso político.

Debería quedar claro que los beneficios de esta política sólo serán apreciables a largo plazo, cuando se obtenga la estabilidad y seguridad del sistema y el desarrollo de nuevas tecnologías haya reducido los costes. Es una trayectoria a largo plazo que parece ser viable cuando consideramos que en los últimos cinco años muchos objetivos relativos a las RES han sido modificados hacia arriba. Es claramente una señal de que la tecnología está respondiendo mejor de lo esperado al crecimiento de los volúmenes de inversión. Y lo que está claro es que el proceso todavía no ha terminado en muchos campos.

En cualquier caso, se necesita un diseño de mercado flexible para adaptar el nivel de intervención al índice de inversiones. En este sentido, la implementación de la nueva directiva sobre energía renovable exige que se establezcan procedimientos de monitorización adecuados para crear responsabilidades. Otras medidas adicionales también desempeñan papeles importantes en el éxito de la futura política, como la introducción de incentivos adecuados para que los operadores del sistema de transmisión y distribuidores integren las RES y se hagan cargo de la renovación de la red y los costes de extensión de la misma. El compromiso del 20 por 100 de RES no puede ser creíble sin las inversiones adecuadas en la red de electricidad. El objetivo es alcanzable, pero el sistema en su totalidad debe ser rediseñado. Y si esto se considera sólo como un coste, significa que no se aprecian las consecuencias en términos de innovación, liderazgo tecnológico, seguridad de suministro y

competitividad del sector energético de la Unión Europea.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA EUROPEA DE MEDIO AMBIENTE: www.eea.org.

BANO L., y LORENZONI A., (2008), «Il costo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili in Italia: una stima dei costi delle «inefficienze» del sistema», *Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente*, FrancoAngeli, n.º 1.

BUTLER, L., y NEUHOFF, K. (2004, updated 2006), «Comparison of feed in tariff, Quota and auction mechanisms to support wind power development». *Cambridge Working Papers in Economics CWPE 503*.

EC (2008a), *Commission Staff Working Document,* «Impact assessment document accompanying the package of implementation measures for the EU's objectives on climate change and and renewable energy for 2020» (SEC(2008)85/3).

— (2008b), *Commission Staff Working Document*, «The support of electricity from renewable energy sources. Accompanying document to the proposal for a Directiv of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources» {COM(2008) 19}, Brussels, SEC (2008), 57.

— (2008c), *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources*, version P6_TA-PROV(2008)12-17.

CEER (2008) «Status Review of *renewable* and Energy Efficiency Support Schemes in EU». Ref: C08-SDE-05-03; 10 de diciembre.

CHEN C.; WISER R., y BOLINGER M. (2007), *Weighing the Costs and Benefits of State renewables Portfolio Standards: A Comparative Analysis of State- Level Policy Impact Projections*, LBNL-61580, marzo.

COENRAADS R. *et al*. (2008), PROGRESS, *Promotion and Growth of Renewable Energy Sources and Systems*, contrato n.º: TREN/D1/42-2005/S07.56988, informe final, marzo.

HAAS R. *et al*. (2004a), *Green-X Final Report*, contrato EC n.º: ENG2-CT-2002-00607.

HAAS R.; W. EICHHAMMER; C. HUBER; O. LANGNISS; A. LORENZONI; R. MADLENER; P. MENANTEAU; P. -E. MORTHORST; A. MARTINS; A. ONISZK; J. SCHLEICH; A. SMITH; Z. VASS, y A. VERBRUGGEN, (2004b), «How to promote renewable energy systems successfully and effectively», *Energy Policy*, vol. 32, número 6: 833-839, abril.

HOLT, E., y WISER R. (2007), *The Treatment of Renewable Energy Certificates, Emissions Allowances, and Green Power Programs in State renewables Portfolio Standards*, LBNL-62574 report, abril.

IEA (2008), *Deploying Renewables. Principles for Effective Policies*.

JOHNSTON A.; KAVALI A., y NEUHOFF K. (2008), *Take-or-Pay Contracts for Renewables Deployment*, CWPE 0723 & EPRG 0707.

LANGNISS O.; DIEKMANN J., y LEHR U. (2009), «Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy - models for the future evolution of the German renewable energy Act», *Energy Policy,* 37: 1289-1297.

MENANTEAU, P. ; FINON, D., y LAMY, M.-L. (2003), «Prices versus quantities: Choosing policies for promoting the development of renewable energy», *Energy Policy*, 31(8): 799-812.

MITCHELL, C.; BAUKNECHT, D., y CONNOR, P.M., (2006), «Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Alemania», en *Energy Policy*, 34: 297-305.

RAGWITZ M. *et al*. (2005), *Analysis of the EU Renewable Energy Sources' evolution up to 2020 (FORRES 2020)*, contrato financiado por European Commission, Energy and Transport DG, de acuerdo con la oferta número TREN/D2/10-2002.

RICKERSON W., y GRACE R. (2007), «The debate over fixed price incentives for renewable electricity in Europe and the United States: Fallout and future directions», *The Heinrich Böll Foundation Report*, febrero.

VERBRUGGEN A. (2009), «Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system», *Energy Policy*, 37: 1385-1394.

CONCIENCIACIÓN PÚBLICA Y ACEPTABILIDAD DE MEDIDAS PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO: EL CASO DEL PAÍS VASCO

David HOYOS

Universidad del País Vasco

Alberto LONGO

Queen's University Belfast

Anil MARKANDYA

BC3 - Basque Centre for Climate Change

Resumen

Este artículo presenta los resultados de un ejercicio de evaluación contingente realizado en el País Vasco para medir la concienciación pública y aceptabilidad del Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático (PVLCC). Los resultados obtenidos muestran que, en la hipótesis más conservadora, las familias vascas están dispuestas a pagar anualmente y durante cuatro años 132,62 euros para reducir los niveles actuales de emisiones de GEI en un 16 por 100. Los beneficios económicos que la población vasca adscribe al cumplimiento del PVLCC se estiman en 400,61 millones de euros, muy por encima de su coste, estimado en 79,50 millones.

Palabras clave: disposición a pagar, valoración contingente, cambio climático.

Abstract

This paper presents the results of a contingent evaluation exercise conducted in the Basque Country for evaluating public awareness and acceptance of the Basque Country Plan for fighting against climate change or Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático (PVLCC). The results show that, according to the most conservative estimates, Basque households would be willing to pay annually, and for four years, 132.62 euros to reduce by 16% current levels of GEE emissions. Financial gains for the Basque population derived from PVLCC implementation are estimated to be € 400.61 millions, well above the estimated cost of € 79.50 millions.

Key words: willingness to pay, contingent evaluation, climate change.

JEL classification: Q51, Q54.

I. INTRODUCCIÓN (*)

La mitigación de los efectos del cambio climático constituye, sin duda, uno de los mayores retos que habrán de afrontar sociedades y economías en las próximas décadas. El último informe del grupo intergubernamental de expertos sobre cambio climático (IPCC, 2007) es claro al afirmar que las sociedades no deberían retrasar las acciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) con el fin de evitar las consecuencias catastróficas del cambio climático. El problema es más urgente si cabe debido, por un lado, al continuo aumento del consumo de bienes y servicios que dependen de tecnologías intensivas en carbono, y por otro, a la estrecha relación existente entre crecimiento económico, consumo de energía y emisión de GEI de origen antropogénico. La creciente concienciación global en torno a la magnitud de este problema ha empujado a instituciones públicas de todo el mundo a diseñar e implementar planes para adaptarse al cambio climático a la vez que se mitigan sus causas mediante la reducción de las emisiones de GEI. Sin embargo, dado que el cumplimiento de estos planes tiene un coste para la sociedad, la aceptabilidad de las medidas contra el cambio climático se ha convertido en un tema prioritario para la toma de decisiones.

La literatura económica en materia de evaluación de políticas para la mitigación del cambio climático incluye dos enfoques: el enfoque de modelos de evaluación integrada y el enfoque de valoración contingente. En el primer caso, la estimación de los beneficios y costes para la sociedad de implementar medidas contra el cambio climático se basa en la combinación de modelos económicos y modelos de cambio climático (IPCC, 2001; Maddison, 1995; Nordhaus, 1994). Este enfoque, si bien permite incluir bienes con mercado y algunos bienes sin mercado, no es capaz de considerar en su análisis todos los beneficios que experimentan los individuos. En los estudios basados en el método de valoración contingente (MVC), por el contrario, se estima la disposición a pagar (DAP) por la implementación de medidas para la mitigación del cambio climático, lo cual permite obtener, además de los valores de uso, los valores de no-uso o de uso pasivo de los individuos.

Algunos estudios recientes en este campo incluyen Berk y Fovell (1999), Roe *et al.* (2001), Berrens *et al.* (2004), Li *et al.* (2004 y 2005), Nomura y Akai (2004) e Hidano y Kato (2007).

Este artículo presenta los resultados de un reciente estudio de valoración contingente diseñado con el objetivo de analizar la aceptabilidad y DAP de las personas por la reducción de los niveles actuales de emisiones GEI en la CAPV. Más concretamente, se pretende analizar la DAP por implementar el Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático (PVLCC); un plan (GV, 2008) cuyo objetivo principal es reducir para 2012 el nivel actual de emisiones GEI en un 16 por 100. De esta forma, los beneficios sociales derivados de la implementación del PVLCC pueden ser comparados con sus costes con el fin de evaluar su utilidad social. Asimismo, el cuestionario de evaluación permite obtener información valiosa para los responsables políticos sobre la sensibilidad social respecto al cambio climático y el modelo energético actual. Finalmente, el tratamiento econométrico de los resultados permite analizar los factores que explican la DAP de los individuos.

El artículo se estructura en seis apartados. Tras esta breve introducción, el siguiente apartado repasa la evolución histórica del MVC y analiza sus características más importantes; el apartado III describe el cuestionario de valoración empleado y su logística; el IV presenta los modelos económico y econométrico empleados para responder a nuestra pregunta de investigación; el V recoge y discute los principales resultados alcanzados, y finalmente, el apartado VI proporciona algunas conclusiones finales y futuras líneas de investigación.

II. EL MÉTODO DE VALORACIÓN CONTINGENTE

Los bienes y servicios ambientales que prestan los ecosistemas contribuyen de manera decisiva al mantenimiento del bienestar de las personas. Pese a que estos bienes son demandados directa o indirectamente por los individuos, la ausencia de un valor monetario hace que en multitud de ocasiones implícitamente se asuma que su valor es cero. Esto ha supuesto, en la práctica, diversos procesos de destrucción del capital natural y los servicios ecológicos. Así, la estimación de un valor económico para los bienes y servicios que prestan los ecosistemas naturales cobra vital importancia porque permite que sean tenidos en cuenta en los procesos de toma de decisiones. La valoración económica de los bienes y servicios ambientales pretende, en definitiva, estimar el coste de oportunidad que tiene para la sociedad su preservación o deterioro.

La estimación del valor que los individuos atribuyen a los bienes y servicios ambientales puede obtenerse bien a través de las preferencias que revelan en su comportamiento relacionado con estos bienes, a través de métodos de preferencias reveladas o métodos indirectos, o bien mediante información declarada sobre sus preferencias sobre estos bienes, a través de métodos de preferencias declaradas o métodos directos. En la literatura de la economía ambiental, la valoración mediante preferencias declaradas se conoce también como valoración contingente, dado que la estimación del valor que las personas atribuyen a estos bienes es contingente a los detalles sobre el mercado hipotético que se construye a través de una encuesta o cuestionario. El objetivo último del método de valoración contingente (MVC) no es otro que obtener una medida monetaria (hicksiana) del bienestar asociado a un cambio discreto en la provisión de un bien ambiental.

Históricamente, podemos establecer tres periodos en el desarrollo del MVC. En el primero (1943-1989), que abarca desde los orígenes del método a mediados del siglo pasado hasta el accidente del Exxon Valdez en Alaska en 1989, el MVC se conforma como una alternativa al método del coste de viaje en el campo de la demanda recreativa, con la ventaja de ser capaz de obtener no sólo valores de uso, sino de no-uso, o uso pasivo. La metodología se refina en la década de los ochenta, a la vez que goza de aceptación política por parte de las agencias federales norteamericanas. Este periodo culmina con la publicación del libro de Mitchell y Carson (1989) *Using Public Surveys to Value Public Goods: The Contingent Valuation Method*, que aporta un marco teórico coherente a la vez que recopila el estado del arte del MVC. En la segunda etapa (1989-1992), el accidente del petrolero Exxon Valdez en las costas de Alaska da origen a un encendido debate sobre la validez del método. La reclamación por parte del Estado de Alaska a la compañía petrolera Exxon de los daños por pérdidas de uso pasivo divide a los economistas entre aquellos que cuestionan la validez del método y aquellos que defienden su uso. Las posturas críticas son recogidas en una conferencia auspiciada por Exxon celebrada en Washington a principios de 1992 (Hausman, 1993). Por su parte, la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional norteamericana (NOAA) crea un comité de expertos liderado por dos premios Nobel, Arrow y Solow, conocido como *Blue Ribbon Panel*, encargado de re-

visar el cuerpo teórico y práctico de la metodología. A finales de 1992, el grupo de expertos concluye que el MVC puede servir de punto de partida en procesos judiciales para la reclamación de daños a recursos naturales incluyendo los valores de uso pasivo, siempre que se cumplan ciertas buenas prácticas. La tercera etapa, que va desde el año 1992 hasta la actualidad, supone la consolidación del MVC, que es generalmente aceptado tanto a nivel político como académico. En sus cincuenta años de historia, se han contabilizado más de seis mil aplicaciones del MVC en más de cien países (Carson, 2007). En esta época, el MVC ha pasado de ocupar un lugar modesto en la economía del bienestar aplicada a convertirse en uno de los métodos más habituales en la medición del bienestar en presencia de bienes sin mercado.

Esto no significa que el MVC esté ausente de debates. Algunas anomalías que tienen su origen en las críticas de Hausman (1993) aún están en discusión, como son la divergencia entre las medidas de disposición a pagar (DAP) y disposición a ser compensado (DAC) o las diferencias en las medidas de DAP debidas al formato de pregunta, el vehículo de pago, la insensibilidad o la secuencia. No obstante, la dificultad que entraña en la práctica discriminar cualitativamente los estudios de valoración contingente hace imposible realizar afirmaciones generales sobre las propiedades del método, por lo que es posible que muchas de las cuestiones actualmente en discusión, lo sigan estando en el futuro. Los lectores interesados en el estado del arte del MVC pueden consultar los trabajos de Carson (2007), Alberini y Kahn (2006) o Carson y Hanemann (2005). Una visión general del método en español puede asimismo encontrarse en Riera (1994) y Vasquez *et al*. (2007).

El mayor reto para los economistas que ha supuesto trabajar con esta metodología ha sido el diseño de los cuestionarios, puesto que en multitud de casos se carece de la necesaria formación en técnicas de diseño de encuestas. En efecto, imitando lo más fielmente posible el funcionamiento de los mercados ordinarios, el analista determina a través de un cuestionario la curva de demanda de bienes sin mercado, como son los bienes y servicios ambientales. Pese a que el proceso es intuitivamente sencillo, diseñar un buen experimento de valoración contingente es complicado. Es más, un buen cuestionario requiere que gran parte del estudio de valoración contingente se dedique precisamente a elaborar éste. La información facilitada en él debe, por un lado, ser consistente con el conocimiento científico y los expertos en la materia y, por otro, resultar comprensible para un ciudadano medio que probablemente sepa poco o nada sobre la materia de análisis. El trabajo previo con científicos y expertos, el uso de grupos de discusión y entrevistas en profundidad con encuestados potenciales son esenciales para elaborar un cuestionario creíble y comprensible del bien a valorar y el contexto en el que se plantea la valoración. Es más, la elaboración del cuestionario se plantea como un proceso iterativo en el que las respuestas de estos agentes retroalimentan el proceso. En definitiva, la información facilitada en el cuestionario debe ser clara, precisa y suficiente para que las personas encuestadas puedan tomar una decisión, y el cambio a valorar debe resultar creíble. El cuestionario acostumbra a estructurarse en seis apartados: 1) introducción al propósito del estudio, el contexto para la toma de decisiones; 2) dotación de información clara y detallada sobre el bien a valorar; 3) presentación del escenario de valoración incluyendo la situación inicial, o statu quo, y el estado futuro posible del bien a valorar en caso de que no se implemente la medida propuesta; 4) preguntas sobre la máxima DAP o mínima DAC por aumentar o reducir la calidad o cantidad del bien ambiental; 5) investigación sobre el nivel de comprensión y certeza en las respuestas de las personas encuestadas, y 6) recogida de información socio-demográfica de las personas encuestadas.

Así, en primer lugar, el analista debe evaluar la cantidad de información necesaria para construir un cuestionario suficientemente informativo a la vez que creíble. En segundo lugar, el escenario de valoración debe proveer información clara del cambio a valorar (estado inicial y final), cómo se produciría este cambio, así como quién y cómo debería pagar para que el cambio se produzca. En este sentido, es importante tanto la elección del método de licitación (principalmente en formato abierto o cerrado) como el vehículo de pago, que ha de ser creíble a la vez que coercitivo para minimizar las respuestas de protesta y evitar incentivos para no revelar el valor verdadero. En tercer lugar, el analista debe diseñar el vector de precios que se va a emplear en los casos donde la pregunta de valoración tiene formato cerrado o dicotómico. Para ello, los pre-testeos y la realización de encuestas piloto con preguntas de valoración abiertas suelen proveer de información suficiente sobre el intervalo de DAP de los individuos. Finalmente, el analista debe tener en cuenta la fiabilidad de las respuestas e intentar minimizar la divergencia entre el escenario propuesto y la visión de la persona encuestada de este escenario. En este sentido, es conveniente recoger información sobre los motivos de las respuestas y el nivel de certeza.

Aunque actualmente no todas las recomendaciones del NOAA *Blue Ribbon Panel* se consideran fundamentales, se puede afirmar que fueron decisivas a la hora de dotar al MVC de un marco común para el diseño de experimentos de valoración contingente. Estas recomendaciones incluyen (Haab y McConnell, 2002): 1) el uso de diseños conservadores, orientados a estimar la máxima DAP; 2) obtener medidas de DAP y no de DAC; 3) utilizar el formato de referéndum (formato dicotómico en el que se pregunta sobre si se apoyaría o no una determinada medida en un referéndum hipotético); 4) descripción precisa del bien o medida a valorar; 5) pre-testeo de los efectos en los individuos de las imágenes que van a ser utilizadas en el cuestionario; 6) antes de la pregunta principal de valoración, es conveniente incluir un recordatorio sobre la existencia de bienes sustitutos con el fin de asegurarse que la persona encuestada maneja otras alternativas; 7) debe incluirse una opción de «no respuesta» y analizar las razones para elegir tanto esta opción como los votos favorables o desfavorables; 8) con el fin de entender mejor los motivos de las elecciones, el cuestionario debe recoger información sobre el nivel de ingresos de los individuos, conocimiento previo e intereses en torno al bien a valorar, preguntas actitudinales, habilidad para realizar la tarea y credibilidad de los escenarios; 9) finalmente, el nivel de comprensión y aceptación de la encuesta debería ser revisado de manera que no resulte excesivamente complicado para las personas encuestadas.

III. DISEÑO DEL CASO DE ESTUDIO

El experimento de valoración contingente fue diseñado con el objeto de valorar la máxima DAP de la ciudadanía vasca por la reducción en 2012 de las emisiones GEI de la CAPV un 16 por 100 respecto al nivel de 2006, a través de la puesta en marcha del PVLCC. El PVLCC define los objetivos y sendas para la reducción de emisiones GEI entre los sectores y actividades de la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV). Entre las medidas planteadas destacan: aumentar la producción de energía eléctrica de fuentes renovables y reducir el uso de combustibles fósiles para la producción eléctrica; aumentar la eficiencia energética, mejorar el transporte público; mejorar la gestión de residuos a través del reciclado, y gestionar las áreas agrícolas y forestales de manera que contribuyan a absorber mayores cantidades de GEI (GV, 2008). De acuerdo con el modelo de proyecciones elaborado por el IPCC (IPCC, 2001 y 2007), el PVLCC señala que la inacción en materia de lucha contra el cambio climático tendría, entre otros, los siguientes efectos en la CAPV: una reducción de las precipitaciones anuales entre un 15-20 por 100, temperaturas máximas entre 1,5 y 3,5 °C superiores y mínimas entre 1 y 3 °C superiores, una mayor evapotranspiración y riesgo de incendios forestales, el aumento del nivel del mar y la fuerza del oleaje podría hacer retroceder la línea de costa en zonas de playa entre 11 y 13 metros, y provocar un mayor riesgo de inundaciones.

Los datos fueron reunidos mediante una encuesta a una muestra representativa de la población de la CAPV. El cuestionario fue elaborado partiendo de los informes científicos y la opinión de expertos y testado mediante dos grupos objetivo *(focus groups)*, entrevistas en profundidad y una muestra piloto de 100 individuos en mayo de 2008. En junio de 2008 hubo de realizarse una segunda encuesta piloto en la que se confirmó la idoneidad de los cambios propuestos en la primera, así como la no necesidad de incluir nuevas modificaciones. La encuesta final tuvo lugar entre junio y julio de 2008 a una muestra de 1.000 individuos residentes en la CAPV, representativa en términos de edad, género y lugar de residencia. Tanto las encuestas piloto como la encuesta final utilizaron entrevistas domiciliarias en persona por parte de entrevistadores profesionales.

En el cuestionario, el individuo se enfrentaba a una pregunta de valoración en formato de referéndum sobre la idoneidad de la implementación del PVLCC. Las personas encuestadas debían responder si apoyarían o no este plan si tuviesen que pagar durante los cuatro años de vigencia del mismo una cantidad de dinero a través de un impuesto específico. Con el fin de obtener estimaciones fiables y de utilidad en los procesos de toma de decisiones públicas, la encuesta fue diseñada siguiendo la estructura estándar de los estudios de valoración contingente (Mitchell y Carson, 1989). La encuesta empezaba con unas preguntas *de calentamiento* dirigidas a que la persona encuestada se sintiera cómoda respondiendo a preguntas sencillas de carácter general. En la segunda parte del cuestionario, las personas encuestadas eran preguntadas sobre su conocimiento del problema del calentamiento global y eran informadas de las causas y posibles amenazas del cambio climático con el objeto de evaluar su actitud hacia este problema. En la tercera parte, se presentaba la pregunta de valoración en formato de referéndum, incluyendo los recordatorios habituales (restricción presupuestaria y existencia de bienes sustitutivos). Además, se recogía información sobre los motivos de las respuestas facilitadas y se identificaban las respuestas de protesta. Éstas estaban for-

madas por aquellos individuos que no estaban dispuestos a pagar por los siguientes motivos: *a)* porque las empresas eran las responsables de este problema y debían de ser ellas las que pagaran; *b)* porque el Gobierno Vasco debía pagar, no los ciudadanos; *c)* porque las medidas no eran realistas, y *d)* porque no sólo los vascos deberían pagar por ello. En la cuarta parte, el cuestionario indagaba el conocimiento y las actitudes de los ciudadanos sobre las fuentes energéticas empleadas en la CAPV. Finalmente, la última sección se encargaba de recoger algunas características socioeconómicas de la persona encuestada, incluyendo edad, género, estado civil, nivel de educación, ingresos, etcétera.

Siguiendo la práctica habitual del MVC, el vehículo de pago propuesto fue un impuesto adicional recaudado por el Gobierno Vasco (Bateman *et al.*, 2002). El programa de mitigación del cambio climático y el vehículo de pago resultaron creíbles y entendibles por los participantes en los grupos objetivo. El vector de precios (coste del programa) empleado en este estudio estaba formado por seis niveles: 20, 40, 80, 150, 250 y 350 euros, de manera que los cuestionarios incluían estos valores de forma aleatoria. La idoneidad de los niveles seleccionados fue satisfactoriamente testada en los grupos objetivo. Las personas encuestadas tuvieron, asimismo, la posibilidad de responder al cuestionario en euskera o en castellano. Concretamente, el escenario propuesto señalaba (se ha tomado como ejemplo uno de los niveles de precios):

> *Un reciente estudio de la Universidad del País Vasco ha estimado que el coste total de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la Comunidad Autónoma del País Vasco en 2012 un 16* por 100 *respecto de los niveles actuales y cumplir con el Protocolo de Kyoto equivaldría a 24 millones de euros, o 20 euros por familia. Las autoridades están considerando imponer una nueva tasa sobre el cambio climático de 20 euros por familia, que todas las familias residentes en la Comunidad Autónoma del País Vasco deberían pagar durante los próximos cuatro años, entre 2009 y 2012. Esta tasa reduciría las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 2012 un 16* por 100 *respecto a los niveles actuales.*
>
> *Si se realizara hoy una consulta popular, ¿votaría usted a favor o en contra de esta medida que mediante una tasa sobre el cambio climático reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero en 2012 un 16* por 100 *respecto a los niveles actuales pero que tendría un coste de 20 euros anuales para todas las familias residentes en la Comunidad Autónoma del País Vasco durante los próximos cuatro años, entre 2009 y 2012? Antes de responder, recuerde que el dinero que destine a este programa no podría utilizarlo para otros gastos.*

IV. MODELO ECONÓMICO Y ECONOMÉTRICO

El análisis estadístico de las respuestas a las preguntas de valoración está basado en el modelo de utilidad aleatoria (Hanemann, 1984), donde la utilidad indirecta del individuo *j* viene determinada por su nivel de ingresos, *y*, un vector de características del individuo incluyendo las variaciones del cuestionario, *z*, y un componente de error, ε, conocido por el individuo, pero no observado por el analista:

$$u_{ij} = u_i\,(y_j, z_j, \varepsilon_{ij}),$$

donde $i=1$ corresponde al estado final una vez implementado el programa propuesto en el cuestionario e $i=0$ corresponde al estado inicial o statu quo. El individuo responderá afirmativamente en caso de que su nivel de utilidad en el estado final (incluyendo el pago) sea superior a su nivel de utilidad en el estado inicial, esto es:

$$u_1 = (y_j - t_j, z_j, \varepsilon_{1j}) > u_0\,(y_j, z_j, \varepsilon_{0j})$$

Sin embargo, dado que existe un componente aleatorio en la función de utilidad, es necesario reformular la expresión anterior en términos de probabilidad:

$$\Pr(aceptar_j) = \Pr(u_1(y_j - t_j, z_j, \varepsilon_{1j}) > u_0\,(y_j, z_j, \varepsilon_{0j}))$$

Esta expresión es el punto de partida para analizar las respuestas al cuestionario, si bien la estimación de los parámetros requiere dos decisiones adicionales necesarias para poder definir el modelo: la forma funcional de la parte determinística de la función de utilidad y la distribución del componente de error. La función de utilidad acostumbra a definirse lineal y aditivamente separable en unas preferencias determinísticas y unas preferencias estocásticas:

$$u_{ij} = u_i\,(y_j, z_j, e_{ij}) = v_i\,(y_j, z_j) + \varepsilon_{ij}$$

De forma que la probabilidad de aceptar el pago propuesto se puede reescribir como:

$$\Pr(aceptar_j) = \Pr(v_1(y_j - t_j, z_j) + \varepsilon_{1j} > \\ > v_0\,(y_j, z_j) + \varepsilon_{0j})$$

La segunda decisión se refiere a la distribución del componente aleatorio, que se asume que sigue una distribución normal. Las preguntas dicotómicas

requieren un análisis econométrico particular, basado en la hipótesis de que si un individuo declara estar a favor de pagar una determinada cantidad de dinero, su DAP debe ser mayor que el pago propuesto. Por el contrario, si el individuo rechaza el pago propuesto, su DAP debe ser inferior a esta cantidad. En ambos casos, la DAP no es observada. Si denotamos por DAP_j^* la disposición a pagar no observada, que asumimos que sigue una distribución que depende de un vector de parámetros θ, $F(\theta)$, la probabilidad de obtener una respuesta afirmativa o negativa se puede escribir como:

$$\Pr(aceptar_j) = \Pr(DAP_j^* > t_j) = 1 - F(t_j;\ \theta)$$

$$\Pr(rechazar_j) = \Pr(DAP_j^* \leq t_j) = F(t_j;\ \theta)$$

Este modelo es conocido como modelo *probit*, cuya estimación se realiza normalmente mediante máxima verosimilitud. La heterogeneidad de los individuos es fácilmente incorporable en el modelo *probit* a través de la inclusión de características socioeconómicas o actitudinales de los mismos.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Antes de analizar en detalle las preferencias individuales en torno a las medidas de mitigación del cambio climático y el modelo energético, el cuadro n.º 1 presenta algunos estadísticos descriptivos de la muestra.

La edad media (40,15) y distinción por género (46 por 100 hombres y 54 por 100 mujeres) de las personas encuestadas coinciden con los valores medios de estas variables para la población de la CAPV. Otras variables explicativas incluidas en el modelo *probit* incluyen el coste del programa (COSTE); si el individuo pertenece a una organización medioambiental (ONG); si su nivel de ingresos es elevado (INGRESO), y si se considera políticamente de izquierdas (IZQUIERDA). A excepción de la variable COSTE, el resto de variables son variables ficticias, tomando el valor 1 en caso afirmativo y 0 en caso contrario.

1. Actitudes y preferencias en materia de cambio climático y energía

Además de estimar medidas monetarias, el estudio de valoración pretendía dotar a las instituciones públicas de información actitudinal respecto al problema del cambio climático y al modelo energético. En términos generales, una mayoría de la ciudadanía vasca cree que el cambio climático existe (93 por 100) y está dispuesta a cambiar sus hábitos para que sean menos dañinos con el medio ambiente (53 por 100). Los resultados muestran que, en general, la ciudadanía está al corriente de la existencia de un cambio climático inducido por la actividad humana y de los efectos del cambio climático tanto a escala global como local y sobre las generaciones futuras. Estos resultados coinciden con los obtenidos por estudios realizados para conocer la actitud respecto al cambio climático en España (Fundación BBVA, 2008) y Estados Unidos (Bannon *et al*., 2007).

Un 91 por 100 de las personas encuestadas considera que las consecuencias del aumento global de temperaturas afectarán también a la CAPV. El gráfico 1 muestra cómo la ciudadanía está en general preocupada por los efectos del cambio climático tanto en su entorno familiar como en la CAPV, el mundo y las generaciones futuras. El nivel mayor de preocupación se registra respecto del planeta que heredarán nuestros descendientes.

Con el objetivo de ahondar en la capacidad de reacción de la ciudadanía respecto a los cambios que habrán de producirse en el futuro, el gráfico 2 muestra cómo, en general, existe una voluntad de revertir el problema del cambio climático: un 59 por 100 está en desacuerdo o totalmente en desa-

CUADRO N.º 1

ESTADÍSTICOS DESCRIPTIVOS

	Media	*Desviación estándar*	*Mínimo*	*Máximo*	*Casos*
EDAD	40,15	16,10	18	100	1.000
GÉNERO	0,46	0,49	0	1	1.000
COSTE	149,57	118,88	20	350	1.000
ONG	0,04	0,18	0	1	1.000
INGRESO	0,33	0,47	0	1	1.000
IZQUIERDA	0,31	0,46	0	1	1.000

GRÁFICO 1
¿CÓMO DE SERIOS CONSIDERA UD. LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO PARA…?

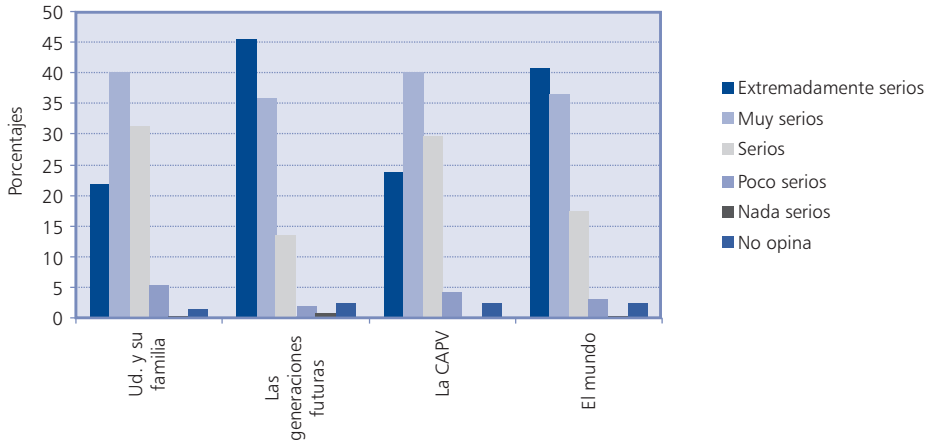
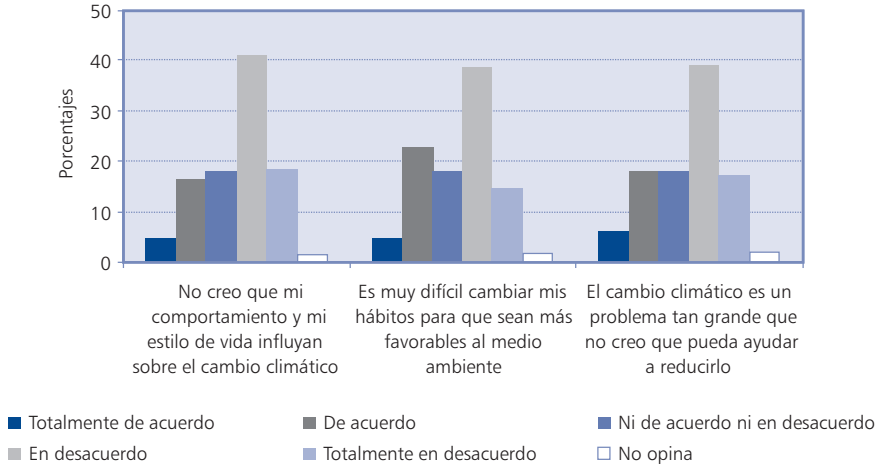


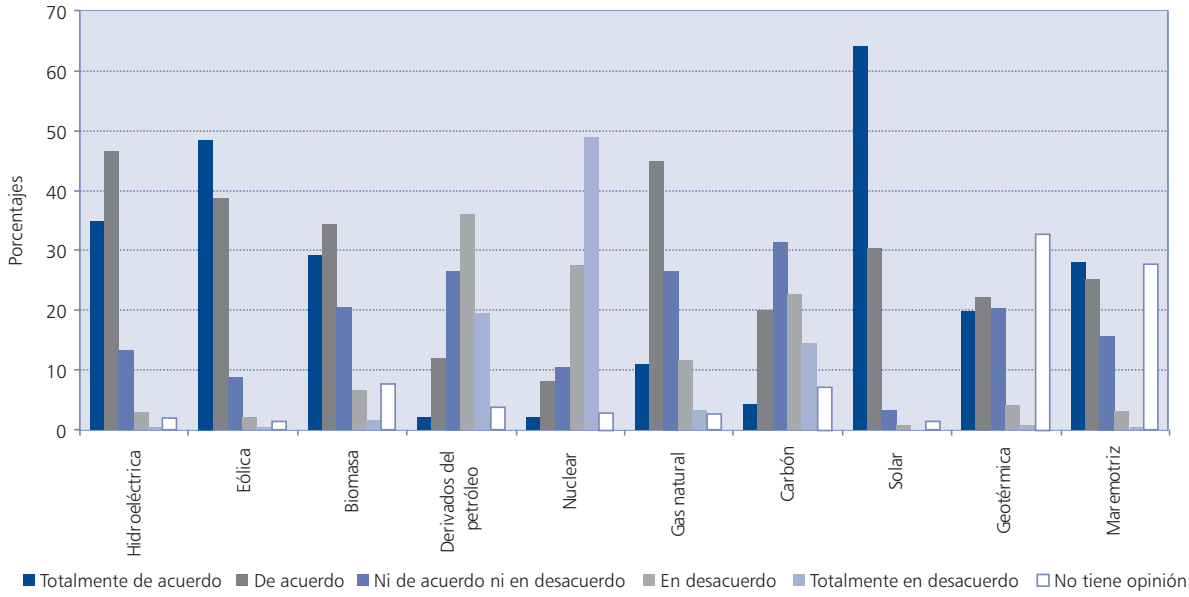
GRÁFICO 2
¿ESTÁ UD. DE ACUERDO CON LAS SIGUIENTES AFIRMACIONES?



cuerdo con la afirmación de que su comportamiento no tiene influencia en el clima; un 53 por 100 se muestra en desacuerdo o completamente en desacuerdo con la afirmación de que es muy difícil cambiar sus hábitos para que sean más favorables al medio ambiente, y un 56 por 100 se muestra en desacuerdo o totalmente en desacuerdo con la idea de que puede hacer poco para reducir el calentamiento global.

Finalmente, el gráfico 3 recoge el grado de aceptación que tienen entre las personas encuestadas distintos tipos de fuentes energéticas. En general, las personas encuestadas se muestran muy favorables al uso de fuentes energéticas renovables: solar (94 por 100), eólica (87 por 100), hidráulica (82 por 100) y biomasa (64 por 100), y favorables al uso de energía a partir de gas natural (56 por 100). Por otro lado, la ciudadanía vasca se opone al uso de ener-

GRÁFICO 3
GRADO DE CONFORMIDAD CON DISTINTAS FUENTES ENERGÉTICAS



gías a partir de derivados del petróleo (56 por 100) y a la energía nuclear (76 por 100). Los individuos se muestran indecisos en lo referente a la aceptabilidad de la energía geotérmica y maremotriz.

2. Disposición a pagar

El cuadro n.º 2 recoge los resultados de las respuestas a la pregunta de valoración, y muestra cómo el porcentaje de personas a favor de la medida desciende a medida que aumenta su coste.

Un análisis más pormenorizado de este cuadro, permite desglosar estos resultados para comprobar si varían de manera sistemática entre provincias y ciudades. El cuadro n.º 3 indica que el número total de respuestas favorables a la implementación del programa de mitigación del cambio climático es mayor entre las personas que viven en las capitales de provincia o poblaciones pequeñas (de menos de 10.000 habitantes). Comparando las provincias, la probabilidad de aceptar el pago es mayor en Guipuzkoa y menor en Álava.

CUADRO N.º 2

RESPUESTAS A LA PREGUNTA DE VALORACIÓN

Coste (euros)	*N*	*Porcentaje favorables*
20	165	62,42
40	166	56,63
80	166	54,22
150	165	53,94
250	167	32,75
350	171	31,74

CUADRO N.º 3

RESPUESTAS A LA PREGUNTA DE VALORACIÓN

	Álava	*Bizkaia*	*Gipuzkoa*	*Capital*	*> 10.000 habitantes*	*< 10.000 habitantes*
Tamaño de la muestra.....	145	529	326	302	431	167
Porcentaje favorables	33,70	46,31	58,59	55,30	41,76	56,29

Como se ha mencionado en el apartado anterior, las respuestas a las preguntas de valoración han sido analizadas según un modelo binario *probit* por el método de máxima verosimilitud utilizando el *software* LIMDEP (Greene, 2007). Puesto que el estudio pretende dotar a los responsables políticos de estimaciones conservadoras de la DAP, se optó por recodificar las respuestas protesta y las respuestas «no sé» como respuestas negativas.

El cuadro n.º 4 recoge los resultados de dos modelos: un modelo simple (modelo 1) que explica las respuestas al experimento mediante una constante y el pago propuesto, y un modelo más completo (modelo 2) que introduce heterogeneidad en los individuos mediante diversas variables.

El modelo 1 confirma los resultados preliminares del cuadro n.º 2, es decir, que la utilidad disminuye a medida que aumenta el coste del programa. El signo negativo de la variable COSTE valida la construcción del cuestionario, puesto que es coherente con las predicciones de la teoría económica: la probabilidad de aceptar el pago debe ser monotónicamente decreciente respecto al pago propuesto. Los coeficientes estimados de la constante y el coste son significativos al 1 por 100.

El modelo 2 introduce heterogeneidad en el modelo 1 mediante la inclusión de algunas variables socioeconómicas de los individuos. Es importante tener en cuenta que el ajuste del modelo (el *p-value* del test de razón de verosimilitud es 0,001) es significativamente mayor que en el primer caso, lo que subraya la importancia de incorporar características individuales para explicar la DAP de las personas. El coeficiente significativo y positivo de las variables ONG, INGRESO e IZQUIERDA evidencia que los miembros de organizaciones ambientales, las personas con mayor nivel de ingresos y las personas que se declaran políticamente de izquierdas tienen una mayor probabilidad de responder positivamente a la pregunta de valoración. Estos resultados son coherentes con lo que predice la teoría económica, dado que, por un lado, la probabilidad de aceptar el pago propuesto decrece a medida que éste aumenta y, por otro, la probabilidad de aceptar el pago es mayor cuanto mayor es el nivel de renta de la persona entrevistada. Los resultados muestran, asimismo, que las personas pertenecientes a organizaciones medioambientales y las que se declaran políticamente de izquierdas tienen una probabilidad mayor de aceptar el pago propuesto. En concordancia con estos resultados, Longo *et al.* (2008) encuentran que la pertenencia a organizaciones ambientales afecta positivamente a la DAP por la producción de energía a partir de fuentes renovables, mientras que Bannon *et al.,* (2007) encuentran que los demócratas norteamericanos tienen mayor DAP por reducir las emisiones de GEI.

El cuadro n.º 5 muestra la DAP media por la implementación del PVLCC, así como estimaciones de la DAP media en función de las variables incluidas en el modelo. La DAP media y el intervalo de confianza se calcula mediante simulación siguiendo el procedimiento de Krinsky y Robb (1986). Así, la DAP media se estima en 132,62 euros por familia entre los años 2009 y 2012, en un intervalo de confianza al 95 por 100 de entre 96,44 y 164,84 euros. Por su parte, si el individuo pertenece a una organización ambiental, la DAP media se estima en 326,88 euros

CUADRO N.º 4

MODELOS PROBIT

	Modelo 1		*Modelo 2*	
Función de verosimilitud	-667,10		-659,42	
Observaciones	1.000		1.000	
	Coeficiente	*Estad-t*	*Coeficiente*	*Estad-t*
Constante	0,3223***	(4,99)	0,2162***	(2,97)
COSTE	-0,0024***	(-7,08)	-0,0025***	(-7,35)
ONG			0,6185***	(2,64)
INGRESO			0,1706**	(1,98)
IZQUIERDA			0,1519*	(1,72)
Porcentaje predicciones correctas		59,20		60,10

Nota: Los niveles de significación al 1%, 5% y 10% vienen indicados por ***,** y * respectivamente.

CUADRO N.º 5

INTERVALO DE CONFIANZA AL 95 % DE LA DAP POR LA IMPLEMENTACIÓN DEL PVLCC

	Media	*Mínimo*	*Máximo*
DAP media población	132,62	96,44	164,84
DAP medioambientalistas	326,88	148,61	536,22
DAP ingresos elevados	149,78	46,57	209,99
DAP personas de izquierdas ..	141,44	24,17	204,20

(entre 148,61 y 536,22 euros), si el individuo tiene un nivel elevado de renta la DAP media se estima en 149,78 euros (entre 46,57 euros y 209,99 euros), y si el individuo se declara políticamente de izquierdas, la DAP media se estima en 141,44 euros (entre 24,17 euros y 204,20 euros).

El análisis de los factores determinantes de la DAP contribuye a dotar a los decisores políticos de información adicional sobre la aceptabilidad de medidas para luchar contra el cambio climático. Así, los resultados anteriores muestran que cuanto mayor es el nivel de concienciación ciudadana sobre el cambio climático, mayor es el nivel de aceptabilidad de las medidas. En menor medida, el nivel de renta y la ideología progresista están positivamente relacionados con la DAP por medidas de mitigación del cambio climático.

Los resultados alcanzados confirman que la ciudadanía está preocupada por las consecuencias del cambio climático y, según la estimación más conservadora, está dispuesta a pagar 132,62 euros por familia durante los años 2009 y 2012 por la implementación de un plan cuyo objetivo es reducir las emisiones GEI en 2012 un 16 por 100 respecto a los niveles de 2006. Asumiendo una tasa de descuento del 5 por 100, una población de 2.141.860 habitantes y un tamaño familiar medio de 2,64 personas, el beneficio social agregado de la implementación del PVLCC (2009-2012) se estima en 400,61 millones de euros (entre 291,32 y 497,93 millones de euros). En caso de que la tasa de descuento fuera del 10 por 100, los beneficios sociales ascenderían a 375,71 millones de euros (entre 272,82 y 466,32 millones de euros). Esta cantidad de dinero representa recursos adicionales que la ciudadanía está dispuesta a pagar para contribuir a que la CAPV cumpla con sus objetivos de reducción de emisiones. Estos beneficios habrían de compararse con los costes de implementación del programa. Según el PVLCC, serían necesarios nuevos fondos equivalentes a 79,50 millones de euros para cumplir con los objetivos marcados por el Plan. Es decir, los beneficios sociales del PVLCC (400,61 millones de euros) exceden ampliamente sus costes (79,50 millones de euros). En otras palabras, las rentas que generaría un impuesto sobre el cambio climático de 132,62 de euros anuales por familia en los próximos cuatro años cubrirían sobradamente los costes de las nuevas medidas.

VI. CONCLUSIONES

Las estimaciones obtenidas por el método de valoración contingente, al igual que todas las estimaciones económicas, dependen del contexto. Es por ello necesario que tanto el analista como el decisor político comprendan el contexto en el que se obtiene la medida de bienestar. Además, al igual que sucede con cualquier otra herramienta de análisis económico, es necesario tener en cuenta las limitaciones del MVC. En definitiva, el MVC no pretende aportar una solución definitiva, sino más bien contribuir a informar los procesos públicos de toma de decisiones relacionadas con el medio ambiente (Carson y Hanemann, 2005).

En este artículo, se han descrito los resultados de un experimento de valoración contingente realizado en la CAPV con el fin de conocer las preferencias y actitudes de la ciudadanía vasca en materia de cambio climático y energía. El estudio pretende dotar a los decisores públicos de información en términos monetarios de los beneficios sociales derivados de la reducción del nivel actual de emisiones de GEI, de manera que puedan ser comparados con los costes en los que la sociedad ha de incurrir para reducir las emisiones. Concretamente, el estudio tiene por objeto valorar económicamente los beneficios sociales de la implementación del PVLCC, un plan cuyo objetivo es reducir las emisiones GEI de la CAPV en 2012 un 16 por 100 respecto a los niveles de 2006. El estudio fue realizado en los meses de junio y julio de 2008 tomando una muestra representativa de la población vasca de 1.000 individuos.

En primer lugar, es necesario resaltar que, al igual que han mostrado estudios similares: 1) la ciudadanía es, en general, consciente de la existencia de un cambio climático inducido por la actividad humana, y de sus efectos globales y locales para las generaciones actuales y futuras, y 2) existe un amplio respaldo hacia la producción eléctrica que utiliza fuentes renovables. Además, los resultados obtenidos señalan que las personas encuestadas se muestran favorables a la puesta en marcha del PVLCC y a soportar un aumento en los impuestos para financiar-

lo. El análisis econométrico de las respuestas obtenidas permite estimar la DAP media anual en 132,62 euros por familia entre los años 2009 y 2012. Los beneficios sociales derivados de la puesta en marcha del PVLCC (400,61 millones de euros) exceden ampliamente sus costes (79,50 millones de euros). La DAP varía entre algunos sectores de la población: la DAP de las personas pertenecientes a grupos ecologistas se estima en 326,88 euros (96,44-164,84 euros), la DAP de las personas de renta elevada se estima en 149,78 euros (46,57-209,99 euros) y la DAP de las personas de ideología política progresista se estima en 141,44 euros (24,17-204,20 euros).

Estos resultados pueden dotar a los decisores políticos de información valiosa sobre la aceptabilidad de medidas para reducir las emisiones de GEI, sobre el nivel de concienciación de la población acerca de los efectos locales y globales del cambio climático y sobre su nivel de aceptación de las diferentes fuentes energéticas. Además, el análisis de los factores determinantes de la DAP muestra cómo el nivel de concienciación tiene una influencia mayor en la DAP que el nivel de renta o la afinidad política. Este resultado sugiere que, en la medida en que las instituciones públicas sean capaces de concienciar a la ciudadanía sobre las consecuencias del cambio climático, la aceptación de medidas de mitigación y adaptación será mayor.

NOTA

(*) Los autores agradecen la financiación recibida por el Departamento de Medio Ambiente y Ordenación Territorial del Gobierno Vasco a través de la Sociedad Pública de Gestión Ambiental, IHOBE, S.A., así como del Departamento de Educación del Gobierno Vasco a través del grupo de investigación consolidado *Econometrics Research Group* (IT-334-07).

BIBLIOGRAFÍA

ALBERINI A., y J. KAHN (2006), *Handbook on Contingent Valuation*, Edward Elgar, Cheltenham, UK.

BANNON B.; M. DEBELL; J. KROSNICK; R. KOPP, y P. ALDHOUS, (2007), *Americans' Evaluation of Policies to Reduce Greenhouse Gas Emissions.* National Press Club, 20 de junio.

BATEMAN, I.J.; CARSON, R.T.; DAY, B.H.; HANEMANN, W.; HANLEY, N.; HETT, T.; JONES-LEE, M.; LOOMES, G.; MOURATO, S.; OZDEMIROGLU, E.; PEARCE, D.W.; SUGDEN, R., y SWANSON,J. (2002), *Economic Valuation with Stated Preferences Techniques: A Manual*, Edward Elgar, Cheltenham.

BERK R., y R. FOVELL, (1999), «Public perceptions of climate change: A 'willingness to pay' assessment», *Climate Change*, 41:413-446.

BERRENS R. P.; A. K. BOHARA; H. C. JENKINS-SMITH; C. L. SILVA, y D. L. WEIMER (2004), «Information and effort in contingent valuation surveys: application to global climate change using national internet samples», *Journal of Environmental Economics and Management,* 47:331-363.

CARSON R. T. (2007), *Contingent Valuation: A Comprehensive Bibliography and History*, Edward Elgar, Cheltenham.

CARSON R. T., y W. M. HANEMANN (2005), «Contingent valuation», en K.G. MÄLER y J.R. VINCENT (eds.), *Handbook of Environmental Economics. Valuing Environmental Changes* vol. 2, Elsevier, Amsterdam: 821-936.

FUNDACIÓN BBVA (2008), *Percepciones y actitudes de los españoles hacia el calentamiento global,* disponible en: http://www.fbbva.es.

GV (Gobierno Vasco) (2008), *Plan Vasco de Lucha contra el Cambio Climático 2008-2012*, Gobierno Vasco, Vitoria-Gasteiz.

GREENE W. H., (2007), *LIMDEP Version 9.0 User's Manual*, Econometric Software, Inc., Nueva York.

HAAB T. C., y K. E. MCCONNELL (2002), *Valuing Environmental and Natural Resources*, Edward Elgar Publishing Limited, Cheltenham, UK.

HANEMANN W. M. (1984), «Welfare evaluations in contingent valuation information with discrete responses», *American Journal of Agricultural Economics,* 66:332-341.

HAUSMAN J. (1993), *Contingent Valuation: A Critical Assessment,* North-Holland, Amsterdam.

HIDANO N., y T. KATO, (2007), «Economic evaluation of anti-global warming policies: determining variability of WTP values», *Discussion Paper 2007-02*, Department of Social Engineering, Tokyo Institute of Technology.

IPCC (2001), *Climate Change 2001. Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge.

— (2007), *Climate Change 2007. Mitigation of Climate Change,* Cambridge University Press, Cambridge.

KRINSKY I., y A. ROBB (1986), «On approximating the statistical properties of elasticities», *The Review of Economics and Statistics*, 68:715-719.

LI H.; R. P. BERRENS; A. K. BOHARA; H. C. JENKINS-SMITH; C. L. SILVA, y D. L. WEIMER (2004), «Would developing country commitments affect US households' support for a modified Kyoto Protocol?», *Ecological Economics*, 48:329-343.

— (2005) «Testing for budget constraint effects in a National Advisory referendum survey on the Kyoto Protocol», *Journal of Agricultural and Resource Economics*, 30:350-366.

LONGO A.; A. MARKANDYA, y M. PETRUCCI, (2008), «The internalization of externalities in the production of electricity: Willingness to pay for the attributes of a policy for renewable energy», *Ecological Economics*, 67:140-152.

MADDISON D., (1995), «A cost-benefit analysis of slowing climate change», *Energy Policy*, 23:337-346.

MITCHELL R. C., y R. T. CARSON (1989), *Using Surveys to Value Public Goods: The Contingent Valuation Method,* RFF Press, Washington.

NOMURA N., y M. AKAI, (2004), «Willingness to pay for green electricity in Japan as estimated through contingent valuation method», *Applied Energy*, 78:453-463.

NORDHAUS W. D. (1994), *Managing the Global Commons: The Economics of Climate Change*, MIT Press, Cambridge.

RIERA P. (1994), *Manual de valoración contingente*, Instituto de Estudios Fiscales, Madrid.

ROE B.; M. F. TEISL; A. LEVY, y M. RUSSELL, (2001), «US consumers' willingness to pay for green electricity», *Energy Policy*, 29:917-925.

VASQUEZ, F.; A. CERDA, y S. ORREGO (2007), *Valoración económica del ambiente*, Thomson, Buenos Aires.

LAS PRIORIDADES GLOBALES Y EL CAMBIO CLIMÁTICO: RESULTADOS DEL CONSENSO DE COPENHAGUE 2008

Bjørn LOMBORG

Centro del Consenso de Copenhague

Resumen

Establecer prioridades forma parte de la vida cotidiana. En muchas ocasiones decisiones importantes sobre el desarrollo están condicionadas por motivos políticos, por la influencia de los grupos de presión o incluso por la propia publicidad, y no por un análisis explícito de los costes y beneficios de las distintas opciones de gasto. Aunque es posible lograr buenos resultados en muchas áreas, al tener recursos limitados es fundamental preguntarse: ¿Dónde hará el mayor bien cada dólar gastado? Para responder a esta pregunta, es importante centrarse en soluciones, no en problemas. Este artículo presenta los resultados obtenidos a través del proceso conocido como Consenso de Copenhague 2008, que evalúa distintas opciones de gasto para los distintos problemas globales, entre ellos el cambio climático. Ofrece una priorización de aquellas actividades que pueden contribuir a mejorar la calidad de vida.

Palabras clave: cambio climático, coste-beneficio.

Abstract

Laying down priorities forms part of everyday life. On many occasions important decisions on development are predetermined by political questions, by the influence of lobbies or even by actual advertising, and not by an explicit analysis of the different costs and benefits of the various spending options. Although it is possible to achieve good results in many areas, since resources are limited, a crucial question has to be asked: Where will every dollar spent produce the greatest and the least good? To answer this question, it is important to focus on solutions, not on problems. This article presents the results obtained through the process known as the Copenhagen Consensus 2008 to appraise the different spending options for the different global problems, including climate change amongst these. It offers a priorization of those activities that may contribute towards improving quality of life.

Key words: climate change, cost-benefit.

JEL classification: D61, Q54.

I. INTRODUCCIÓN

ESTABLECER prioridades forma parte de la vida cotidiana. En el mejor de los casos, el establecimiento de prioridades es explícito: los costes y beneficios de políticas rivales o las opciones de gasto se contrastan de manera transparente. En el peor de los casos, las decisiones políticas fundamentales pueden estar basadas en motivos políticos, en la influencia de los grupos de presión o incluso pueden estar impulsadas por la publicidad.

Las decisiones sobre gasto en ayuda y desarrollo son demasiado importantes como para ser tomadas a la ligera. El Centro del Consenso de Copenhague fue creado para tratar de mejorar el proceso de toma de decisiones de orden público. Los resultados obtenidos en este centro ofrecen a los políticos una perspectiva general sobre dónde puede ser más beneficioso el gasto público. Establecer prioridades entre la puesta en práctica de diversas soluciones a muchos problemas es, en última instancia, la decisión política más importante.

El Centro del Consenso de Copenhague trabaja para mejorar las bases sobre las que se toman esas decisiones políticas, ofreciendo datos económicos sobre costes y beneficios e incluyendo la tasa de rendimiento de las inversiones analizadas. Además crea procesos, mesas redondas, reuniones de debate, conferencias, y encarga investigación sobre los problemas más graves del mundo, así como sobre los costes y beneficios de las mejores maneras de combatirlos.

Durante esta década, se ha hecho mucho hincapié en el terrorismo y el calentamiento global. Estas cuestiones no sólo han acaparado algunas secciones de los medios de comunicación, sino que han atraído miles de millones de dólares y han utilizado enormes cantidades de capital político.

El terrorismo y el cambio climático son problemas muy graves. Pero también existen muchas otras amenazas de las que el público apenas oye hablar y que merecen una atención urgente.

II. EL CONSENSO DE COPENHAGUE EN 2004

En el año 2004 se lanzó el Consenso de Copenhague 2004, un proyecto diseñado para fomentar el uso del establecimiento de prioridades. Su primera labor fue encargar la realización de investigaciones independientes sobre soluciones de diez de los principales desafíos del planeta: problemas como el hambre, los conflictos, el calentamiento global y las barreras a la educación.

Se pidió a expertos del todo el mundo que indicaran la mejor

manera de gastar 50.000 millones de dólares en sus propios campos de actuación. Sus conclusiones fueron revisadas por un segundo equipo de especialistas (1). El objetivo del proyecto no era identificar simplemente la mejor manera de gastar el dinero, sino fomentar el establecimiento de prioridades entre opciones rivales.

Para realizar esta tarea, el Centro del Consenso de Copenhague reunió un equipo de prestigiosos economistas, entre los que se encontraban cuatro premios Nobel. El Centro pidió a este grupo que considerara, pusiera a prueba y debatiera todas las conclusiones de la investigación e identificara las mejores y peores maneras de gastar una reserva limitada de dinero. Los economistas, expertos en establecer prioridades, son las personas mejor cualificadas para proporcionar una visión global de las opciones de gasto y elegir entre ellas. Se centran directamente en la cuestión de dónde podrían lograr los mejores resultados unos fondos limitados.

El resultado fue una lista priorizada de posibilidades de resolver o mejorar los principales problemas del mundo. Esta lista suscitó una atención general. Como resultado, el gobierno de Dinamarca dedicó mucho más dinero a proyectos sobre el sida (2), que encabezaban la lista de los economistas sobre «lo que hay que hacer». Las organizaciones donantes también prestaron atención a los resultados.

Desde 2004, el Centro del Consenso de Copenhague ha llevado a cabo varios proyectos similares. Inspirándose en la experiencia del Consenso de Copenhague 2004, en 2006 se llevó a cabo en EE.UU. un establecimiento de prioridades con los embajadores de las Naciones Unidas (3).

En 2007, el Centro del Consenso de Copenhague trabajó con el Banco Interamericano de Desarrollo para realizar un ejercicio de establecimiento de prioridades en América Central y del Sur. La Consulta de San José reunió, en la conferencia «Consulta de San José 2007», a un grupo de economistas prestigiosos, entre los que se encontraba el Premio Nobel Finn E. Kydland y el ministro de Finanzas de Chile, Andrés Velasco, para que establecieran prioridades sobre las decisiones de gasto en América Central y del Sur. El presidente de Costa Rica y Premio Nobel de la Paz, Oscar Arias, hizo suyo el espíritu del proyecto cuando dijo:

> Nuestros recursos son escasos. No podemos atender las peticiones de todo el mundo ni resolver todos nuestros problemas de una vez. Por muy duro que resulte, debemos elegir entre varias buenas ideas (4).

Se pueden utilizar los principios básicos de la economía para ayudar a cualquier nación u organización a emplear su dinero para obtener el mayor «bien» posible. El análisis del coste-beneficio no produce soluciones miopes ni está centrado en el dinero. Su objetivo es encontrar la mejor manera de abordar los problemas reales de las personas más pobres y desfavorecidas del mundo.

III. EL CONSENSO DE COPENHAGUE 2008

Desde que se realizara el Consenso de Copenhague 2004, se ha incrementado el conocimiento de los muchos problemas que existen en el mundo, y se han propuesto soluciones nuevas y mejores. Ésta es la razón por la que se decidió actualizar cada cuatro años el proyecto global del Consenso de Copenhague y se encargaron nuevas investigaciones sobre cada una de las diez áreas más problemáticas: contaminación del aire, conflictos, enfermedades, educación, calentamiento global, hambre y desnutrición, instalaciones sanitarias y agua, subsidios y barreras comerciales, terrorismo, mujeres y desarrollo.

Cada uno de los problemas o desafíos tiene su propia importancia. A continuación detallamos una muestra de ellos:

— La contaminación atmosférica causa 2,5 millones de muertes cada año, la inmensa mayoría en países en vías de desarrollo (5).

— Las guerras civiles en países pobres y pequeños provocan un gran sufrimiento; un único conflicto puede costar 250.000 millones de dólares o más, requiere muchos años de recuperación y puede bloquear otras intervenciones humanitarias (6).

— Bajo el epígrafe «Enfermedades», los expertos examinaron particularmente el azote de los países en vías de desarrollo que no sólo sufren mucho más que los países industrializados de enfermedades como la malaria, la tuberculosis y el sida, sino que también tienen que hacer frente a un creciente aumento de enfermedades cardiacas, el cáncer y otras enfermedades no transmisibles (7).

— La falta de educación destina a muchos niños a un futuro de pobreza. Casi una cuarta parte de los niños de los países en vías de desarrollo no completan los estudios primarios y, de éstos, el 55 por 100 comienza a estudiar, pero abandona la escuela. Veintiséis millones de niños que actualmente tienen cuatro años no terminarán los estudios primarios (8).

— El calentamiento global es, como su nombre indica, un desafío

global que podría incrementar la escasez de agua y comida, y perjudicar a la economía mundial (9).

— A pesar de que en los últimos años la pobreza se ha reducido de manera significativa, la desnutrición sigue estando muy extendida. Uno de cada cuatro niños menor de cinco años —o 146 millones de niños de países en vías de desarrollo— pesan menos de lo debido para su edad; cada año, la desnutrición contribuye a la muerte de unos 5,6 millones de niños menores de cinco años (10).

— La impresionante cifra de 1.100 millones de personas que carecen de suministro de agua limpia y potable, y 2.700 millones que no tienen acceso a instalaciones sanitarias adecuadas (11).

— Las barreras al comercio y la emigración tienen efectos negativos que afectan particularmente a las personas más pobres del mundo (12).

— El terrorismo es un problema espantoso porque no tiene una solución efectiva. Los ataques terroristas son una táctica rentable de los débiles contra un adversario más poderoso. Ataques terroristas muy baratos pueden crear una enorme carnicería y sensación de angustia (13).

— A pesar de importantes avances en muchos países, todavía son muchas las mujeres que sufren de discriminación, lo cual repercute negativamente sobre su propia salud y bienestar, y sobre la de sus hijos, así como sobre la economía en general (14).

IV. RESULTADOS DEL PANEL DE EXPERTOS

Al igual que en ejercicios anteriores del Consenso de Copenhague, en el proyecto del Consenso de Copenhague 2008, un panel de expertos compuesto esta vez por ocho economistas, entre los que había cinco premios Nobel, examinó todos los resultados de la investigación aquí presentados. La limitación en el gasto era un factor importante, al igual que lo era el foco en el gasto extra por encima de lo que ya había sido asignado anteriormente. Como guía para su evaluación, los componentes del panel se preguntaron: *Si dispusiéramos, digamos, de 75.000 millones de dólares extras para gastar, ¿dónde podríamos hacer el mayor bien posible?*

Los miembros del panel eran: Jagdish Bhagwati, Universidad de Columbia; François Bourguignon, Paris School of Economics y ex economista jefe del Banco Mundial; Finn E. Kydland, Universidad de California, Santa Barbara (Premio Nobel); Robert Mundell, Universidad de Columbia en Nueva York (Premio Nobel); Douglass C. North, Universidad de Washington en St. Louis (Premio Nobel); Thomas Schelling, Universidad de Maryland (Premio Nobel); Vernon L Smith, Universidad de Chapman (Premio Nobel); Nancy Stokey, Universidad de Chicago.

Al ordenar las propuestas, el panel se guiaba predominantemente por la consideración de los costes y beneficios económicos. El panel era consciente de las dificultades que tiene que superar el análisis coste-beneficio, tanto en principio como a nivel práctico, pero acordaron que el planteamiento coste-beneficio era un método de organización indispensable.

Al establecer las prioridades, el panel tuvo en cuenta los puntos fuertes y débiles de las evaluaciones específicas de coste-beneficio que se estaban examinando, y dieron importancia a las condiciones previas de éxito institucionales y a las exigencias de urgencia ética o humanitaria.

De manera general, el panel observó que es de suma importancia establecer estándares de gobierno más altos y mejoras en las instituciones necesarias para apoyar el desarrollo en los países más pobres del mundo. También encontró que la información para algunas de las propuestas era demasiado escasa para poder emitir un juicio. Estas propuestas, que después de un estudio más profundo pueden resultar valiosas, fueron excluidas de la clasificación.

Finalmente, cada experto asignó su propia clasificación a las propuestas. Cada una de las clasificaciones, junto con los comentarios hechos por cada experto, fue publicada en un libro editado por Cambridge University Press. La clasificación resultante del panel se calculó tomando la mediana de cada una de las clasificaciones, y se recoge en el cuadro n.º 1.

V. RESULTADOS: LAS TRES PRIMERAS SOLUCIONES (15)

El desafío colocado por los expertos en primer lugar es solucionar la escasez de vitamina A y zinc. Ambos factores forman la base de lo que se suele llamar el «hambre oculta», elemento deformante que impide el crecimiento. El hambre hace a la gente ser más propensa a la enfermedad, lo que exige más gasto en atención sanitaria. Quienes sobreviven a los efectos de la desnutrición son menos productivos; la discapacidad física y mental significa que los niños se benefician menos de la educación. Son muchos los beneficios que se obtienen de incrementar los micronutrientes que faltan en la dieta de las comunidades pobres.

CUADRO N.º 1

RESULTADOS DEL CONSENSO DE COPENHAGUE 2008

	Solución	*Desafío*
1	Suplementos de micronutrientes para niños (vitamina A y zinc)	Desnutrición
2	Programa de la Ronda de Doha para el desarrollo	Comercio
3	Fortificación con micronutrientes (hierro y yodización de la sal)	Desnutrición
4	Ampliar la vacunación en niños	Enfermedades
5	Biofortificación	Desnutrición
6	Programas de desparasitación y otros programas de nutrición en la escuela	Desnutrición y educación
7	Reducir el precio de la enseñanza	Educación
8	Incrementar y mejorar la escolarización de las niñas	Mujeres
9	Promoción de la nutrición en las comunidades	Desnutrición
10	Ofrecer apoyo al papel reproductor de las mujeres	Mujeres
11	Tratamiento de emergencia para infartos cardiacos	Enfermedades
12	Prevención y tratamiento de la malaria	Enfermedades
13	Tratamiento y detección de la tuberculosis	Enfermedades
14	I + D en tecnologías energéticas con baja emisión de carbono	Calentamiento global
15	Filtros bio-arena para el tratamiento de las aguas domésticas	Agua
16	Suministro de agua rural	Agua
17	Transferencias en efectivo condicionadas	Educación
18	Mantenimiento de la paz en situaciones de post-conflicto	Conflictos
19	Prevención del sida mediante la combinación de estrategias	Enfermedades
20	Campaña total de saneamiento	Agua
21	Mejora de la capacidad quirúrgica a escala de hospitales de distrito	Enfermedades
22	Microcréditos	Mujeres
23	Intervención para la mejora de las calefacciones	Contaminación del aire
24	Gran presa multiusos en África	Agua
25	Inspección y mantenimiento de los vehículos diesel	Contaminación del aire
26	Gasoil de bajo contenido en azufre para vehículos de vías urbanas	Contaminación del aire
27	Tecnología de control de partículas de los vehículos diesel	Contaminación del aire
28	Impuestos al tabaco	Enfermedades
29	I+D y reducción de emisiones	Calentamiento global
30	Sólo reducción de emisiones	Calentamiento global

Suministrar estos micronutrientes al 80 por 100 de los aproximadamente 140 millones de niños desnutridos del mundo exigiría un compromiso de solamente 60 millones de dólares anuales, una pequeña fracción de los miles de millones empleados cada año en combatir el terrorismo o el cambio climático. Los beneficios económicos obtenidos por mejorar la productividad y por reducir la carga en el sistema sanitario liberarían aproximadamente mil millones de dólares cada año. Cada dólar gastado generaría por lo tanto beneficios económicos por valor de 17 dólares.

La fortificación con hierro y la yodización de la sal ocupa también un puesto muy destacado. Unos 2.000 millones de personas en todo el mundo sufren de una ingesta inadecuada de yodo y la falta de hierro afecta a una de cada tres personas de la población mundial. Los suplementos de hierro o fortificación pueden incrementar la productividad en adultos (hasta el 17 por 100 para trabajos manuales pesados) y mejorar el desarrollo cognitivo en los niños, particularmente en aquellos que inicialmente presentaban carencias de hierro o anemia.

Con 286 millones de dólares podríamos conseguir sal yodada y productos alimenticios básicos fortificados para el 80 por 100 de las poblaciones de las áreas más afectadas. Los beneficios están calculados en algunos lugares como nueve veces superiores a los costes. Se trata de una inversión muy rentable.

Por último, entre las tres mejores opciones, se incluye el cumplimiento del programa de la Ronda de Doha para la liberalización del comercio. Durante siglos hemos sabido que el libre comercio casi siempre beneficia a ambas partes. El economista David Ricardo, en 1817, ilustraba cómo tanto Gran Bretaña como Portugal saldrían beneficiadas si explotaban sus ventajas comparativas. Portugal podía producir vino de manera barata mientras que Gran Bretaña podía producir tejidos de la misma manera. Vendiendo tejidos y comprando vino, Gran Bretaña obtiene más de ambos, al

igual que Portugal. Lo mismo se sigue aplicando hoy; cuando los países hacen lo que saben fabricar mejor, producen más y lo cambian por más cantidad de otros productos.

Sin embargo, con la paralización de la Ronda de Doha y con el aumento de la retórica proteccionista estamos creando mayores barreras al comercio. Estas barreras están defendidas por las grandes, poderosas y egoístas corporaciones y los grupos de presión, así como por políticos preocupados porque la redistribución de los trabajos, la renta y la riqueza resultantes de la liberalización del comercio reduzcan sus oportunidades de permanecer en el poder. Cuando se impulsaron las negociaciones de Doha, poco después del 11 de septiembre de 2001, el ambiente era de buena voluntad internacional. Pero una reciente encuesta *Financial Times*/Harris en EE.UU., Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y España reveló que la gente estaba casi tres veces más dispuesta a decir que la globalización es negativa en lugar de positiva.

Kym Anderson demostró que si los países en vías de desarrollo recortaran sus tarifas en la misma proporción que los países ricos, y se liberalizaran igualmente los servicios y la inversión, las ganancias anuales globales podrían ascender a 120.000 millones de dólares, de los que 17.000 millones irían a los países más pobres del mundo en 2015. Se trata de una suma respetable, y sin duda un beneficio que la comunidad internacional debería tratar de lograr.

Más competencia significa que empresas que antes estaban protegidas deben ser más productivas e innovar para sobrevivir. El contar con economías más abiertas permite que las innovaciones circulen más, de manera que las nuevas empresas pueden utilizar casi instantáneamente las buenas ideas de todo el mundo. En lugar de que cada mercado cerrado tenga que reinventar la rueda, basta con se haga una vez para que la economía de todo el mundo funcione.

Hemos visto tres casos muy evidentes de tales impulsos al crecimiento en tres décadas diferentes. Corea del Sur liberalizó el comercio en 1965, Chile en 1974 e India en 1991; todos ellos vieron cómo aumentaban los índices de crecimiento anual en varios puntos de porcentaje desde entonces.

Si refundimos estos beneficios como cuotas anuales, las consecuencias realistas de Doha podrían incrementar la renta global en más de 3 billones de dólares cada año durante todo este siglo. Y aproximadamente unos 2.500 billones de dólares anuales irían cada año a los países en vías de desarrollo o 500 dólares al año como media para cada individuo del tercer mundo, casi la mitad de los cuales sobrevive hoy con menos de 2 dólares al día.

Evidentemente, habrá costes. La liberalización del comercio obligaría a algunas industrias a reducir el personal o a cerrar; aunque serían más las industrias que se ampliaran, para algunas personas y comunidades la transición sería difícil. Sin embargo, los beneficios generales de completar la Ronda de Doha serían probablemente cientos de veces mayores que sus costes.

VI. RESULTADOS: SOLUCIONES QUE OCUPAN PUESTOS INTERMEDIOS

Entre las soluciones intermedias se encuentran las cuestiones de género, que han adquirido gran relevancia en los últimos treinta años. En la ponencia del Consenso de Copenhague 2008 sobre «Mujeres y desarrollo», Elizabeth M. King abordó las desventajas y barreras fundamentales a las que se enfrentaban las mujeres en relación con un ideal de igualdad de derechos, oportunidades y recursos. Fomentar la igualdad de género no es únicamente una meta importante en sí misma, sino que favorecerá el desarrollo económico general: invertir en igualdad de género es una inversión con elevados beneficios económicos para hombres y mujeres en los países implicados.

Los beneficios que se obtienen de mejorar la escolarización de las niñas son grandes y de largo alcance (entre ellos se incluyen la aceleración del crecimiento económico y la reducción de la fertilidad y la mortalidad). King argumenta que el hecho de que la brecha siga existiendo se debe en gran medida a normas culturales y a instituciones sociales que hacen que la escolarización de las niñas resulte más costosa en algunos contextos, y que impiden al mismo tiempo que padres e hijas se beneficien de todas las ventajas de recibir más educación. Suprimir las cuotas de matriculación podría aumentar el número de matriculaciones, pero King observa que poner esto en práctica únicamente para niñas puede ser políticamente difícil. Por lo tanto, ella propone un sistema por el que se transfieran dichos recursos a las madres a condición de que sus hijas en edad escolar asistan a la escuela. Ello no sólo incrementará la matriculación de niñas, sino que pondrá dinero en manos de las mujeres, donde tendrá más probabilidad de aportar beneficios para la salud y la alimentación de otros niños.

Factores interesantes de inversión son aquellos que relacionan

la educación y las enfermedades. De acuerdo con la ponencia sobre educación, el 28 por 100 de los niños en los países en vías de desarrollo están moderada o gravemente desnutridos, y los suplementos nutricionales o los tratamientos para los parásitos intestinales pueden ser una manera poco costosa de incrementar la asistencia a la escuela y mejorar la capacidad física y mental. La desnutrición a edades tempranas tiene un efecto negativo sobre el desarrollo físico y cognitivo. Los niños malnutridos comienzan más tarde la escolarización y realizan menos años de educación. Los programas que ofrecen suplementos nutricionales y servicios de guardería a niños pequeños en Bolivia y Filipinas han demostrado mejoras permanentes en las capacidades cognitivas y motoras, y tipos similares de intervenciones han aumentado los niveles de asistencia en otros lugares.

Las intervenciones sanitarias son particularmente rentables cuando su principal objetivo es mejorar la atención sanitaria infantil, de la que el aumento de la escolarización es un beneficio colateral. Los programas nutricionales también pueden tener ventajas reales para adolescentes y adultos. Tales programas no son caros, producen beneficios junto con los objetivos educativos y serán especialmente importantes para las familias más pobres, en las que los índices de abandono escolar son más altos. La participación escolar también se incrementó en un 7,5 por 100 en las escuelas primarias, con una relación de coste-beneficio de 3, incluso después de tener en cuenta el gasto de profesores adicionales.

Abordar el VIH/sida fue clasificado en el puesto 19 por el panel de expertos, mientras que en 2004 la prevención del sida era la principal prioridad del panel de expertos. La explicación es que durante los últimos cuatro años se han producido muchas más intervenciones y se ha aumentado la financiación para la prevención y los programas de tratamiento de la enfermedad. El panel de expertos llegó a la conclusión, cuando se abordó la utilización de los fondos adicionales, de que el problema del VIH/sida no era la principal prioridad.

Algunos problemas relacionados con la salud reciben mucha publicidad. La inversión en áreas menos conocidas podría introducir un gran cambio, como en la de las enfermedades cardiacas en los países en vías de desarrollo. Los medicamentos baratos, a disposición de cualquiera en los países ricos, pueden tratar dos importantes componentes del riesgo de enfermedades cardiovasculares: hipertensión y elevados niveles de colesterol. Medicamentos muy sencillos pueden ser altamente efectivos para reducir la mortalidad entre millones de adultos en todo el mundo que tienen algún tipo de enfermedad vascular o diabetes.

Las enfermedades cardiovasculares en los países de renta baja y media producen 13 millones de muertos cada año, una cuarta parte de todos los fallecimientos en esos países y más del doble del número provocado por el sida, la malaria y la tuberculosis combinados. Gastar 200 millones de dólares para proporcionar esos medicamentos relativamente baratos a los países pobres evitaría 300.000 muertes cada año. La reducción de la carga sobre los sistemas sanitarios y los beneficios económicos significa que un dólar extra gastado en enfermedades cardiacas en un país en vías de desarrollo supondría un beneficio de 25 dólares.

También se podría hacer mucho más para reducir el azote de las enfermedades transmisibles. En los países pobres, la malaria provocará más de un millón de muertes este año, la mayoría de ellas entre niños menores de cinco años. Las medidas para reducir su transmisión son sencillas: mayor número de mosquiteros, tratamiento preventivo para mujeres embarazadas y mayor uso del DDT en el interior de las casas. El tratamiento de la malaria se está volviendo más difícil debido a la creciente resistencia del parásito de la malaria a los medicamentos más comunes y baratos contra la enfermedad.

Es conveniente combinar las opciones de prevención, tales como los mosquiteros, con subvenciones para los nuevos tratamientos en los países pobres. Gastar 500 millones de dólares salvaría 500.000 vidas cada año, en su mayoría niños. Cada dólar gastado en asegurar que la gente tenga mejor salud y sea más productiva generaría 20 dólares de beneficios.

VII. RESULTADOS: LAS SOLUCIONES QUE OCUPAN LOS ÚLTIMOS PUESTOS

En el último lugar de todas las opciones analizadas se sitúa la propuesta de combatir el cambio climático mediante medidas de mitigación de emisiones únicamente

Existen pruebas inequívocas de que los humanos están cambiando el clima del planeta. El planeta ya está sometido a incrementos de temperatura promedio de 1,1 grados Fahrenheit, incluso sin que se produjeran más aumentos de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera. Políticos y activistas se han centrado en la mitigación – reducción de las emisio-

nes de carbono mediante medidas impuestos o mercado de derechos de emisión– como respuesta a este desafío. El Protocolo de Kioto fue un intento internacional de reducir estas emisiones, y a finales de 2009 los políticos se reunirán en Copenhague para tratar sobre el acuerdo sucesor de Kioto.

Si la mitigación lograra limitar las emisiones industriales a los niveles de 2010, en 2100 se emitirían 55.000 millones de toneladas de carbono en lugar de 67.000 millones de toneladas. Es una diferencia del 18 por 100; pero los beneficios serían inferiores al 0,05 por 100 del PIB mundial durante más de 200 años. Gastar 800.000 millones de dólares (en términos totales actuales) durante 100 años únicamente reduciría los incrementos de temperatura 0,4 grados Fahrenheit para finales de este siglo, y los beneficios de ese gasto, debido a la ligera bajada de las temperaturas, serían sólo 685.000 millones de dólares. Por lo tanto, por cada dólar extra gastado, obtendríamos 90 céntimos de beneficio. Está claro que el centrarse únicamente en la mitigación no resolverá el problema climático.

Aunque los políticos basan sus decisiones en el supuesto de que se está desarrollando rápidamente la tecnología energética de bajo nivel de emisiones de carbono, la realidad es otra. Estas tecnologías sencillamente no existen. Disponemos de energía eólica y solar a un alto coste, pero sufren el problema de la intermitencia. Los investigadores necesitan desarrollar formas mejores de almacenar la electricidad cuando estas fuentes renovables están fuera de funcionamiento. Si tomáramos esos 800.000 millones de dólares y los gastáramos en investigación y desarrollo de energía limpia, los resultados serían mucho mejores. El trabajo de Christopher Green sugiere que, en comparación con los 90 céntimos de beneficio obtenidos en mitigación, cada dólar gastado en investigación y desarrollo generaría 11 dólares de beneficios. Por esta razón, la solución de la investigación y el desarrollo aparece clasificada por los expertos por delante de la reducción de emisiones.

Sabemos que los políticos podrían lograr buenos resultados en cualquiera de las áreas problemáticas analizadas por el Consenso de Copenhague 2008. Pero, al tener recursos limitados, es fundamental preguntarse: ¿Dónde hará el mayor y el menor bien cada dólar gastado? Para responder a esta pregunta es importante centrarse en soluciones, no en problemas. Es de esperar que los resultados del Consenso de Copenhague 2008, como los de proyectos anteriores, sean utilizados por los donantes y políticos de manera que, al hacerlo, contribuyan a mejorar la calidad de las decisiones sobre gasto para mejorar así el destino de la humanidad.

VIII. CONCLUSIONES FINALES

El calentamiento global ha sido retratado recientemente como la mayor crisis en la historia de la civilización. En consecuencia, las portadas de revistas como *Time* y *Newsweek* lo han destacado en sus portadas, y así también otros innumerables medios de comunicación de todo el mundo. A la vista de este nivel de atención, tal vez sean sorprendentes, y pueden ser incluso vistos por muchos como inapropiados, los resultados que ofrece el Consenso de Copenhague 2008

Que la humanidad ha causado un importante aumento en la atmósfera de los niveles de dióxido de carbono durante los últimos siglos, contribuyendo así al calentamiento del planeta, está fuera de debate. Lo que es discutible, sin embargo, es si el gasto propuesto en programas de reducción de CO_2 es la única respuesta posible. Esto es especialmente discutible en un mundo en el que miles de millones de personas viven en la pobreza, donde millones mueren de enfermedades curables, y donde estas vidas podrían salvarse, fortalecer las sociedades y mejorar el medio ambiente con un coste mucho menor.

El calentamiento global es un tema complejo. Nadie —ni Al Gore, ni los principales científicos del mundo— puede pretender tener todos los conocimientos y todas las soluciones. Pero tenemos que actuar con los mejores datos disponibles a partir de las ciencias naturales y sociales. Por ello, tenemos que destinar nuestros recursos de forma inteligente hacia las formas más eficaces para hacer frente a largo plazo al calentamiento global. En la actualidad, a cualquier persona que no está de acuerdo con la mayoría de las soluciones radicales propuestas sobre el calentamiento de la Tierra se le considera un irresponsable y es visto como perteneciente a un *lobby* de la industria del petróleo. En mi opinión, esta no es la mejor manera para enmarcar un debate sobre un tema tan crucial. Creo que la mayoría de los participantes en este debate tiene buenas intenciones, todos queremos trabajar para conseguir avanzar hacia un mundo mejor. Sin embargo, para conseguirlo tenemos que enfriar la retórica y tener una discusión más razonable sobre la mejor manera de avanzar en esa dirección. Ser inteligentes a la hora de calibrar las posibilidades que nos brinda el futuro es la razón por la que hemos tenido éxito en el pasado. No deberíamos abandonar ahora nuestra inteligencia.

NOTAS

(1) Los resultados del Consenso de Copenhague 2004 están disponibles en LOMBORG, Bjørn, (ed.) (2004), *Global Crises, Global Solutions*, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(2) Ver discurso del primer ministro danés Anders Fogh Rasmussen en la inauguración del Centro del Consenso de Copenhague 2008 en http://www.reason.com/news/printer/126672.html

(3) La lista completa de los proyectos del Centro del Consenso de Copenhague está disponible en http://www.copenhagenconsensus.com

(4) http://www.project-syndicate.org/commentary/arias2

(5) LARSEN, B.; HUTTON G., y KHANNA N., (2008) «Air Pollution», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed., (2009), *Global Crises, Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(6) COLLIER, Paul; CHAUVET, Lisa, y HEGRE, Harvard (2008), «Conflicts: The security challenge in conflict-prone countries», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009) *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(7) JAMISON, D.; BLOOM, D., y JHA P. (2008), «Disease control», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009) *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(8) ORAZEM, Peter F.; GLEWWE Paul, y PATRINOS H. (2008), «Education», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009), *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(9) YOHE, G.; TOL, R.S.J.; RICHELS, R.G., y BLANFORD, G.J. (2008). «Climate change», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009) *Global Crises*, *Global Solutions*, volumen dos, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(10) HORTON, S.; ALDERMAN, H., y RIVERA, J. (2008), *Hunger and Malnutrition*, Copenhagen Consensus Center.

(11) WHITTINGTON, Dale; HANEMANN, W. Michael; SADOFF, Claudia, y JEULAND, Marc (2008), «Sanitation and water», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009) *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(12) ANDERSON, Kym, y L. Alan WINTERS (2008), «The challenge of reducing international trade and migration barriers», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009), *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(13) SANDLER, T.; ARCE, Daniel G., y ENDERS, Walter (2008), «Terrorism», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009), *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(14) KING, Elizabeth M.; KLASEN, Stephan, y PORTER, Maria (2008), «Women and development», Copenhagen Consensus Center. Próxima publicación como parte del libro de LOMBORG, Bjørn, ed. (2009) *Global Crises*, *Global Solutions*, segundo volumen, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido.

(15) Para más información sobre la puesta en práctica de las soluciones clasificadas por el Consenso de Copenhague 2008, ver: *Copenhagen Consensus Center's Best Practice Papers*, de próxima aparición.

COLABORACIONES

II.
EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA

EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA

SITUACIÓN ACTUAL Y FACTORES EXPLICATIVOS

Vicent ALCÁNTARA ESCOLANO

Universitat Autònoma de Barcelona

Resumen

El problema del cambio climático parece ser un hecho irrefutable. Y aunque no es de fácil solución, peor sería ignorarlo. En este artículo se aborda el análisis de las estrechas relaciones entre actividad económica y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Los resultados proveen, cuando menos, líneas generales que pueden ayudar a perfilar investigaciones más profundas con el fin de disponer de una información básica de cara al diseño de políticas encaminadas a la corrección de la situación actual. O, al menos, a su mitigación. El examen desarrollado se lleva a cabo desde dos perspectivas: en cuanto al tipo de gases y con respecto a los distintos sectores. Posteriormente, se acomete, a modo de primera exploración, la descripción y estudio de los factores que, en el caso de España, explican la vinculación del desarrollo de la actividad económica y el nivel de emisión. De todo ello se desprenden conclusiones de cierta relevancia para la adopción de políticas coherentes y de un equilibrio general, incluida su cuantificación en indicadores pertinentes, tanto monetarios como físicos.

Palabras clave: energía, gases de efecto invernadero, descomposición factorial.

Abstract

Climate change issue seems to be an irrefutable fact. And although it is not an easy issue to resolve, it would be worse to ignore it. This paper outlines the analysis of the close relationship that exists between economic activity and greenhouse effect emissions (GEE). The outcome of the analysis gives, at least, a broad outline that can help to shape a deeper approach in order to provide baseline information for the design of a policy aimed at redressing the current situation. Or, at least, for improving it. The analysis has been conducted taking into account two different points of view: the kind of gases and the different sectors involved. Subsequently, for our first exploration we deal with the description and the study of factors that in Spain's case, explain the relationship between the development of economic activity and the level of emissions. From all this, conclusions of some importance are drawn for the adoption of consistent policies and the attainment of a general balance, including quantification in the corresponding indicators, both monetary and physical.

Key words: energy, greenhouse gases, factorial decomposition.

JEL classification: Q43, Q53, Q56.

I. INTRODUCCIÓN (*)

EL problema del cambio climático parece ser un hecho irrefutable. Como señala la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés), desde los últimos años del siglo XIX la temperatura media de la superficie terrestre ha subido más de 0,6ºC. Por otro lado, es previsible que aumente de nuevo entre 1,4ºC y 5,8ºC para el año 2100, lo que representaría un cambio rápido y profundo. Prácticamente todo el mundo entiende ya que esta subida de la temperatura tiene su principal razón de ser en el proceso de industrialización iniciado hace un siglo. Muy particularmente, por la combustión de cantidades cada vez mayores de petróleo y sus derivados, gas y carbón. Así mismo, la tala de bosques y algunos métodos de explotación agrícola no son ajenos a los profundos cambios que los expertos en el tema vienen observando. Por otra parte, el calentamiento atmosférico es un problema complicado, que afecta a todo el mundo y se entremezcla con cuestiones difíciles como la pobreza, el desarrollo económico y el crecimiento demográfico. Como la misma UNFCCC señala, el problema del cambio climático no es de fácil solución, pero sería mucho peor ignorarlo. Con el fin de hacer frente a esta situación, la firma del Protocolo de Kioto a finales de 1997 comprometía a los países industrializados y a los países en transición hacia una economía de mercado (anexo I del mismo) a limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a las cantidades atribuidas a los mismos y consignadas para ellos en el anexo B del mismo protocolo (1). Como se señala en el artículo 3 del Protocolo, la limitación de emisiones se hacía con miras a reducir el total de sus emisiones de GEI a un nivel inferior en no menos de 5 por 100 al de 1990 en el período de compromiso comprendido entre 2008 y 2012. Los gases que se contemplan son los seis siguientes: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

La Unión Europea (UE) estableció para sus países miembros un reparto de cargas, para cumplir

el compromiso, que implicaba una reducción conjunta del 8 por 100 respecto de los niveles de 1990 de los mencionados gases, medidos en términos de CO_2 equivalente, conforme a los factores de conversión del International Panel of Climate Change (IPCC,1995). En lo que se refiere a España, y dentro del marco de la Unión Europea, el Acuerdo de la Presidencia del Consejo de Medio Ambiente de Junio de 1998 permitía un incremento de las emisiones del 15 por 100 respecto a los niveles de 1990.

A la vista de lo anterior, parece razonable entrar en el análisis de las estrechas relaciones entre actividad económica y emisiones, al menos para disponer de grandes líneas generales que perfilen investigaciones más profundas, y que no son accesibles en el marco de este trabajo, con el fin de disponer de una información básica de cara al diseño de políticas encaminadas a la corrección de la situación actual o, cuando menos, a su mitigación. Con este propósito se aborda este trabajo, que se estructura como sigue.

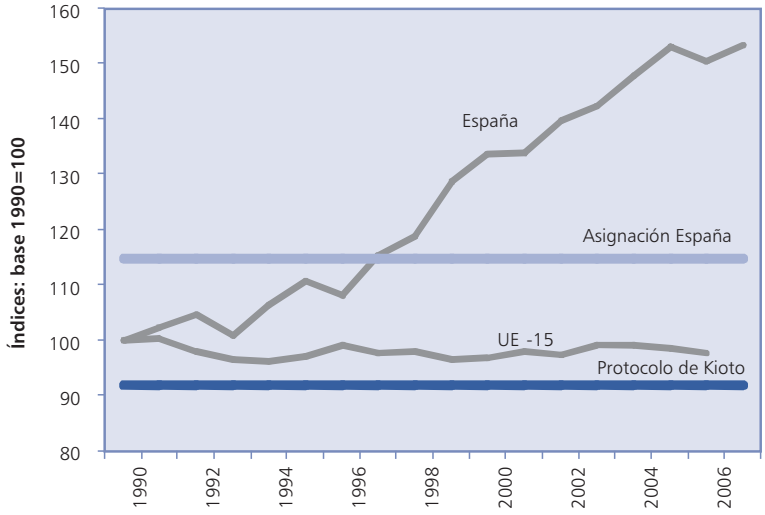
En el siguiente apartado llevaremos a cabo un análisis comparativo de las emisiones de GEI en España y la UE-15; para, por una parte, tener un conocimiento de nuestras semejanzas o diferencias con países de nuestro entorno y, por otra, porque nuestros compromisos adquiridos en el marco del Protocolo de Kioto, se sitúan dentro de ese grupo de países. Este examen se lleva a cabo desde dos perspectivas, la primera en cuanto al tipo de gases y, la segunda, con respecto a los distintos sectores. Posteriormente se acomete, a modo de primera exploración, la descripción y estudio de los factores que, en el caso de España, explican la vinculación del desarrollo de la actividad económica y el nivel de emisión. Por último, recogeremos las conclusiones más relevantes.

II. EVOLUCIÓN DE LOS GEI EN ESPAÑA: UN ANÁLISIS COMPARADO

Desde 1990, año tomado como base en el Protocolo de Kioto, hasta 2007 las emisiones de GEI en España, experimentaron un crecimiento del 52,3 por 100 (Rodrigo y Santamarta, 2008). La posible esperanza que había abierto el descenso de emisiones entre 2005 y 2006, un 1,7 por 100, se perdió en un solo año. En efecto, la emisión en 2006 fue de 433,3 Mt., y en 2007 de 441,4 Mt., según las estimaciones de los autores citados (2), un 1,8 por 100 más que el año anterior. Como muestra el gráfico 1, la evolución de las emisiones de GEI en España se ha distanciado notablemente del objetivo marcado por la Directiva europea, por lo que se hace muy difícil alcanzar los objetivos previstos para 2008-2012.

Mientras que la UE-15, como un todo, reducía las emisiones en 2006 en un 2,2 por 100 sobre el año

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES GEI EN ESPAÑA Y LA UNIÓN EUROPEA



Fuente: UNFCC, Rodrigo y Santamarta (2008), y elaboración propia.

base, un porcentaje alejado aún del 8 por 100 previsto en el Protocolo de Kioto, España incrementaba aquellas para el mismo año en un 50,6 por 100. El orden de importancia de este incremento se nota más si consideramos que la UE-15, descontada España, habría reducido sus emisiones en un 6 por 100. Se trata de emisiones brutas, no hemos considerado los usos del suelo, cambios en los usos del suelo y reforestación (LULUCF, por sus siglas en inglés), que son considerados en el Protocolo de Kioto, aunque la magnitud de estos aspectos es muy poco importante tanto en el caso de España como de la UE-15. En el caso de la UE-15, las emisiones de GEI sin considerar LULUCF experimentaron una variación media anual del -0,1 por 100 y con LULUCF un -0,3 por 100, mientras que en el caso de España las emisiones sin LULUCF crecieron un 2,6 por 100 medio anual y con LULUCF un 2,7 por 100. Como vemos las diferencias son muy poco importantes, pero de sentido contrario, cuando se consideran estos sumideros de CO_2. Como muy bien señalan Rodrigo y Santamarta (2008: 12), «…con el plan forestal vigente desde hace dos legislaturas y aún no revisado, se podría ahorrar el 2,5 por 100 adicional de las emisiones actuales, y un 7,5 por 100 para el año 2030 en el mejor de los casos. El Plan Nacional de Asignación prevé un 2 por 100, cifra realista, dadas las cifras que se conocen del Tercer Inventario Forestal Nacional». En este trabajo, al referirnos a emisiones, lo haremos considerando emisiones brutas.

A la vista de lo anterior, y dado el comportamiento tan distinto entre UE-15 y España, conviene ahora mostrar las diferencias existentes entre ambas, tanto desde la perspectiva de los gases emitidos como de las diferencias de emisión en los distintos sectores productivos.

1. Emisiones por clase de gas

En lo que se refiere a las emisiones de los distintos gases, y tal como muestra el cuadro n.º 1, las diferencias en cuanto a su distribución, medidas en unidades de dióxido de carbono equivalente ($CO_{2\text{-eq.}}$), no son remarcables. Y se pone en evidencia que el CO_2 es el más importante de los gases de efecto invernadero.

Aunque la estructura de emisiones es muy semejante, la dinámica seguida en los dos conjuntos territoriales es muy distinta. Con excepción de los HFC, PFC y CO_2, en todos los otros gases la variación sobre el año base fue de signo contrario, disminución en el caso de la UE-15 e incremento en España. La mayor lejanía en la variación, positiva en ambos, se da para el CO_2, que, como hemos señalado, es el más importante de los GEI. Las emisiones de este gas son debidas principalmente al consumo de combustibles fósiles y, en una mínima parte, a los procesos industriales sin combustión. El consumo de energía es, como veremos más adelante, el factor más determinante de las emisiones de GEI. En ambos espacios su crecimiento debería ser preocupante.

Por lo se que se refiere a los otros gases con crecimiento en las dos regiones, HFC, éstos tienen un potencial de calentamiento muy variable, y han sustituido a los CFC, que tienen un importante impacto sobre la capa de ozono, y son utilizados en extintores de incendios, aerosoles, así como en equipos de aire acondicionado y refrigeración. Como decíamos, su potencial de calentamiento oscila entre el equivalente a 180 moléculas de CO_2 y el equivalente de calentamiento de 11.700 moléculas de CO_2 del HFC-23 (CHF_3). Sus emisiones han crecido de for-

CUADRO N.º 1

ESTRUCTURA Y DINÁMICA DE LAS EMISIONES POR TIPO DE GAS

	ESPAÑA			*UNIÓN EUROPEA (UE-15)*		
Gas	*Mt $CO_{2\text{-eq}}$*	*Porcentaje en 2006*	*Porcentaje Δ sobre 1990*	*Mt $CO_{2\text{-eq}}$*	*Porcentaje en 2006*	*Porcentaje Δ sobre 1990*
CO_2	359,6	83,0	57,4	3.466,3	83,5	3,4
CH_4	37,5	8,7	33,8	306,4	7,4	-29,9
N_2O	30,1	6,9	8,2	308,7	7,4	-22,3
HFCs	5,5	1,3	130,9	56,3	1,4	101,2
PFCs	0,2	0,1	-72,0	4,1	0,1	-76,3
SF_6	0,3	0,1	383,6	9,2	0,2	-15,9
No-CO_2	73,7	17,0	24,6	684,8	16,5	-23,1
Total GEI	433,3	100,0	50,6	4.151,1	100,0	-2,2

Fuente: UNFCCC y elaboración propia.

ma espectacular tanto en España como en la UE-15, aunque su participación en el total de emisiones es relativamente baja. No obstante, la supresión del uso de estos gases habría supuesto en 2006 un 2 por 100 menos de variación sobre las emisiones del año 1990, tomado como base de comparación en el Protocolo de Kioto.

Lo mismo podríamos decir de las emisiones de PFC, carburos perfluorados, pero en este caso experimentaron un notable descenso, cercano al del resto de la Comunidad. Sus emisiones se deben prácticamente en su totalidad a la producción de aluminio. Según el informe del IPCC (1995) cada molécula de PFC varía entre 6.500 y 9.200 moléculas de CO_2.

El caso más llamativo es el de las emisiones de SF_6, hexafluoruro de azufre. Con un potencial de calentamiento equivalente a 23.900 moléculas de CO_2 por molécula de SF_6, estas emisiones se multiplicaron por cinco en España en el período analizado, mientras que en la UE-15 experimentaron un decrecimiento del 15,9 por 100. Empleado en equipos eléctricos, este gas es el que ostenta el mayor potencial de calentamiento, aun cuando su peso relativo en las emisiones totales también es muy bajo.

Por último, tanto el metano (CH_4) como el óxido nitroso (N_2O) experimentaron en España crecimientos de un 33,8 y un 8,2 por 100 respectivamente. Su peso en la estructura de emisiones es el más importante después del CO_2. Las emisiones de metano tienen su origen en los vertederos, aguas residuales, etc..., y su poder de calentamiento equivale a 21 moléculas de CO_2. Mientras que las emisiones de N_2O se deben principalmente al uso de fertilizantes, y cada molécula del mismo equivale al poder de calentamiento de 310 moléculas de CO_2.

El diseño de políticas frente al calentamiento global desde una perspectiva local exige no sólo conocer el comportamiento de los distintos gases, sino también qué sectores deben ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar aquéllas, y cuáles son los factores determinantes de las mismas. Cabe, pues, un primer análisis, aunque sólo sea descriptivo, del comportamiento sectorial en cuanto a las emisiones que nos ocupan. A esta tarea se dirige el siguiente epígrafe.

2. Comportamiento sectorial

Desgraciadamente, no se dispone en España de las emisiones por ramas productivas que nos permitan analizar el comportamiento sectorial a un nivel de desagregación suficiente (3). En dos trabajos relativamente recientes, Alcántara (2007 y 2009) se ha planteado esta cuestión considerando el máximo de sectores posibles para el caso de las emisiones de CO_2 procedentes de la combustión energética. En la descripción que sigue utilizaremos la desagregación de la UNFCCC con el fin de hacer compatible la información por áreas geográficas.

En el cuadro n.º 2 se recoge la distribución sectorial de las emisiones, así como el porcentaje de variación entre 1990 y 2006, distinguiendo entre las emisiones de GEI vinculadas al consumo energético, los procesos industriales sin combustión y el uso de productos. En el caso de la agricultura, los 46,2

CUADRO N.º 2

ESTRUCTURA Y DINÁMICA SECTORIAL DE LAS EMISIONES

Sector	*Mt. 2006*	*Porcentaje en 2006*	*Porcentaje Δ sobre 1990*
1. Energía	338,3	78,1	59,1
1.A.1. Industrias energéticas	117,2	27,0	50,8
1.A.2. Manufacturas y construcción	70,6	16,3	51,2
1.A.3. Transporte	108,6	25,1	88,8
1.A.4. Otros sectores	37,9	8,7	43,6
1.B. Emisiones fugitivas	3,9	0,9	-6,3
Procesos industriales (sin combustión)	35,1	8,1	33,4
Uso de disolventes	1,5	0,3	9,0
Agricultura	46,2	10,7	14,5
Tratamiento de residuos	12,3	2,8	73,0
Total GEI	433,3	100,0	50,6

Fuente: UNFCCC y elaboración propia.

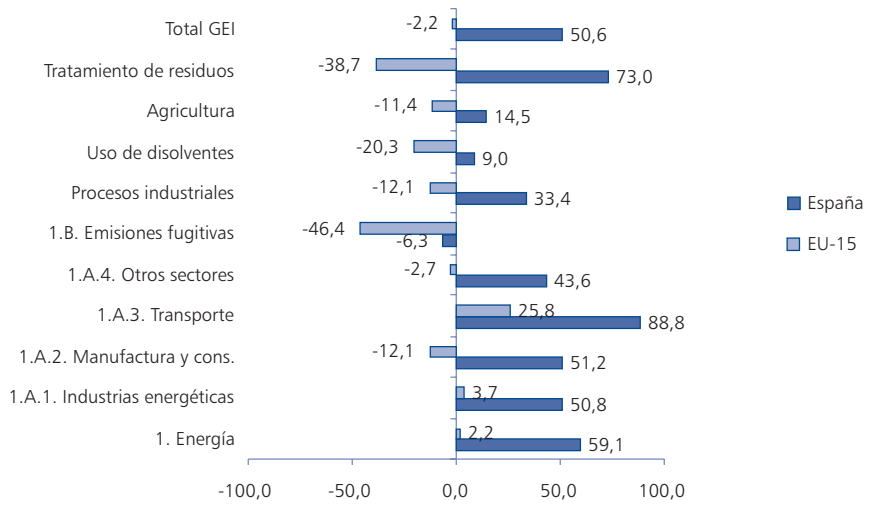
Mt. no incluyen las emisiones derivadas de su consumo energético. De manera que se trata de emisiones derivadas de la fermentación entérica, quema de rastrojos, cultivos de arroz, etc... Las emisiones relativas al uso energético en la agricultura, excepto transporte, se encuentran en otros sectores, junto a los servicios y el consumo energético privado. Por otra parte, el transporte incluye cualquier tipo de transporte, comprendido el privado. Las llamadas emisiones fugitivas se refieren a fugas de petróleo y gas, principalmente derivadas del tratamiento y manejo de estos combustibles. Por último, el tratamiento de residuos incorpora tanto las emisiones procedentes de la incineración como las originadas en las plantas de tratamiento y disposición de residuos.

Como vemos, un 78,1 por 100 de las emisiones proceden del consumo energético, y en más de un 50 por 100 son responsabilidad, a partes prácticamente iguales, de las industrias energéticas y del transporte. Es obvio que la responsabilidad última de las emisiones vinculadas a la producción energética corresponde a los usuarios de dicha producción. Dicho esto, conviene notar que la gran responsabilidad en el crecimiento de las emisiones reside en el sector transporte en general y, en particular, en el transporte por carretera. Si consideramos la información proporcionada por la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2008), las emisiones de CO_2 correspondientes al consumo energético del sector transporte en España se distribuían en 2006 como sigue: un 87 por 100 el transporte por carretera, un 6,2 por 100 el transporte aéreo interior y tan sólo un 1,7 por 100 el ferrocarril. Ni que decir tiene que la movilidad vial por carretera constituye un aspecto clave de las posibles políticas que se diseñen para la mitigación de las emisiones de GEI. Volveremos en el siguiente apartado sobre esta cuestión.

Con excepción de las emisiones debidas a la fuga de combustibles, que además representan un mínimo peso en la emisión total, todos los sectores experimentaron crecimientos sustanciales, por lo que no es extraño nuestro alejamiento de los objetivos asignados para España, ni la asimetría de nuestra evolución a lo largo del período con respecto a la UE-15. Estas diferencias se hacen tanto más relevantes cuando se comparan las tasas de crecimiento sectoriales entre las dos partes, tal como hacemos en el gráfico 2.

El primer aspecto a enfatizar es el del transporte. Con una estructura en España basada en el transporte por carretera, tanto en el caso de las mercancías como de las personas, este sector está sometido a unos efectos de escala muy importantes, en tanto que los efectos de arrastre sobre el mismo son harto relevantes. Desde nuestro punto de vista, se hace cada vez más necesario un cambio

GRÁFICO 2
TASAS DE VARIACIÓN COMPARADAS
(Porcentaje)



drástico en las políticas de transporte en España. Se mire por donde se mire, éste es uno de los grandes problemas estructurales del país, desde una perspectiva tanto ecológica como económica. Otro aspecto destacable, desde la perspectiva de las emisiones vinculadas al consumo energético, es el de la industria, incluida la construcción. Nótese que ese crecimiento se refiere a emisiones directas; no se cuentan, pues, las emisiones indirectas, parte de las cuales están incluidas en las industrias energéticas, particularmente en el caso de los consumos eléctricos de la industria. Y lo mismo tendríamos que decir de los otros sectores, servicios y hogares, que experimentaron un nada despreciable incremento del 43,6 por 100. En ambos casos, en Europa, ha sucedido lo contrario, aunque el decrecimiento haya sido más sustancial en el caso de la industria.

Cabe preguntarse por las razones de este crecimiento de las emisiones industriales. Evidentemente, éstas dependen tanto de los tipos de combustibles utilizados, y sus factores de carbonización, como de los niveles de eficiencia energética y la escala de la producción. En un trabajo reciente, Alcántara (2009) ha puesto de manifiesto la delicada cuestión del repuntar de la intensidad energética, que no es sino el indicador opuesto a la eficiencia, en la industria española. Una cuestión que parecía superada, al menos para el sector industrial, y que nos debería impeler a desarrollar análisis más exhaustivos y detallados. Este aspecto del problema no es sólo relevante desde una perspectiva ambiental. Las pérdidas de eficiencia en el uso de la energía, que se plasman en un incremento de la intensidad energética, presentan además un claro coste monetario, aunque este último aspecto no corresponde al marco de estas páginas.

Con el fin de aproximarnos a una explicación del comportamiento observado en las emisiones, cabe, aunque sólo sea a un nivel contable, mostrar mínimos factores explicativos del comportamiento observado. A ello dedicamos el siguiente apartado.

III. EMISIONES DE GEI Y ACTIVIDAD ECONÓMICA: APROXIMACIÓN A SUS FACTORES EXPLICATIVOS

En este apartado nos aproximaremos a la relación entre la evolución de la actividad económica española, desde principios de los noventa, y la generación de emisiones de CO_2. Como hemos señalado con anterioridad, las emisiones de GEI están íntimamente vinculadas al consumo energético; en un 78,1 por 100, como vimos. En las páginas que siguen mostraremos cómo la evolución de estas emisiones puede ser explicada combinando la progresión en el uso de energía primaria, que tiene una importancia crucial desde una óptica tanto económica como ecológica, con la dinámica de la actividad productiva y la población entre 1990 y 2007, último año para el que se dispone de información. Utilizaremos para ello relaciones poco complejas entre variables económicas y ambientales, mediante un modelo contable sencillo que nos permitirá hacer un primer diagnóstico de la relación que existe entre economía y emisión de gases de efecto invernadero.

La información sobre emisiones, entre 1990 y 2006, vinculadas al consumo energético procede de la información proporcionada por la UNFCCC en su web. Para 2007, hemos estimado las relativas al consumo energético a partir de la información que se detalla en Rodrigo y Santamarta (2008). La información sobre el PIB en paridad de poder adquisitivo y dólares constantes de 2000, así como las de población, proceden de la OECD (2008).

Si contemplamos las emisiones de GEI, medidas en unidades de $CO_{2\text{-eq}}$, desde una perspectiva agregada, éstas pueden ser descompuestas según la siguiente identidad:

$$C(t) \equiv \frac{C(t)}{EP(t)} \times \frac{EP(t)}{PIB(t)} \times \frac{PIB(t)}{POB(t)} \times POB(t) \qquad [1]$$

en la que *C* son las emisiones totales de GEI; *EP* es el consumo de energía primaria total reducido a unidades energéticas equivalentes (toneladas de petróleo, tep, julios, etc..); *PIB* se corresponde con las siglas del producto interior bruto en paridad de poder adquisitivo, como indicador del volumen de producción del área geográfica considerada, y *POB* es la población. Los indicadores están referidos a un período de tiempo determinado *t*, normalmente un año.

Conocida como la identidad de Kaya (1989), la expresión anterior nos dice que las emisiones de CO_2 dependen de las emisiones por unidad de energía primaria utilizada, un indicador de carbonización de los consumos energéticos; del consumo de energía primaria por unidad de PIB, lo que se conoce como intensidad energética; del PIB *per cápita*, una medida de la afluencia de bienes de que disfruta la sociedad, y, por último, del nivel de población como factor de escala. Esta descomposición puede verse como una de las habituales descomposiciones tipo IPAT (Commoner, 1992) que muestran la relación de los

impactos ambientales con los niveles de población, la afluencia de bienes y la tecnología de la sociedad.

Como exponen Alcántara y Roca (1995), los efectos que explican las emisiones de CO_2 se deben a los procesos de transformación del sector energético, el *mix*-energético, tanto en la transformación como en el uso final por parte de los distintos sectores productivos. Nuestro análisis no será tan exhaustivo (4), pero sí tendremos en cuenta el peso de la energía fósil en el consumo energético bruto. Para ello, reescribamos la expresión [1] como sigue:

$$C(t) \equiv \frac{C(t)}{EFS(t)} \times \frac{EFS(t)}{EP(t)} \times \frac{EP(t)}{PIB(t)} \times \frac{PIB(t)}{POB(t)} \times POB(t) \quad [2]$$

El factor de carbonización (5) anterior ha quedado ahora descompuesto en dos factores, *C/EFS*, que entendemos que es, ahora, un indicador genuino de carbonización. En efecto, CO_2/EFS nos está indicando la relación de las emisiones con la energía fósil consumida; por tanto, las variaciones en el *mix* de combustibles fósiles utilizados, habida cuenta de los distintos factores de emisión que poseen, vendrá recogida por este factor. Por otro lado, *EFS/EP* nos da el peso de estas fuentes energéticas en la energía primaria total. De tal manera que, desde la perspectiva del tipo de energía utilizado, las emisiones dependen tanto del tipo de fuentes fósiles utilizadas como de su intensidad de uso. Así las cosas, las emisiones de GEI pueden ser explicadas, cuando menos, por cinco factores. Un factor de carbonización dado por el primer factor a la derecha de la igualdad; un factor que expresa el *mix*-energético (muy agregado), segundo factor a la derecha de la igualdad; un factor de eficiencia dado por la relación entre energía primaria y producción, lo que se conoce como intensidad energética, y que se corresponde con el tercer factor a la derecha de la igualdad; un factor que recoge la afluencia de bienes a la sociedad y que se corresponde con el PIB per cápita, y, por último, el nivel de población. Podemos, a partir de la expresión [2], explicar el papel jugado por cada uno de los factores en la evolución de las emisiones.

Descomposición factorial de las emisiones

A partir de la expresión [2], la variación de las emisiones puede ser descompuesta aditivamente en cinco efectos explicativos que se corresponden con los cinco factores descritos. Esto es:

$$ET = EC + EM + EI + EA + EP \quad [3]$$

De tal manera que la variación experimentada por las emisiones de CO_2, lo que llamaremos *efecto total* (*ET*), se explica por los cambios en el factor de carbonización medio de todos los sectores, que llamaremos *efecto carbonización* (*EC*); de los cambios en la intensidad de uso de combustibles fósiles, que podemos llamar *efecto mix* (*EM*); de la eficiencia en el uso de la energía, que podemos considerar como *efecto intensidad* (*EI*); del nivel de producción per cápita, que llamaremos *efecto afluencia* (*EA*) y del volumen de población, que será el *efecto población* (*EP*). Nótese que los efectos afluencia y población son efectos de escala, mientras que los restantes son efectos de cuyo comportamiento «amigable» con el medio ambiente depende lo que podríamos llamar el ahorro de emisiones (Sun, 1999a).

Con el fin de aligerar de matemáticas el cuerpo del texto, el desarrollo metodológico relativo a la descomposición se ha realizado en el apéndice metodológico. Se trata de una descomposición tipo Divisia, basada fundamentalmente en los trabajos de Ang y Liu (2001) y Wang *et al*. (2005).

Los resultados obtenidos, al aplicar la descomposición contable de la expresión [3] a la variación anual de las emisiones, se reflejan en el cuadro n.º 3.

Si consideramos el comportamiento de la emisión total, la evolución de los incrementos medios anuales no hacen sino reflejar lo que ya vimos en el gráfico 1: un incremento espectacular, particularmente a partir del año 1995, cuyo resultado ha sido un crecimiento de las emisiones en 138,3 Mt. de $CO_{2\text{-eq}}$. Paralelamente, la descarbonización de la economía ha mantenido de forma sostenida un comportamiento favorable al medio ambiente global. Como señalábamos antes, el factor carbonización era un indicador puro, una vez se le aligeraba del componente dado por la composición del *mix* energético.

En efecto, la disminución del carbón, tal como muestra el gráfico 3, sustituido por gas natural, con un menor factor de emisión unitario, y la disminución del crudo y sus derivados han jugado evidentemente un papel positivo en la disminución de las emisiones. Sin embargo, al analizar el factor que hemos llamado *mix*, éste ha contribuido negativamente al comportamiento de la emisión. La razón de este comportamiento es obvia: la participación de los combustibles fósiles en la estructura de consumos energéticos no ha disminuido, sino que ha aumentado. Sólo la sustitución dentro de la estructura de estos combustibles fósiles ha permitido una cierta

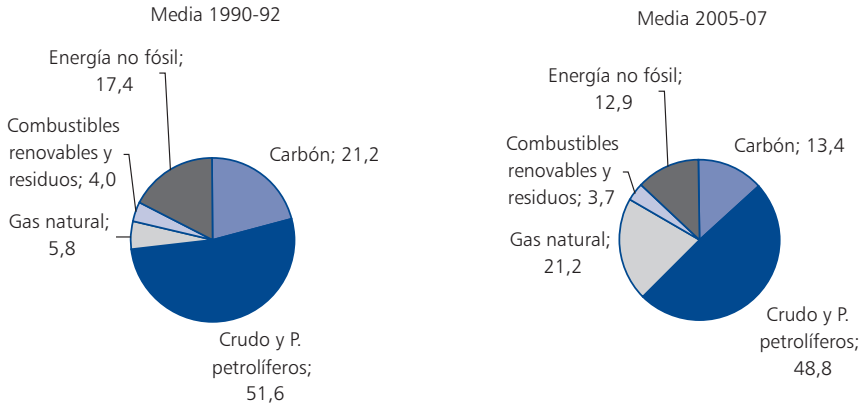
CUADRO N.º 3

VARIACIÓN ANUAL DE LAS EMISIONES DE GEI EN ESPAÑA (MT)

	EFECTOS EXPLICATIVOS					
	Total	*Carbonización*	*Mix*	*Intensidad*	*Afluencia*	*Población*
1990	0	0	0	0	0	0
1991	7,6	-1,2	0,4	2,9	3,7	1,7
1992	9,0	2,0	2,5	2,5	0,9	1,2
1993	-8,9	3,7	-3,6	-6,6	-3,4	1,1
1994	9,8	-4,8	2,1	7,2	4,4	0,9
1995	10,9	-2,5	2,6	4,3	5,5	0,9
1996	-12,4	-4,8	-4,5	-8,8	4,9	0,7
1997	18,9	-1,6	5,8	5,6	8,4	0,6
1998	6,7	-3,8	-1,7	1,3	10,4	0,6
1999	24,6	7,8	4,2	0,2	11,8	0,5
2000	10,7	-1,5	-1,7	-0,2	13,6	0,4
2001	3,7	-0,9	-2,7	-3,2	9,8	0,7
2002	18,4	4,3	5,4	0,7	7,1	1,0
2003	3,6	-5,6	-1,3	0,9	8,6	1,0
2004	17,0	-1,0	3,6	3,9	9,5	0,9
2005	15,5	2,1	6,9	-5,5	11,3	0,8
2006	-9,3	-4,6	-3,8	-13,9	12,2	0,8
2007	12,6	0,3	3,9	-4,5	12,0	0,9
	INCREMENTO MEDIO ANUAL DE LAS EMISIONES POR PERIODO EN Mt					
1990-1995	5,7	-0,5	0,8	2,1	2,2	1,2
1995-2000	9,7	-0,7	0,4	-0,4	9,8	0,6
2000-2007	12,3	-1,1	2,4	-4,3	14,1	1,2
1990-2007	8,1	-0,7	1,1	-0,8	7,7	0,9
	INCREMENTO TOTAL DE LAS EMISIONES EN Mt					
1990-2007	138,3	-11,9	18,2	-13,3	130,7	14,6

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 3
DISTIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES



Fuente: OCDE (2008), y elaboración propia.

descarbonización, pero el incremento de su uso (6), especialmente a partir de 2000, ha compensado con creces ésta. Así, mientras que la disminución del CO_2 contenido en las fuentes fósiles permitía ahorrar 11,2 Mt. de este gas, el incremento experimentado por el mayor uso de combustibles fósiles fue de 18,2 Mt.

El otro factor que habría contribuido a la disminución de las emisiones de GEI, procedentes del consumo energético, es el efecto intensidad. Ciertamente, la disminución de energía primaria por unidad de PIB ha tenido, particularmente en los últimos años, un efecto favorable a la disminución de emisiones, prácticamente en pie de igualdad con el efecto descarbonización. Esto debe interpretarse como un esfuerzo muy poco significativo con respecto a las ganancias de eficiencia energética. Es más, si tenemos en cuenta que se trata de un indicador de eficiencia bruta, ni tan siquiera podemos afirmar que esta mínima aportación del efecto intensidad a la disminución de emisiones se deba a un uso eficiente de la energía en un sentido puro, esto es, desprovista de cambios en la estructura productiva. Como señalábamos al principio de este apartado, la intensidad energética bruta esconde toda una serie de factores a tener en cuenta a la hora de computar como eficiencia la disminución de ésta. En Alcántara (2009) se muestra, para el caso de las emisiones de GEI en el sector industrial español, que los cambios en la estructura productiva habrían posibilitado la disminución de estos gases en un 7 por 100, pero la ineficiencia en el uso final de la energía, esto es, el incremento de la intensidad energética final, ahora sí desprovista de los efectos de cambio estructural, habría dado lugar a un incremento de la emisión en torno a un 14,7 por 100 entre 1990 y 2005.

Por último, hemos de considerar los dos factores de escala que quedan por comentar. Por lo que respecta al incremento de población, éste ha supuesto un incremento de las emisiones, pero su peso es relativamente pequeño cuando lo comparamos con el otro factor de escala. El crecimiento económico es, sin duda, el factor que en mayor medida explica el alza de las emisiones. El incremento teórico que las emisiones habrían experimentado es de 130,7 Mt., que, junto al efecto población, habría supuesto 145,3 Mt. No obstante, lo que resulta particularmente grave es que, prescindiendo de la población, el incremento real de las emisiones entre 1990 y 2007 haya sido de 138,3 Mt., y que su incremento teórico por la afluencia de bienes a la sociedad haya sido menor. Es más, para todo el período, como se muestra en el cuadro, el crecimiento medio anual agregado de los dos factores de escala fue de 8,6 Mt., y el incremento real medio fue de 8,1 Mt. Esto significa que no hemos sido capaces de ahorrar ni un mínimo millón de toneladas año. Lo que pone de manifiesto la necesidad de jugar fuerte en los cambios relacionados con la intensidad energética, —la eficiencia en definitiva—, y en la composición de nuestra cesta de consumos energéticos.

Aunque los modelos simples tipo IPAT no permiten hacer afirmaciones respecto a la influencia que las formas de vida y consumo tienen sobre los impactos ambientales (Roca, 2002), sí parece claro que, dada la relación tan lineal entre efecto afluencia y emisiones, algo tendrán que ver éstas con la situación resultante, así como con nuestro distanciamiento respecto los países de nuestro entorno.

IV. A MODO DE SÍNTESIS

Desde la posición de los distintos gases emitidos, hemos de referirnos de forma muy particular al CO_2, el más importante de los GEI e íntimamente vinculado al consumo de combustibles. Si atendemos a los resultados expuestos en el último apartado, podemos decir que el esfuerzo por cambiar la situación ha sido mínimo. Hemos constatado que el comportamiento reductor de las variables —carbonización, *mix* energético e intensidad energética— de las que dependen los posibles «ahorros» de emisión ha sido prácticamente inexistente. Por otro lado, es necesario constatar que el sector 1.A.4, otros sectores (ver cuadro n.º 2), incluye a los hogares y al sector servicios, y que sus emisiones están vinculadas a su consumo energético directo. Si le imputásemos las generadas en el proceso de producción de electricidad, éstas se dispararían. Si ya es llamativo su crecimiento en un 43,6 por 100 en España, frente a un decrecimiento del 2,7 por 100 en Europa, ni que decir tiene cuál sería la situación. Aunque suele hablarse de las economías de servicios como de economías desmaterializadas, no se puede olvidar que los servicios colaboran de una forma significativa en las emisiones de CO_2, si bien de una forma indirecta (Alcántara y Padilla, 2009).

Por más que la anotación anterior sea importante, no podemos dejar de plantear el problema del transporte, que se encuentra detrás del efecto afluencia, toda vez que forma parte de nuestras formas de producción y consumo. Creemos que no se puede tardar más tiempo en emprender una reforma estructural profunda del sector. Es simple y llanamente insostenible una situación en la que este sector tiene una participación en las emisiones totales prácticamente igual a la de las industrias energéticas, y

además contribuye a un incremento medio anual de sus emisiones del 5 por 100 aproximadamente.

Otro de los gases a tener en cuenta es el metano, y debería ser estudiado, desde una perspectiva sectorial, con detalle. Este gas, como apuntábamos, tiene su origen en determinados manejos agrarios y en el tratamiento de residuos. Pues bien, en 2006 las emisiones procedentes de la agricultura casi cuadruplicaban las relacionadas con los residuos. Si a ello añadimos la evolución opuesta en el período 1990-2006 en España y la UE-15 (ver gráfico 2), deberíamos preguntarnos qué nos hace tan diferentes, sobre todo cuando consideramos que la participación en la emisión total es prácticamente idéntica en ambas partes.

Por lo que se refiere a los otros gases distintos al CO_2, estos tienen su origen en usos y técnicas de producción que afectan a sectores muy concretos. Dada su importancia en cuanto a poder de calentamiento, aunque su peso sea residual en el conjunto de las emisiones de $CO_{2\text{-eq}}$, es posible la implementación de políticas de menor complejidad que en los otros sectores productivos.

Existen muchas políticas ambientales al alcance de las autoridades pertinentes en cada caso; por tanto, no hay excusas para dilatar las soluciones a un problema muy notable. No obstante, aunque el caso de algunos de los problemas planteados permite una intervención a corto plazo, hay otros en los que las interacciones entre los agentes económicos y las relaciones técnicas entre sectores son complejas, y se debería proceder a un estudio riguroso de ellas. Ello permitiría la adopción de políticas coherentes y de un equilibrio general, incluida su cuantificación en indicadores pertinentes, tanto monetarios como físicos, no yendo a remolque de propuestas políticas, bien por imperativo legal o por conveniencia política, que sean ajenas a las condiciones económicas y ecológicas del país.

NOTAS

(*) El autor agradece el soporte financiero del proyecto 2009SGR-600 y de la XREPP (Direcció General de Recerca). Así como al proyecto ECO2009-10003 (Ministerio de Ciencia e Innovación).

(1) Son los países industrializados que eran miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) en 1992, más los países en proceso de transición a una economía de mercado, en particular, la Federación de Rusia, los estados bálticos y varios estados de Europa central y oriental.

(2) La única información existente para 2007 sobre estas emisiones es la de los citados autores. Para las comparaciones con los países de nuestro entorno hemos utilizado las disponibles hasta 2006 de la UNFCCC.

(3) El INE abordó esta tarea al desarrollar, para la contaminación atmosférica, el sistema NAMEA de cuentas ambientales. No obstante, este desarrollo se queda en 2003, lo que limita considerablemente las posibilidades analíticas.

(4) El lector interesado en un análisis detallado de los temas planteados puede consultar ALCÁNTARA (2007).

(5) Los matices en torno al concepto de carbonización surgen al referir ésta a la llamada curva de Kuznets ambiental y sus factores explicativos. De forma general, se utiliza para la relación entre emisiones de CO_2 y consumo de energía primaria. Otros autores se refieren a la relación entre este gas y el PIB a precios constantes, aunque nosotros preferimos referirnos a esta relación como intensidad de emisión. Para no extendernos con esta cuestión, el lector interesado puede consultar: ANG (1999a), MIELNIK y GOLDEMBERG (1999), SUN (1999b) y ROCA y ALCÁNTARA (2001 y 2002).

(6) La energía primaria en España experimentó entre 1990 y 2007, un crecimiento del 62,4 por 100, mientras que la parte fósil creció un 72,8 por 100, la energía primaria no fósil se incrementó en tan sólo un 14,7 por 100.

BIBLIOGRAFÍA

AIE: International Energy Agency (2008), *CO2 Emissions from Fuel Combustion, 1971 – 2006*, Sourceocde Database, Energy Statistics Division, París.

ALCÁNTARA, V. (2007), «Actividad económica y emisiones de CO_2 en España», en MARTÍN VIDE, J.; LLEBOT RABAGLIATI, J.E.; PADILLA, E., y ALCÁNTARA, V. (eds.).

— (2009), «Consumo energético y emisiones de CO_2 en la industria española: una primera aproximación a la situación actual», *Economía industrial*, n.º 371: 49-57.

ALCÁNTARA, V., y PADILLA, E. (2009), «Input–output subsystems and pollution: An application to the service sector and CO_2 emissions in Spain», *Ecological Economics*: 905-914

ALCÁNTARA, V., y ROCA, J. (1995), «Energy and CO_2 emissions in Spain. Methodology of analysis and some results for 1980- 1990», *Energy Economics*, 17 (3): 221-230.

ANG, B.W. (1999a), «Is the energy intensity a less useful indicator than the carbon factor in the study of climate change?», *Energy Policy*, 27: 943-946.

— (1999b): «Decomposition methodology in energy demand and environmental análisis», en Jeroen C.J.M. VAN DEN BERGH, *Handbook of Environmental and Resources Economics*, Edward Elgar, Chentelham, Reino Unido: 1146-1163.

ANG, B.W., y LIU, F.L. (2001), «A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation», *Energy*, 26: 537-548.

ANG, B.W., y ZHANG, F.Q. (2000), «A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies, *Energy,* 25(12): 1149-1176.

BRUCE, J.P., HOESUNG, L., y HAITES, E.F. (eds.) (1996), "Climate Change 1995", *Economic and Social Dimensions of Climate Change*, contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.

CHOI, KI-H, y ANG, B.W. (2003), «Decomposition of aggregate energy intensity changes in two measures: ratio and difference», *Energy Economics*, 25: 615-624

COMMONER, B. (1992), *En paz con el planeta*, Ed. Crítica, Barcelona.

GOLDEMBERG, J.; SQUITIERI, R.; STIGLITZ, J., *et al.* (1996), «Introduction: Scope of the Assessment», en BRUCE, J.P. *et al*. (eds.).

IPCC (1995), *IPCC, Climate Change*. Informe consultable en Internet.

KAYA, Y. (1989), «Impact of carbon dioxide emission control on GNP growth: Interpretation of proposed scenarios», *Intergovermental Panel on Climate Change/Response Strategies Working Group*, mayo, citado en GOLDEMBERG, J. *et al*., (1996).

LIU, F. L., y ANG, B.W. (2003), «Eight methods for decomposing the aggregate energy-intensity of industry», *Applied Energy*, 76: 15-23.

MARTÍN VIDE, J.; LLEBOT RABAGLIATI, J.E.; PADILLA, E., y ALCÁNTARA, V. (eds.). *Aspectos económicos del cambio climático en España*, Caixa Catalunya, Barcelona: 42–64.

MIELNIK, O., y GOLDEMBERG, J., (1999), «The evolution of the carbonization indexin developing countries», *Energy Policy*, 27: 307-308.

OECD, (2008), *Energy Balances of OECD Countries, 2005–2007*, Head of Publications Service OECD, París.

ROCA, J. (2002), «The IPAT formula and its limitations», *Ecological Economics*, vol 42/1.

ROCA, J., y ALCÁNTARA, V. (2001), «Energy intensity, CO_2 emissions and the environmental Kuznets curve. The spanish case», *Energy Policy*, 29: 553-556.

— (2002), «Economic growth, energy use, and CO_2 emissions», en BLACKWOOD, J.R. (ed.), *Energy Research at the Cutting Edge*, Nova Science Publishers, Nueva York.

RODRIGO, F., y SANTAMARTA, J. (2008), *Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990 – 2007)*, Confederación Sindical de Comisiones Obreras, Departamento de Medio Ambiente, mayo.

SUN, J.W. (1999a), «Decomposition of aggegrate CO_2 emissions in the OECD: 1960-1995», *The Energy Journal*, 20, 3: 147-155.

— (1999b), «The nature of CO_2 emissions Kuznets curve», *Energy Policy*, 27: 691-694.

TÖRNQVIST, L. (1935), «A memorando concerning the calculation of Bank of Finland consumption price index», citado por ANG (1999a).

TÖRNQVIST, L.; VARTIA, P., y VARTIA, Y. (1985), «How should relative changes be measured?», *The American Statistician*, 39 (1): 43-46.

WANG, C.; CHEN, J., y ZOU, J. (2005), «Decomposition of energy-related CO_2 emission in China: 1957-2000», *Energy*, 30: 73-83.

APÉNDICE METODOLÓGICO

El problema de la descomposición de la evolución de una variable en efectos explicativos, no es nuevo. En realidad, como ha señalado Ang (1999a), el problema es similar al problema de los números índices en economía. Törnqvist (1935) ya se planteaba este problema hace bastantes años, y fue retomado nuevamente por Törnqvist *et al*. (1985) planteando cuestiones relativas a problemas que nada tenían que ver con los problemas energéticos y los impactos ambientales. A partir de los primeros años de la década de los ochenta, la descomposición en factores fue ampliamente desarrollada en el análisis de la demanda industrial de energía. Más recientemente, la necesidad de disponer de instrumentos de diagnóstico en los problemas relativos a las emisiones contaminantes en general, y a las emisiones de CO_2 en particular, ha dado lugar al desarrollo de técnicas analíticas de descomposición desde distintos enfoques. Desde una perspectiva metodológica, el lector debería considerar esta técnica analítica como un problema de análisis de números índices, no comparable a instrumentales más potentes como, pongamos por caso, el análisis de descomposición estructural *input-output* o desarrollos estadísticos más potentes. Una buena síntesis de los métodos de descomposición y abundantes referencias a las propuestas de otros autores se encuentra en Ang y Zhang (2000). Y una discusión matemática rigurosa sobre la descomposición de la intensidad energética y su tratamiento analítico se encuentra en Liu y Ang (2003) y Choi y Ang (2003).

Partiendo de la expresión [2] del texto,

$$C(t) \equiv \frac{C(t)}{EFS(t)} \times \frac{EFS(t)}{EP(t)} \times \frac{EP(t)}{PIB(t)} \times \frac{PIB(t)}{POB(t)} \times POB(t)$$

Con el fin de simplificar las expresiones, sea

$$c_t = \frac{C(t)}{EFS(t)},\ f_t = \frac{EFS(t)}{EP(t)}, e_t = \frac{EP(t)}{PIB(t)}, y_t = \frac{PIB(t)}{POB(t)} \text{ y } n_t = POB(t)$$

La expresión anterior la podemos volver a escribir como sigue:

$$C_t = c_t \times f_t \times e_t \times y_t \times n_t$$

El incremento anual de las emisiones de $CO_{2\text{-eq}}$ (C_t) se puede descomponer de la siguiente forma:

$$\Delta C_t = L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{c_t}{c_{t-1}} + L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{f_t}{f_{t-1}} + L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{e_t}{e_{t-1}} + L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{w_t}{w_{t-1}} + L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{y_t}{y_{t-1}} + L(C_t, C_{t-1}) \ln \frac{n_t}{n_{t-1}}$$

En la que,

$$(C_t, C_{t-1}) = \frac{C_t - C_{t-1}}{\ln(C_t / C_{t-1})}$$

es un factor de ponderación que garantiza una descomposición aditiva exacta, esto es, sin residuos. La descomposición planteada no es sino la parte de la variación atribuible a cada factor atendiendo al peso que su tasa de crecimiento instantáneo tiene sobre la de las emisiones totales.

Si $t = 0$ es el año que tomamos como base (en el texto, 1990) y $C(F)_t$ la variación acumulada de las emisiones debidas a un factor cualquiera F, hasta el año t, referidas a un año base, éstas vendrían dadas por:

$$C(F)_t = \sum_0^t \Delta C(F)_t \qquad [A.1]$$

Y así para todos los factores.

EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, COMERCIO INTERNACIONAL Y HÁBITOS DE CONSUMO EN ESPAÑA

Iñaki ARTO OLAIZOLA

Universidad del País Vasco

Resumen

Este artículo presenta una aproximación al impacto ambiental, en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, asociado a los hábitos de consumo de España y sus comunidades autónomas, y a la magnitud de las emisiones contenidas en el comercio exterior. Este enfoque permite ofrecer una visión alternativa, a la vez que complementaria, a la asignación de las responsabilidades en las emisiones, habitualmente centrada en los productores. De esta forma, se amplía el campo de acción de las políticas de lucha contra el cambio climático.

Palabras clave: emisiones, cambio climático, responsabilidad, producción, consumo, comercio exterior, España, comunidades autónomas.

Abstract

This paper provides an outline of the environmental impact, in terms of greenhouse gas emissions, of Spain's consumer habits and those of its autonomous regions. It also outlines the magnitude of foreign trade related emissions. This approach allows for an alternative and complementary vision of emission responsibilities allocation, generally focusing on producers. In this way, the range of climate change policies can be broadened.

Key words: emissions, climate change, responsibility, production, consumption, foreign trade, Spain, autonomous regions.

JEL classification: Q21,Q53, Q58.

I. INTRODUCCIÓN (*)

EN los últimos años, se está produciendo una aceleración del proceso de globalización, acompañada de cambios en los modelos de producción asociados a éste (*outsourcing* internacional, fragmentación de la producción, incremento en el comercio de bienes y servicios, etc.), cuyas repercusiones en términos ambientales se traducen en una deslocalización geográfica de la contaminación (Li y Hewitt, 2008).

Las economías desarrolladas se están orientando cada vez más a actividades de alto valor añadido (sobre todo servicios) y, consecuentemente, dependen cada vez más de las importaciones de bienes manufacturados procedentes de las economías en desarrollo. Esto permite a los países desarrollados desvincular su actividad económica de la generación de impactos ambientales locales (Nordstrom y Vaughan, 1999; Machado *et al.*, 2001), pero a escala global no disminuye el impacto ambiental ocasionado por los bienes y servicios que demandan.

Todo ello tiene un reflejo en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Actualmente, se observa una cierta estabilización en el nivel de emisiones de GEI por los países desarrollados a un nivel ligeramente inferior al de 1990 (1). Sin embargo, a escala mundial, entre los años 1990 y 2004 las emisiones mundiales de GEI se han visto incrementadas en un 24,4 por 100 (IPCC, 2007). Al mismo tiempo, cada vez son mayores las emisiones asociadas al comercio internacional y aumenta la brecha entre las emisiones asociadas a la producción de un país y las vinculadas a su consumo. Como consecuencia de todo esto, se podría afirmar que la reducción o estabilización de las emisiones de GEI que están experimentando muchos de los países desarrollados está siendo relativa, dado que se está produciendo una «fuga de emisiones» a otros países.

Como consecuencia de esto, cada vez son más los estudios que, con la mirada puesta en los futuros acuerdos post-Kioto, tratan de mostrar la importancia de incluir, junto con los inventarios basados en el principio de producción, inventarios basados en el de consumo (Bastianoni *et al.*, 2004; Peters, 2008a y 2008b).

Esta diferenciación entre emisiones de producción y consumo hunde sus raíces en la distinción entre los conceptos de «emisiones de CO_2» y «responsabilidad del CO_2» utilizados por Proops *et al.* (1993) a la hora de analizar el tratamiento de las emisiones contenidas en el comercio internacional. Según el principio de producción, las emisiones son asignadas al país y a las actividades que efectivamente emiten los GEI, mientras

que, según el principio de consumo, las emisiones son asignadas al consumidor final de los bienes y servicios cuya producción ha originado las emisiones, independientemente del país en que éstas se hayan generado (Munksgaard y Pedersen, 2001).

La inclusión del enfoque de consumo supone la ampliación del campo de acción de las políticas de lucha contra el cambio climático, entre las cuales se encontrarían aquellas medidas orientadas a reducir el consumo de productos que tienen un mayor contenido en emisiones. En este sentido, resulta especialmente interesante identificar los hábitos de consumo y grupos de población cuyos impactos ambientales, en términos de emisiones de GEI, son mayores.

En este contexto, el objetivo de este trabajo es triple: 1) cuantificar las emisiones de GEI asociadas al comercio internacional y al consumo (2) de España, y compararlas con las emisiones de producción; 2) identificar los hábitos de consumo más intensivos en emisiones en España; 3) calcular las emisiones asociadas al consumo final de las comunidades autónomas (CC.AA.) españolas y compararlas con las emisiones generadas en cada una de ellas.

El artículo comienza con un apartado en el que se expone brevemente la metodología utilizada en este estudio. Posteriormente, se presentan los resultados de la aplicación de esta metodología al caso español. Finalmente, se exponen las principales conclusiones del estudio.

II. METODOLOGÍA

Para el cálculo de las emisiones de GEI asociadas al consumo se han utilizado técnicas del análisis *input-output* (3). Gracias a estas técnicas, es posible vincular la demanda final de bienes y servicios con las emisiones, directas e indirectas, asociadas a su producción, independientemente del país donde éstas se localicen. Esta metodología ha sido utilizada para el estudio de las emisiones contenidas en la demanda final interior y en el comercio exterior de un gran número de regiones y países (Arto, 2009).

Básicamente, la metodología se basa en un modelo *input-output* bilateral, en el que las economías española y del resto del mundo están relacionadas a través de los flujos de comercio exterior. Utilizando el análisis *input-output*, se asignan las emisiones de cada rama de actividad de cada una de las dos regiones a las diferentes categorías de demanda final: demanda final interior (consumo y formación bruta de capital) y exportaciones. A partir de aquí, se calculan las emisiones asociadas al consumo de España como la suma de las emisiones de los sectores nacionales contenidas en los bienes destinados a la demanda final interior y las emisiones del resto del mundo contenidas en bienes destinados a la demanda final interior.

Una vez calculadas las emisiones asociadas al consumo por tipo de producto, éstas se han agrupado por tipo de gasto atendiendo a la clasificación COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*). Esta agregación, además de facilitar la interpretación de resultados, permite el posterior cálculo de las emisiones por comunidades autónomas.

Uno de los problemas habituales en este tipo de análisis es la ausencia de información sobre la tecnología utilizada para la producción de las importaciones. Para paliar esta falta de información, en este tipo de análisis se suele suponer que dicha tecnología es igual a la de los productos nacionales. Esta misma hipótesis ha sido adoptada en nuestro análisis; para ello, se ha supuesto que la intensidad en emisiones de cada tonelada de producto que España importa es igual que la de los productos que exporta (para el caso de los servicios, esta intensidad se mediría en términos de emisiones por unidad monetaria).

Las principales fuentes de información utilizadas para el cálculo de las emisiones de GEI asociadas a la demanda final son: las tablas simétricas total e importada del marco *input-output* elaborado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) correspondientes a los años 1995-2005 y las cuentas satélite sobre emisiones atmosféricas del propio Instituto Nacional de Estadística.

Para el cálculo de las emisiones contenidas en el consumo a escala subnacional (CC.AA.), se ha utilizado un modelo de componentes calibrado en función del gasto de los hogares. Para ello se ha partido de las emisiones asociadas al consumo de España agrupadas por grupo de gasto COICOP, cuyo cálculo se ha explicado anteriormente. Estas emisiones nacionales se han asignado entre las regiones teniendo en cuenta la participación de cada una de éstas en el total del gasto nacional por grupo de gasto. Por otro lado, se han corregido los datos de gasto de las CC.AA. para incorporar en el análisis las diferencias en los niveles de precios entre regiones.

Para la realización del cálculo de las emisiones a escala de CC.AA., se ha utilizado la información sobre gasto por grupo COICOP de la

Encuesta Continua de Presupuestos Familiares (ECPF) del año 2000 a escala nacional y por CC.AA. —INE (4)—, y los índices relativos de poder de compra elaborados por Alcaide y Alcaide (2006) para la corrección de los diferenciales de precios entre regiones.

Por último, es preciso señalar que se ha procedido a realizar una estimación de las emisiones asociadas al comercio exterior del año 2005. Para ello, se han tomado los datos de intensidades de emisiones asociadas al comercio exterior correspondientes al año 2000 y se han multiplicado por las toneladas importadas/exportadas en 2005. Para el caso de los servicios, se ha supuesto que su participación en las emisiones de las importaciones y exportaciones de 2005 es la misma que en 2000. Debido a la ausencia de datos de emisiones por sectores para ese año, el cálculo de las emisiones asociadas a la demanda final interior se ha realizado a partir del balance de emisiones del comercio exterior (importaciones – exportaciones) y de las emisiones de GEI del inventario de España (Ministerio de Medio Ambiente, 2008). Es por esto por lo que para el año 2005 no se dispone de los resultados desagregados por tipo de producto.

III. APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL

A continuación se presentan los resultados del cálculo de las emisiones de GEI asociadas al consumo de España y sus comunidades autónomas.

1. Resultados a escala nacional

Entre los años 1995 y 2005, según los inventarios oficiales (Ministerio de Medio Ambiente, 2008), las emisiones de GEI de España se han incrementado un 38 por 100, hasta situarse en torno a las 441 millones de toneladas de CO_2 equivalente ($MtCO_2eq$). Esta cifra supone una distancia al objetivo de Kioto para el período 2008-2012 cercana a los 32 puntos porcentuales (gráfico 1).

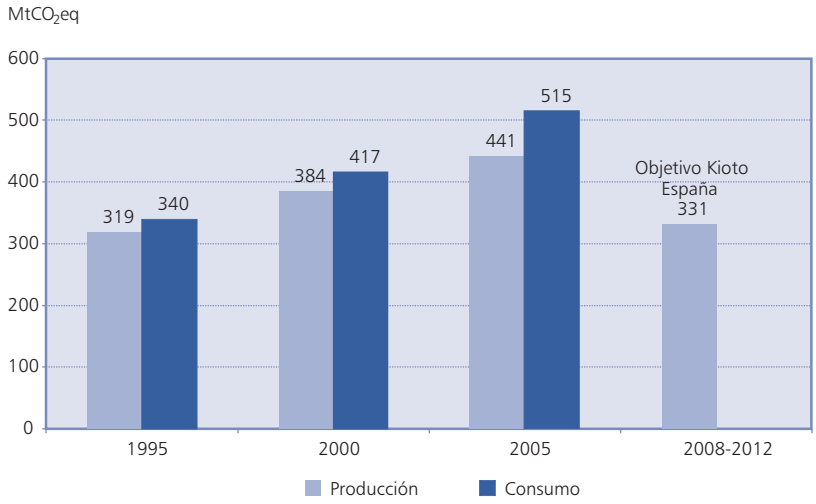
Sin embargo, esta distancia al objetivo es aún mayor si en lugar de adoptar el enfoque de producción, utilizamos el de consumo. En el año 2005, las emisiones asociadas a la demanda final interior se sitúan en torno a 515 $MtCO_2eq$, es decir, un 52 por 100 por encima del nivel de 1995 y un 17 por 100 por encima de las emisiones inventariadas. Por tanto, desde esta perspectiva, las emisiones superarían en casi un 55 por 100 el techo fijado como objetivo.

Además, desde el año 1995, el ritmo de crecimiento de las emisiones asociadas al consumo está siendo superior que el de las emisiones de producción y, como consecuencia, se observa una tendencia al alza en la brecha existente entre ambas magnitudes: 7 por 100 en 1995, 8 por 100 en 2000 y 17 por 100 en 2005. En última instancia, todo esto se resume en que España es un país netamente importador de emisiones, cuyo déficit de emisiones asciende en 2005 a 74 $MtCO_2eq$. Es decir, para la satisfacción del consumo de los españoles, además de las 441 $MtCO_2eq$ emitidas en el territorio nacional, es necesario que otros países emitan 74 $MtCO_2eq$.

El cuadro n.º 1 muestra de forma simplificada los principales resultados del análisis de las emisiones españolas desde los enfoques de producción y consumo, y las asociadas al comercio exterior, en el año 2000 (5).

Las emisiones de GEI producidas en el territorio nacional (enfoque de producción) ascienden

GRÁFICO 1
EMISIONES DE GEI DE ESPAÑA: PRODUCCIÓN *VS*. CONSUMO. 1995-2005



Nota: Las emisiones de producción son las recogidas en el inventario oficial de GEI.
Fuente: Elaboración propia y Ministerio de Medio Ambiente (2008).

CUADRO N.º 1

EMISIONES DE GEI EN ESPAÑA: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y COMERCIO EXTERIOR ($ktCO_2eq$). 2000

RANKING	*EMISIONES PRODUCCIÓN*			*TOTAL EN CONSUMO*		
Nº	*Producto*	*$ktCO_2eq$*	*Porcentaje*	*Producto*	*$ktCO_2eq$*	*Porcentaje*
	Total	**372.457**	**100**	**Total**	**416.689**	**100**
1	Electricidad	91.266	25	Construcción	63.836	15
2	Hogares	60.237	16	Hogares	60.237	14
3	Agricultura, ganadería y caza	48.387	13	Electricidad	30.525	7
4	Cemento, cal y yeso	32.827	9	Hostelería	27.717	7
5	Coque, refino de petróleo	20.541	6	Alimentos preparados	23.344	6
6	Transporte terrestre	18.781	5	Agricultura, ganadería y caza	14.954	4
7	Química	15.009	4	Carne	14.525	3
8	Metalurgia	13.925	4	Vehículos de motor	13.711	3
9	Transporte aéreo	7.479	2	Química	9.810	2
10	Cerámica	7.144	2	Coque, refino de petróleo	9.383	2
11	Servicios recreativos, culturales,...	5.552	1	Comercio al por menor	9.336	2
12	Pesca	3.171	1	Administración Pública	9.157	2
13	Otros minerales no metálicos	2.965	1	Servicios inmobiliarios	7.817	2
14	Papel	2.848	1	Servicios recreativos, culturales,…	7.552	2
15	Hostelería	2.823	1	Maquinaria y equipo mecánico	7.160	2
16	Transporte marítimo	2.771	1	Servicios de transporte terrestre	6.294	2
17	Construcción	2.686	1	Prendas de vestir	6.203	1
18	Alimentos preparados	2.477	1	Productos lácteos	5.975	1
19	Vidrio	2.391	1	Sanidad	5.787	1
20	Comercio al por mayor	2.321	1	Muebles	5.768	1

RANKING	*EMISIONES IMPORTACIONES*			*EMISIONES EXPORTACIONES*		
Nº	*Producto*	*$ktCO_2eq$*	*Porcentaje*	*Producto*	*$ktCO_2eq$*	*Porcentaje*
	Total	**188.597**	**100**	**Total**	**144.365**	**100**
1	Metalurgia	23.651	13	Vehículos de motor	19.866	14
2	Agricultura, ganadería y caza	20.572	11	Agricultura, ganadería y caza	13.918	10
3	Química	17.884	9	Química	13.173	9
4	Vehículos de motor	16.896	9	Metalurgia	9.433	7
5	Coque, refino de petróleo	13.089	7	Alimentos preparados	8.628	6
6	Alimentos preparados	12.661	7	Coque, refino de petróleo	8.345	6
7	Maquinaria y equipo mecánico	8.152	4	Servicios de transporte aéreo	5.983	4
8	Petróleo crudo y gas	5.933	3	Maquinaria y equipo mecánico	5.434	4
9	Cuero	5.515	3	Electricidad	5.160	4
10	Pasta de papel, papel y cartón	4.744	3	Servicios de transporte terrestre	4.977	3
11	Otros servicios empresariales	4.742	3	Cerámica	3.973	3
12	Maq. oficina y informática	3.938	2	Maquinaria y material eléctrico	3.244	2
13	Carbón	3.797	2	Productos metálicos	3.210	2
14	Servicios de transporte terrestre	3.716	2	Comercio al por mayor	2.609	2
15	Textil	3.516	2	Caucho y plástico	2.551	2
16	Prendas de vestir	3.185	2	Pasta de papel, papel y cartón	2.493	2
17	Maquinaria y material eléctrico	3.138	2	Textil	2.422	2
18	Cemento, cal y yeso	3.070	2	Cuero	2.214	2
19	Caucho y plástico	2.492	1	Servicios de transporte marítimo	2.212	2
20	Productos metálicos	2.443	1	Minerales no metálicos	2.165	1

Fuente: Elaboración propia.

en el año 2000 a 372,5 $MtCO_2eq$ (6). El sector eléctrico, con un total de 91,3 $MtCO_2eq$, contribuye al 25 por 100 del total de emisiones. Los hogares, por su parte, emiten casi el 16 por 100 de las emisiones (principalmente por uso del vehículo privado y calefacción). El sector agroganadero es el tercer emisor de GEI (13 por 100), seguido por la producción de cemento, cal y yeso (9 por 100), el

refino de petróleo (6 por 100) y el transporte terrestre (5 por 100).

Desde la perspectiva del consumo, los resultados son sustancialmente distintos. En este caso, el volumen total de emisiones asciende a 416,7 $MtCO_2eq$, es decir, un 12 por 100 por encima de las emisiones domésticas. La construcción es la actividad que lleva asociada una mayor cantidad de emisiones de GEI (15 por 100 del total). Los hogares siguen ocupando la segunda posición en el *ranking* (14 por 100), seguidos por la electricidad y la hostelería (7 por 100 en ambos casos) y los consumos de alimentos preparados (6 por 100), productos agrícolas (4 por 100) y carne (3 por 100).

El análisis de las emisiones contenidas en el consumo se puede simplificar agrupando los diferentes productos en las categorías de gasto correspondientes a la clasificación COICOP. De esta forma, se pueden identificar los hábitos de consumo con una mayor incidencia en las emisiones totales de gases de efecto invernadero.

Por categoría de gasto (cuadro número 2), observamos cómo el grupo que más incide en las emisiones de GEI es el de la vivienda y agua, con 75,2 $MtCO_2eq$ (18 por 100), seguido por el consumo de alimentos y bebidas no alcohólicas 63,6 $MtCO_2eq$ (15 por 100), carburantes y lubricantes 50,5 $MtCO_2eq$ (12 por 100), y el de electricidad, gas y otros combustibles 50,2 $MtCO_2eq$ (12 por 100).

Cabe señalar que las emisiones relacionadas con la movilidad (grupo 7) suman en conjunto un total 71,4 $MtCO_2eq$, lo que equivale al 21 por 100 de las emisiones asociadas a la demanda final interior. Así mismo, las emisiones vinculadas al gasto en actividades relacionadas directamente con el ocio y la hostelería (grupos 9 y 11) alcanzan un total de 62,2 $MtCO_2eq$ (15 por 100 del total), si bien, una buena parte de éstas se deben a no residentes.

Las emisiones asociadas a las importaciones ascendieron en el año 2000 a 188,6 $MtCO_2eq$, de las cuales un 29 por 100 estaban asociadas a productos destinados a la demanda final y el 71 por 100 restante a importaciones de *inputs* intermedios. Un 39 por 100 de estas últimas son, a su vez, incorporadas en productos que son exportados y que, por tanto, no se contabilizarían como emisiones asociadas a la demanda final interior, sino que corresponderían al resto del mundo.

La mayor parte de las emisiones importadas está relacionada con las importaciones de productos de la metalurgia (13 por 100). Las importaciones de productos agrícolas participan en un 11 por 100 de las emisiones contenidas en las importaciones, las de productos químicos y vehículos de motor en un 9 por 100 y las de productos del refino y alimentos en un 7 por 100.

Las emisiones contenidas en las exportaciones ascienden en el año 2000 a 144 $MtCO_2eq$, cifra un 13 por 100 inferior a la de las importaciones. Los primeros puestos del *ranking* de productos exportados por contenido de emi-

CUADRO N.º 2

EMISIONES CONTENIDAS EN EL CONSUMO POR CATEGORÍA DE GASTO (MCO_2eq). 2000

Código COICOP	*Grupo de consumo ECPF*	*MCO_2eq*	*Porcentaje*
	Total	**416.689**	**100**
01.	Alimentos y bebidas no alcohólicas	63,6	15
02.	Bebidas alcohólicas, tabaco y narcóticos	2,9	1
03.	Artículos de vestir y calzado	13,1	3
04.1-04.4.	Vivienda y agua	75,2	18
04.5.	Electricidad, gas y otros combustibles	50,2	12
05.	Mobiliario, equipamiento del hogar y conservación de la vivienda	29,0	7
06.	Salud	10,2	2
07.1. y 07.2. (exc. 07.2.2.).	Compra y mantenimiento de vehículos	20,9	5
07.2.2.	Carburantes y lubricantes	50,5	12
07.3.	Servicios de transporte	14,5	3
08.	Comunicaciones	2,3	1
09.	Ocio, espectáculos y cultura	34,5	8
10.	Enseñanza	4,0	1
11.	Hoteles, cafés y restaurantes	27,7	7
12.	Otros bienes y servicios	18,0	4

Fuente: Elaboración propia.

siones no difieren mucho de los de las importaciones. El 14 por 100 de las emisiones corresponde a exportaciones de vehículos de motor, el 10 por 100 a productos agrícolas, el 9 por 100 a productos químicos, el 7 por 100 a productos de la metalurgia, el 6 por 100 a alimentos preparados y el 6 por 100 a productos del refino de petróleo.

El elevado peso de las emisiones asociadas tanto a importaciones como a exportaciones en relación con las emisiones domésticas (51 por 100 y 39 por 100 respectivamente) no hace sino poner de manifiesto la importancia, en términos de emisiones, de los flujos del comercio internacional.

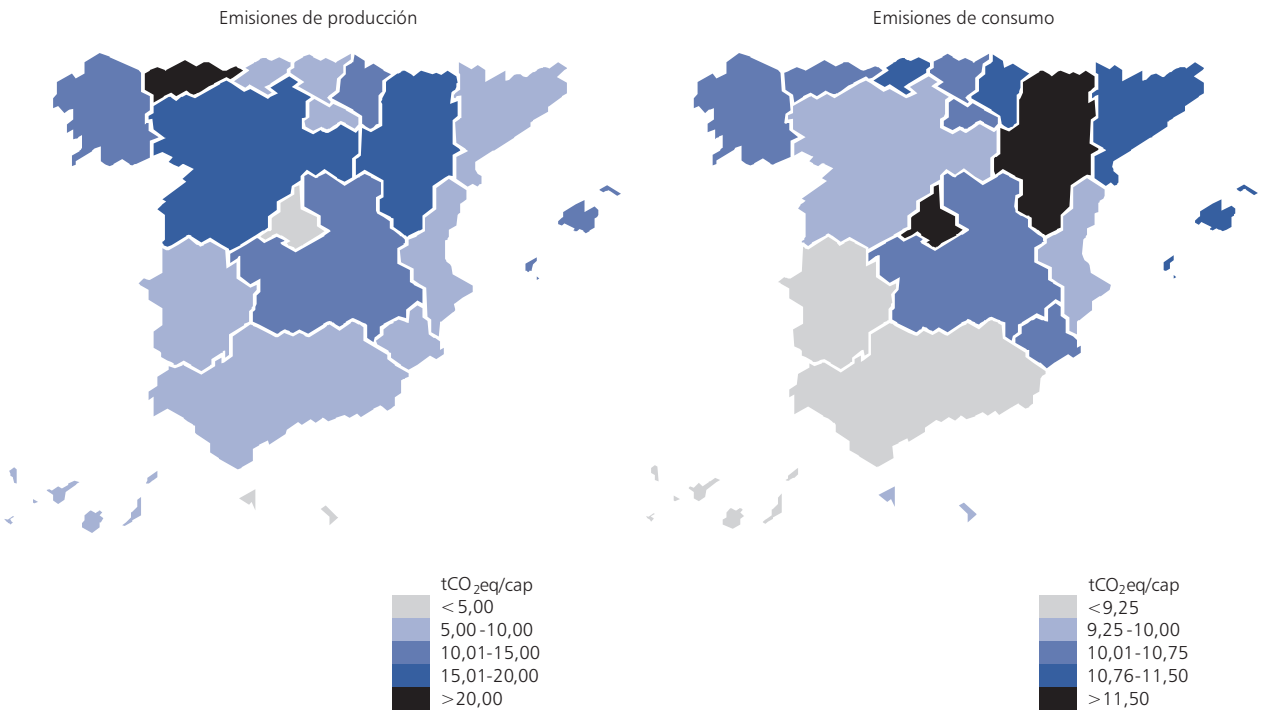
2. Resultados por comunidades autónomas

El cálculo de las emisiones de GEI por CC.AA. resulta de especial interés por varios motivos. En primer lugar, como recoge la estrategia española de cambio climático (Gobierno de España, 2007), debido al reparto competencial, las comunidades autónomas son claves para identificar y poner en marcha determinadas medidas de lucha contra el cambio climático. En segundo lugar, este análisis permite identificar los factores condicionantes del perfil emisor de cada región (hábitos de consumo, configuración territorial, climatología, etc.) y realizar comparaciones entre comunidades autónomas.

El cuadro A.1 del anexo muestra las emisiones de GEI de las CC.AA. españolas (incluidas las ciudades autónomas) desde los enfoques de producción y consumo. La primera parte del cuadro presenta los resultados en términos absolutos, mientras que la segunda lo hace por habitante. Los resultados en términos per cápita también se recogen de forma gráfica en la parte izquierda del gráfico 2.

Desde la perspectiva de la producción, Cataluña y Andalucía, con 53,2 y 52,6 $MtCO_2eq$ y una participación del 14 por 100, son en el año 2000 las CC.AA. que contribuyen en mayor medida a las emisiones del conjunto del Estado, seguidas por Castilla y León

GRÁFICO 2
EMISIONES DE GEI EN ESPAÑA POR PRODUCCIÓN Y POR CONSUMO: RESULTADOS POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS (t/cap). 2000



Fuente: Elaboración propia, y Ministerio de Medio Ambiente.

42,6 $MtCO_2eq$ (11 por 100), Galicia 34 $MtCO_2eq$ (9 por 100) y Asturias 33 $MtCO_2eq$ (9 por 100). Por el contrario, las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla (ambas con 0,3 $MtCO_2eq$), La Rioja (2,6 $MtCO_2eq$), Cantabria (4,4 $MtCO_2eq$) y Navarra (6 $MtCO_2eq$) son las regiones que contribuyen en menor grado al conjunto de las emisiones del Estado.

Sin embargo, las asimetrías poblacionales existentes entre las diferentes regiones obligan a expresar los resultados en términos relativos a la hora de realizar comparaciones (segunda parte del cuadro A.1 del anexo, parte izquierda del gráfico 2). Por habitante, la media de emisiones del conjunto del territorio español se sitúa en torno a las 9,2 tCO_2eq, siendo las regiones más contaminantes Asturias (31,1 t/cap), Aragón (18,1 tCO_2eq/cap), Castilla y León (17,2 tCO_2eq/cap), Castilla-La Mancha (14,2 tCO_2eq) y Galicia (12,4 tCO_2eq); mientras que las CC.AA. que menos emisiones registran son Melilla (3,8 tCO_2eq/cap), Ceuta (4,4 tCO_2eq/cap), Madrid (4,5 tCO_2eq/cap), Murcia y Valencia (ambas con 6,8 tCO_2eq).

A escala regional, es imprescindible interpretar los resultados teniendo en cuenta las especificidades de cada región. Así, aspectos como el grado de autoabastecimiento eléctrico o la presencia de centrales de carbón determinan en gran medida el perfil emisor de cada comunidad autónoma. Por ejemplo, la Comunidad de Madrid tiene un importante déficit eléctrico, dependiendo para la satisfacción de su demanda de la actividad de centrales térmicas de carbón situadas en otros territorios, como Asturias, Aragón y Castilla y León.

Al mismo tiempo, existen CC.AA. con un marcado carácter industrial que producen bienes que llevan asociados importantes volúmenes de emisiones, y que son consumidos en otras CC.AA., pero cuyas emisiones son contabilizadas como propias. Es por esto por lo que resulta conveniente completar esta visión con un análisis que tenga en cuenta estas circunstancias. Para ello resulta de gran utilidad el cálculo de las emisiones asociadas al consumo de cada comunidad autónoma (cuadro A.1 del Anexo y parte derecha del gráfico 2).

Desde un enfoque de consumo, al igual que ocurría desde la perspectiva de la producción, y en términos absolutos, Cataluña y Andalucía son también las dos regiones que mayor peso tienen en las emisiones del conjunto del país (70,7 y 64,7 $MtCO_2eq$ respectivamente), suponiendo cada una de ellas el 17 y 16 por 100 del total de las emisiones asociadas al consumo. Sin embargo, Madrid, que desde el enfoque de producción tan sólo emite 23,5 $MtCO_2eq$ (6 por 100), ocupa el tercer lugar en términos de consumo, con 60,8 $MtCO_2eq$ (15 por 100 del total), mientras que la Comunidad Valenciana, por su parte, emite 40,9 $MtCO_2eq$ (10 por 100).

En términos per cápita, en la parte derecha del gráfico 2 se puede observar cómo los habitantes de las regiones del Noreste de España y del arco mediterráneo, más Madrid y Galicia, presentan las mayores emisiones per cápita del conjunto del Estado. Los habitantes del Suroeste, por el contrario, tienen las menores emisiones del conjunto de la ciudadanía.

La media de las emisiones asociadas al consumo de la ciudadanía española se sitúa en torno a las 10,3 tCO_2eq. Los españoles que presentan unos hábitos de consumo más intensivos en emisiones son los residentes en Aragón (11,9 tCO_2eq) y Madrid (11,7 tCO_2eq), con desviaciones del 16 y 14 por 100 respecto de la media del Estado, seguidos de los de Navarra y Cataluña (11,3 tCO_2eq), y Baleares y Cantabria (11 tCO_2eq). Por el contrario, los extremeños, con 8,4 tCO_2eq, son los españoles cuyos hábitos de consumo son menos contaminantes en términos de emisiones de GEI (un 18 por 100 por debajo de la media). Andalucía y Canarias, con 8,4 y 8,8 tCO_2eq/cap respectivamente, acompañan a Extremadura en los tres últimos puestos de la lista.

Los motivos que explican las desviaciones en el nivel de emisiones de cada comunidad autónoma respecto a la media española son muy diversos. En el caso de Aragón, son las emisiones asociadas al uso de la energía en los hogares (sobre todo gasóleo de calefacción) y alimentación las que marcan la diferencia respecto a la media española. En Madrid las principales diferencias radican en los grupos de gasto relacionados con el transporte, el ocio y la hostelería. Navarra, al igual que Aragón, presenta notables diferencias respecto a la media española en las emisiones asociadas al gasto en energía (por el gasóleo de calefacción), aunque también presenta divergencias en las categorías de compra y mantenimiento de vehículos, y mobiliario y equipamiento del hogar. Extremadura presenta unas menores emisiones respecto a la media española en todos los grupos excepto en los de alimentación y bebidas, destacando las diferencias en carburantes, energía (sobre todo gasóleo y electricidad), ocio, hostelería y transporte. En el caso de Canarias, el grupo de gasto determinante a la hora de explicar sus menores emisiones respecto a la media nacional es el de energía en hogares (en todos los combustibles), si bien su carácter de insularidad hace

que presente un importante sesgo en las emisiones del transporte aéreo y marítimo. En Andalucía, al igual que en Extremadura, tanto la energía (gasóleo para calefacción) como el ocio son los factores que más influyen en el reducido nivel de emisiones en relación con la media española.

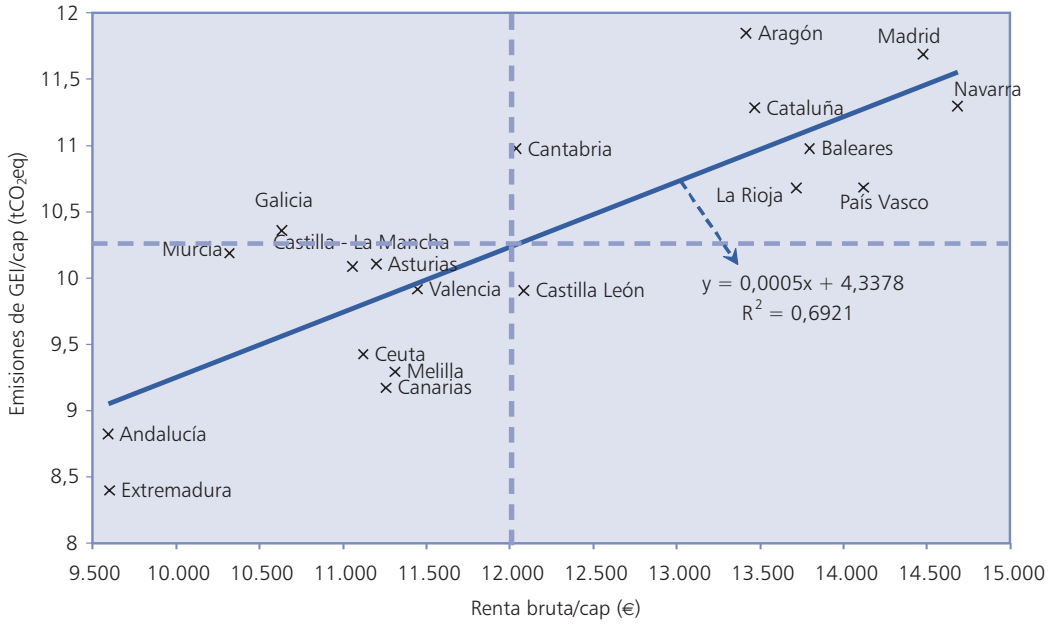
Uno de los aspectos explicativos del nivel de emisiones asociado al consumo de una región es su nivel de renta. Analizando la relación existente entre renta y emisiones de GEI (gráfico 3) podemos observar que, en general, existe una correlación positiva entre ambas variables (con un coeficiente de determinación cercano al 70 por 100). Es decir, las emisiones contenidas en el consumo de una región aumentan a medida que lo hace su renta per cápita. Tan sólo Castilla y León presenta una renta per cápita superior a la media española con unas emisiones inferiores, siendo el bajo nivel de gasto en movilidad privada un factor determinante en este resultado.

Por otro lado, en el gráfico 3 también se observan las diferencias existentes en las intensidades de emisiones por unidad de renta entre regiones. Así, las regiones situadas por debajo de la recta de regresión que relaciona renta y emisiones presentarían unos hábitos de consumo menos contaminantes en relación con su nivel de renta. Lo contrario ocurriría para las regiones por encima de la recta.

Por último, comparando los datos de las emisiones por consumo y producción, podemos obtener una medida del déficit de emisiones de cada comunidad autónoma (primera fila del cuadro A.1 del anexo). Este déficit representa el porcentaje de los GEI asociados al nivel de consumo de una región que es emitido en otras regiones del Estado o del resto del mundo.

La mayor parte de las CC.AA. españolas presenta un déficit de emisiones, siendo Madrid (159 por 100), Melilla (142 por 100), Ceuta (113 por 100), Murcia (50 por 100) y Valencia (46 por 100) las regiones con mayores contenidos en emisiones importadas dentro de su consumo. Únicamente cinco CC.AA. son exportadoras netas de emisiones: Asturias (que exporta el 68 por 100 de sus emisiones), Castilla y León (42 por 100), Aragón (35 por 100), Castilla-La Mancha (29 por 100) y Galicia (17 por 100).

GRÁFICO 3
EMISIONES DE GEI POR CONSUMO Y RENTA BRUTA EN ESPAÑA, POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. 2000



Nota: La renta bruta se refiere únicamente a la dineraria (no incluye la renta en especie) y está corregida por el poder de compra.
Fuente: Elaboración propia y Alcaide y Alcaide (2006).

IV. IMPLICACIONES PARA LA POLÍTICA

El cálculo de las emisiones asociadas al consumo de un país, y su vinculación con los hábitos de consumo de la población, facilita la identificación y comprensión de las fuerzas motrices que son el origen último de las emisiones de GEI. Esta información podría ser utilizada para el diseño de impuestos orientados a reducir las emisiones, para concienciar a la ciudadanía acerca de las emisiones asociadas a sus decisiones de consumo o para la definición de estrategias de lucha contra el cambio climático que incorporen la perspectiva del consumo.

Así mismo, la incorporación de las emisiones asociadas al comercio internacional dentro del análisis proporciona una visión alternativa a la hora de estudiar las responsabilidades de cada país en el problema del cambio climático. Esta información puede ser una herramienta útil a la hora de diseñar una política de cambio climático internacional: facilitando la participación de países en vías de desarrollo en los futuros acuerdos post-Kioto, sirviendo como base para el establecimiento de una política impositiva internacional armonizada o a la hora de facilitar la cooperación internacional en el marco de los mecanismos de desarrollo limpio.

A escala regional, la información aportada por el cálculo de las emisiones de las CC.AA. por consumo, puede servir como elemento de debate a la hora de repartir parte del esfuerzo de reducción de las emisiones del conjunto del Estado entre las comunidades autónomas.

V. LIMITACIONES

Una de las principales limitaciones del análisis que aquí se ha presentado es que se asume que la intensidad de emisiones de las importaciones es igual que la de las exportaciones. Es decir, se está suponiendo que la tecnología utilizada por todo el mundo es la misma que la española, lo cual dista mucho de la realidad. Por ejemplo, las emisiones de las importaciones de Francia (primer país exportador de emisiones a España) se estarían sobrevalorando, pues el *mix* energético francés, debido al peso que en él tiene la energía nuclear, es menos intensivo en carbono que el español: en Francia, los combustibles fósiles suponían en 2006 el 56 por 100 del consumo de energía primaria (CEP), mientras que en España representaban el 87 por 100 de éste (British Petroleum, 2008). El caso contrario ocurriría con China (segundo país exportador a España), cuyo mix energético es más intensivo en carbono que el de España, debido a la elevada participación que en él tiene el carbón (70 por 100 del CEP en 2006, frente al 13 por 100 en España) (British Petroleum, 2008).

Por otro lado, otra de las limitaciones de este tipo de estudios es la que se deriva de suponer que todos los sectores pagan el mismo precio por cada unidad de bien que consumen y, además, que las industrias que están agregadas en cada una de las ramas de actividad son homogéneas. Esto no es cierto, y en consecuencia los flujos monetarios no reflejan exactamente los flujos físicos inter e intra sectoriales, con lo cual incurrimos en un sesgo.

Una tercera limitación de este estudio es la relacionada con el tratamiento del sector turístico. Desde la perspectiva del análisis de las emisiones asociadas al consumo de un determinado país, habría que restar las emisiones asociadas al consumo que realizan los no residentes en el territorio analizado y sumar las que realizan los residentes cuando se desplazan al extranjero. Esta circunstancia cobra especial relevancia en un país como España, en el que la industria del turismo tiene gran importancia, y más aún teniendo en cuenta la elevada intensidad en emisiones de los hábitos de consumo de los turistas (transporte, vivienda, energía, etcétera).

En cuanto a las emisiones GEI contabilizadas, y debido a la falta de datos, no se han recogido las emisiones debidas a la deforestación, que se estiman en torno al 17 por 100 de las emisiones globales de GEI (IPCC, 2007). Tampoco están contabilizadas todas las emisiones asociadas al transporte de las mercancías objeto del comercio internacional.

Por último, es preciso señalar que el análisis aquí presentado no tiene en cuenta las emisiones asociadas al trabajo utilizado en la producción de los bienes y servicios, lo que supone que se están infravalorando las presiones ambientales asociadas a los productos (Costanza, 1980). Así mismo, respecto a las emisiones asociadas al capital, convendría asignarlas a los productos en cuya producción va a utilizarse dicho capital.

VI. CONCLUSIONES

En este artículo, se ha realizado una aproximación al impacto ambiental en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), asociado a los hábitos de consumo de España y sus CC.AA., y a la magnitud de las emisiones contenidas en el comercio exterior. Este enfoque permite ofrecer una visión alternativa, a la vez que complementaria, a la asignación de las responsabilidades en las emisiones de GEI, habitualmente centrada en los productores.

1. En el año 2005, las emisiones de GEI recogidas en el inventario oficial de emisiones de España se situaron en torno a las 441 $MtCO_2eq$. Esta cifra supone una distancia respecto al objetivo de Kioto cercana a los 32 puntos porcentuales. Sin embargo, desde la perspectiva del consumo (incluyendo las emisiones netas del comercio internacional), las emisiones superarían en casi un 55 por 100 el techo fijado como objetivo. Además, se aprecia una tendencia al alza en la brecha existente entre emisiones nacionales y emisiones contenidas en el consumo.

2. Desde la perspectiva de la producción, los principales emisores son el sector eléctrico; los hogares; el sector agroganadero; la producción de cemento, cal y yeso; el refino de petróleo, y el transporte terrestre. Desde el enfoque de consumo, los resultados son sustancialmente distintos. En este caso, el grupo que más incide en las emisiones de GEI es el de la movilidad, seguido por la vivienda y el agua, el consumo de alimentos y bebidas no alcohólicas, y el de electricidad, gas y otros combustibles.

3. En el año 2000, se importaron a España productos con un contenido en emisiones cercano a las 189 $MtCO_2eq$, mientras que las emisiones exportadas ascendieron a 144 $MtCO_2eq$. El elevado peso de las emisiones asociadas tanto a importaciones como a exportaciones en relación con las emisiones domésticas (51 por 100 y 39 por 100 respectivamente) pone de manifiesto la importancia, en términos de emisiones de los flujos, del comercio internacional.

4. La diferencia entre emisiones importadas y exportadas revela un «déficit» de emisiones cercano a 74,5 $MtCO_2eq$. Esto implica que España está desplazando a otros países un 17 por 100 de la contaminación asociada a su consumo.

5. Desde la perspectiva regional, atendiendo al enfoque de producción, las comunidades españolas que más emisiones de GEI generan son Asturias, Aragón, y Castilla y León, y las que menos Melilla, Ceuta, Madrid, Murcia y Valencia. En gran medida, el origen de estas diferencias radica en el grado de autoabastecimiento eléctrico, la presencia de centrales de carbón y el peso del sector industrial dentro de cada región.

6. Los resultados por CC.AA. varían sustancialmente si se adopta un enfoque de consumo. En tal caso, los habitantes de Aragón, Madrid, Navarra y Cataluña son los que presentan mayores emisiones. Por el contrario, extremeños, andaluces y canarios son los españoles cuyos hábitos de consumo son menos contaminantes en términos de emisiones de GEI. Los motivos que explican estas diferencias son muy diversos (diferencias en hábitos alimenticios y de movilidad, factores climatológicos, etc.), si bien se observa que, en general, cuanto mayor es la renta per cápita de una región mayores son las emisiones contenidas en su consumo.

7. Tan sólo cinco CC.AA. españolas son exportadoras netas de emisiones, el resto presentan un déficit de éstas, es decir, dependen de emisiones generadas en otras regiones para la satisfacción de sus consumos.

8. El análisis aquí presentado puede ser un instrumento complementario para el diseño y priorización de políticas orientadas a mitigar el cambio climático a escala tanto internacional como estatal o regional. Así mismo, puede ser utilizado como elemento para el debate sobre la asignación internacional y regional de los esfuerzos vinculados a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

9. La importancia de los flujos de comercio internacional en términos de emisiones de GEI pone de manifiesto la necesidad de reforzar la evaluación de la incidencia de las políticas de lucha contra el cambio climático a través del estudio del metabolismo social, es decir, integrando el análisis de los flujos internacionales de materiales y energía y las emisiones que éstos conllevan. De esta forma, se posibilitará una evaluación más ajustada y global de los impactos de las pautas de producción y consumo, lo que permitirá enfocar de forma más eficaz las políticas de lucha contra el cambio climático.

NOTAS

(*) El autor agrade agradece la colaboración de David Pon, Mar Santacana, Jordi Pon y Vicenç Planas.

Este trabajo ha sido realizado gracias al apoyo de la Sociedad Pública de Gestión Ambiental del Gobierno Vasco (IHOBE, S.A.) y del Centro de Actividad Regional para la Producción Limpia (CAR/PL).

(1) Entre 1990 y 2006 se observa una reducción del 4,7 por 100 en las emisiones de GEI de los países pertenecientes al anexo I del Protocolo de Kioto: países de la OCDE y economías en transición (Rusia, estados del Báltico y varios países del Centro y Este de Europa). http://unfccc.int/ghg_data/items/3800.php

(2) El concepto de consumo utilizado en este trabajo se refiere a la demanda final interior, e incluye el consumo privado, el consumo público y la formación bruta de capital.

(3) Para una revisión más detallada de la metodología utilizada, ver ARTO (2009).

(4) http://www.ine.es/prodyser/micro_ecpf.htm

(5) Debido a la forma en que han sido estimados, los resultados del año 2005 son de peor calidad que los de los años 1995 y 2000, consecuentemente, en este apartado se han incluido principalmente datos referidos al año 2000.

(6) Esta cifra se refiere a las emisiones recogidas en las cuentas satélites sobre emisiones atmosféricas del INE que, debido a diferencias metodológicas, son sensiblemente (un 5 por 100) inferiores a las recogidas en los inventarios de GEI del Ministerio de Medio Ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

ALCAIDE, J., y ALCAIDE, P. (2006), *Balance económico regional (autonomías y provincias). Años 2000 a 2005*, Fundación de las Cajas de Ahorros (FUNCAS), Madrid.

ARTO, I. (2009), *Contabilidad y análisis de flujos de materiales para la solución de problemas económico-ambientales*, tesis doctoral, Universidad del País Vasco.

BASTIANONI, S.; PULSELLI, F. M., y TIEZZI, E. (2004), «The problem of assigning responsibility for greenhouse gas emissions», *Ecological Economics*, 49: 253-257.

BRITISH PETROLEUM (2008), *Statistical Review of World Energy 2007*.

CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA (2002), *Decisión del Consejo de 25 de abril de 2002 relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo (2002/358/CE).*

COSTANZA, R. (1980), «Embodied energy and economic valuation», *Science,* 210: 1219-1224.

GOBIERNO DE ESPAÑA (2007), *Estrategia española de cambio climático y energía limpia. Horizonte 2007 - 2012 - 2020*.

IPCC (2007), *Climate change 2007: Synthesis report*, Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report, París.

Li, Y., y HEWITT, C. N. (2008), «The effect of trade between China and the UK on national and global carbon dioxide emissions», *Energy Policy*, 37: 1907-1914.

MACHADO, G.; SCHAEFFER, R., y WORREL, E. (2001), «Energy and carbon embodied in the international trade of Brazil: an input-output approach», *Ecological Economics*, 39: 409-424.

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE (2008), *Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de España años 1990-2006*, Comunicación a la Comisión Europea. Decisiones 280/2004/CE y 2005/166/CE.

MUNKSGAARD, J., y PEDERSEN, K. A. (2001), «CO_2 accounts for open economies: producer or consumer responsibility?», *Energy Policy*, 29: 327-334.

NORDSTROM, H., y VAUGHAN, S. (1999), «Trade and environment», *World Trade Organization Special Studies*, 4.

PETERS, G. P. (2008a), «Post-Kyoto greenhouse gas inventories: production versus consumption», *Climatic Change*, 86: 51-66.

— (2008b), «From production-based to consumption-based national emission inventories», *Ecological Economics*, 5: 13-23.

PROOPS, J. L. R.; FABER, M., y WAGENHALS, G. (1993), *Reducing CO_2 Emissions: a Comparative Input-Output Study for Germany and the UK*, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, Alemania.

Anexo I

CUADRO A.1

EMISIONES DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO POR COMUNIDAD AUTÓNOMA ($ktCO_2eq$ y tCO_2eq/cap)

Código COICOP	*España*	*Andalucía*	*Aragón*	*Asturias*	*Baleares*	*Canarias*	*Cantabria*	*Castilla La Mancha*	*Castilla León*	*Cataluña*	*Ceuta*	*Valencia*	*Extremadura*	*Galicia*	*Madrid*	*Melilla*	*Murcia*	*Navarra*	*País Vasco*	*Rioja, La*
Déficit (porcentaje)	8	23	-35	-68	5	11	31	-29	-42	33	113	46	22	-17	159	142	50	3	17	10
Producción	384.419	52.613	21.564	33.493	8.827	14.132	4.435	24.571	42.638	53.161	333	28.027	7.342	33.997	23.476	255	7.816	5.953	19.232	2.554
Consumo	416.689	64.751	14.099	10.879	9.283	15.743	5.830	17.491	24.554	70.664	709	40.859	8.982	28.297	60.843	616	11.708	6.143	22.416	2.821
01.	63.603	10.271	2.455	1.605	1.275	2.362	884	2.679	3.818	10.705	107	6.230	1.735	4.743	8.155	92	1.880	797	3.372	437
02.	2.857	516	94	67	65	92	37	127	125	462	5	324	72	169	403	5	111	36	127	19
03.	13.145	2.236	425	375	261	409	236	590	763	1.956	25	1.118	328	1.033	1.879	21	414	251	725	100
04.1-04.4.	75.223	13.633	2.210	2.000	1.571	3.188	987	3.221	4.605	11.631	140	7.654	1.986	5.074	9.668	123	2.135	1.010	3.898	491
04.5.	50.195	6.383	2.271	1.353	998	996	589	2.746	4.494	9.116	41	4.221	899	3.368	7.237	36	983	1.177	2.808	481
05.	29.023	4.666	946	720	641	1.071	544	1.062	1.717	4.841	59	2.928	590	2.182	3.912	51	819	489	1.632	154
06.	10.192	1.739	247	256	226	510	122	393	546	1.745	28	1.083	211	718	1.328	24	288	153	501	75
07.1. y 07.2. (exc. 07.2.2.)	20.885	2.948	694	606	594	996	282	883	1.003	3.135	81	2.271	520	1.354	3.216	70	776	389	936	132
07.2.2.	50.466	8.225	1.588	1.264	1.310	1.984	753	2.282	2.217	9.121	42	5.261	942	3.411	6.951	37	1.886	482	2.403	306
07.3.	14.458	1.712	451	421	392	1.160	201	344	599	1.965	62	1.030	191	849	3.787	54	220	118	844	56
08.	2.340	372	74	62	57	91	30	82	145	411	4	246	50	146	344	3	63	30	114	16
09.	34.501	4.839	1.205	887	732	1.369	504	1.233	1.784	6.572	53	3.423	601	1.852	5.698	46	932	513	2.021	236
10.	4.037	555	90	84	66	89	40	80	205	905	3	307	50	274	791	3	62	81	325	26
11.	27.717	4.125	857	745	627	887	320	1.050	1.642	4.648	35	2.788	475	1.711	4.825	30	646	402	1.720	186
12.	18.047	2.529	493	435	469	540	300	718	891	3.450	24	1.976	331	1.415	2.648	21	494	215	991	107

Código COICOP	*España*	*Andalucía*	*Aragón*	*Asturias*	*Baleares*	*Canarias*	*Cantabria*	*Castilla La Mancha*	*Castilla León*	*Cataluña*	*Ceuta*	*Valencia*	*Extremadura*	*Galicia*	*Madrid*	*Melilla*	*Murcia*	*Navarra*	*País Vasco*	*Rioja, La*
Producción	9,20	7,07	17,44	29,79	9,81	7,82	8,69	13,67	16,64	8,16	3,77	6,58	6,79	12,10	4,42	3,37	6,67	10,63	8,92	8,36
Consumo	10,29	8,82	11,85	10,11	10,98	9,17	10,98	10,09	9,90	11,28	9,43	9,92	8,40	10,36	11,69	9,29	10,19	11,30	10,68	10,68
01.	1,57	1,40	2,06	1,49	1,51	1,38	1,66	1,54	1,54	1,71	1,43	1,51	1,62	1,74	1,57	1,40	1,64	1,47	1,61	1,65
02.	0,07	0,07	0,08	0,06	0,08	0,05	0,07	0,07	0,05	0,07	0,07	0,08	0,07	0,06	0,08	0,07	0,10	0,07	0,06	0,07
03.	0,32	0,30	0,36	0,35	0,31	0,24	0,44	0,34	0,31	0,31	0,33	0,27	0,31	0,38	0,36	0,32	0,36	0,46	0,35	0,38
04.1-04.4.	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
04.5.	1,24	0,87	1,91	1,26	1,18	0,58	1,11	1,58	1,81	1,46	0,54	1,02	0,84	1,23	1,39	0,54	0,86	2,16	1,34	1,82
05.	0,72	0,64	0,79	0,67	0,76	0,62	1,02	0,61	0,69	0,77	0,79	0,71	0,55	0,80	0,75	0,77	0,71	0,90	0,78	0,58
06.	0,25	0,24	0,21	0,24	0,27	0,30	0,23	0,23	0,22	0,28	0,37	0,26	0,20	0,26	0,26	0,37	0,25	0,28	0,24	0,28
07.1. y 07.2. (exc. 07.2.2.)	0,52	0,40	0,58	0,56	0,70	0,58	0,53	0,51	0,40	0,50	1,07	0,55	0,49	0,50	0,62	1,05	0,67	0,72	0,45	0,50
07.2.2.	1,25	1,12	1,33	1,17	1,55	1,16	1,42	1,32	0,89	1,46	0,56	1,28	0,88	1,25	1,34	0,56	1,64	0,89	1,14	1,16
07.3.	0,36	0,23	0,38	0,39	0,46	0,68	0,38	0,20	0,24	0,31	0,83	0,25	0,18	0,31	0,73	0,81	0,19	0,22	0,40	0,21
08.	0,06	0,05	0,06	0,06	0,07	0,05	0,06	0,05	0,06	0,07	0,05	0,06	0,05	0,05	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06
09.	0,85	0,66	1,01	0,82	0,87	0,80	0,95	0,71	0,72	1,05	0,71	0,83	0,56	0,68	1,09	0,69	0,81	0,94	0,96	0,89
10.	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,05	0,08	0,05	0,08	0,14	0,04	0,07	0,05	0,10	0,15	0,04	0,05	0,15	0,15	0,10
11.	0,68	0,56	0,72	0,69	0,74	0,52	0,60	0,61	0,66	0,74	0,46	0,68	0,44	0,63	0,93	0,45	0,56	0,74	0,82	0,70
12.	0,45	0,34	0,41	0,40	0,55	0,31	0,56	0,41	0,36	0,55	0,32	0,48	0,31	0,52	0,51	0,31	0,43	0,40	0,47	0,41

RESULTADOS DE LA LIBERALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

PRECIOS, COMPETENCIA Y MEDIO AMBIENTE

Gonzalo SÁENZ DE MIERA

Iberdrola

Resumen

El análisis del modelo de liberalización español permite obtener un balance muy positivo después de diez años de funcionamiento, ya que se ha establecido un régimen de mercado, manteniendo unos niveles elevados de seguridad de suministro y avanzando hacia la sostenibilidad ambiental. Los principales indicadores que ponen de manifiesto esta evolución son: un nivel de entrada muy significativo, un precio del mercado *spot* en España en línea con los costes subyacentes y con los precios observados en los países de nuestro entorno; la ausencia de evidencia de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño, y una participación de los generadores de mayor tamaño en los mercados a plazo. También destacan las mejoras medioambientales alcanzadas por el sector de generación, que ha consolidado un *mix* energético menos contaminante y con un elevado peso de las energías renovables.

A pesar del éxito en el proceso de liberalización, también se han dado elementos distorsionantes, entre los que ha destacado el déficit tarifario, que, además de mitigar incentivos a la eficiencia y comprometer la sostenibilidad económica del sector eléctrico, ha motivado el desarrollo de normativa muy poco ortodoxa.

En definitiva, se puede considerar que el precio que surge del mercado eléctrico es competitivo y, en ausencia de elementos regulatorios que distorsionen su funcionamiento, es una señal para incentivar un consumo eficiente, así como inversiones orientadas a fomentar el ahorro energético.

Palabras clave: liberalización, precio *spot*, mercados a plazo, barreras de entrada, déficit tarifario, eficiencia.

Abstract

Ten years after its implementation, the analysis of the Spanish liberalization model is yielding a very positive balance, since it has promoted the establishment of a market regime, while keeping a high level of supply security and progressing towards environmental sustainability. Main indicators that show this evolution include: a very significant input level, a spot market price in line with underlying costs and with prices registered in neighbouring countries; the lack of evidence of capacity restriction by the biggest generators; and the participation of the biggest generators in the futures market. It is also worth highlighting the environmental improvements in the generation sector that have consolidated a less polluting energy mix where renewable energies have a significant presence.

Despite the success of the liberalization process, there have also been distorting elements, such as the tariff deficit, which, besides mitigating efficiency incentives and compromising the economic sustainability of the electric sector, has given rise to regulation that is not very orthodox.

In short, it can be said that the price which arises from the electricity market is a competitive one, and in the absence of regulatory elements distorting its operation, it constitutes a starting point for encouraging efficient consumption as well as investments aimed at promoting energy savings.

Key words: liberalization, spot price, futures market, entry barriers, tariff deficit, efficiency.

JEL classification: L11, L97, L98.

I. INTRODUCCIÓN Y RESUMEN (*)

LA liberalización del sector eléctrico español ha ido de la mano de la transformación regulatoria desarrollada a escala europea con la aprobación de nuevas directivas destinadas a crear mercados únicos europeos en el gas y la electricidad. El proceso de liberalización se inició en diciembre de 1996, con la firma de un protocolo entre las empresas, supervisado por la Administración, que establecía las líneas maestras del marco en el cual se desarrollaría la competencia a partir del 1 de enero de 1998. La estabilidad y la fiabilidad que han caracterizado el suministro eléctrico desde entonces esconden una radical transformación en el sistema eléctrico español.

A lo largo de este artículo, se analizan los resultados del proceso de liberalización y se muestran las ventajas del funcionamiento de la generación eléctrica bajo los principios del mercado en términos de eficiencia productiva, asignativa y de bienestar para los consumidores. También se muestran las mejoras ambientales alcanzadas por el sector, que ha consolidado un *mix* energético menos contaminante, caracterizado por un peso creciente de las energías térmicas menos contaminantes y de las energías renovables.

El ejercicio realizado no se ha limitado a considerar indicadores como cuotas de mercado o índices de concentración, sino que, además, ha tenido en

cuenta otras consideraciones empíricas, ya que, de lo contrario se podría llegar a obtener resultados alejados de la realidad. Así, entre los principales elementos estudiados se encuentran: los precios del mercado eléctrico español en el mercado *spot* y a plazo y su relación con los de los países de nuestro entorno; la relación entre precios y costes; la estructura del mercado y su evolución; las posibles barreras a la entrada; el análisis del factor de utilización; las implicaciones de la liberalización desde el punto de vista ambiental, y las consecuencias que han tenido sobre el proceso determinadas actuaciones ajenas a la ortodoxia regulatoria, como el déficit tarifario.

A partir del análisis de estos elementos se evalúan los resultados del mercado, mostrándose una evolución muy satisfactoria en su funcionamiento:

— Se ha producido un nivel de entrada muy significativo, incluyendo agentes no tradicionales del sector eléctrico español. Esto no se habría producido de haber existido barreras a la entrada que permitieran ejercer poder de mercado.

— La evolución del precio del mercado está especialmente en línea con la evolución de los costes subyacentes, lo que no se observaría si el precio del mercado viniera determinado por comportamientos no competitivos.

— El nivel y comportamiento de los precios observados en el mercado español es similar al de países de nuestro entorno con estructuras de generación similares. Esto es coherente con que el precio de los mercados europeos venga determinado por factores similares, especialmente el coste de las materias primas, y confirma, de nuevo, que no hay ningún sobreprecio derivado de un supuesto abuso de poder de mercado.

— A la vista de los factores de utilización de centrales marginales (carbón, gas, etc.) de distintas empresas, no hay evidencia alguna de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño.

— Los generadores de mayor tamaño son, al menos, igual de activos en los mercados a plazo que los de menor tamaño, lo que parece incompatible con una estrategia en la que se ejerciera poder de mercado, ya que los contratos a plazo mitigan los beneficios de ejercerlo.

— El precio de los mercados a plazo se sitúa en línea con el precio *spot* en el momento de ejercicio. Esto es relevante, ya que, si los generadores tuvieran poder de mercado, solamente venderían a plazo si el precio excediese el precio esperado en el mercado *spot*, lo cual no es el caso.

Por lo tanto, no solamente el análisis de los indicadores de concentración señala que el mercado de generación no está concentrado —el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) efectivo se sitúa por debajo de 1.000, y la cuota de mercado efectiva de la mayor empresa se sitúa por debajo del 10 por 100—, sino que la evidencia del mercado es incompatible con lo que se observaría si los agentes hubieran intentado manipular su precio.

En cuanto al impacto sobre el medio ambiente del proceso de liberalización del mercado eléctrico español, es destacable la evolución hacia un *mix* eléctrico menos emisor y más eficiente, donde las energías térmicas menos contaminantes y las energías renovables han registrado un fuerte crecimiento. Tanto el aumento de eficiencia como la reducción de emisiones en el mercado eléctrico de generación han sido consecuencia, en gran parte, de la internalización de los costes de las emisiones de CO_2 en el mercado eléctrico. La Directiva 2003/87, de Comercio de Emisiones, creó el mercado europeo de derechos de emisión, y éste ha permitido la creación de un precio para la tonelada de CO_2, que pasa a constituirse como uno más de los costes de oportunidad que considera el generador a la hora de producir. El éxito en la implantación de energías renovables ha tenido su origen principalmente en el marco español de apoyo a estas energías —basado en el sistema de primas—, que garantiza la predecibilidad y la seguridad jurídica de los incentivos económicos, respetando los principios básicos de funcionamiento del mercado eléctrico.

Sin embargo, en este periodo también se han producido actuaciones regulatorias no ortodoxas que han introducido distorsiones en el funcionamiento del mercado, entre las que destaca el déficit tarifario creado a partir de 2002, y que es la diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas. Los efectos de esta normativa son negativos en términos de eficiencia, desarrollo de la liberalización y sostenibilidad económica del sector eléctrico. Su impacto es especialmente negativo para las mejoras de eficiencia energética, ya que reduce los incentivos de los consumidores a acometer medidas de ahorro energético. Por otra parte, al no incorporar todos los costes de suministro, las tarifas eléctricas han dejado de constituirse como una señal de

precios del mercado, con las consiguientes ineficiencias en términos de consumo e inversión.

Probablemente, detrás de la creación del déficit tarifario y de alguna normativa asociada (RD 3/2006, RD 11/2007, etc.) se encuentra la desconfianza ante el precio del mercado eléctrico y su propio funcionamiento, basada en algunos mitos muy extendidos, y el elevado nivel de concentración que tenía el sector en un pasado ya superado.

En cuanto al grado de concentración, es importante señalar que, dado el volumen de entrada, como ya se ha explicado, no resulta sorprendente que el nivel de concentración en el sector eléctrico se haya reducido prácticamente a la mitad en la última década, situándose en niveles en los cuales las propias directrices de la Comisión Europea consideran que es improbable que haya problemas por falta de competencia.

Otro elemento que se ha tendido a considerar por algunos sectores de opinión de forma imprecisa es la existencia de importantes barreras a la entrada de nuevos generadores. En la última década, el número de generadores se ha triplicado, incluso considerando únicamente a los que han entrado en el Régimen Ordinario. De hecho, desde 2002, se han incorporado unos 22.600 MW de nueva capacidad de generación en el Régimen Ordinario. Para poner en contexto ese volumen de entrada, cabe señalar que en ese mismo periodo la demanda media del sistema se incrementó en menos de 6.000 MW. Asimismo, es relevante señalar que más de un 40 por 100 de esa nueva capacidad ha sido desarrollada por agentes anteriormente no presentes en el sector eléctrico, por lo que la evidencia desmiente rotundamente que haya barreras significativas a la entrada en el mercado eléctrico español. En lo que respecta al Régimen Especial, la entrada de agentes no tradicionales ha sido incluso superior.

Junto a estos, un mito destacable sobre el mercado eléctrico español es su consideración de sistema aislado. Es esto algo muy alejado de una realidad, ya que es muy infrecuente que el sistema eléctrico español funcione de forma aislada al de Francia y Portugal. En los últimos años, el mercado eléctrico español ha funcionado de forma aislada de Francia y Portugal en apenas un 15 por 100 de las horas.

Cabe resaltar el hecho de que el precio del mercado eléctrico en España se ha situado, en media, en línea con el precio de los mercados francés y alemán, e incluso por debajo del británico, el cual está ampliamente considerado como competitivo, y con centrales de generación muy similares a las españolas.

En definitiva, no parece haber evidencia de que el precio del mercado eléctrico en España no sea competitivo, por lo que cualquier injerencia en el funcionamiento del mercado, basada en supuestos que apoyen esta tesis, resultará injustificada y distorsionará su funcionamiento en perjuicio de los consumidores, quienes acabarán recibiendo un servicio de menor calidad y a mayor coste.

Aunque en ocasiones se han cuestionado las bondades derivadas del funcionamiento del sector eléctrico bajo los principios del libre mercado, existe un consenso generalizado sobre los beneficios del mercado frente a la regulación, en aquellos ámbitos en los que es posible. Entre estos beneficios, se podrían destacar los siguientes:

— Mayor eficiencia productiva (producción a mínimo coste en todo momento).

— Mayor eficiencia asignativa (los consumidores pagan lo que cuestan las cosas, evitándose el despilfarro y asegurando un uso racional de los productos).

— Eliminación del riesgo moral (las empresas asumen el riesgo de sus errores, mientras que en un sistema regulado el regulador transfiere el coste asociado a dicho riesgo a los consumidores).

— Mayor flexibilidad (en un mercado las empresas pueden ajustar sus decisiones con rapidez, mientras que en un sistema regulado las decisiones se dilatan).

Parte de los recelos frente al funcionamiento en régimen de mercado parecen tener su origen en una comprensión incorrecta de cómo funcionan los mercados, y en especial el mercado eléctrico. Se aduce que el mercado eléctrico es especial, y que genera precios y beneficios excesivos. Sin embargo, esto se basa en consideraciones a nuestro entender erróneas tales como las siguientes:

1) «La electricidad es especial porque no es almacenable». En realidad, la electricidad sí es almacenable (esto es lo que hacen, por ejemplo, las centrales hidráulicas con bombeo), pero tiene un coste que no lo justifica a gran escala. En cualquier caso, existen muchos sectores de actividad en los cuales realmente el servicio no es almacenable (viajes en avión), y no por ello se considera que dichos mercados no pueden funcionar adecuadamente.

2) «Coexisten varias tecnologías, y todas las tecnologías reciben el mismo precio, a pesar de tener costes distintos».

— Es cierto que en el sector eléctrico coexisten diversas tecnologías, pero eso no lo hace especial. Por ejemplo, esto también ocurre en el sector de hidrocarburos (petróleo, gas natural, etc.), el sector agrario o el transporte. No se trata, por lo tanto, de una característica diferencial del sector eléctrico que justifique la intervención.

— Cualquier mercado es marginalista independientemente de la tecnología utilizada para producir el bien o el servicio. Así, en los mercados mayoristas de naranjas, el gas o el petróleo, también todas las unidades negociadas en un mismo momento obtienen el mismo precio a pesar de que han tenido distinto coste de producción. Esto, de hecho, induce a los agentes a escoger aquella tecnología que tenga el mínimo coste, y el proceso competitivo hace que ese mínimo coste se traslade al consumidor en la forma de un menor precio.

— Y aunque en una hora dada todas las tecnologías reciban el mismo precio, y las tecnologías con menor coste variable obtengan un mayor margen de explotación, ese mayor margen no implica mayores beneficios. Si un generador tiene un menor coste variable es simplemente porque ha gastado más en la inversión, y el mayor margen de explotación simplemente se corresponde con unos mayores gastos financieros y de amortización.

3) «Las tecnologías hidráulica y nuclear están agotadas».

— Con respecto a la tecnología hidráulica, los datos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España (PER 2005-2010), elaborado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE, 2005), indican que la mitad del potencial hidroeléctrico en España sigue sin ser aprovechado, por lo que difícilmente se puede clasificar como una tecnología «agotada». Así, en su apartado de análisis de los recursos hidroeléctricos, se mostraba un potencial técnicamente desarrollable de 65.600 GWh/año, frente a los 31.600 GWh/año desarrollados en la actualidad. Junto a esto, es destacable que se está llevando a cabo la repotenciación de algunas centrales, e incluso desarrollándose nuevos proyectos, muy significativos en términos de capacidad de producción, a lo largo del mercado ibérico.

— Con respecto a la tecnología nuclear, no sería riguroso considerar que el hecho de que, en la actualidad, no se estén desarrollando nuevos proyectos nucleares en España implica que sea una tecnología agotada. En España no existe, formalmente, una moratoria nuclear, y si no se ha desarrollado esta tecnología en los últimos años es porque competía con opciones tecnológicas que han ocupado su lugar, tales como los ciclos combinados de gas. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que, en el medio o largo plazo, un contexto energético internacional caracterizado por las restricciones a las emisiones de CO_2, los crecientes precios de las materias primas energéticas y los riesgos sobre la seguridad energética, podrían potenciar otra oleada de implantación de esta tecnología. Para ello sería necesario disponer de un consenso social, que podría materializarse en un contexto futuro.

Por lo tanto, el sector eléctrico no tiene características intrínsecas especiales que lo diferencien de otros sectores ni que justifiquen la intervención.

El resto de este artículo está estructurado como sigue:

— El apartado II presenta un resumen de la evolución del sector eléctrico desde su liberalización en 1998 y los principales resultados del mercado, para analizar si existe alguna evidencia de que el mercado eléctrico español no haya funcionado correctamente.

— El apartado III examina las ventajas e inconvenientes de la «regulación» y la «liberalización», como instrumentos para la maximización del bienestar social, y considera si el sector eléctrico es un sector diferente que impide el correcto funcionamiento del mercado.

— El apartado IV recoge las principales conclusiones extraídas del análisis.

II. RESULTADOS DE LA LIBERALIZACIÓN

A finales de los años ochenta del siglo XX comenzaron los procesos de liberalización del sector eléctrico en Europa, en los cuales se establecían mercados liberalizados donde los agentes empresariales tomaban decisiones de inversión y asumían los costes de sus errores. Esta apuesta se vio reflejada en la progresiva aprobación de directivas que afianzaban el funcionamiento del sector eléctrico bajo los principios del mercado.

El Reino Unido y los países nórdicos fueron pioneros en la liberalización. Sustituyeron la organización centralizada del despacho de centrales de generación por una organización de la producción basada en las ofertas de venta de electricidad que presentaban los generadores.

En el caso español, a lo largo de los diez últimos años se ha experimentado una importante transformación que ha venido, en gran medida, de la mano de las modificaciones regulatorias desarrolladas como consecuencia de transposición al ordenamiento jurídico español de las directivas destinadas a crear los mercados únicos de electricidad y gas natural en la Unión Europea.

La transformación regulatoria se inició en 1996 con la transposición de la Directiva 96/92/CE, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, a través de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, que suponía un impulso liberalizador que en algunos ámbitos superaba las exigencias establecidas por la propia Directiva (1).

Entre los principales elementos introducidos por la Ley destacaron: el establecimiento de un régimen de autorizaciones para las nuevas centrales de generación, descartando el de licitaciones; la creación de un mercado diario organizado obligatorio para la mayor parte de las instalaciones de generación; la autorización expresa de la actividad de comercialización, y la creación de un único gestor de toda la red de transporte que coincide con el principal transportista (Red Eléctrica de España, REE).

En la liberalización del sector eléctrico español jugaron un papel muy activo desde el primer momento las propias empresas, con la firma de un protocolo entre las empresas, supervisado por la Administración, que establecía las líneas maestras del marco en el cual se desarrollaría la competencia a partir del 1 de enero de 1998.

A lo largo de 1997, las empresas y la Administración trabajaron intensamente para desarrollar esas líneas maestras en toda suerte de instrumentos normativos, desde leyes hasta procedimientos de operación del sistema, incluyendo la creación de una nueva institución (el Operador del Mercado Eléctrico, OMEL) con sus reglas de mercado, algoritmos de casación y procedimientos de comunicación y liquidación.

Con la perspectiva que ofrecen más de diez años de cambios regulatorios, se puede afirmar que la liberalización del sector eléctrico español ha sido un éxito, ya que ha permitido atraer un nivel de inversión muy elevado y una diversidad de operadores no tradicionales del sector eléctrico español, todo ello para atender un crecimiento de la demanda sin precedentes.

1. Análisis del funcionamiento de los mercados *spot* y a plazo

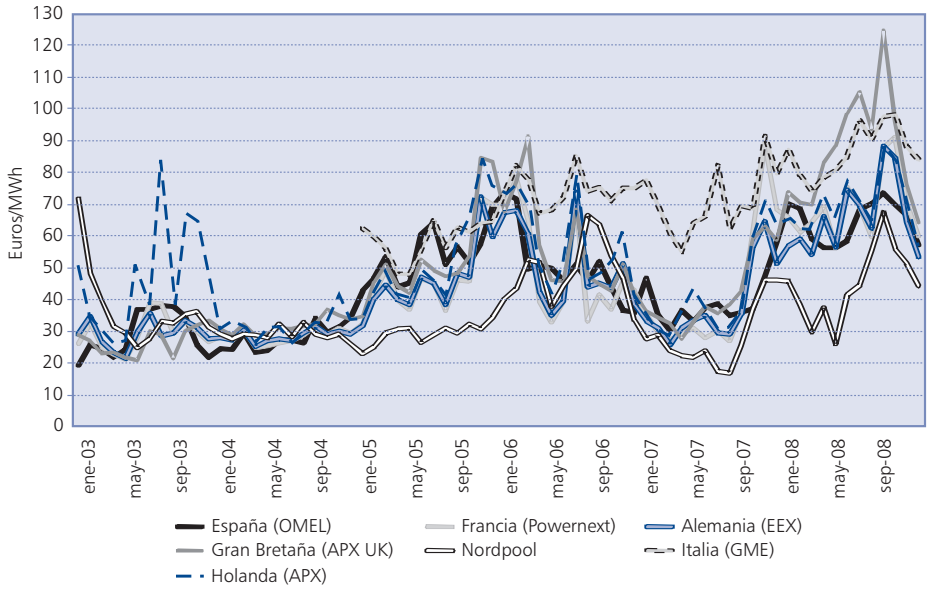
Un ejercicio relevante a la hora de analizar los resultados del mercado consiste en comparar el nivel y comportamiento del precio del mercado *spot* con el precio en mercados de similares características. En este tipo de comparaciones, las discrepancias en el nivel o el comportamiento de los precios puede deberse a diferencias en factores fundamentales específicos a los distintos mercados (p.ej. diferencias en el *mix* de generación o las condiciones de hidraulicidad), pero las similitudes sostenidas no pueden atribuirse al azar, sino que reflejan que el precio se comporta de forma coherente con los inductores de costes.

El gráfico 1 muestra la evolución del precio del mercado diario español y de mercados vecinos. Como se observa, el precio del mercado diario español presenta un nivel y un comportamiento similar a los de otros mercados europeos, excepto el de Italia, en el que se observan precios muy superiores, originados en gran parte por su diferente *mix* de generación, con mayor peso de las centrales de fuelóleo.

Como se observa en el gráfico 1, el precio del mercado eléctrico español ha tenido un comportamiento muy similar al de países de nuestro entorno con estructuras de generación similares (Francia-Powernext y Alemania-EEX). Por lo tanto, la comparación del precio del mercado eléctrico español con el de mercados vecinos con estructuras similares refuerza y confirma que no existe evidencia alguna de que el precio del mercado eléctrico en España no sea competitivo.

De hecho, el precio medio del mercado eléctrico español se ha situado en un nivel medio, o incluso bajo, en comparación con la muestra más amplia de mercados eléctricos europeos. Asimismo, cabe señalar que la correspondencia entre los precios del mercado eléctrico español y el de estos otros mercados no se ha visto afectada de forma apreciable por intervenciones regulatorias (p.ej., el RDL 3/2006 establecía la bilateralización de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial, y la minoración del importe equivalente al valor de los derechos de emisión de ga-

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MERCADO DIARIO EN VARIOS PAÍSES DESDE 2003



Nota: El precio en Italia es el precio medio desde enero de 2005.
Fuente: OMEL, PowerNext, Nordpool, EEX, GME.

ses de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica), lo cual no solamente indica que el actual diseño del mercado eléctrico en España es robusto, sino también sugiere que la evolución del precio tiene su origen en variables de mercado, y no en estrategias empresariales.

En cuanto a la relación entre los mercados a plazo y *spot*, muchos resultados de la literatura académica en esta materia ponen de manifiesto que la venta de contratos por parte de generadores mitiga sus incentivos a ejercer poder de mercado. Por lo tanto, un generador que esté ejerciendo poder de mercado optará por no vender contratos a plazo. En este sentido se pronuncian, por ejemplo, Federico y Vives (2008: 120) en su análisis del mercado eléctrico español: «*[Generators] will not participate in procurement auctions or forward markets if it is not in their interest to do so (i.e. if these auctions reduce their market power)*».

Por lo tanto, puede obtenerse una indicación de si la estrategia de los distintos generadores se corresponde con una de abuso de poder de mercado analizando su participación en los mercados a plazo.

En el caso de España la participación de los agentes en los distintos mercados a plazo no es información pública. Sin embargo, es posible determinar a partir de información pública cuál fue la participación de los distintos generadores en las subastas CESUR (contratos de energía para el suministro de último recurso). Estas subastas de energía para el suministro a tarifa son un nuevo mecanismo competitivo de compra de parte de la energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada, implantado en España en junio de 2007. Además de en estas subastas, los distribuidores también pueden adquirir energía en las subastas del mercado a plazo OMIP y en el mercado diario. Como se muestra en el cuadro n.º 1, todos los generadores que tradicionalmente se consideran como empresas instaladas y consolidadas (*incumbents*) sí que participaron en las subastas CESUR.

Una prueba menos exigente consistiría en analizar no solamente si los distintos generadores participaron o no en la subasta, sino también su grado de participación. Con esta prueba se esperaría encontrar que cuanto mayor fuera el tamaño del generador, menor será su participación en el mercado a plazo. Evidentemente, esta valoración debe realizarse teniendo en cuenta todas las formas de con-

CUADRO N.º 1

PARTICIPACIÓN DE GENERADORES EN LAS SUBASTAS DE EPE Y CESUR, 2008

	PRODUCCIÓN		*CONTRATACIÓN*			
			EPE	*CESUR*	*Suma EPE + CESUR*	
	GWh	*Porcentaje(*)*	*GWh*	*GWh*	*GWh*	*Porcentaje(*)*
Endesa	81.274	28,5	8.843	8.490	17.333	25,0
Iberdrola	66.998	23,5	8.843	7.337	16.180	23,3
Unión Fenosa	30.682	10,8		4.494	4.494	6,5
EDP/HC	11.926	4,2		437	437	0,6
Viesgo	7.298	2,6		629	629	0,9
GN	18.526	6,5		4.009	4.009	5,8
Otros	61.973	23,9		26.226	26.226	37,8
Total	**284.795**	**100,0**	**17.686**	**51.622**	**69.308**	**100,0**

(*) Los porcentajes son calculados por referencia al mercado español.
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

tratación, ya que todas contribuyen a la cobertura de los riesgos de los generadores.

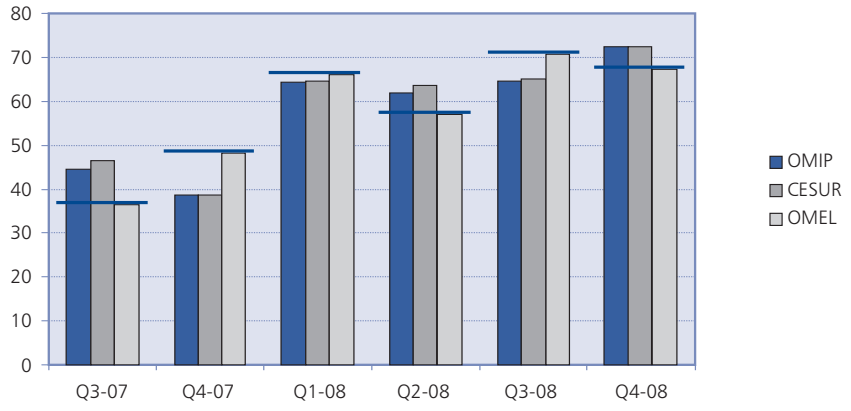
El cuadro n.º 1 muestra la participación de los distintos generadores en las subastas de emisiones primarias de energía (EPE) y de contratos de energía para el suministro de último recurso, CESUR.

Los resultados del cuadro muestran que la participación de las distintas empresas en las subastas se corresponde con su cuota de la producción total. Por lo tanto, no parece que las empresas de mayor tamaño sean menos activas en la contratación a plazo. Esta evidencia sugiere que los generadores no están ejerciendo, o intentando ejercer, poder de mercado en el mercado *spot*.

Pero, aun cuando los generadores de mayor tamaño participen en el mercado a plazo, también sería necesario estudiar la evolución de dicho mercado, ya que podría darse la posibilidad de que los generadores estuvieran abusando de su posición en el mercado a plazo vendiendo cobertura a precios significativamente superiores al precio *spot* realmente esperado.

Sin embargo, tampoco esta hipótesis se corresponde con la realidad. En el gráfico 2 aparece el pre-

GRÁFICO 2
COMPARACIÓN DEL PRECIO DEL OMIP Y CESUR CON EL PRECIO DEL OMEL



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

cio de cada una de las subastas CESUR realizadas hasta la fecha en el producto trimestral, el precio del OMIP el día de celebración de dichas subastas para ese mismo producto y el precio efectivamente observado en el mercado diario durante el periodo de entrega de cada uno de esos contratos.

Se aprecia cómo el precio de las subastas CESUR coincide básicamente con el del OMIP, y que no existe ningún sesgo sistemático entre el precio de las subastas y el del mercado diario. De hecho, la magnitud de los errores que se producen en ambos sentidos (de hasta unos 10 euros/MWh en un horizonte de solamente tres meses) también permite descartar la hipótesis de que los generadores controlen ya sea el precio del mercado *spot*, ya sea el precio del mercado a plazo. Por lo tanto, la evidencia sobre los precios de la contratación a plazo indican no solamente que no hay un problema de falta de competencia en la contratación a plazo, sino también que no existen problemas de competencia en el mercado *spot*.

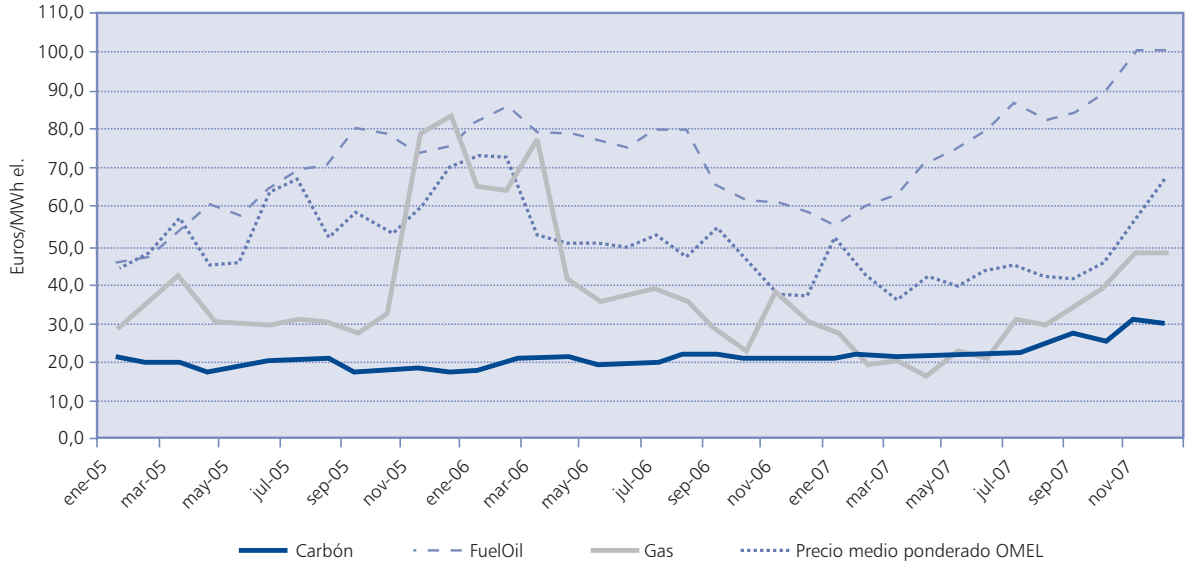
Es cierto que, en el pasado, la participación de los agentes en los mercados a plazo fue reducida. Sin embargo, el escaso desarrollo se debió fundamentalmente a la existencia de tarifas reguladas por debajo de coste, que eliminaban cualquier incentivo de los consumidores a desarrollar coberturas a plazo para cubrir el riesgo derivado de la volatilidad de precios.

2. Relación entre el precio del mercado y los costes

En un mercado en el cual los agentes estén abusando de su posición, se produce una disociación entre el comportamiento de los costes y el de los precios. Realizar este tipo de análisis es complejo, ya que los costes relevantes para los generadores a la hora de presentar sus ofertas no son los costes contables (por ejemplo, de adquisición de los combustibles), sino los costes de oportunidad, los cuales pueden variar según, por ejemplo, las cláusulas de flexibilidad de cada contrato de suministro de combustible y las capacidades de *trading* de cada empresa. Sin embargo, la opinión de la CNE (2008: 66) al respecto es que:

> Como puede apreciarse en los gráficos siguientes, esta evolución del precio de la electricidad al por mayor está *especialmente en línea* con el fuerte descenso en el precio del gas natural y de la cotización de los derechos de emisión de CO_2 durante todo el año 2005, y con la mejora en las condiciones de hidraulicidad du-

GRÁFICO 3
PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y PRECIO DEL MERCADO DIARIO DE GENERACIÓN EN ESPAÑA (ENERO 2005-DICIEMBRE 2007)



Fuente: Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR (CNE, 2008).

rante varios meses de 2006, que ha redundado en una mayor producción hidráulica. Por su parte, el fuel oil disminuye durante el mismo periodo, pero de forma menos acusada con respecto a los otros combustibles fósiles.

De esta forma, tal y como se aprecia en el gráfico 3, la evolución de los precios del mercado parece haber reflejado simplemente la evolución de los costes de suministro, sin que se puedan apreciar desviaciones anómalas coherentes con comportamientos no competitivos.

3. Estructura del mercado y su evolución

Desde el comienzo del proceso de liberalización, las modificaciones regulatorias han evolucionado de forma paralela con los cambios en la estructura del mercado español e ibérico, configurándose en la actualidad un mercado eléctrico español muy diferente al que existía hace una década. Así, los resultados que se presentan a continuación, referidos a cuotas de mercado individuales e IHH, ponen de manifiesto esta transformación hacia una estructura mucho menos concentrada.

Teniendo en cuenta esto, se presentan los indicadores de concentración de cuota de mercado e IHH según los distintos escenarios de definición del mercado relevante geográfico y de producto, con periodos temporales de análisis históricos y prospectivos, así como considerando la totalidad del Régimen Ordinario y del Régimen Especial como mercado de producto. Dados los valores obtenidos, inferiores a 2000, el análisis de centrales retirables no solamen-

CUADRO N.º 2

CUOTAS (EN PORCENTAJE) E IHH NOMINALES EN EL MERCADO ESPAÑOL, RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2004-2011

	2004	*2005*	*2006*	*2007*	*2008(*)*	*2009*	*2010*	*2011*
Endesa	33,8	31,3	28,4	30,1	28,5	26,5	26,0	25,0
Iberdrola	26,5	24,5	25,6	23,6	23,5	24,8	24,3	23,7
Unión Fenosa	9,8	11,1	11,5	12,4	10,8	10,0	10,1	10,3
EDP/HC	6,0	6,3	5,8	6,1	4,2	5,5	5,3	4,9
Viesgo	2,9	3,3	2,3	2,3	2,6	3,3	3,5	3,6
GN	2,3	3,3	6,5	6,0	6,5	6,7	6,9	7,4
Otros	15,5	17,1	16,6	16,3	21,8	20,7	21,7	23,0
Importaciones	3,2	3,1	3,3	3,2	2,1	2,4	2,3	2,2
Total	100	100	100	100	100	100	100	100
IHH	**1.991**	**1.765**	**1.678**	**1.698**	**1.550**	**1.507**	**1.457**	**1.384**

(*) Los datos de 2008 están basados en datos reales para los tres primeros trimestres y estimados para el cuarto trimestre.
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

CUADRO N.º 3

CUOTAS (EN PORCENTAJE) E IHH NOMINALES EN EL MERCADO IBÉRICO, RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2004-2011

	2004	*2005*	*2006*	*2007*	*2008(*)*	*2009*	*2010*	*2011*
Endesa	29,9	27,7	25,3	26,8	25,6	23,6	23,7	22,9
Iberdrola	23,0	21,3	22,2	20,6	20,7	21,6	21,3	21,5
Unión Fenosa	8,5	9,7	10,0	10,8	9,5	8,7	8,7	9,3
EDP/HC	14,6	14,9	14,8	14,3	11,5	13,6	12,0	10,6
Viesgo	2,5	2,8	2,0	2,0	2,2	2,9	3,0	3,3
GN	2,0	2,9	5,6	5,2	5,7	5,8	5,9	7,0
Otros	17,2	18,3	18,1	18,0	23,3	22,4	24,0	24,2
Importaciones	2,4	2,4	2,1	2,3	1,4	1,4	1,3	1,2
Total	100	100	100	100	100	100	100	100
IHH	**1.714**	**1.553**	**1.487**	**1.496**	**1.343**	**1.327**	**1.279**	**1.245**

(*) Los datos de 2008 están basados en datos reales para los tres primeros trimestres y estimados para el cuarto trimestre.
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

te es innecesario sino que además tampoco indica que haya problemas (2).

En los cuadros n°s 2 y 3 se observa que solamente la cuota de Endesa se sitúa actualmente por encima del 25 por 100, aunque exhibe una tendencia decreciente. No obstante, al menos desde 2004, el IHH se ha situado por debajo del umbral de 2000, por lo que, aplicando la experiencia de la Comisión Europea, es improbable que existan problemas de competencia horizontal.

Por otra parte, los indicadores de cuota de mercado son similares tanto si el mercado geográfico considerado es el español o el ibérico. Sin embargo, ambas series de datos ignoran el hecho de que en un cierto número de horas la interconexión entre España y Francia no está saturada, y los generadores compiten realmente en un mercado de dimensión europea, dejando de lado las posibles restricciones en la interconexión de los diversos países europeos con Francia y entre ellos. Así, a efectos de caracterización del nivel de concentración, la cuota de mercado efectiva debería calcularse ponderando las cuotas de mercado en España, el mercado Ibérico y Europa como sigue:

$$CM_{España} \times HC_{Francia,Portugal} + CM_{Iberia} \times HC_{Francia,No_Portugal} + CM_{Europa} \times HC_{No_Francia}$$

— *CM* representa la cuota de mercado y el subíndice indica el mercado en el cual se calcula dicha cuota.

— *HC* representa el porcentaje de horas en el cual las interconexiones están congestionadas con Francia y Portugal simultáneamente ($HC_{Francia,Portugal}$), con Francia pero no con Portugal ($HC_{Francia,No_Portugal}$), o no con Francia ($HC_{No_Francia}$).

De hecho, el porcentaje de horas en las cuales la capacidad de interconexión de España con Francia y Portugal está saturada, en uno y otro sentido, se sitúa por debajo del 15 por 100. El cuadro n.º 4 muestra el estado de las interconexiones con Francia y Portugal, distinguiendo según el estado de la otra interconexión, de 2006 a 2008.

No disponemos de datos sobre las cuotas de mercado de las distintas compañías en el mercado geográfico europeo ni del IHH en ese mismo ámbito. Sin embargo, es posible estimar la cuota de mercado aproximada de cada empresa en el mercado europeo continental considerando que el mercado ibérico es aproximadamente una quinta parte del mercado europeo continental (excluyendo el Reino Unido e Italia). Por lo tanto, las empresas ibéricas podrían tener cuotas de mercado en el mercado europeo iguales a una quinta parte de su cuota ibérica. Así, el cuadro n.º 5 muestra las cuotas de mercado «medias» resultantes de ponderar cada cuota de mercado según el número de horas en las cuales cada definición del mercado geográfico es relevante (es decir, cuando la capacidad de interconexión no está saturada).

CUADRO N.º 4

SATURACIÓN COINCIDENTE DE LAS INTERCONEXIONES CON FRANCIA Y PORTUGAL, 2006-2008 (EN PORCENTAJES)

AÑO 2006		*INTERCONEXIÓN CON FRANCIA*	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	*Saturada*	13,4	10,6
	No saturada	47,4	28,6
AÑO 2007		*INTERCONEXIÓN CON FRANCIA*	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	*Saturada*	13,7	22,6
	No saturada	38,1	25,6
AÑO 2008		*INTERCONEXIÓN CON FRANCIA*	
		Saturada	No saturada
INTERCONEXIÓN CON PORTUGAL	*Saturada*	14,6	37,6
	No saturada	14,2	33,6

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

La columna denominada «cuota media ponderada» indica la cuota de mercado que, en media, tiene cada empresa, la cual está relacionada con los incentivos que cada una de ellas puede tener a ejercer poder de mercado. En este caso, la cuota de mercado de las mayores empresas se sitúa en el entorno del 10 por 100, muy por debajo del umbral del 25 por 100 utilizado por la Comisión Europea como primer filtro en sus análisis de competencia.

Por otra parte, como ya se ha explicado, el uso de cuotas nominales tiende a exagerar la concentración en el mercado cuando el objetivo es detectar o estimar los incentivos de los agentes a ejercer poder de mercado. Esto ocurre porque dichas cuotas no tienen en cuenta el hecho de que el incentivo a ejercer poder de mercado viene mitigado por la tenencia de contratos a plazo, u otros instrumentos con efectos similares. En el caso del mercado eléctrico ibérico, los incentivos a ejercer poder de mercado se encuentran mitigados por:

CUADRO N.º 5

CUOTAS NOMINALES CON DIFERENTES DEFINICIONES DEL MERCADO GEOGRÁFICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008 (EN PORCENTAJE)

	Mercado Español	*Mercado Ibérico*	*Mercado Europeo*	*Cuota media ponderada*
Ponderación	14,6	14,2	71,2	
Endesa	28,5	25,6	5,12	11,44
Iberdrola	23,5	20,7	4,14	9,32
Unión Fenosa	10,8	9,5	1,90	4,28
EDP/HC	4,2	11,5	2,30	3,88
Viesgo	2,6	2,2	0,44	1,01
GN	6,5	5,7	1,14	2,57
Otros	23,9	24,7	84,96	
Total	100,00	100,00	100,00	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

— Contratos vendidos en las subastas de emisiones primarias de energía (EPE).

— Contratos vendidos en las subastas para el suministro de último recurso (CESUR).

— Contratos de suministro firmados con clientes finales por la comercializadora del grupo.

— La compensación para el mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC), en Portugal (3).

— Contratos mayoristas de adquisición de energía (CAE), también en Portugal (4).

La energía cubierta por estos contratos e instrumentos en 2008 alcanzó los 185 TWh, lo cual equivale a un 57 por 100 de la energía generada en el mercado ibérico. Por lo tanto, cualquier análisis de los incentivos de los generadores debe considerar el efecto de estos contratos.

Tal y como recoge la literatura especializada respecto del impacto de los contratos a plazo sobre los incentivos a ejercer poder de mercado, es necesario considerar que los contratos de largo plazo deben descontarse directamente de la energía generada para obtener la «generación efectiva» (CNE y ERSE, 2008: 18).

Con respecto a los contratos de menor plazo, existe un consenso sobre el hecho de que éstos también mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado, pero no existe consenso sobre en qué cuantía. Por una parte, considerar que los contratos de menor plazo mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado tanto como los de largo plazo probablemente exageraría su impacto (dependiendo del horizonte concreto que se interprete como «corto plazo»). Por otra parte, ignorarlos y considerar que no tienen ningún efecto probablemente subestime su impacto. Ante esta incertidumbre, se puede considerar como «mejor estimación» la propuesta planteada por Stoft (2002), que consiste en suponer que los contratos de corto plazo mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado la mitad que los contratos de largo plazo (5).

Los cuadros n.os 6 y 7 indican la generación nominal, el nivel de contratación de cada uno de los generadores y su generación efectiva bajo distintas definiciones del mercado geográfico. La generación efectiva se calcula descontando de la generación nominal las cantidades siguientes:

— el 50 por 100 del volumen de energía en contratos de corto plazo (considerando como tales los asociados con las subastas de EPE y CESUR, y los celebrados con clientes finales), y

— el 100 por 100 del volumen de energía en contratos de largo plazo (considerando como tales los asociados con CAE y CMEC)

Como se puede observar, una vez se tiene en cuenta el efecto de los contratos, el nivel de concentración se reduce de forma significativa. La cuota efectiva de los generadores cae por debajo del 20 por 100 y el IHH cae por debajo del umbral de 1.000. Como ya se ha explicado, la experiencia de la Comisión Europea es que es improbable que se detecten problemas de competencia horizontal en un mercado que tenga un IHH inferior a 1.000 y en el que

CUADRO N.º 6

CUOTAS E IHHS EFECTIVOS EN EL MERCADO ESPAÑOL, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008

	GENERACIÓN NOMINAL		*CONTRATACIÓN*			*GENERACIÓN EFECTIVA*	
	GWh	*Porcentaje*	*EPE*	*CESUR*	*Clientes*	*GWh*	*Porcentaje*
Endesa	81.274	28,5	8.843	8.490	41.614	51.801	18,2
Iberdrola	66.998	23,5	8.843	7.337	14.700	51.558	18,1
Unión Fenosa	30.682	10,8		4.494	14.436	21.217	7,5
EDP/HC	11.926	4,2		437	10.450	6.482	2,3
Viesgo	7.298	2,6		629	893	6.537	2,3
GN	18.526	6,5		4.009	6.818	13.112	4,6
Otros	61.973	21,8		26.226	4.073	46.823	16,4
Importaciones	6.119	2,1				6.119	2,1
Total	**284.795**	**100,0**	**17.686**	**51.622**	**92.983**	**203.649**	**71,5**
IHH	**1.550**					**746**	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

CUADRO N.º 7

CUOTAS E IHH EFECTIVOS EN EL MERCADO IBÉRICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008

	GENERACIÓN NOMINAL		*CONTRATACIÓN*				*GENERACIÓN EFECTIVA*	
	GWh	*Porcentaje*	*EPE*	*CESUR*	*Clientes*	*CMEC/CES*	*GWh*	*Porcentaje*
Endesa	83.087	25,6	8.843	8.490	41.718	1.331	52.230	16,1
Iberdrola	67.123	20,7	8.843	7.337	14.742	0	51.662	15,9
Unión Fenosa	30.682	9,5	0	4.494	14.536	0	21.167	6,5
EDP/HC	37.429	11,5	0	3.756	12.692	15.454	13.751	4,2
Viesgo	7.298	2,2	0	629	893	0	6.537	2,0
GN	18.526	5,7	0	4.009	6.818	0	13.112	4,0
Otros	75.784	23,3	0	26.226	4.073	0	60.634	18,7
Importaciones	4.629	1,4	0	0	0	0	4.629	1,4
Total	**324.558**	**100,0**	**17.686**	**54.941**	**95.472**	**16.786**	**223.723**	**68,9**
IHH	**1.343**						**593**	

Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

ningún agente tenga una cuota de mercado mayor del 25 por 100 (6). De hecho, con tales niveles de concentración la Comisión considera que, en general, no es necesario proceder a un análisis pormenorizado de este tipo de mercados.

Aun así, estos indicadores siguen sobreestimando las cuotas de mercado efectivas de los distintos generadores en 2008, ya que ignoran el hecho de que en más de un 70 por 100 de las horas la interconexión con Francia no ha estado saturada, y el mercado geográfico relevante ha sido el ibérico.

En cuadro n.º 8 muestra las cuotas de mercado resultantes de ponderar cada cuota de mercado según el número de horas en las cuales cada definición del mercado geográfico es relevante, y partiendo de las cuotas de mercado efectivas, para tener en cuenta el hecho que los contratos mitigan los incentivos a ejercer poder de mercado.

Por lo tanto, una vez se tiene en cuenta el estado de las interconexiones y el efecto de los contratos, la cuota efectiva de los generadores más grandes cae por debajo del 10 por 100, lo que se constituye como un resultado muy alejado de aquellas consideraciones que señalan que el mercado español ostenta un elevado grado de concentración, en el que dos empresas, Endesa e Iberdrola, actúan de forma coordinada.

Otro indicador relevante en relación con la estructura del mercado es el número de agentes con capacidad de marcar el precio del mercado (es decir,

CUADRO N.º 8

CUOTAS EFECTIVAS CON DIFERENTES DEFINICIONES DEL MERCADO GEOGRÁFICO, CONSIDERANDO RÉGIMEN ORDINARIO Y RÉGIMEN ESPECIAL, 2008 (EN PORCENTAJE)

	Mercado Español	*Mercado Ibérico*	*Mercado Europeo*	*Cuota media ponderada*
Ponderación	14,6	14,2	71,2	
Endesa	18,20	16,10	3,22	7,24
Iberdrola	18,10	15,90	3,18	7,16
Unión Fenosa	7,50	6,50	1,30	2,94
EDP/HC	2,30	4,20	0,84	1,53
Viesgo	2,30	2,00	0,40	0,90
GN	4,60	4,00	0,80	1,81
Otros	47,00	51,30	90,26	78,41
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

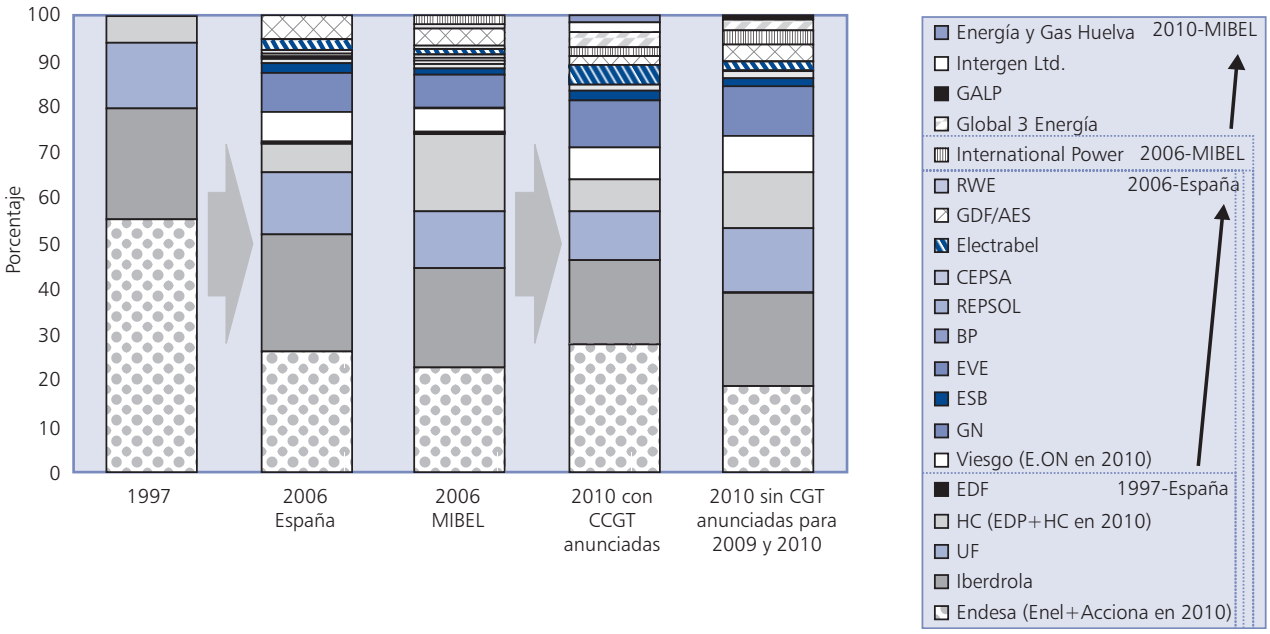
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

que son propietarios de capacidad marginal). Efectivamente, cuanto mayor sea el número de agentes con costes similares mayor será la presión competitiva, ya que un agente que pretenda ejercer poder de mercado incrementando su oferta por encima de sus costes de oportunidad se encontrará con una multitud de competidores dispuestos a tomar su lugar en la orden de mérito.

Como puede verse en el gráfico 4, el número de agentes que compiten en la franja de costes correspondientes a la tecnología marginal se ha triplicado

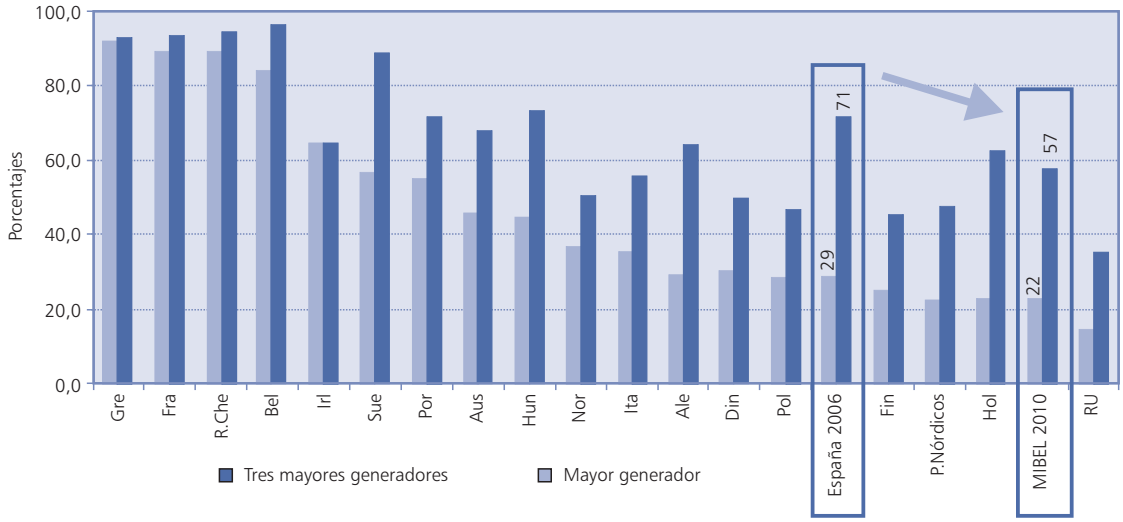
GRÁFICO 4

EVOLUCIÓN DEL PARQUE DE POTENCIA INSTALADA CON CAPACIDAD DE MARCAR PRECIO (FUEL, CICLOS COMBINADOS Y CARBÓN) EN ESPAÑA POR AGENTE - NUEVOS ENTRANTES EN GENERACIÓN



Fuente: REE, MITyC y elaboración propia.

GRÁFICO 5
COMPARACIÓN DEL NIVEL DE CONCENTRACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN DISTINTOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA



Nota: MBEL 2010 calculado asumiendo que no hay entrada de nuevas CCGT en 2009 y 2010 (4.300 horas/año de utilización para centrales de carbón y CCGT, entrada de CCGT supone una caída inviable de horas).
Fuente: Elaboración propia a partir de información pública de reguladores, asociaciones, anuarios sectoriales, etcétera.

en la última década, pasando de 5 a 15-16. Esta evolución de la rivalidad es probablemente única en los mercados eléctricos del entorno español (véase el gráfico 5).

Las cifras muestran que, de hecho, muy pocos países de la Unión Europea pueden mostrar una evolución pro-competitiva similar a la del mercado español. De hecho, se prevé que en 2010 tan sólo el Reino Unido presentará una estructura del sector eléctrico más competitiva que la de España.

Es importante tener en cuenta todas las consideraciones expuestas a lo largo de este apartado, ya que su omisión puede llevar a elaborar un diagnóstico erróneo basado en una estructura de mercado que ya no es la actual, o únicamente en la estructura del mercado, llegando a plantearse intervenciones sobre el sector eléctrico español que no sólo son innecesarias e ineficientes, sino que ni tan siquiera se llegan a plantear para otros sectores de la economía española con una estructura en realidad menos competitiva.

4. Barreras a la entrada

Para que las empresas tengan la capacidad y el incentivo a abusar de su posición, es condición necesaria, aunque no suficiente, que existan barreras a la entrada en dicho mercado. De otro modo, un incremento no competitivo del precio del mercado inducirá una mayor entrada por parte de otros competidores. El resultado será que, tras la entrada, el precio del mercado retornará a un nivel coherente con los costes de suministro, pero, además, la empresa que retiró capacidad (ya sea incrementando su precio de oferta o dejando de ofertar una determinada central) sufrirá una reducción en su volumen de venta.

En este sentido, no es probable que existan barreras a la entrada en mercados que han experimentado un nivel importante de entrada por agentes distintos a los tradicionales, como parece haber sido el caso en España. Por ejemplo, en su informe relativo a las subastas de energías primarias y CESUR, la CNE (2008) señala lo siguiente:

CUADRO N.º 9

PROPIEDAD DE LA NUEVA CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO EN ESPAÑA (MW), 2002-2008

	2002	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*
Endesa	812	400	0	0	398	0	800
Iberdrola	800	578	212	1.575	1.234	850	0
UEF	0	0	792	794	374	1.600	0
HC	393	0	0	0	0	800	0
Viesgo	0	0	0	0	0	800	0
Gas Natural	797	0	0	790	1.269	800	400
Otros	0	600	603	749	2.333	285	800
Total anual	**2.802**	**1.578**	**1.606**	**3.908**	**5.608**	**5.135**	**2.000**
Acumulado total	**2.802**	**4.380**	**5.986**	**9.894**	**15.502**	**20.637**	**22.637**
Acumulado END+IBD (porcentaje)	**58**	**59**	**47**	**44**	**39**	**33**	**34**

Nota: No se tienen en cuenta la operación E.On/Enel/Acciona ni la compra del 50% de Tarragona Power por Iberdrola
Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

La nueva potencia de generación eléctrica que se ha instalado en 2006 y que se prevé instalar a finales de 2007 y en 2008 en el régimen ordinario asciende a un total de casi 7.500 MW, representando un incremento acumulado de más del 13,5 por 100 con respecto a la potencia instalada a finales de 2005 (54.829 MW). Los detalles de este crecimiento se muestran en los cuadros siguientes, de los cuales es importante destacar dos aspectos: (1) el 100 por 100 de la potencia instalada o prevista es de centrales de ciclo combinado de gas; (2) *el 62 por 100 de la misma se ha realizado o se realizará por empresas distintas de los operadores que ostentan mayores cuotas de mercado, ENDESA e IBERDROLA.*

De hecho, este proceso de entrada no es un fenómeno reciente, sino que desde la liberalización del mercado eléctrico en España, y empezando en 2002 (en el periodo 1998-2001 existió un exceso de capacidad de generación importante que implicaba que no fuera necesaria la entrada de nuevas centrales), se han incorporado unos 22.600 MW de nueva capacidad de generación en el Régimen Ordinario.

Como se observa en el cuadro n.º 9, no solamente se ha producido un volumen importante de nueva entrada en este periodo, sino que solamente un 34 por 100 de la nueva capacidad ha sido construida por Iberdrola o Endesa, y un 42 por 100 lo ha sido por agentes anteriormente no presentes en el sector eléctrico (Gas Natural y otros).

Cabe señalar, en el mismo sentido, que esta entrada se refiere únicamente a centrales del Régimen Ordinario, habiendo existido en realidad un volumen importante de entrada en el Régimen Especial, con un porcentaje incluso superior de agentes no presentes anteriormente en el sector eléctrico español.

Así, teniendo en cuenta esta información, la hipótesis de existencia de barreras significativas a la entrada en la actividad de generación no es coherente con la evidencia empírica.

En ocasiones, se señala que para que la amenaza de entrada sea efectiva ésta debe poder producirse en un plazo inferior a los dos años, mientras que el plazo para la construcción de nuevas centrales de generación (centrales de ciclo combinado) se sitúa probablemente en los dos-tres años.

Sin embargo, es preciso matizar esta consideración. El hecho de que la entrada tarde más de dos años en producirse no implica que la amenaza de entrada no tenga ningún impacto sobre los incentivos a ejercer poder de mercado. En efecto, aunque la entrada se demore más de dos años, cuando se produzca, el agente que retiró capacidad (ya sea incrementando su precio de oferta o realmente retirando físicamente capacidad) sufrirá una reducción en su volumen de venta (si mantiene su estrategia de retirada) o una reducción en el precio que obtiene (si vuelve a adoptar una estrategia competitiva).

Por lo tanto, la evidencia sugiere en principio que en el mercado eléctrico español no existen barreras a la entrada que puedan dar lugar a problemas de poder de mercado.

5. Análisis del factor de utilización

Si un generador está ejerciendo poder de mercado con vistas a incrementar el precio, su producción se verá reducida con respecto al nivel que hubiera tenido si su comportamiento hubiera sido

competitivo. Por lo tanto, si los generadores con mayor cuota de mercado ejercen poder de mercado, se tenderá a observar una relación inversa entre las cuotas de mercado de los distintos generadores y las horas de funcionamiento de sus centrales. Es decir, cuanto mayor es la cuota de mercado de un agente, menor es su factor de carga, y viceversa.

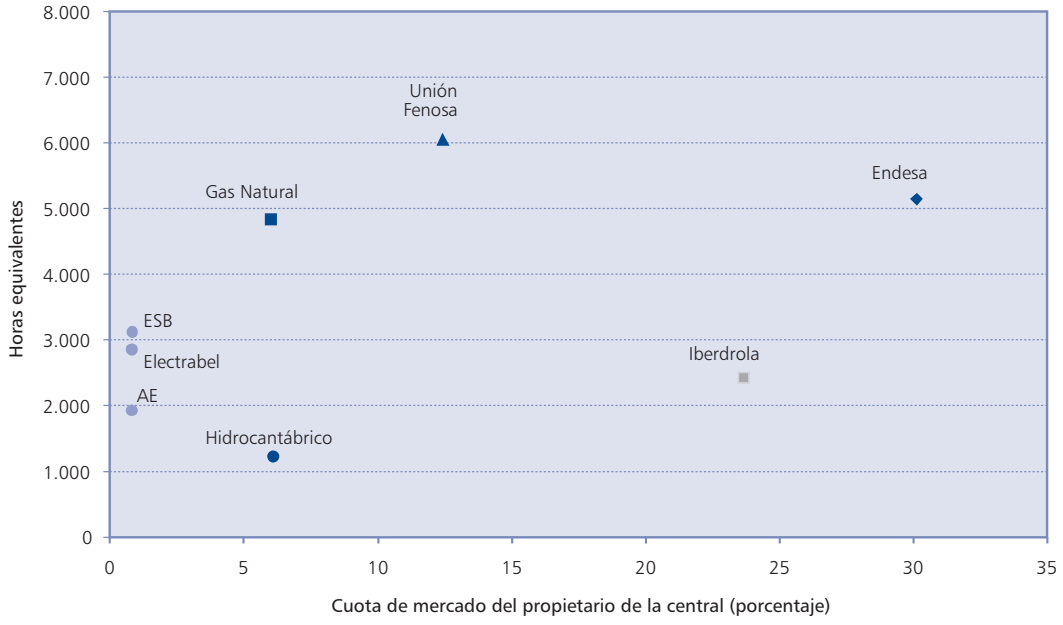
Evidentemente, las diferencias en los factores de carga entre agentes pueden deberse a otros factores, tales como diferencias en los costes de combustible de los distintos agentes. Del mismo modo, es razonable que distintas centrales tengan distintos factores de utilización; por ejemplo, porque hayan tenido distintos factores de disponibilidad o porque se encuentren en zonas de restricciones y hayan sido llamadas a funcionar para resolverlas aun cuando el precio del mercado diario haya sido inferior a su coste de funcionamiento.

Por lo tanto, la mera observación de que distintos agentes tienen diferentes horas de funcionamiento en media, o que un agente concreto tenga distintas horas de funcionamiento en distintas centrales, no es evidencia de abuso (tampoco lo es de lo contrario), ya que pueden existir diversos motivos competitivos para tales diferencias. Sin embargo, este análisis puede aportar un indicio interesante en la medida en que se observe una relación inversa entre cuota de mercado y factor de utilización.

Los gráficos 6 y 7 muestran los factores de utilización que las distintas empresas tienen en centrales de ciclo combinado y de carbón.

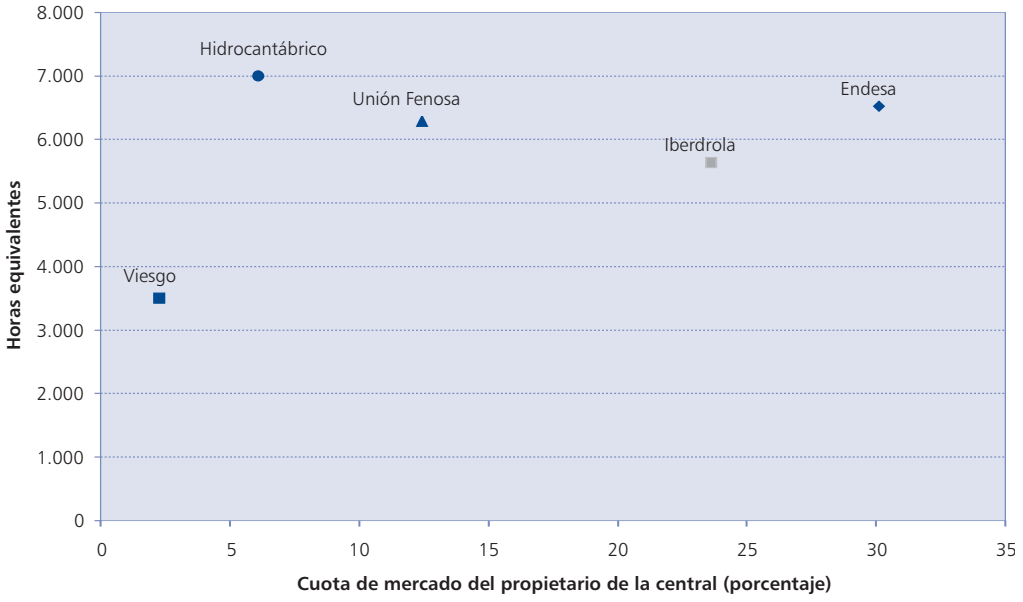
A la vista de estos gráficos, no parece que en el caso del mercado eléctrico en España los agentes con mayor cuota de mercado tengan un menor número de horas de funcionamiento (de hecho, una regresión lineal indicaría lo contrario). Ello sugiere que los agentes de mayor tamaño no retiran capacidad, ya sea ofertándola a un precio superior a sus costes o declarándola indisponible, con el objetivo de ejercer poder de mercado en el mercado *spot*, sino que su comportamiento es competitivo.

GRÁFICO 6
FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS, POR AGENTE, 2007



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

GRÁFICO 7
FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS CENTRALES DE CARBÓN, POR AGENTE, 2007



Fuente: REE, CNE y elaboración propia.

6. Impacto sobre el medio ambiente

La experiencia española de los últimos diez años ha puesto de manifiesto que en un sistema liberalizado es posible internalizar los costes del CO_2 en el precio de la electricidad y avanzar hacia un *mix* de producción cada vez más limpio, con un elevado peso de las energías renovables.

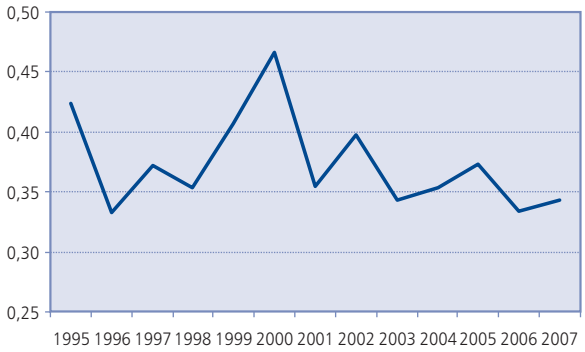
La Directiva 87/2003 implantó un sistema de comercio de emisiones en la Unión Europea (sistema *cap &trade*), por el que se establecía un límite de emisiones para el conjunto de la Unión Europea (*cap*), distribuyendo los derechos de emisión por Estado miembro a través de planes nacionales de asignación (PNA) y la posibilidad de comerciar en el mercado europeo de derechos de emisión (*trade*). El sistema comenzó a funcionar el 1 de enero de 2005, se aplica a todos los sectores industriales (sector cerámico, papelero, generación eléctrica, refino…) y consta de dos fases: 2005-2007 y 2008-2012.

La Directiva establece que cada Estado miembro deberá elaborar un PNA en el que se determinen la cantidad total de derechos de emisión a asignar, en su mayoría gratuitamente, durante cada una de las fases. Hasta la fecha han sido aprobados el PNA 2005-2007 y el PNA 2008-2012.

El precio de los derechos de emisión de CO_2 depende del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado europeo de derechos de emisión. De esta manera, se forma el precio de la tonelada de CO_2, que se constituye como la señal que indica el coste de emitir una tonelada de CO_2.

El mercado eléctrico español, al igual que el resto de los mercados europeos, ha incorporado los principios del sistema de comercio de derechos de emisión, y el precio de la tonelada de CO_2 se ha constituido como un coste más de producción. Su internalización en los costes del suministro eléctrico ha contribuido al crecimiento de los precios de la electricidad y a la implantación de tecnologías menos emisoras, como los ciclos combinados de gas natural, la hidráulica, etc. En el gráfico 8 se aprecia la reducción en el factor emisión (kg CO_2 por kWh) del sector eléctrico español.

GRÁFICO 8
FACTOR DE EMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO (KG CO_2/kWh)

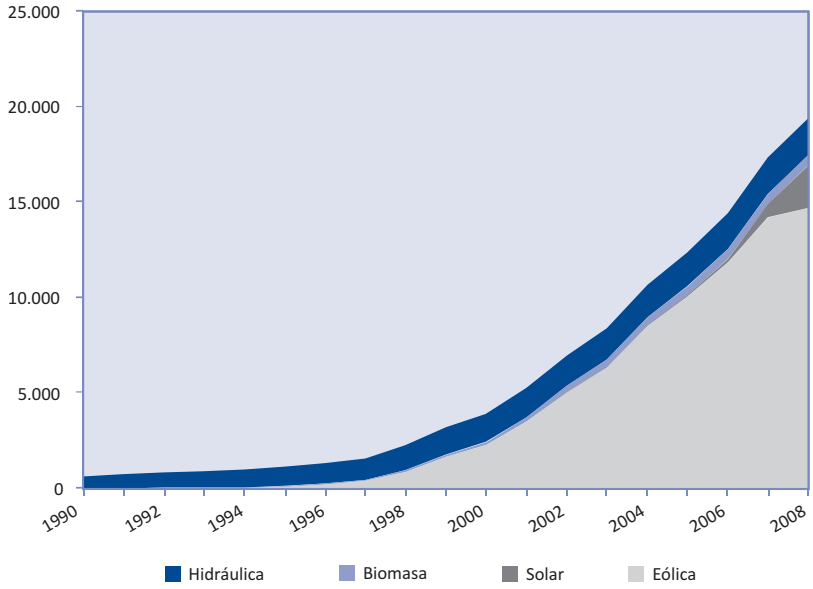


Fuente: UNESA.

En el ámbito de las energías renovables, es destacable también el éxito conseguido en cuanto a su desarrollo por la existencia de un esquema de apoyo eficaz y eficiente. El marco español de apoyo a las energías renovables, basado en el sistema de primas, ha sido respetuoso con los principios básicos de funcionamiento del mercado eléctrico, concediendo a las instalaciones del régimen especial la opción de acogerse a una retribución basada en una tarifa o en el precio de mercado más una prima.

El marco de apoyo actual, cuyo máximo referente es el Real Decreto 661/2007, garantiza la predecibilidad y seguridad jurídica de los incentivos económicos. Se declara el derecho a la percepción de unos incentivos económicos (tarifas y primas) durante toda la vida de la instalación, con actualizaciones anuales ligadas a la variación del IPC, y con modificaciones cada cuatro años que sólo afectan a las instalaciones nuevas. Este marco también fomenta la integración en el mercado. Así, cuando las instalaciones opten por participar en el mercado de producción, la prima obtenida será variable en función del precio de mercado resultante en cada hora. Para ello, se establecen unos límites superior e inferior para cada una de las tecnologías, lo que se conoce con el término de *cap & floor*. Según este sistema, la prima se ajustará de tal forma que la retribución que obtendrá una instalación se encontrará en cada hora entre estos límites. En el diseño de esta regulación existe un incentivo implícito para la participación en el mercado, ya que el mecanismo de *cap & floor* es asimétrico (el *floor* está cercano a la tarifa regulada) y, además, el límite in-

GRÁFICO 9
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE INSTALADA EN ESPAÑA (MW)



Fuente: CNE.

ferior reduce el riesgo para el productor de precio bajo en el mercado.

Los diversos análisis empíricos realizados por la Comisión Europea en sucesivas «comunicaciones de la CE sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables» en 2005 y 2008 han avalado la eficacia y eficiencia del sistema español, en el marco de los sistemas *feed in tariffs*, mostrando la compatibilidad entre el crecimiento de las energías renovables y la seguridad en el funcionamiento del sistema.

Un claro indicador de la eficacia del sistema español ha sido el fuerte crecimiento en la implantación de renovables en España, tal y como se aprecia en el gráfico 9, y el liderazgo adquirido por la industria española en el ámbito de la promoción, la generación y las máquinas. En efecto, la expansión de las energías renovables ha posicionado a España entre los líderes mundiales en energías renovables, especialmente en energía eólica, donde España ocupa el segundo lugar en el *ranking* mundial por participación de la potencia eólica en el sistema eléctrico (véase el gráfico 10).

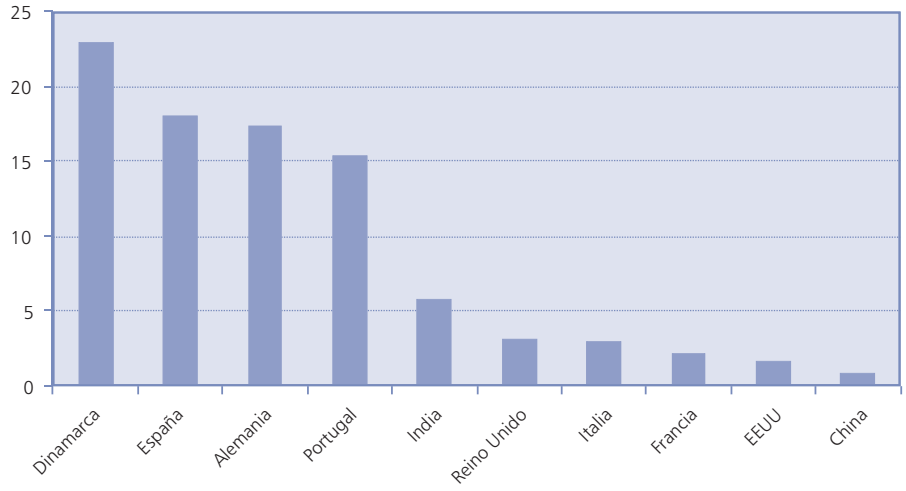
En cuanto a la eficiencia del sistema español, las diversas comunicaciones de la Comisión Europea, comparando a lo largo de todos los estados miembros el rango de costes según el potencial de generación y la variabilidad existente entre el apoyo medio y máximo, también han puesto de manifiesto que los sistemas de primas son los que más ajustan las retribuciones que reciben las tecnologías renovables a sus costes.

Aun cuando, en el ámbito de la internalización de los costes del CO_2 en el precio de la electricidad y la implantación de energías renovables, el balance del proceso de liberalización es positivo, la no internalización de todos los costes del suministro al precio de la electricidad (con la consiguiente generación del déficit tarifario) ha tenido un impacto negativo en términos medioambientales, por la mitigación de los incentivos a las mejoras en eficiencia energética. Ésta es una de las razones que han contribuido a que España registre una peor evolución de su intensidad energética (cantidad de energía necesaria para producir una unidad de PIB) frente al conjunto de la UE-15, lo que tiene un impacto negativo sobre la competitividad relativa de nuestro país.

7. Algunas distorsiones regulatorias: el déficit tarifario

A lo largo de estos diez años de liberalización, el proceso normativo en el sector eléctrico se ha aleja-

GRÁFICO 10
PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA POTENCIA TOTAL INSTALADA (PORCENTAJE)



Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

do en algunas ocasiones de la ortodoxia con la creación de figuras regulatorias y la aprobación de normativa que ha distorsionado el funcionamiento del mercado eléctrico y los incentivos de los agentes a la eficiencia. Así, el máximo exponente en este ámbito lo constituye la creación de déficit tarifario, que es la diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas y los costes reales asociados a dichas tarifas.

El desacoplamiento entre las tarifas y los costes en que se ha incurrido para la provisión de las mismas se articuló principalmente a través del Real Decreto 1432/2002. En éste se fijaba una tasa de crecimiento máxima permitida a las tarifas, lo cual originaba la posibilidad del desacoplamiento, en la medida en que la evolución de los costes en los que realmente se ha incurrido era totalmente independiente de la tasa de crecimiento máxima fijada para las tarifas eléctricas.

Los efectos de esta normativa podrían considerarse negativos en términos de eficiencia, de desarrollo de la liberalización y del elevado déficit de tarifas acumulado al que ha dado lugar. Efectivamente, el sistema creado:

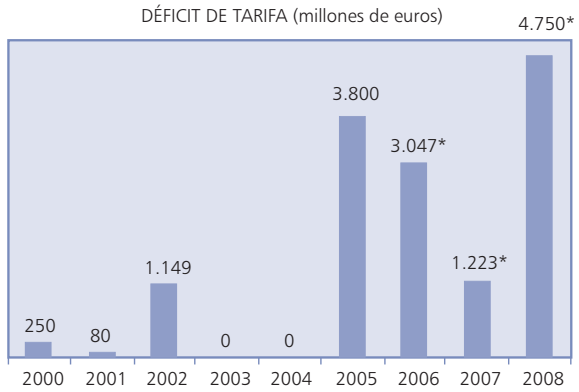
— Es insostenible a futuro tanto para las empresas, por la imposibilidad de financiar continuamente un déficit acumulado siempre creciente, como para los consumidores, por la inviabilidad, en términos de seguridad de suministro, de un modelo en el que el precio de un producto no cubre los costes de suministro.

— Reduce los incentivos a la eficiencia, especialmente para los consumidores, los cuales estaban aislados de la señal de precios del mercado, con las consiguientes ineficiencias en términos de consumo e inversión.

— Es incompatible con la liberalización misma, ya que imposibilitaba el desarrollo del mercado de comercialización de electricidad porque los suministros a mercado tienen un precio inevitablemente mayor que el de los suministros regulados.

En este contexto, ante un déficit tarifario creciente (gráfico 11), se han ido aprobando diversas normativas que han introducido distorsiones considerables. En marzo de 2006, el Gobierno trató de contener la creación de un nuevo déficit significativo publicando el Real Decreto-Ley 3/2006. En éste se fijaba provisionalmente el precio de las transacciones de compra-venta de energía entre empresas

GRÁFICO 11
EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE TARIFA 2000-2008



Fuente: Liquidaciones de la CNE y MITyC.

de un mismo grupo empresarial en un valor regulado de 42,35 euros/MWh, y la minoración del importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica. Esta intervención del mercado dio lugar a numerosos problemas y fue finalmente suprimida al inicio del año siguiente.

A finales de 2006 se publicó el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de 2007. En él se toman varias medidas para intentar solventar el problema del déficit, aunque en realidad ninguna de ellas actúa directamente sobre el origen del problema, la adecuación de las tarifas a los costes reales de proveer el servicio.

En primer lugar, se reconoció un déficit *ex-ante* al inicio del periodo. Esto significó una tarifa eléctrica insuficiente para cubrir los verdaderos costes de la energía.

En segundo lugar, se estableció que el proceso de compra-venta de energía para el suministro a tarifa se realizara a través de unas subastas (dando comienzo en junio 2007) creadas para tal fin. Con esta medida, se logró un precio de la electricidad para el suministro a tarifa más estable, limitando así el riesgo de la magnitud final del déficit.

Durante el año 2007, el Gobierno siguió sin adecuar las tarifas a su nivel real, justificando su decisión con el argumento de «responsabilidad políti-

ca». Para evitar un incremento mayor del desfase entre ingresos y costes regulados, se modificaron las regulaciones relativas a algunos conceptos de coste incluidos en las tarifas. La motivación de estas modificaciones podría encontrarse en el objetivo de reducir los costes soportados por la tarifa, lo cual se traduce directamente en una reducción del déficit tarifario. Entre estas modificaciones se encontrarían los pagos por capacidad o el incremento de los costes a la nuclear, traspasándolos a las empresas cuando antes eran soportados por la tarifa. Este tipo de motivaciones en ningún caso podría considerarse una buena práctica regulatoria, y resultan inevitablemente en una mayor percepción de inestabilidad y riesgo regulatorio.

En noviembre de 2007 se aprobó el Real Decreto-Ley 11/2007, que buscaba la detracción de la actividad de producción de energía eléctrica del mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007, extendiendo su ámbito de aplicación al periodo 2008-2012. Es destacable que se incluían en el ámbito de la detracción tanto los productores que habían recibido derechos gratuitos como los que no. Dicha norma ha sido recurrida por diversas empresas y denunciada por UNESA ante la Comisión Europea.

Junto a las distorsiones generadas por normativa asociada, directa o indirectamente, a la existencia de la figura del déficit tarifario, la propia diferencia entre precios implícitos en las tarifas reconocidas y precios de mercado con cargo al consumo futuro plantea problemas de eficiencia y barreras al desarrollo de la actividad de comercialización.

Problemas de eficiencia porque, al bajar los precios actuales y elevar los precios futuros, se favorece el incremento del consumo presente en unos momentos en que la consecución de la eficiencia energética, para facilitar la transición hacia modelos energéticos más sostenibles que los actuales, constituye un objetivo clave de la política energética europea. Contener los precios actuales de la energía, financiándolos con cargo al consumo futuro, eleva el consumo presente respecto a los niveles requeridos y eficientes en un modelo sostenible.

El mantenimiento artificial de tarifas bajas, al inducir al consumo energético, obliga a funcionar a las centrales más ineficientes medioambientalmente hablando, generando muchas más emisiones de CO_2, NO_x, partículas y SO_2, lo cual aleja a España aún más de los compromisos internacionales adquiridos. Dicho consumo adicional genera un empeoramiento del grado de autoabastecimiento energético, al ser España importador neto de los combustibles necesarios para alimentar esos consumos ineficientes. Dichas importaciones, tanto de combustibles como de derechos de CO_2, empeoran la balanza comercial de la economía española.

Por otro lado, el déficit de tarifa elimina la competencia en la comercialización libre debido a la imposibilidad de que los comercializadores puedan batir en el mercado a unas tarifas integrales fijadas por debajo de costes, y que sirven de refugio a los consumidores. Así, sin duda, el déficit tarifario se constituye como uno de los principales obstáculos con los que cuenta el mercado eléctrico español para consolidar su proceso de liberalización.

III. EL DEBATE «REGULACIÓN *VS*. LIBERALIZACIÓN»

A pesar del éxito de la liberalización del sector eléctrico, que culminará con la desaparición de las tarifas integrales y la salida de los distribuidores del mercado, todavía surgen dudas en determinados sectores de opinión sobre los beneficios que comporta el funcionamiento de la generación eléctrica bajo los principios del mercado. En este sentido, la experiencia empírica, en cualquier ámbito de la economía, ha mostrado que mientras que la economía de mercado genera eficiencia productiva y asignativa, de modo que resulta en menores costes y precios para los consumidores, los sistemas regulados fomentan los grupos de presión y arbitrariedades, resultando en mayores costes y precios para los consumidores.

En el caso de España, es difícil imaginar qué es lo que hubiera ocurrido si hubiéramos seguido operando bajo el Marco Legal Estable, pero la experiencia con la liberalización en las distintas jurisdicciones de los Estados Unidos proporciona una evidencia trasladable al caso español.

La defensa de la intervención del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico también suele venir justificada bajo el argumento de que «el sector eléctrico es diferente». Sin embargo, tales argumentos pueden reflejar una percepción distorsionada o desactualizada sobre cómo funcionan los mercados. Algunos de los argumentos que se suelen ofrecer como muestra de la particularidad del sector eléctrico son: la imposibilidad de almacenar la electricidad, la coexistencia de diferentes tecnologías y la existencia de tecnologías agotadas.

1. El debate conceptual

La comparación de las distintas posibles organizaciones de la actividad eléctrica supone considerar las eficiencias, incentivos y señales que cada una de ellas crea y sus respectivos resultados empíricos. En este epígrafe se compara el funcionamiento y resultados de un esquema de mercado competitivo frente a un entorno regulado del tipo del Marco Legal Estable. Fruto de esta comparación se obtiene que el mercado maximiza la eficiencia productiva y asignativa y la flexibilidad de las decisiones de los agentes.

1.1. *Eficiencia productiva*

La eficiencia productiva se refiere a la toma de aquellas decisiones que conducen a la producción a mínimo coste. De ese modo se minimizan los recursos necesarios para cualquier nivel de producción de forma coherente con la maximización del bienestar social.

La eficiencia productiva es el resultado natural de los fuertes incentivos que el mercado da a las empresas, para las cuales una ganancia de eficiencia (mayor productividad, menor insumo, menor coste, etcétera) implica:

— Una ventaja competitiva, en la forma de una mayor probabilidad de ser casadas en el mercado frente a sus competidores y de obtener un mayor margen.

— Un mayor beneficio, el cual puede serles arrebatado por la propia dinámica competitiva, en la forma de un menor precio de mercado, si sus competidores obtienen ganancias de eficiencia iguales o mayores que puedan trasladar a sus ofertas al mercado.

En contraposición, los incentivos en un entorno regulado son más débiles. Efectivamente, en un entorno regulado siempre existe, cuando menos, el riesgo de que la ganancia de eficiencia sea capturada por el regulador y de que un determinado coste o inversión no sea adecuadamente reconocida por éste.

Estos riesgos inevitablemente minoran el incentivo a obtener ganancias de eficiencia por parte de las empresas en los entornos regulados (7). El impacto y la relevancia de estos incentivos se aprecia, por ejemplo, en los EE.UU., donde conviven jurisdicciones reguladas y desreguladas, lo que posibilita establecer comparaciones razonables en cuanto a sus niveles de eficiencia. Como puede observarse en los cuadros n.os 10 y 11, las eficiencias obtenidas en las desreguladas son significativamente mayores que en las reguladas (8).

Estos resultados confirman las estimaciones realizadas por académicos antes de disponer de datos de sistemas liberalizados (9). De hecho, la posibilidad de mejoras en la eficiencia productiva ha sido uno de los motivos fundamentales por los cuales se ha optado, en la mayor parte de las economías desarrolladas, por pasar de un esquema en el cual la remuneración que obtiene cada empresa era regulada a uno en el cual la remuneración depende de lo bien que compita en el mercado y atienda las necesidades de los consumidores.

CUADRO N.º 10

EFICIENCIAS OBTENIDAS EN EMPRESAS DESREGULADAS VS. EMPRESAS REGULADAS

Concepto	*Evolución*	*Impacto económico diferencial*
Costes laborales	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia de las jurisdicciones desreguladas frente a las reguladas.	Coste en las jurisdicciones desreguladas un **6% inferior** que en las reguladas
Costes de operación, excluyendo combustibles	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia de las jurisdicciones desreguladas frente a las reguladas.	Coste en las jurisdicciones desreguladas un **12% inferior** que en las reguladas
Utilización de las centrales de carbón	Tras el paso a mercado se observa un incremento medio de la utilización de 8%, no igualado por las centrales reguladas.	**Ahorro de 300 M$/año** a los precios *forward* vigentes en octubre de 2008
Rendimiento de las centrales térmicas	Rendimiento 2% superior en el caso de las centrales a mercado respecto a las que continúan reguladas.	**Ahorro de 550 M$/año** a los precios *forward* vigentes en octubre de 2008

Fuente: The NorthBridge Group (2008: 44-48).

CUADRO N.º 11

EFICIENCIAS OBTENIDAS EN EMPRESAS DESREGULADAS VS. EMPRESAS REGULADAS

Concepto	*Evolución*	*Impacto económico diferencial en*
Costes laborales	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia en las jurisdicciones desreguladas que en las reguladas, especialmente en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.	Coste en las jurisdicciones desreguladas: — un **3-5% inferior** que en las reguladas con propiedad privada. — un **6% inferior** que en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.
Costes de operación, excluyendo combustibles	La evolución de estos costes muestra una mayor eficiencia en las jurisdicciones desreguladas que en las reguladas, especialmente en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.	Coste en las jurisdicciones desreguladas: — un **3-5% inferior** que en las reguladas con propiedad privada. — un **12% inferior** que en las reguladas con propiedad municipal/federal/cooperativa.

Fuente: K.R. Fabrizio *et al.* (2007: 1250-1277).

1.2. *Eficiencia asignativa*

La eficiencia asignativa se refiere a que los productos se destinen a aquellos usos en los cuales su valor sea el mayor. De ese modo, se maximiza el valor de los recursos disponibles de forma coherente con la maximización del bienestar social.

La clave para alcanzar la eficiencia asignativa se encuentra en que los precios reflejen los costes marginales de los productos y recursos. De ese modo, solamente se consumirán productos ahí donde su valor exceda su coste. Esto no se aplica exclusivamente sobre los consumidores finales, sino también sobre los consumidores industriales.

En un sistema regulado, el regulador no dispone de información sobre el nivel de los costes marginales, sino solamente sobre el nivel de los costes totales. Evidentemente, el regulador puede desarrollar estudios sobre el nivel de los costes marginales de cada actividad, pero no es una cuestión prioritaria, y la credibilidad de las respuestas que obtiene se ve disminuida por el amplio margen de incertidumbre que acompaña a dichas estimaciones.

El que las tarifas reflejen los costes medios o los costes marginales de suministro no tiene implicación alguna sobre el nivel de recaudación. Las tarifas siempre deben ser suficientes, y es posible diseñar tarifas que reflejan los costes marginales de suministro y que recuperan cualquier nivel de recaudación que se desee. Por lo tanto, el pasar de unas tarifas basadas en costes medios a unas tarifas basadas en costes marginales no tiene por qué tener impacto alguno sobre el nivel de recaudación.

En contraste, en un sistema eléctrico organizado alrededor de un mercado liberalizado, es mucho más probable que los precios que ven los consumidores reflejen los costes marginales de suministro.

— El precio del mercado mayorista revela, de forma natural y directa, el coste marginal asociado con la producción de electricidad. No son precisos modelos técnicos de despacho ni supuestos más o menos valerosos sobre el coste de producción que pudieran poner en duda la precisión o el valor de la estimación. El coste marginal de producción se puede trasladar, de forma objetiva y matemática, a las tarifas integrales o de suministro de último recurso, si el regulador lo desea.

— En un mercado completamente liberalizado, la presión por conseguir clientes implica que los comercializadores se esforzarán por adaptar su oferta a las necesidades y patrones de consumo de sus clientes, buscando formas de permitirles optimizar su consumo para así poder atraerles con promesas de descuentos. El resultado es una oferta comercial donde, por ejemplo, los periodos horarios reflejan con mayor precisión las pautas de consumo de cada consumidor, y con ello el coste incremental del consumo de cada consumidor.

— En un sistema de mercado liberalizado, los comercializadores tendrán incentivos a adaptar su oferta comercial a las condiciones de mercado en cada momento. Si el precio del mercado mayorista se reduce, reducirán sus propios precios para evitar perder consumidores, mientras que si el precio del mercado mayorista se incrementa, incrementarán sus propios precios para evitar incurrir en pérdidas.

En contraste, en un sistema regulado, la revisión de las tarifas es un proceso altamente politizado, y los distintos gobiernos buscan formas de evitar incrementar las tarifas, aunque los costes de suministro se hayan incrementado, ante el temor cierto de que el partido de la oposición lo utilice para atacar al partido en el gobierno.

Por lo tanto, en un sistema eléctrico organizado alrededor de un mercado liberalizado, es mucho más probable que los precios que ven los consumidores reflejen los costes marginales de suministro que en un sistema en el cual las actividades estén todas ellas reguladas.

La configuración del mercado también tiene un impacto desde el punto de vista medioambiental. Por norma general, los costes medios son muy inferiores a los costes marginales en horas punta, por lo que las tarifas basadas en costes medios tienden a subestimar el coste de suministro real, especialmente en horas punta. A esto se añade el hecho de que, mientras que en un sistema regulado las empresas no tienen incentivos a fomentar la interrumpibilidad (se reduce el consumo, y con ello su compensación), en un sistema liberalizado las empresas comercializadoras investigarán y promoverán todos aquellos esquemas que lleven a una reducción del coste de suministro, incluyendo la interrumpibilidad, y no solamente de grandes consumidores industriales.

El resultado es que en un sistema regulado se produce un exceso de consumo en las horas punta, en comparación con un sistema de mercado liberalizado. Esto tiene dos implicaciones relevantes para esta discusión.

— En un sistema regulado es necesario disponer de una mayor capacidad de generación en el sistema para atender esa mayor demanda, lo cual supone un despilfarro de recursos.

— Las centrales utilizadas para atender el consumo en punta tienden a tener un nivel de eficiencia energética inferior al de las centrales de llano por varias razones. Al funcionar pocas horas, no suelen ser objeto de grandes inversiones, y su flexibilidad en la puesta en marcha y la parada implica consumos de combustibles asociados que reducen su eficiencia.

Por todo ello, las centrales que funcionan para atender la demanda en punta tienen un consumo de combustible mayor, y con ello, generalmente, un mayor impacto medioambiental, que el de las centrales de valle o base.

Por lo tanto, en un sistema liberalizado los precios que perciben los consumidores tenderán a reflejar mejor los costes marginales de suministro, lo que implica una mayor eficiencia asignativa (10).

1.3. *Riesgo moral (11)*

En un mercado, las empresas toman sus decisiones de inversión en función de sus expectativas del precio de mercado –equilibrio futuro entre oferta y demanda. Obviamente, esta expectativa está sujeta a multitud de riesgos (p.ej., demanda, costes, obsolescencia tecnológica, etc.), los cuales son amplificados por la larga vida útil de los activos.

A pesar de este entorno de riesgo, la dinámica competitiva en un mercado correctamente diseñado crea los incentivos para que las inversiones de las empresas sean eficientes, tendiendo a crear un parque de generación que se adecue a las preferencias de los consumidores, y minimizando el precio del mercado y, por tanto, el coste para los consumidores. Efectivamente:

— Una expectativa de déficit de capacidad (p.ej., por crecimiento de la demanda o fin de la vida de centrales) implica precios elevados. Con éstos, la rentabilidad esperada de una inversión aumenta, haciendo ésta viable. Así, habrá inversiones hasta el punto en el que desaparezca la expectativa de déficit de capacidad y, con ella, la de precios elevados (hasta el punto en que el precio esperado iguale el coste de entrada). Esta contención de precios, propia de la dinámica del mercado, es claramente eficiente.

— Una situación de exceso de capacidad sería igualmente ineficiente, ya que supondría utilizar recursos por encima de la valoración de los consumidores. ¿La respuesta del mercado? La expectativa de exceso de capacidad implica precios bajos. Con éstos, la rentabilidad esperada de una inversión se reduce, haciendo ésta inviable. Así, es muy improbable que haya inversión hasta que la expectativa de exceso de capacidad y, con ella, de precios bajos haya desaparecido (nuevamente, hasta el punto en que el precio esperado iguale el coste de entrada). La contención de la inversión ante una expectativa de exceso de capacidad, propia de la dinámica del mercado, es claramente eficiente.

Por tanto, un mercado crea los incentivos para que las inversiones sean eficientes. Esto no significa que a lo largo del tiempo no se produzcan episodios

de excesos/déficit de capacidad (la inversión se decide con base en expectativas, las cuales no siempre se cumplen), pero sí que las empresas tengan fuertes incentivos a minimizar estas situaciones, de lo que resulta un parque de generación y un precio en media optimizado a lo largo del tiempo.

Otro incentivo creado por el mercado es la rápida adopción de nuevas tecnologías, independientemente de que sean o no necesarias adiciones de capacidad. Efectivamente, en la medida en que una nueva tecnología tenga una estructura de costes tal que resulte eficiente invertir en ella, habrá empresas que la desarrollen aunque su entrada signifique el desplazamiento de centrales existentes, la pérdida de inversiones aún no recuperadas o incluso la creación de un exceso de capacidad. Esto también es eficiente.

En contraposición, un entorno regulado no puede crear señales a la inversión tan fuertes: las decisiones de inversión de las empresas se basan en los criterios del regulador (imbuidos en las reglas de reconocimiento de inversiones, en la planificación administrativa de la generación, etc.), los cuales son inevitablemente imperfectos.

a) Los criterios del regulador no necesariamente reflejan adecuadamente la valoración de los consumidores. Cómo determinar con criterios de eficiencia (coste *vs.* valoración del consumidor) cuál debería ser el margen de reserva o qué valor dar a la seguridad de suministro. En este sentido, es de destacar que en los últimos años del MLE el margen de reserva llegó al 35 por 100 (en 1996), un valor difícilmente justificable. En el caso de EE.UU., a mitad de los años setenta y en un entorno totalmente regulado, el margen de reserva se situó por encima del 30 por 100 y la utilización media de las centrales de carbón por debajo del 50 por 100, valores igualmente injustificables (The NorthBridge Group, 2008: 23).

b) El regulador puede tener incentivos que le hagan desviarse del mejor resultado posible para los consumidores. En este sentido, los siguientes son casos bien conocidos:

— Incentivo a la sobreinversión para evitar ser culpabilizado en caso de problemas de suministro. Como evidencia empírica, considerar en España el caso de la moratoria nuclear o, en EE.UU., los casos de exceso de inversión en nucleares de los años 70 (coste de la ineficiencia estimado de 150.000 M$ a valor 2007). Este sobrecoste se tradujo en un incremento innecesario en las tarifas de los consumidores (The NorthBridge Group, 2008: 17-18).

— Incentivo a asumir objetivos de corto plazo a costa de objetivos de medio/largo plazo. Como evidencia empírica, cabe considerar nuevamente el caso de EE.UU., donde se observa una tendencia en las jurisdicciones reguladas a invertir en centrales de carbón, frente a las desreguladas, en las que la tendencia es invertir en ciclos combinados de gas natural (The North Bridge Group, 2008: 39). Así, mientras que los mercados estarían considerando los costes futuros asociados al cambio climático (visión de más largo plazo), las jurisdicciones reguladas estarían considerando tan sólo la contención de tarifas (visión cortoplacista —emiten un 30 por 100 más de CO_2— y riesgo de que en el futuro la inversión en centrales de carbón sea irrecuperable).

Que sean las empresas quienes decidan y asuman el riesgo es preferible a que sea el regulador quien decida y los consumidores quienes asuman el riesgo, ya que las empresas en un mercado tienen los incentivos para una mejor toma de decisiones. Esto resulta especialmente relevante en situaciones como la actual, caracterizada por:

— una significativa incertidumbre (evolución de la demanda, combustibles, etc.), y

— una significativa necesidad de inversión selectiva (objetivos de renovables *vs.* capacidad hidráulica / térmica de respaldo, y cambio en los criterios tradicionales de selección de tecnologías).

1.4. *El mercado maximiza la flexibilidad de las decisiones, reduciéndose el coste de errores*

Otro factor diferencial en cuanto a eficiencia entre un mercado y un entorno regulado es la flexibilidad y rapidez en adaptarse ante cambios del entorno económico (p.ej., demanda, costes de inversión, de combustibles, etc.). Efectivamente, en un entorno regulado las decisiones de inversión tienen un importante componente administrativo y burocrático (permisos, reconocimientos, elaboración de planificaciones, etc.); el regulador tiene una cierta «lejanía» respecto a las condiciones económicas reales, y la remuneración de las actividades y la fijación de las tarifas a consumidores finales corren el riesgo de guiarse por un conjunto de objetivos diferentes de los de la propia eficiencia.

Esto, combinado con el problema de incentivos antes descrito, hace que la flexibilidad/rapidez en adaptar inversiones en un entorno regulado sea me-

nor que en un mercado. En este sentido, la evidencia empírica resulta reveladora. En EE.UU., entre 1998 y 2001 las condiciones eran muy favorables para la entrada de ciclos combinados y se produjo de hecho una fuerte inversión. A partir de 2001 estas condiciones cambiaron: el *spread* gas-electricidad se redujo hasta hacer ineficiente nueva entrada. Mientras que la respuesta a este cambio en las jurisdicciones desreguladas fue cancelar el 78 por 100 de la capacidad con entrada planificada para 2003, en las jurisdicciones reguladas dicha cancelación fue de sólo el 37 por 100 (The North Bridge Group, 2008: 51). Claramente, dado que el regulador garantiza la recuperación de costes de las inversiones en los esquemas regulados, eso implica que el exceso de inversión se repercute en los consumidores, quienes no tienen otra opción que financiar de inversión, a pesar de tratarse de centrales innecesarias.

2. ¿Es distinto el sector eléctrico?

Como se ha visto a lo largo de los epígrafes anteriores, tanto la teoría como la evidencia desaconsejan un retorno a un sistema regulado o intervenido. La superior eficiencia productiva y asignativa, junto a la transferencia de las mismas a los consumidores forzada por la dinámica competitiva, hace que los precios que finalmente llegan a los consumidores sean a lo largo del tiempo menores en el caso de un mercado que en el caso de un entorno regulado, siempre que no existan elementos distorsionadores tales como el déficit de tarifas.

Desde los sectores defensores de la intervención del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico se presentan los siguientes argumentos que intentan ofrecer una visión particular del sector eléctrico: la electricidad no es almacenable, todas las tecnologías reciben el mismo precio y existen tecnologías agotadas. Sin embargo, como se demuestra a continuación, estos argumentos o bien son falsos o bien no son característicos sólo del sector eléctrico.

2.1. *La electricidad no es almacenable*

Uno de los argumentos que más recurrentemente se utilizan para justificar que el sector eléctrico es especial es que la electricidad no es almacenable. Esta afirmación no es cierta, ya que la electricidad se puede almacenar directamente en pilas y baterías de mayor o menor tamaño. Así, por ejemplo, la electricidad se puede almacenar en los sistemas de acumulación de calor; de forma transformada, en centrales de bombeo, o en multitud de sistemas similares (p.ej. de aire a presión), aunque en estos casos sea necesario transformar de nuevo esa energía en electricidad.

Pero es que, en realidad, no solamente sí es posible almacenar la electricidad, y bajo diversas formas, sino que existen muchos otros sectores de actividad en los cuales el producto realmente no es almacenable, y no por ello se pone en duda la razonabilidad de apoyarse en un modelo de mercado para atender las necesidades de los consumidores. Éste es el caso de cualquier sector de actividad, por ejemplo, en el cual es necesaria la presencia física del consumidor para proporcionar el servicio. Por ejemplo, no se pueden almacenar y acumular viajes de trenes o aviones vacíos para que los consumidores los puedan consumir cuando deseen, y no por ello se considera que sea necesaria la intervención del Estado en la provisión de estos servicios.

2.2. *Deben coexistir distintas tecnologías*

En ocasiones se aduce que el mercado eléctrico es especial porque en dicho mercado deben coexistir diversas tecnologías con estructuras de costes muy distintas. En efecto, coexisten centrales con funciones de costes muy dispares, desde centrales nucleares o hidroeléctricas, con costes fijos elevados pero costes variables bajos, hasta centrales de fuel o turbinas de gas, con costes fijos bajos pero costes variables elevados.

Sin embargo, la coexistencia de distintas tecnologías no es específica del sector eléctrico. En el sector de los hidrocarburos (petróleo, gas natural, etc.) también coexisten diferentes tecnologías para obtener el producto. El sector agrario y el del transporte se constituyen también como ejemplos muy claros.

Los escépticos con el mercado eléctrico señalan también, como característica especial de éste, que supuestamente evidenciaría un fallo de mercado que justificaría la intervención: el hecho de que todas las tecnologías que compiten en el mercado reciben el mismo precio del mercado, a pesar de que las distintas tecnologías tienen costes potencialmente muy distintos.

En este sentido, es necesario resaltar que cualquier mercado es marginalista. Así, en los mercados mayoristas de naranjas, el gas o el petróleo, también todas las unidades negociadas en un mismo momento obtienen el mismo precio. Esto, de hecho, in-

duce a los agentes a escoger aquella tecnología que tenga el mínimo coste, y el proceso competitivo hace que ese mínimo coste se traslade al consumidor como un menor precio.

En efecto, si se retribuye a todas las centrales sobre la base del mismo precio (el precio marginal), cada tecnología tenderá a recuperar única y exclusivamente sus propios costes (12). Esto ocurre porque aunque las distintas tecnologías tienen distintos costes de inversión, también obtienen márgenes totales distintos, tanto porque funcionan un número diferente de horas como porque sus costes variables son distintos y el precio del mercado es diferente en diferentes momentos. La demostración formal es tediosa, motivo por el cual no se reproduce aquí, pero el resultado es intuitivo, ya que al remunerar a todas las centrales según el producto (el kWh) que proporcionan en cada hora, los inversores tienen incentivos a suministrar el producto con la tecnología de mínimo coste, para así maximizar sus beneficios. Asimismo, la presión competitiva hace que el esfuerzo de los generadores por maximizar sus beneficios se traduzca en menores costes de suministro y menores precios para los consumidores.

Por el contrario, intervenir los ingresos de los generadores, discriminando entre tecnologías, distorsiona los incentivos y las decisiones de los generadores con respecto al óptimo social que se alcanza con un precio horario uniforme para todas las tecnologías. Por lo tanto, si la solución no intervencionista es la solución de mínimo coste, intervenir en los ingresos de los generadores discriminando los pagos según las tecnologías llevará necesariamente a una solución ineficiente y a mayores costes para los consumidores.

2.3. *Hay tecnologías «agotadas»*

Finalmente, también se critica al sector eléctrico bajo la premisa de que hay tecnologías «agotadas» que no ejercen presión competitiva, y que ello permite que las centrales existentes obtengan beneficios excesivos que el regulador debería supuestamente expropiar. Estas tecnologías serían la hidráulica y la nuclear; la primera, por no existir emplazamientos disponibles para nuevas centrales, y la segunda, por no estar actualmente permitida la construcción de nuevas centrales nucleares.

Con respecto a la alegación de que la tecnología hidroeléctrica está agotada, se trata claramente de una falsa premisa. La muestra de ello es que los datos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España (PER 2005-2010), elaborado por el IDAE, indican que la mitad del potencial hidroeléctrico en España sigue sin aprovechar, por lo que difícilmente se puede clasificar como una tecnología «agotada». Así, en su apartado de análisis de los recursos hidroeléctricos, se mostraba un potencial técnicamente desarrollable de 65.600 GWh/año, frente a los 31.600 GWh/año desarrollados en la actualidad (cuadro n.º 12). También es destacable la realización de algunos proyectos nuevos en el mercado ibérico entre los que destaca la construcción por Iberdrola en Portugal del complejo hidroeléctrico del Alto

CUADRO N.º 12

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN ESPAÑA (GWh/AÑO)

CUENCA	*POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO*	*POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACIÓN*			*TOTAL POTENCIAL TÉCNICAMENTE DESARROLLABLE*	*POTENCIAL FLUVIAL BRUTO*
		Aprovechamientos medianos y grandes	*Aprovechamientos pequeños*	*Total*		
Norte	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	31.280
Duero	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana	300	300	—	300	600	3.830
Guadalquivir	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España	200	100	300	400	600	2.740
Segura	100	600	100	700	800	2.090
Júcar	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo oriental	600	100	300	400	1.000	3.520
Total cuencas	**31.600**	**27.300**	**6.700**	**34.000**	**65.600**	**150.360**

Fuente: IDAE (2005).

Támega, de 1.200 MW de capacidad. Dicho complejo contará con cuatro nuevas presas a construir entre los años 2012 y 2018, y supondrá una inversión de alrededor de 1.700 millones de euros. Estas nuevas centrales, dos de bombeo (900 MW) y otras dos de turbinación pura (234 MW), serán capaces de producir unos 2.000 GWh al año, cifra que representa el 3 por 100 del consumo eléctrico portugués y que será suficiente para atender el consumo anual de aproximadamente un millón de personas.

En relación con la tecnología nuclear, no sería riguroso considerar que el hecho de que, en la actualidad, no se estén desarrollando nuevos proyectos nucleares en España implica que sea una tecnología agotada. En España no existe formalmente una moratoria nuclear, y si no se ha desarrollado esta tecnología en los últimos años es porque competía con opciones tecnológicas que han ocupado su lugar, tales como los ciclos combinados de gas. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que, en el medio o largo plazo, un contexto energético internacional caracterizado por las restricciones a las emisiones de CO_2, los crecientes precios de las materias primas energéticas y los riesgos sobre la seguridad energética podría potenciar otra oleada de implantación de esta tecnología.

Por otra parte, tampoco es cierto que las centrales nucleares en España estén obteniendo un sobreingreso que no obtendrían si se pudieran construir o se estuvieran construyendo otras centrales nucleares. Para analizar esta cuestión cabe tomar como referencia el precio del mercado eléctrico en Francia, país que ha apostado decididamente por la producción de electricidad mediante centrales nucleares, y donde no cabe duda de que la tecnología nuclear dista mucho de estar «agotada». Claramente, en esas condiciones no cabe el argumento de que en las centrales en Francia hay beneficios extraordinarios a causa de un supuesto agotamiento de la tecnología nuclear. Sin embargo, resulta que el precio del mercado eléctrico español se corresponde con el del mercado eléctrico francés, y si con esos precios en Francia no hay beneficios extraordinarios, es evidente que en España tampoco los puede haber.

Por lo tanto, la evidencia no es coherente con la alegación de que hay beneficios extraordinarios asociados con tecnologías supuestamente agotadas en España.

IV. CONCLUSIONES

En España se ha optado por un modelo liberalizado para la generación eléctrica, considerando las ventajas en materia de eficiencia productiva y asignativa y, por tanto, los beneficios en términos de bienestar para los consumidores. De esta forma, después de diez años de proceso de liberalización, se puede realizar un balance positivo, ya que se ha conseguido establecer un régimen de mercado, manteniendo unos niveles elevados de seguridad de suministro y avanzando hacia la sostenibilidad ambiental del sector, especialmente con el fuerte incremento en la implantación de las tecnologías térmicas menos emisoras y las energías renovables.

El análisis llevado a cabo a lo largo del artículo se ha basado en indicadores tradicionales de competencia, como la cuota de mercado o el IHH, pero ha ido más allá, teniendo en cuenta elementos empíricos tales como el grado de interconexión de los mercados o el análisis de mercados a plazos, cuya omisión podría llevar a conclusiones erróneas.

Los resultados de dicho análisis arrojan una evolución muy positiva en el grado de competencia del mercado eléctrico. Algunos indicadores que ponen de manifiesto esta evolución son: un nivel de entrada muy significativo, algo que no se habría producido de haber existido barreras a la entrada que permitieran ejercer poder de mercado; un precio del mercado *spot* en España en línea con los costes subyacentes y con los precios observados en los países de nuestro entorno; la ausencia de evidencia de retirada de capacidad por parte de los generadores de mayor tamaño, y una participación de los generadores de mayor tamaño en los mercados a plazo.

Uno de los elementos más distorsionantes a lo largo del proceso de liberalización ha sido el déficit tarifario, cuyo volumen se ha venido acumulando desde 2002, y que, además de mitigar incentivos a la eficiencia y comprometer la sostenibilidad económica del sector eléctrico, ha motivado el desarrollo de normativa muy poco ortodoxa, entre la que destacan el RD 3/2006 y el RD 11/2007, destinada a alcanzar una solución todavía pendiente.

Por todo ello, se puede considerar que el precio que surge del mercado eléctrico es competitivo y, en ausencia de elementos regulatorios que distorsionen su funcionamiento, se puede constituir como una señal para incentivar un consumo eficiente, así como inversiones orientadas a fomentar el ahorro energético.

NOTAS

(*) El autor agradece la valiosa colaboración de Miguel Angel Muñoz y de Ignacio Vizcaíno, ambos de Iberdrola, en la elaboración de este artículo.

(1) Para una descripción detallada de la evolución regulatoria en el periodo considerado, ver SANZ (2009).

(2) Las *Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales*, con arreglo al Reglamente del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/C 31/03) establece en su punto 20: «Asimismo, es improbable que la Comisión encuentre problemas de competencia horizontal en una concentración que dé lugar a un IHH de entre 1.000 2.000 y a un delta inferior a 250, o a una concentración que arroje un IHH superior a 2.000 y un delta inferior a 150, (…).» Por lo tanto, si el IHH no supera el nivel de 2.000, la Comisión consideraría improbable que en dicho mercado se encuentren problemas de competencia horizontal.

(3) Los CMEC se liquidan por diferencias con respecto al precio del mercado *spot*, hasta el año 2016, por lo que su efecto es similar al de contratos de largo plazo con vigencia hasta el año 2016 (de hecho, su efecto mitigador es mayor que meros contratos de largo plazo, ya que el precio del mercado *spot* hasta el año 2016 se utilizará para realizar las liquidaciones posteriores a ese año).

(4) Estos son contratos de tipo *purchase power agreements*, por los cuales los generadores reciben un pago fijo y uno variable en función de la producción, de modo que dichos generadores son indiferentes ante la evolución del precio *spot*. Estos contratos suelen cubrir la vida útil de la central, por lo que son típicamente de largo plazo.

(5) STOFT (2002: 350): «*Perhaps only half of this year's price increase translates into higher expectations of next year's prices*».

(6) Ver punto 19 de las *Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales*, con arreglo al Reglamento sobre el control de las concentraciones entre empresas (2004/ C 31/03).

(7) Obviamente, existen diseños regulatorios que preservan en mayor o menor medida el incentivo a obtener ganancias de eficiencia. Sin embargo, incluso en aquellos diseños que lo preservan en mayor medida (p.ej., esquemas tipo *incentive-based*), siempre existirán los riesgos mencionados (captura regulatoria anticipada de la ganancia y no reconocimiento del coste / inversión necesaria para obtener la ganancia). Así, incluso los diseños regulatorios más sensibles a los incentivos adolecen de los problemas descritos.

(8) Los estudios que existen a nivel, no ya de EE.UU., sino internacional, sobre las ganancias de eficiencia productiva obtenidas en el sector eléctrico tras una liberalización son muy abundantes. A modo de ejemplo, considerar AIE (1999).

(9) A modo de ejemplo, considerar el estudio de KLEIT y TERRELL (2001). En él se analizan datos de panel correspondientes al año 1996 (entorno regulado) de 78 plantas de generación en EE.UU. cuyo combustible principal era el gas natural. La conclusión a la que se llegaba era que dichas plantas podrían, en media, reducir sus costes hasta 13 por 100, eliminando ineficiencias productivas.

(10) El que las tarifas reflejen el coste real de suministro también tiende a implicar un menor consumo de electricidad en punta, una menor necesidad de inversión en centrales de generación y una mayor eficiencia energética, todo ello en beneficio del medio ambiente.

(11) Para una descripción de los riesgos existentes en la actividad eléctrica, independientemente de que se trate de un entorno liberalizado o regulado (la diferencia entre ellos estriba en quién los asume y los incentivos que tiene a gestionarlos), ver AIE (1999: 23).

(12) En ocasiones se critica el diseño del mercado eléctrico en España por ser marginalista. Sin embargo, tal crítica suele ser emitida por analistas que desconocen cómo funcionan los mercados, y que en realidad el precio en todos los mercados competitivos refleja el coste del productor más caro que consigue vender su producto. Todos los mercados son marginalistas. El hecho de que en España se fije el precio formalmente con ese criterio simplemente asegura que la demanda será atendida a mínimo coste (en los mercados en los cuales se retribuye a los agentes según su oferta, los agentes deben estimar cual será el coste marginal e incurrirán en errores de previsión que se traducirán en ineficiencias y un mayor coste de suministro, en perjuicio de los consumidores).

BIBLIOGRAFÍA

AIE (1999), *Electricity Reform – Power Generation Costs and Investment*.

CNE (2008), *Informe de valoración preliminar sobre las subastas de emisiones primarias de energía y CESUR*, 14 de enero.

CNE y ERSE (2008), *Definición del concepto de operador dominante: metodología y aplicaciones*, febrero.

COMISIÓN EUROPEA (2007), *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, enero.

Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad» (2003), 26 de junio.

Directiva 2003/87/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad» (2003), 13 de octubre.

FEDERICO, G., y VIVES, X.(2008), *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*.

FRABRIZIO *et al.* (2007), «Do markets reduce costs? Assessing the impact of regulatory restructuring on U.S. electric generation efficiency», *American Economic Review*, vol. 97, septiembre: 1250-1277.

IDAE (2005), Plan de Energías Renovables 2005-2010, agosto.

KLEIT, A.N., y TERRELL, D. (2001), «Measuring Potential Efficiency Gains from Deregulation of Electricity Generation: A Bayesian Approach», *The Review of Economics and Statistics*, vol. 83, n.º 3: 523-530.

LEY 17/2007, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE (2007), 4 de julio.

SANZ, J. (2009), «La evolución de la regulación en España», *Tratado de regulación del sector eléctrico*, 1.ª edición, Thomson Aranzadi.

STOFT, S. (2002), *Power system economics: Designing markets for electricity*, IEEE Press.

THE NORTHBRIDGE GROUP (2008), *Embrace Electric Competition or it's a Déjà Vu all Over Again*, octubre.

UN DISEÑO DE MERCADO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Natalia FABRA PORTELA (*)

Universidad Carlos III de Madrid

Jorge FABRA UTRAY

Comisión Nacional de la Energía

Resumen

En este artículo se reflexiona sobre las características de la electricidad que condicionan el funcionamiento de los mercados eléctricos. Se aborda el problema de los *windfalls* en el sector eléctrico, es decir, de las rentas generadas por cambios regulatorios retributivos y por la falta de competencia en la inversión, amparada por la ausencia de libertad de entrada en tecnologías muy relevantes para la formación competitiva de los precios. En el mercado eléctrico español, la magnitud de los *windfall profits* generados por una determinada aplicación de la Ley del Sector Eléctrico es muy semejante a la magnitud del déficit tarifario acumulado, lo que indicaría que el *déficit* puede no ser real, sino virtual o regulatorio. Para corregir los desequilibrios retributivos y potenciar la eficiencia en la inversión, se argumenta que en el sector eléctrico la *competencia por el mercado* es un paso previo y necesario para la efectiva *competencia en el mercado*.

Palabras clave: mercados eléctricos, *windfalls*, déficit de tarifa, *mix* subóptimo, poder de mercado, competencia por el mercado.

Abstract

In this paper we discuss some of the features that characterize electricity markets. We explore several issues related to the windfalls that arise in electricity markets, i.e., those rents that are driven by regulatory changes as well as by the absence of competition at the investment stage. This absence of competition is made possible by the lack of free access to some technologies that a crucial in the price determination process. In the Spanish electricity market, the value of the windfall profits generated by a certain application of the Law of the Electricity Sector is similar to that of the tariff deficit. This suggests that such a deficit might not be real, but rather virtual or regulatory. In order to correct these drawbacks as well as to promote efficient investments, we argue that competition *for* the market would be a needed first step for competition *in* the market to be effective.

Key words: electricity markets, windfalls, tariff deficit, suboptimal mix, market power, competition for the market.

JEL classification: L13, L43, L94.

I. INTRODUCCIÓN

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) de 1997 deroga en España un modelo regulatorio retributivo basado en costes reconocidos (el marco legal estable, MLE) e implanta un nuevo modelo bajo el cual la retribución de la generación eléctrica se determina a través del mercado y a través de diversas primas fijadas administrativamente: incentivos a la disponibilidad, incentivos a la inversión o primas a las energías renovables, entre otras (1). Adicionalmente, y considerando que las centrales instaladas con anterioridad al cambio regulatorio presentaban costes superiores a los que se deducirían de un marco *liberalizado*, la LSE estableció un periodo transitorio de diez años (1998-2010) durante el cual las empresas generadoras cobrarían, además del precio de mercado esperado (36 euros MWh), una compensación (denominada costes de transición a la competencia, o CTC) por un importe máximo de 8.600 millones de euros. Estos CTC serían cobrados vía mercado si los precios del mercado resultaban superiores a 36 euros MWh, o vía tarifa si resultaban inferiores.

Transcurridos más de diez años desde la promulgación de la LSE (y a punto de culminar lo que hubiera sido el «periodo transitorio» a no ser por la anticipada y repentina cancelación de los CTC en junio de 2006), se puede afirmar que la realidad ha sido bien distinta a la prevista por la ley: si la LSE hubiera acertado en el cálculo de los CTC como diferencia entre los ingresos reconocidos y los ingresos de mercado, éstos no hubieran tenido un valor positivo, sino negativo. Es decir, la LSE no sólo no produjo pérdidas a las empresas que debían ser compensadas para evitar los problemas relacionados con el oportunismo regulatorio (o problemas de *hold-up* regulatorio), *sino que produjo un exceso de beneficios que han roto de manera efectiva el equilibrio preexistente entre empresas eléctricas y consumidores*, esta vez a favor de las primeras y en detrimento de los segundos.

Esta cuestión no es ajena a un concepto que no estaba presente en la terminología de la LSE, pero cuya puesta en marcha lo ha convertido en un concepto clave: el «déficit tarifario», esto es, la diferencia entre la tarifa eléctrica fijada de forma periódica por el Gobierno y los precios de la electricidad en el mercado (no confundir los *precios* de la electricidad con los *costes* de producir esa misma electricidad) más la retribución de las actividades reguladas. Su cuantía —16.000 millones de euros, de los que a día de hoy quedan por pagar 14.000 millones (2)— constituye un problema muy relevante en el contexto de la crisis financiera (3) y pone de manifiesto, como epílogo a las líneas que siguen, algo que para el futuro podría y debería ser evitado: el que el mercado eléctrico en España sea incapaz de

generar precios eficientes que cumplan el doble objetivo de maximizar la eficiencia económica y la equidad distributiva.

El objeto de este artículo es aportar una reflexión sobre las razones que explican algunos problemas de eficiencia y equidad distributiva que se han verificado en el mercado eléctrico español. Esta reflexión se aborda con la pretensión de plantear una alternativa regulatoria para las nuevas inversiones que impida que los desequilibrios se agudicen con el paso del tiempo, muy probablemente degenerando en nuevas regulaciones improvisadas e intervencionistas. En definitiva, la pregunta que plantea este artículo es la misma que formuló Alfred Kahn a finales de los años setenta: «What is the best that we can do in an imperfect world?» (Kahn, 1979). La respuesta: el mercado en el sector eléctrico es posible y deseable, pero es necesario reformar su diseño actual con objeto de que pueda suministrar la eficiencia que suministra en otros sectores económicos con características menos complejas.

II. EL PROBLEMA PRINCIPAL: UN INADECUADO DISEÑO DE MERCADO

Es bien sabido que, en un sector en el que las empresas toman sus decisiones de inversión con información suficiente y sin barreras de entrada ni de salida, en el equilibrio competitivo a medio y largo plazo, las empresas cubrirán la demanda incurriendo en costes medios mínimos, y recibirán unos ingresos suficientes que retribuirán, ni por exceso ni por defecto, los costes en los que se ha incurrido más una tasa normal de beneficios. Pero para ello es necesario que el mercado no presente fallos. Es decir, que cumpla de manera suficiente las condiciones de mercado perfecto. Si no es así, los ingresos de los agentes que en él operen podrán ser superiores o inferiores a sus costes medios y nada garantizará un equilibrio estable que maximice el excedente total de la actividad. Esto no invalida al mercado como instrumento eficiente para la maximización de los excedentes económicos, sino que exige que se identifiquen sus fallos para poder paliarlos con políticas adecuadas. La cuestión no es mercado sí o mercado no. La cuestión es qué diseño de mercado es el adecuado dadas las características del bien o del servicio que en él se intercambie.

Aunque la Ley del Sector Eléctrico no aborda específicamente problemas relacionados con los fallos de mercado, sí establece preceptos de eficiencia económica. Así, en su exposición de motivos se indica que la ley tiene como fin básico que el suministro se realice al «menor coste posible»; en el artículo 1 se establece que la regulación de las actividades tiene por finalidad «la eficiencia y optimización de las mismas» y que éstas se ejercerán bajo principios de «transparencia y libre competencia»; también en el artículo 15.2 se indica que la regulación de las actividades, incluida la generación, debe incentivar entre otras cosas la «eficiencia económica». Todo esto daría pie al regulador no sólo para comprobar si los precios responden a una suficiente presión competitiva, sino también a reflexionar sobre si, bajo el particular diseño de mercado actualmente vigente en España, se pudieran estar generando otro tipo de ineficiencias económicas y, en su caso, abordar las reformas necesarias para paliarlas. Ambas tareas pasan inevitablemente por una reflexión sobre la complejidad de la electricidad y sus implicaciones, reflexión que se aborda a continuación.

1. El *mix* de generación

En España, y en general en la mayoría de países, no existe disponibilidad suficiente de una única y sola materia prima energética, o energía primaria, para cubrir las necesidades de producción de electricidad. Siempre es necesario recurrir a todas las fuentes energéticas disponibles, cada una de las cuales exige, a su vez, una específica tecnología para transformar la fuente primaria energética en electricidad. Ésta es la causa principal, pero no la única, de que los medios tecnológicos para la producción de electricidad difieran y coexistan.

La coexistencia de tecnologías de generación diversas en la cobertura también responde a las herencias del pasado. Los largos períodos de vida útil de las centrales y el elevado peso de los costes fijos en las decisiones de inversión hacen que ciertas tecnologías persistan a pesar del progreso técnico o de cambios en los precios relativos de los combustibles.

En el actual periodo inversor, los inversores han apostado de forma cuasi unánime por los ciclos combinados (CCGT) y por las energías renovables. Las razones que sustentan ambos tipos de inversiones son de diversa índole (su retribución no está sujeta a una misma regulación), pero, en cualquier caso, son similares a las que, en buena parte, se presentaron en etapas previas a favor del monocultivo de otras tecnologías de generación (sólo alterado por la intervención de la Administración a través de la planificación y de los incentivos administrativos). Algunas tecnologías con una cuota de participación significativa no son

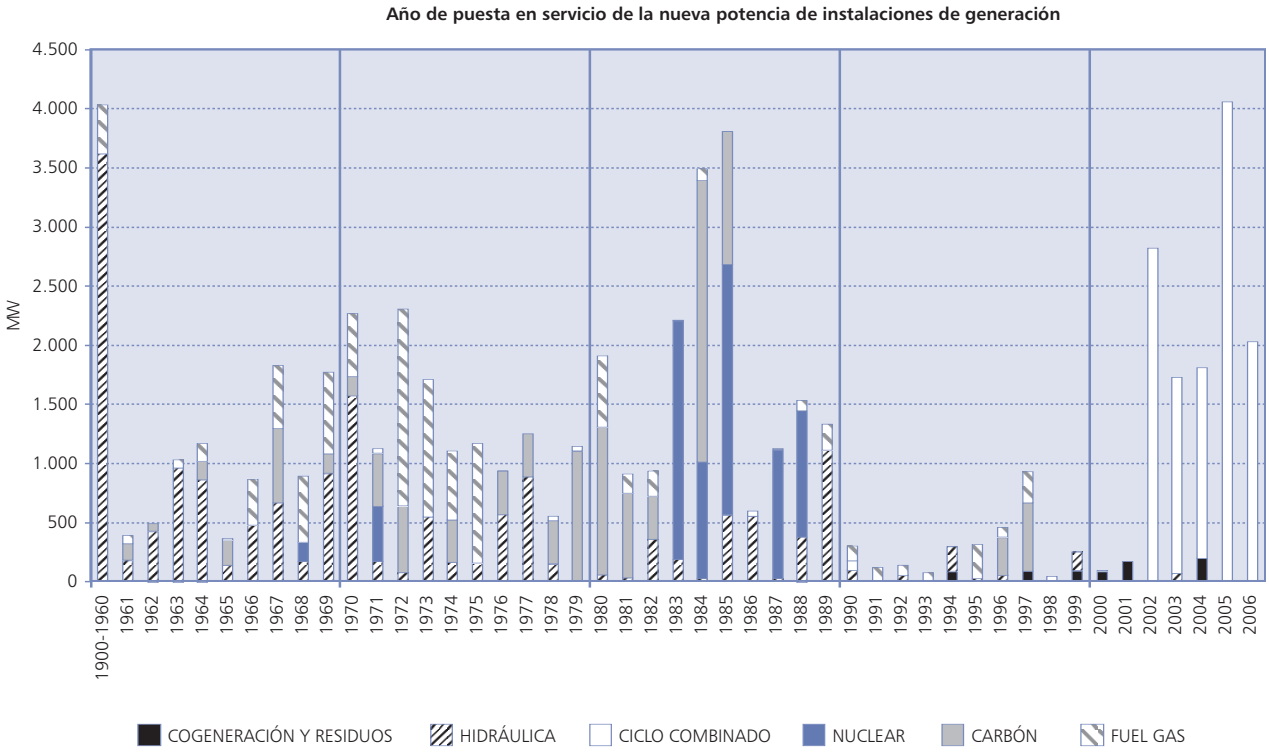
actualmente replicables y están fuera del alcance de los inversores. Es el caso de las tecnologías hidráulica o nuclear (sobre las que nos detendremos más adelante), por razones socio-políticas, medioambientales o de seguridad; y otras (como las centrales de carbón o de fuel) presentan incertidumbres, de diferente naturaleza, superiores a las que presentan los CCGT y las renovables, razón por la cual son abandonadas por los inversores a la espera de que cambios tecnológicos o, en su caso, cambios regulatorios vuelvan a hacerlas atractivas (véase el gráfico 1).

Pero, además de inevitable, la diversidad tecnológica es deseable. La diversificación contribuye a la estabilidad de precios y a la seguridad del suministro, que son cara y cruz de una misma moneda (no siempre llueve ni hace viento, o no siempre se puede disponer a precios razonables de todo el gas necesario para abastecer todos los CCGT de un país, por ejemplo), y permite que se cubran de forma eficiente las oscilaciones y la estacionalidad de la demanda. Así, las tecnologías con altos costes fijos y bajos costes variables operan casi continuamente a lo largo de las 24 horas del día, siendo las tecnologías de menores costes fijos y mayores costes variables las dedicadas a cubrir la estacionalidad y las variaciones de la demanda (gráfico 2), mal acompañadas, además, por la inconstancia de la disponibilidad de las energías renovables, que son dependientes de variables exógenas, tales como la pluviosidad, la radiación solar o la intensidad del viento (4).

1.1. *Bien uniforme, precios uniformes*

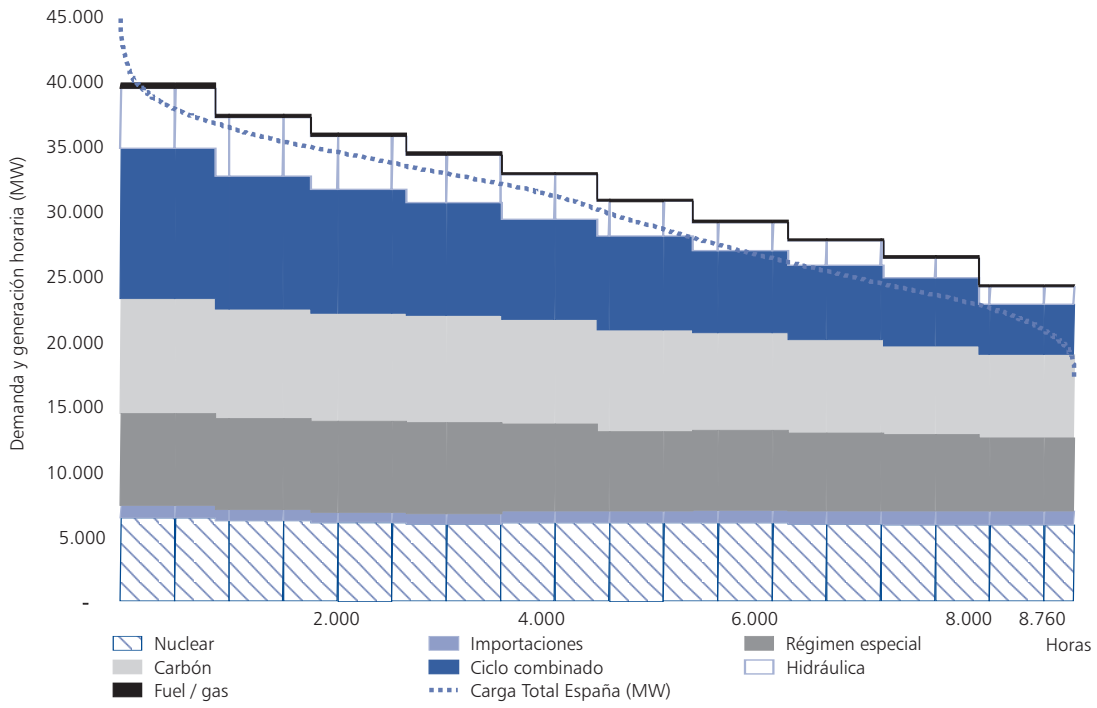
A pesar de la diversidad de medios para su producción y de su procedencia dispar, cada kWh producido es indistinguible del resto. Los kWh ni tienen propietario ni admiten adjetivos: no existe tal cosa como un kWh nuclear o un kWh verde, o un kWh de esta o aquella empresa, o de

GRÁFICO 1
POTENCIA PUESTA EN SERVICIO DE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE RÉGIMEN ORDINARIO



Fuente de datos: MITyC.

GRÁFICO 2
MONÓTONA DE CARGA, SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL, 2007



Fuente de datos: REE.

uno u otro país, porque su transporte y distribución en red impiden identificar su origen y destino. Tras la uniformidad de todos y cada uno de los kWh que se consumen en un mismo instante, se oculta al mercado la diversidad técnica, tecnológica y económica que es necesaria e ineludible para abastecer la totalidad de la demanda (5).

El precio al que se vende cada kWh es único porque la valoración de los consumidores por cada kWh es ajena a su origen, que, en cualquier caso, desconocen. Esto no es lo que hace distinto al mercado eléctrico de otros mercados en los que también se venden bienes indistinguibles del resto: en los mercados de divisas, cada euro se cambia por un mismo número de dólares americanos, independientemente de que se haya acuñado en Francia o en Alemania; en el mercado del petróleo, todos los barriles se venden a una misma cotización, con las salvedades que imponen las diferencias entre las calidades y localizaciones que no son posibles de establecer entre un kWh y otro, etcétera. La electricidad, por muy compleja que sea, no es ajena a este principio económico: lo que es igual, vale lo mismo (6).

Todos los kWh son iguales, pero los costes de las tecnologías que concurren para su producción son distintos; ¿cuál es entonces su precio? En el mejor de los casos, el que resulta suficiente para remunerar, al menos, los costes marginales de la última unidad acoplada. Es decir, los mercados eléctricos remuneran toda la producción necesaria para la cobertura de la demanda según el precio ofertado por la última unidad aceptada que, bajo condiciones de competencia perfecta, se iguala a su coste marginal. Y esto es así no porque en la mayoría de los sectores eléctricos, y en esto el español no es una excepción, el mercado de producción se organice en torno a las denominadas «subastas de precios uniformes». Si el tipo de subasta fuera de «precios discriminatorios», también conocida como subasta *pay-as-bid*, que remunera a cada unidad según su propia puja y no según la puja de la última unidad aceptada, el resultado tampoco diferiría de forma sustancial: cada empresa identificaría el precio (esperado) de la que previsiblemente

acabaría siendo la última unidad aceptada para así pujar al mismo precio todas sus unidades con costes marginales inferiores a ese precio esperado. En definitiva, salvo errores, el precio y la retribución de todas las unidades despachadas serían iguales independientemente de que se usara un tipo u otro de subasta (7), e independientemente del origen de cada kWh.

Y lo mismo que puede afirmarse de la diversidad tecnológica puede afirmarse ahora del hecho de que el precio del kWh sea único: no sólo es inevitable, sino que es también deseable. Una vez que se han llevado a cabo las inversiones, el mercado marginalista es un asignador eficiente de recursos: para que no se destruya bienestar económico, es necesario que el último kWh se produzca si, y sólo si, el coste marginal en el que se incurre para su producción es inferior a la valoración marginal de la que disfruta el último consumo. De igual modo, para no renunciar a potenciales aumentos del bienestar, se tiene que producir todo kWh cuyo consumo genere valoraciones marginales superiores al coste marginal de su producción.

Pero la optimalidad de los incentivos marginales de consumidores y empresas no tiene nada que ver, ni en una ni en otra dirección, con la cobertura de costes; menos aún cuando bajo la cobertura de la demanda coexisten, por razones que nada tienen que ver con el mercado, diversas tecnologías con muy dispares estructuras de costes. De hecho, la retribución generada por todos los precios que, hora a hora, reflejan el coste marginal de la última unidad acoplada puede ser suficiente o insuficiente, excesiva o deficitaria, en relación con los costes medios de una y cada una de las tecnologías que se esconden bajo la uniformidad de todos los kWh. Y esto es así porque no hay nada que relacione los componentes del coste marginal de una tecnología con los costes marginales y los costes fijos de otras, y ni siquiera tampoco con los costes medios de cualquier otra. Por poner algún ejemplo, el precio de los derechos de emisión de CO_2 necesarios para la producción con centrales de carbón en nada afecta a los costes de las centrales no emisoras (como las nucleares, las hidráulicas o las eólicas). De igual modo, el precio del petróleo que determina el coste marginal de las centrales de fuel y en gran medida el de las centrales de gas, o incluso de carbón, no tiene relación alguna ni con el coste de los terrenos donde se emplazan las centrales nucleares, ni con el canon de las concesiones hidráulicas, ni con el precio de las turbinas de los aerogeneradores, ni con tantos otros elementos determinantes de la estructura de costes de las múltiples tecnologías que concurren. Por las mismas razones, cambios en los costes marginales de unas tecnologías nada, o poco, tienen que ver con cambios en los costes de otras. No hay nada que establezca una relación de unos costes con otros . El precio, sin embargo, seguirá siendo el mismo para la electricidad producida por todas las tecnologías de generación.

Pero, ¿qué podría haber que estableciera esa relación entre costes de unas y otras tecnologías y precios? Podría haber lo que nunca ha existido: competencia en la inversión. Es decir, libertad de entrada para los inversores en todos los segmentos de la generación.

La consecuencia de todo ello no puede ser otra: el establecimiento de un precio único sobre la base del coste marginal de la última unidad de producción necesaria para satisfacer la demanda, cuestión que es intrínseca a la naturaleza de los mercados, no revela los costes reales de la producción de las diversas tecnologías de las centrales eléctricas que concurren. Ésta es la causa de que los precios actuales de la electricidad no tengan relación alguna con los costes medios de generación del conjunto de las centrales, pudiendo generarse un desajuste en las rentabilidades de unas y otras tecnologías (8). Dicho desajuste de rentabilidades no puede ser asociado, como ocurriría en otros mercados, a una mejor o peor gestión de las empresas; en el sector eléctrico los beneficios extraordinarios o las pérdidas extraordinarias, procedentes de este desajuste, no son ni un premio ni un castigo al trabajo de sus gestores (9).

Ciertamente, si un desajuste de igual naturaleza surgiera en otros sectores, éste encontraría también en el mercado su propia solución, porque los agentes intensificarían las inversiones sobre-remuneradas y reducirían las infra-remuneradas hasta que convergieran sus rentabilidades (10). Pero este reajuste no es posible en el sector eléctrico porque no existe una efectiva libertad de entrada. Y es esta característica, la falta de libertad de entrada en alguno de los segmentos tecnológicos más relevantes, lo que impide la convergencia tecnológica y de rentabilidades; la que hace diferente al mercado eléctrico de otros mercados de bienes o servicios (pocos) para los que también se verifican la diversidad tecnológica y la homogeneidad del producto y del precio.

1.2. *Barreras a la entrada*

La existencia de significativas barreras a la entrada en la actividad de generación eléctrica es un hecho poco discutible. Así lo han manifestado en diversas ocasiones los distintos organismos involucrados en la supervisión y regu-

lación del sector eléctrico en España. Tal y como señalaba el Tribunal de Defensa de la Competencia en su informe sobre la fusión Gas Natural/Endesa (C94/05), «la existencia de activos estratégicos impide que los nuevos entrantes puedan competir en las mismas condiciones que los operadores incumbentes». Así lo corroboran también la Comisión Nacional de la Energía —CNE (11)— y la Comisión Nacional de la Competencia —CNC (12)— en sus informes sobre la fusión Gas Natural/Unión Fenosa, destacando que «las barreras a la entrada más significativas son: la existencia de retrasos administrativos para la instalación de nueva capacidad, la escasa capacidad de interconexión con otros sistemas, la existencia de activos estratégicos para la generación (acceso a emplazamientos, a recursos hídricos y a combustibles, restricciones de transporte y derechos contractuales heredados), el excesivo grado de concentración empresarial y las derivadas de la integración vertical entre generación, distribución y comercialización de electricidad».

Estas barreras a la entrada, todas ellas importantes, son de muy distinta naturaleza. Por una parte, existen barreras a la entrada propias de muchas otras industrias intensivas en capital que surgen porque la toma de decisiones bajo incertidumbre implica riesgos. Dicha incertidumbre está causada por cambios en las condiciones de mercado durante la larga vida útil de los activos (oscilaciones de la demanda, cambios en el precio de los *inputs*, progreso técnico, etc.), y está acentuada por el hecho de que los costes de instalación de la nueva capacidad implican elevados costes fijos, en buena medida hundidos.

Por otra parte, existen barreras a la entrada propias de muchos otros mercados oligopolísticos en los que los incumbentes toman decisiones estratégicas para dificultar la entrada de competidores. Por ejemplo, y retomando de nuevo palabras de la CNC, el «alto grado de concentración empresarial tanto por el lado de la oferta como de la demanda permite a los operadores instalados desarrollar estrategias de control de precios que pueden perjudicar a los nuevos entrantes». En la medida en que la integración vertical responde a decisiones endógenas de las empresas, ésta también se puede considerar como una barrera a la entrada estratégica, porque [los principales operadores que integran generación y comercialización] «se pueden ver relativamente indiferentes a obtener sus márgenes comerciales por el lado de la oferta o por el de la demanda, mientras que los nuevos entrantes sin integración vertical se ven enteramente expuestos al riesgo de fluctuaciones de precios». A tales barreras hay que sumar el impacto que tienen sobre las decisiones de inversión los incentivos de las empresas incumbentes: en la medida en que exista una relación positiva entre capacidad instalada e intensidad de la competencia, las inversiones pueden conllevar una reducción de precios que afecta negativamente a la retribución de la capacidad existente (De Frutos *et al.*, 2008; Fabra, 2007). Por ello, las empresas incumbentes tienen menores incentivos que los entrantes a expandir capacidad (13), si bien éstas últimas se enfrentan a unas mayores barreras a la entrada.

Estas barreras —barreras a la entrada exógenas causadas por la aversión al riesgo, y barreras a la entrada endógenas causadas por el poder de mercado— pueden conllevar ineficiencias en la fijación de precios debido al reforzamiento del poder de mercado. También en las decisiones de inversión pueden conllevar ineficiencias debido a probables retrasos en la incorporación de la nueva capacidad, o alteraciones en la elección óptima de las tecnologías. Sin embargo, si bien esto mismo puede ocurrir, con mayor o menor grado, en otros mercados oligopolísticos intensivos en capital, en el mercado eléctrico español existe, de forma adicional, otro tipo de barreras que nada tienen que ver ni con la actitud de los inversores frente al riesgo ni con el poder de mercado. Nos referimos a las barreras sostenidas, indirectamente y de manera sobrevenida, por la Administración: la moratoria nuclear de facto y las concesiones hidráulicas, que anulan la libertad de entrada en los segmentos de la generación nuclear e hidroeléctrica (14). La consecuencia es que los beneficios que se generan en ambos segmentos, nuclear e hidroeléctrico, con costes medios muy inferiores a los precios actuales del mercado, se obtienen desde el amparo de decisiones administrativas (la moratoria nuclear) y de las *limitaciones naturales* (la inexistencia de nuevos recursos hídricos) que hacen no disputables por la competencia los citados beneficios. Es más, tales beneficios no han sido nunca ni disputados ni «ganados» por quienes ahora los ostentan, porque los derechos de explotación de ambas tecnologías se concedieron sin que los inversores asumieran riesgos de naturaleza mercantil y sin que mediara competencia alguna entre los posibles pretendientes bajo la expectativa de un cambio regulatorio retributivo de naturaleza marginalista como el que se produjo en 1997. Muestra de que las empresas invirtieron sin esas expectativas, ni las tuvieron tampoco en 1997, es que se creyeran perjudicadas por el cambio regulatorio de la LSE y pidieran la compensación, que les

fue concedida, de los costes de transición a la competencia.

En su conjunto, la suma de la diversidad tecnológica, la homogeneidad del producto (que implica uniformidad de precios) y la presencia de barreras a la entrada ha dado lugar a un *mix* de generación subóptimo, bajo el que se generan *windfall profits* o *windfall losses*, o ambas cosas a la vez, que no pueden se absorbidos por efecto de la entrada o de la disciplina que introduce su mera amenaza. Ello crea una situación de insostenibilidad económica que no garantiza la maximización de los excedentes ni la distribución equitativa del excedente entre empresas, y entre empresas y consumidores. Estamos, pues, ante un problema de eficiencia y de equidad que introduce una dificultad política insalvable para que la tarifa refleje el precio de mercado, lo cual es fundamento del actual déficit tarifario y de las distintas posiciones de las empresas y de los consumidores frente a las diferentes soluciones regulatorias que la situación exige.

2. Manifestaciones del problema: qué son y qué no son los *windfalls*

Dado que esta cuestión no está exenta de polémica, es importante matizar qué son y qué no son los *windfall profits* y los *windfall losses* («beneficios o pérdidas caídos del cielo» sería su traducción literal, pero identifica de forma más clara su origen el término «beneficios o pérdidas regulatorias»; es decir, beneficios o pérdidas sobrevenidas por un cambio regulatorio).

Los *windfalls* no reflejan cambios en los beneficios o rentabilidad de las empresas debidos a factores previsibles en el momento de la inversión. Así lo expresa Harold Demsetz (1968) en su artículo clásico «Why Regulate Utilities?»: «Es necesario distinguir el problema de los *windfalls* del problema de las rentas predecibles». Efectivamente, todos los factores previsibles se incorporan al análisis de rentabilidad y, por tanto, afectan a las decisiones de los inversores, conscientes del riesgo al que se enfrentan. Anular tales variaciones en las rentabilidades sería equivalente a alterar la naturaleza intrínseca de la actividad de la inversión, que necesariamente conlleva la asunción de riesgos. Si las inversiones se han realizado bajo condiciones de libre entrada y salida, no hay nada que sugiera que las potenciales pérdidas o ganancias sean ilegítimas.

En el sector eléctrico, el que las centrales inframarginales, cuya inversión se haya realizado bajo condiciones de mercado, ganen más (o menos) porque el coste marginal de las tecnologías que marcan el precio oscile (por ejemplo, por cambios en el precio del petróleo, del gas o del CO_2) no genera *windfalls*, porque en el momento en que se realizara la inversión, la rentabilidad esperada ya tuvo en cuenta la posibilidad de que los precios del mercado oscilaran, y el inversor decidió libremente enfrentarse a la oportunidad y al riesgo asociado. Pero las oscilaciones de precios sí generan *windfall profits* (y *windfall losses*) para quienes realizaron las inversiones bajo la garantía de la percepción de una cierta tasa de rentabilidad (no una rentabilidad mínima, sino una mínima y una máxima, es decir, una rentabilidad dada) y mantienen ese tipo de inversiones en posición monopolista al amparo de decisiones administrativas (centrales nucleares) y/o *limitaciones naturales* (centrales hidroeléctricas).

Como ha sido señalado, hay quienes afirman que los *windfall profits* y los *windfall losses* se compensan en el tiempo de tal manera que, en valor esperado, la suma de ambos es cero (Cramton y Stoft, 2007b). No obstante, tal afirmación sólo podría defenderse bajo dos supuestos. Primer supuesto: las decisiones de inversión se han realizado bajo condiciones de libre mercado (*en este caso ya no se trataría de windfalls propiamente dichos*). Segundo supuesto: en las condiciones actuales existe libertad de entrada efectiva (de tal manera que la sobreremuneración de las tecnologías inframarginales induce una intensificación de la inversión en estas tecnologías que aplana la curva de costes y, por consiguiente, la curva de precios y de rentabilidades). Pero, como es obvio, estos supuestos son inasumibles porque no se compadecen ni con la realidad presente ni con la pasada. La conclusión es casi axiomática: nada justifica la pretensión de que los *windfalls* de signo contrario se compensen a lo largo del tiempo (15). Estas afirmaciones sobre la «compensación» de los *windfalls* nunca han sido consistentemente argumentadas ni rigurosamente probadas.

Por todo ello, el problema de los *windfalls* en el sector eléctrico va irremediablemente unido a la ausencia de libertad de entrada en ciertas tecnologías. Una ausencia de libertad que, al carecer de mecanismos automáticos (regulatorios o de mercado) que pudieran restablecer el equilibrio retributivo al que las partes involucradas se comprometieron, protege las rentas generadas por los cambios regulatorios retributivos, es decir, protege beneficios que sólo pueden ser calificados de beneficios regulatorios o *windfall profits*. En este sentido, la práctica regulatoria eléctrica ha puesto de manifiesto la existencia de asimetrías en el trato a consumidores y em-

presas, y también ha puesto de manifiesto que en el sector eléctrico el acento debe ponerse en el mercado de las inversiones. Es decir, en la *competencia por el mercado*, como paso previo y necesario para la efectiva *competencia en el mercado*. Más adelante nos centraremos sobre este aspecto.

2.1. *Asimetría regulatoria para consumidores y empresas*

Las asimetrías a las que se refiere el párrafo anterior manifiestan su máxima expresión a través de la cancelación anticipada de los costes de transición a la competencia (CTC), que la LSE de 1997 introdujo para respetar la seguridad jurídica y eliminar las incertidumbres que todo cambio regulatorio trae consigo. Considerando que en el largo plazo, y de manera estable, los precios del mercado se situarían en el entorno de los 36 euros MWh, y considerando también los costes reconocidos en el anterior marco retributivo (MLE), la LSE calculó los CTC en 8.600 millones de euros, que vendrían a compensar las pérdidas regulatorias o *windfall losses* que de otro modo se producirían en el conjunto de las centrales existentes en 1997, según las previsiones hechas. Estos CTC serían cobrados por diferencias entre los ingresos reales del mercado y los que hubieran correspondido al mencionado precio de referencia, a lo largo del periodo transitorio. Ello implicaba una cuestión de suma importancia: quedaba garantizada una retribución mínima a las centrales anteriores a la LSE pero también una retribución máxima: la Ley 54/97 estableció en el punto 1 de su disposición transitoria sexta lo siguiente: «El importe base global de dichos costes (los CTC) nunca podrá superar (durante el periodo transitorio)… 1.470.000 M PTA». Es decir, 8.600 millones de euros.

En definitiva, al evitar que las variaciones de los precios de las materias primas fósiles influyeran en los ingresos de las tecnologías nuclear e hidroeléctrica del mismo modo que tampoco influyen en sus costes, los CTC evitarían tanto los *windfall losses* como los *windfall profits* de las centrales instaladas antes del cambio regulatorio de 1997. Pero los CTC fueron cancelados cuando habían cumplido su papel de evitar *windfall losses* y cuando empezaban a cumplir su segunda misión: evitar *windfall profits*.

La normativa sobre CTC, cancelada anticipadamente en junio de 2006, debiera haber sido sustituida por otra normativa que mantuviera los elementos positivos de los CTC y eliminara los negativos (Fabra y Toro, 2005). Pero no fue así, y hoy puede afirmarse que, en su conjunto, las centrales instaladas antes de 1997 han cobrado durante la vigencia del periodo transitorio (1998-2006) en torno a 12.000 millones de euros por encima de lo que les hubiera correspondido al precio de referencia de 36 euros/MWh, y no 8.600 millones de euros, como la LSE había previsto (16). Y además, después de cancelada la normativa CTC, con completo olvido de las previsiones de los pactos entre Gobierno y empresas y de las propias y no cumplidas previsiones de la LSE, esas centrales, cuyos ingresos tuvieron el amparo administrativo del MLE primero y de los CTC después, han seguido ingresando, desde junio de 2006 hasta diciembre de 2008, cantidades muy por encima de sus costes remanentes por una cuantía adicional cercana, en órdenes de magnitud, a los CTC ya cobrados por diferencias hasta diciembre de 2005. La causa: el mercado, que determina la retribución de toda la generación en función de los costes de los combustibles fósiles, ha sobreretribuido a las centrales nucleares e hidroeléctricas, *altamente amortizadas* y ajenas a los incrementos de tales costes, que operan, como conjunto, desde una posición equivalente a la de un monopolio de derecho.

Estas rentas, que nada tienen que ver con las «rentas predecibles» a las que hacía referencia Demsetz, sí son *windfall profits* o beneficios regulatorios. Y el asunto es que la magnitud de estos *windfall profits* es muy semejante a la magnitud del déficit tarifario hasta ahora generado, de lo que se deduciría que no estamos ante un déficit real, sino tan sólo ante un déficit virtual o regulatorio.

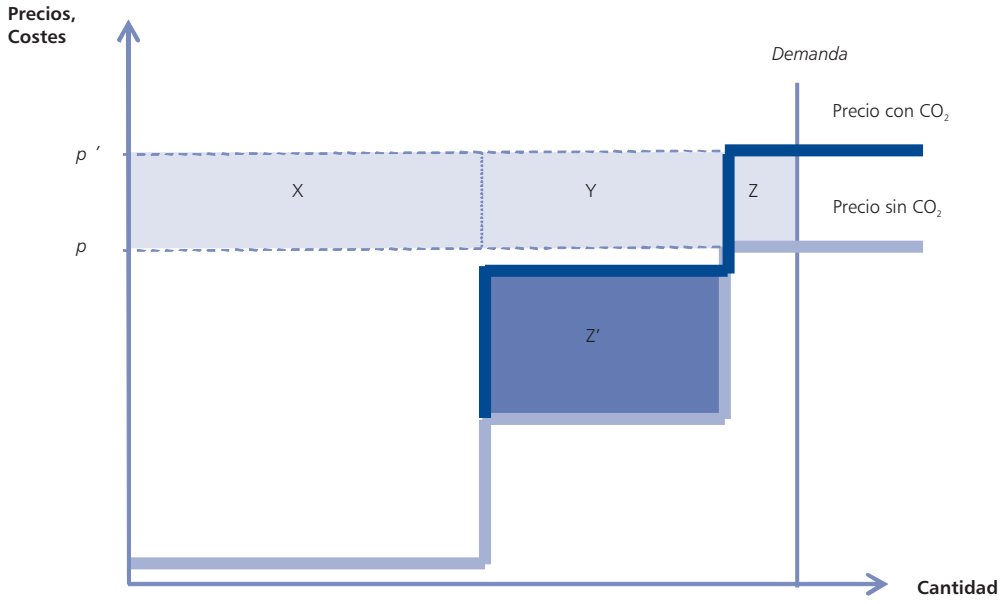
2.2. *Otros beneficios regulatorios*

La obligación, vigente desde la aplicación del Protocolo de Kioto en enero de 2005, de cubrir las emisiones de CO_2 de las centrales térmicas con derechos de emisión también constituye un cambio regulatorio sobrevenido y, ciertamente, poco predecible cuando se realizaron gran parte de las inversiones en el sector eléctrico español. Dicho cambio regulatorio afecta a la fijación de precios en el mercado eléctrico, porque (independientemente de que los derechos de emisión se adquieran en el mercado o se asignen de forma gratuita), al coste de cada kWh térmico se suma un coste de oportunidad igual al valor de los derechos en el mercado multiplicado por la tasa de emisión de cada central. Las empresas internalizan —y, de hecho, éste es el objetivo de la reforma— dicho coste de oportunidad como si se tratase de un coste efectivo (como puede ser el coste del combustible) porque, de no producir, la empresa liberaría dere-

chos de emisión que podrían ser vendidos en el mercado sin apenas costes de transacción (Joskow y Ellerman, 2008). Por tanto, el precio de los derechos de emisión se traslada al precio de los kWh que perciben todas las tecnologías, incluso las no emisoras, para las que dicho incremento en el precio constituye un claro beneficio regulatorio (cobran el *sobrecoste de las emisiones*, pero ni tienen el derecho de emisión ni lo pagan). El beneficio regulatorio no es (sólo) el valor de los derechos de emisión asignados gratuitamente (al menos hasta 2011), sino el incremento de los ingresos percibidos por las centrales no emisoras como efecto de la internalización del coste de oportunidad del CO_2 por parte de las tecnologías marginales (gráfico 3). Dicho beneficio regulatorio persistirá cuando las subastas de derechos sustituyan a las asignaciones gratuitas, porque las tecnologías no emisoras no tendrán que adquirir derechos, pero seguirán percibiendo el precio de mercado que las tecnologías emisoras marquen (17).

Para justificar la nueva normativa, se argumenta que la internalización de los costes de emisión de CO_2 es necesaria para que se produzca un cambio en el orden de mérito entre las centrales de carbón y los CCGT, de tal manera que las emisiones medias por kWh producido se reduzcan. Aunque tal normativa aquí y ahora, no se va a objetar, hay que constatar que la experiencia durante estos tres años ha puesto de manifiesto que, salvo en contadas ocasiones, los precios de los derechos de emisión no han sido lo suficientemente elevados como para que los CCGT sean más competitivos que las centrales de carbón, de tal manera que no se ha producido el desplazamiento deseado entre tecnologías. Sin embargo, la

GRÁFICO 3
INTERNALIZACIÓN DEL COSTE DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO_2 SOBRE LOS INGRESOS DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN BAJO EL SUPUESTO DE COMPETENCIA PERFECTA



X = Mayores ingresos de las tecnologías inframarginales no emisoras por efecto del CO_2

Y = Mayores ingresos de las centrales de carbón por efecto del CO_2

Z′ = Coste de los derechos de emisión para las centrales de carbón

Z = Mayores ingresos de los CCGT por efecto del CO_2 iguales al coste de los derechos

Costes sin CO_2

Costes con CO_2

normativa Kioto referida al comercio de derechos de emisión sí ha producido un incremento de las rentas de las centrales inframarginales que ha implicado sustanciales transferencias de renta de los consumidores a las empresas y entre países, sin que se haya producido apenas, como antes se ha apuntado, ninguna contraprestación medioambiental.

También se ha justificado la nueva normativa por sus efectos de medio y largo plazo; se argumenta que es necesario que se traslade el coste del derecho de emisión a los precios de la electricidad para que las nuevas inversiones se orienten hacia tecnologías con menores tasas de emisión, o tecnologías no emisoras. Aun en el caso de que dichos incentivos jueguen en la dirección deseada, en cualquier caso ello no justifica el que las centrales *ya instaladas* perciban el aumento de precios provocado por la internalización del coste del CO_2. Incluso para las nuevas inversiones, no está claro si los precios de la electricidad sin CO_2 ya serían de por sí suficientes para incentivar inversiones que en cualquier caso no se pueden realizar porque, por las razones ya apuntadas, no hay una efectiva libertad de entrada. En concreto, permitir que las centrales nucleares o hidroeléctricas reciban los mayores precios de mercado provocados por la internalización del CO_2 genera incentivos inútiles porque, a día de hoy en España, no se pueden construir nuevas centrales nucleares ni hidroeléctricas (18).

En cualquier caso, no parece haber habido una reflexión suficiente y concluyente sobre medidas alternativas a los programas de *cap-and-trade* (Newbery, 2008), capaces de favorecer una reducción de las emisiones y un cambio en el *mix* energético sin provocar tales transferencias de rentas como las que se han producido de consumidores a empresas, y entre países.

En resumen, bajo el diseño de mercado actualmente vigente en España, los precios de la electricidad son ajenos a los costes del suministro. La falta de libertad de entrada efectiva en algunas tecnologías (principalmente, nuclear e hidráulica), unida a las no despreciables barreras de entrada en tecnologías convencionales, imposibilitan la convergencia de precios y costes, poniendo en cuestión la sostenibilidad del marco retributivo vigente: hoy es el déficit tarifario (alimentado en gran medida de beneficios regulatorios), pero mañana pueden ser pérdidas patrimoniales si la senda decreciente del precio de los combustibles fósiles se consolida y en el *mix* de generación entran inversiones en centrales con bajo coste variable y alto coste fijo. Este problema, que es un problema de diseño de mercado, se produciría aun en el caso de que el mercado de energía eléctrica fuera perfectamente competitivo y los precios convergieran a los costes marginales del sistema. No obstante, el poder de mercado lo agudiza, como se discute en el siguiente apartado.

III. UN PROBLEMA AÑADIDO: EL PODER DE MERCADO

Las características de los mercados eléctricos los hacen particularmente vulnerables al ejercicio del poder de mercado. La imposibilidad de almacenamiento de la electricidad, la existencia de límites de capacidad en la producción y en el transporte, la volatilidad de la demanda y su baja o nula elasticidad al precio, junto con la interacción frecuente entre un número generalmente reducido de empresas protegidas por barreras a la entrada, dificultan el que los mercados eléctricos respondan al paradigma competitivo, que asume que todas las empresas ofertarán sus unidades de producción a coste marginal (incluyendo, en su caso, los correspondientes costes de oportunidad y los costes sombra derivados de restricciones intertemporales), asegurando la optimalidad del despacho y la determinación de precios sobre la base de los costes marginales del sistema.

Los distintos organismos reguladores y de defensa de la competencia han puesto en repetidas ocasiones de manifiesto su preocupación por el ejercicio del poder de mercado en los sectores eléctricos. Por ejemplo, en España, la obligación impuesta desde 2006 a los dos operadores de mayor tamaño, Endesa e Iberdrola, de subastar a terceros el derecho de uso de parte de su capacidad instalada (a través de las conocidas como *virtual power plants*), responde a un intento de mitigar su poder de mercado. A escala europea, la *Energy Sector Inquiry* publicada en 2007 por la Dirección General de la Competencia de la Comisión Europea (19), también aportó evidencia sobre el ejercicio de poder de mercado en varios países europeos, entre ellos España. Los recientes casos de abuso iniciados a raíz de la *Sector Inquiry* (en los que han estado involucrados grandes operadores europeos, como EDF o E.On) (20) y las medidas de separación de actividades, o *unbundling*, contenidas en el tercer paquete legislativo de la Unión Europea, reflejan una creciente incidencia y preocupación por el ejercicio de poder de mercado. También en el mundo académico se han dedicado muchos esfuerzos al análisis e identificación de los comportamientos estratégicos

en los mercados eléctricos (21), aportando sugerencias de mejora en el diseño de mercado tendentes a mitigarlos, tales como cambios en las reglas de la subasta, o el fomento de la contratación a plazo (Fabra *et al*., 2006; Bushnell *et al*., 2008). Por esta razón, aquí nos conformaremos con una descripción sencilla de este fenómeno para abordar más tarde dos manifestaciones concretas del poder de mercado a las que la literatura económica ha prestado menor atención.

1. Los incentivos y la capacidad de ejercer poder de mercado

Con algunas excepciones, y de forma genérica, los mercados de generación eléctrica se organizan en torno a mecanismos de subastas: los generadores declaran, a través de sus curvas de oferta, los precios mínimos a los que están dispuestos a producir cada kWh. Los demandantes (grandes consumidores, comercializadores, distribuidores o titulares de las unidades de bombeo) actúan de forma similar, declarando los precios máximos a los que están dispuestos a consumir cada kWh. El subastador, conocido como el operador del mercado, establece el orden de preferencia económica entre las pujas, casa oferta y demanda, y determina el precio que será recibido, o pagado, por todas las unidades despachadas, según sean de oferta o de demanda.

El comportamiento *maximizador* de los agentes les llevará a ofertar sus unidades de producción teniendo en cuenta el impacto de sus pujas sobre la cantidad producida y el precio de mercado, dado el previsible comportamiento de sus rivales. En este cálculo, las empresas se enfrentan a la siguiente disyuntiva: elevar sus pujas por encima de los costes marginales implicará una pérdida de producción, pero que podrá ser, al menos en parte, compensada por el incremento resultante en el precio de mercado. Sobre la curva de demanda residual a la que se enfrenta una empresa (que se construye restando de la demanda agregada, para cada nivel de precios, la cantidad que están dispuestos a producir los rivales) se puede identificar la pérdida de producción asociada a cada incremento del precio, y así los efectos sobre los beneficios de la elevación de precios (22).

Como en otros mercados, existe una relación positiva entre el tamaño de las empresas y sus incentivos a la elevación de precios (23). Ello es así porque las empresas de mayor tamaño se enfrentan a curvas de demanda residual más elevadas, y probablemente también menos elásticas, debido a que sus rivales tienen menor capacidad para expandir su producción en respuesta al aumento de precios. Además, el beneficio percibido por las empresas de mayor tamaño también será mayor, porque el aumento en el precio lo percibirán a través de toda su producción. Por ello, y aun en situaciones en las que las empresas de mayor tamaño no sean en sentido estricto *pivotales* (es decir, imprescindibles para la cobertura), tendrán una mayor capacidad de beneficiarse del ejercicio del poder de mercado, y más incentivos para hacerlo.

Los efectos, al menos en el corto plazo, de tales comportamientos estratégicos son de doble naturaleza. Por una parte, se produce una elevación de precios, y por lo tanto un aumento en el excedente de los productores en detrimento del de los consumidores (24); por otra, se pueden producir ineficiencias productivas (y, por tanto, una disminución en el bienestar económico) porque la reducción en la producción de las empresas que ejercen poder de mercado sea sustituida por la producción de unidades de mayores costes, propiedad de las empresas que se comportan como tomadoras de precios (25).

2. Otras manifestaciones del poder de mercado

Salvo excepciones, sólo se ha prestado atención al poder de mercado que se ejerce actuando sobre la oferta: elevando precios, retirando capacidad o, en el caso de la producción hidroeléctrica, alterando el perfil de producción en relación con el que resultaría de la optimización hidrotérmica (Bushnell, 2003; Arellano, 2007). Sin embargo, existe un modo alternativo de poder de mercado con consecuencias similares, y que sin embargo ha pasado hasta ahora desapercibido: el que se ejerce alterando la demanda (incluso en ausencia de integración vertical). Aquí nos detendremos en analizar los incentivos para alterar la demanda vía exportaciones, y vía bombeo, bajo el diseño actual del mercado eléctrico español. Otras vías que permitieran aumentar con fines estratégicos la demanda podrían tener efectos similares (26).

2.1. *Exportaciones*

La exportación, al constituir una mayor demanda en el sistema nacional, supone una escalada en el precio de casación. En los últimos años, está siendo habitual la salida casi permanente de unos 2.000 MW del sistema español hacia los mercados vecinos. En 2008, las exportaciones a países vecinos han sumado 17.340 GWh (2.030 GWh a Francia, 11.077

GWh a Portugal y 4.233 GWh a Marruecos), cifra que supone en torno al 6,5 por 100 de la demanda nacional (27). Es difícil estimar cuál ha sido el incremento en el precio del sistema eléctrico español por efecto de las exportaciones, pero de lo que no hay duda es de que el incremento ha sido repercutido a todos los consumidores nacionales, bien directamente en sus adquisiciones en el mercado, bien como una anotación añadida al «déficit tarifario», y percibido (al menos, su derecho de cobro) por toda la producción nacional, no sólo por las centrales necesarias para cubrir el saldo exportador (28). Se trata de un efecto perverso de las exportaciones de electricidad contra-intuitivo desde las experiencias de otros sectores productivos: los españoles pagamos para que nuestras empresas exporten a los países vecinos. Y no se trata sólo de un efecto sobre el reparto de excedentes entre países. También puede implicar ineficiencias productivas y, por tanto, una reducción en el bienestar general (que se suma a la causada por la elevación de precios).

Para entender este fenómeno, puede ser útil hacer una analogía con el poder de mercado ejercido a través de la oferta, que ha sido descrito en párrafos anteriores. En vez de restringir la oferta para que otros agentes marquen precios con unidades de mayor coste marginal, las exportaciones se prestan a que la demanda pueda ser amplificada de forma estratégica con el mismo objetivo. En ambos casos, el incentivo al ejercicio del poder de mercado deriva del efecto de la subida de precios sobre la producción inframarginal de la empresa y, por tanto, el incentivo es mayor cuanto mayor sea ésta. La contrapartida es distinta, pero los efectos sobre la eficiencia productiva similares: si bien una empresa que eleva precios renuncia al margen de beneficios sobre la producción perdida, la empresa que exporta de forma estratégica pierde el margen entre el precio nacional y el precio de exportación (siendo el segundo inferior al primero para que tal exportación pueda ser considerada como estratégica). En el caso del poder de mercado vía oferta, la ineficiencia productiva deriva del hecho de que otra empresa reemplaza la producción a través de unidades de mayores costes; en el caso del poder de mercado vía demanda, la ineficiencia deriva del hecho de que en el país exportador se abastece la mayor demanda incurriendo en costes superiores a los de las unidades que dejan de producir en el país importador, y esta demanda no paga el coste de su suministro. Por último, a diferencia del poder de mercado vía oferta, el poder de mercado vía demanda se puede ejercer sin disponer de unidades que marcan precios, que son las que generalmente se consideran con la capacidad de alterar los precios de mercado. Además, se trata de un comportamiento estratégico difícilmente detectable por parte de los organismos de supervisión.

Para ilustrar este fenómeno y los efectos descritos, considérese un ejemplo simplificado de la realidad, que se ilustra en el gráfico 4:

Supóngase que en el país A existen tres empresas, cada una de ellas propietaria de una única tecnología. Los costes marginales de la tecnología propiedad de la empresa 1 son nulos, mientras los de las empresas 2 y 3 son c y c', respectivamente, donde c'>c>0. Por simplicidad, la demanda (sin exportaciones) se supone inelástica e igual a la capacidad de la empresa 1. En equilibrio, la empresa 1 podrá por tanto vender toda su capacidad al coste marginal de la tecnología que le sigue en el orden de mérito, por lo que el precio de equilibrio en este mercado será p=c.

Supóngase además que existe un país vecino, el país B, con las mismas características que el país A, en el que el precio de mercado también es p=c. Si el intercambio de electricidad entre ambos países sólo se realizara para arbitrar diferencias de precios, la igualdad de precios implicaría que no habría por tanto ni importaciones ni exportaciones. Sin embargo, teniendo en cuenta el comportamiento estratégico, ¿tendrían las empresas incumbentes en el país A incentivos a exportar al país B a un precio igual (o incluso inferior) al del país vecino?

Supóngase que la empresa 1 decide exportar una cierta cantidad de energía (D'-D) tal que la empresa 2 se convierte en pivotal, permitiendo así una elevación del precio de mercado hasta el coste marginal de la siguiente tecnología en el orden de mérito, p'=c'. Claramente, y a pesar de tener que exportar energía a un precio inferior al precio de mercado (con pérdidas al menos iguales al área Y), la empresa 1 vería aumentar sus beneficios por la elevación del precio en el país A (área X), por lo que tendría interés en exportar a pesar de que las exportaciones le generen pérdidas (el área Y es claramente superior al área X). La empresa 2 también sale ganando porque pasaría a tener beneficios estrictamente positivos (área Y). Sin embargo, los consumidores en el país A disfrutan de un menor excedente, porque consumen lo mismo a un precio superior (es decir, pierden el área X). También se pierde excedente en el país B por la reducción en la producción (área Z). Dicha pérdida de excedente también refleja una reducción en el bienes-

tar económico (entendido como la suma de los excedentes de consumidores y empresas en ambos países) porque se utilizan recursos en el país A que implican unos costes marginales superiores a los costes con los que se podría producir esa misma energía en el país B (área Z).

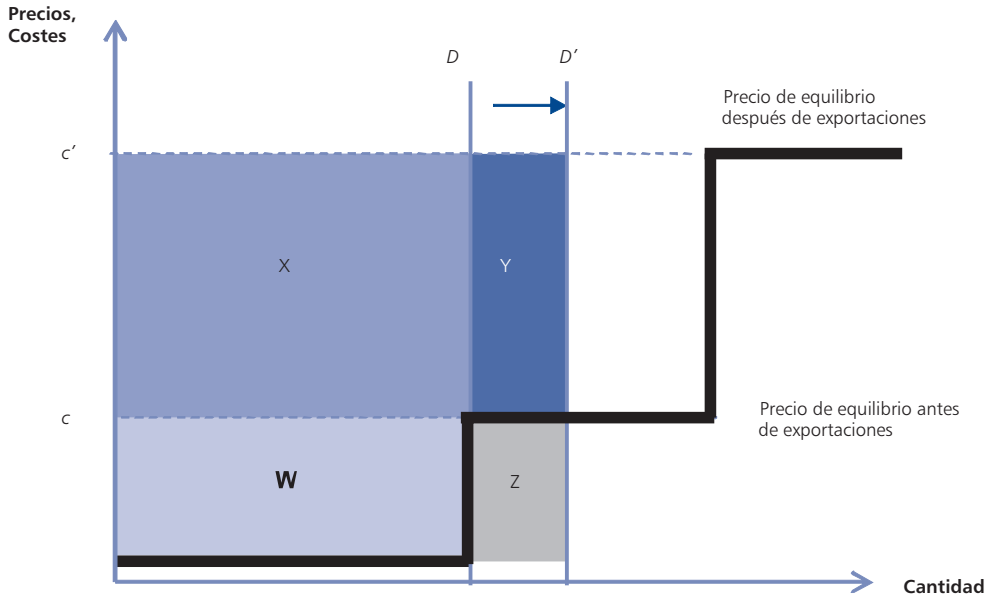
Naturalmente, no se trata de prohibir las exportaciones para evitar su efecto alcista sobre los precios. Se trata de conocer el problema para rediseñar el mercado de forma que aquél se minore, manteniendo las exportaciones que, en ausencia de este tipo de comportamiento estratégico, permiten un arbitraje eficiente entre países. Si un rediseño del mercado mitigara el efecto alcista de las exportaciones sobre los precios interiores, éstas dejarían de ser un incentivo para su uso como instrumento de poder de mercado.

2.2. *Bombeo*

El problema que presenta el bombeo es semejante al que presentan las exportaciones: el bombeo es propiedad de empresas que perciben cualquier incremento de los precios ocasionado por una demanda extra como una retribución adicional de sus unidades de generación (29). A diferencia de las exportaciones, en vez de arbitrar precios entre países, se trata de arbitrar precios entre períodos, pero los efectos sobre los precios y la eficiencia son de similar naturaleza.

Si el bombeo se realizara sin fines estratégicos, éste aportaría las ganancias de eficiencia que de él se presuponen, porque permitiría aplanar la curva de demanda térmica, bombeando agua en periodos de precios bajos para turbinarla en periodos de precios altos, cuando los costes de las tecnologías a las que sustituye son más elevados. El problema es que los incentivos estratégicos pueden distorsionar el uso eficiente del bombeo, así como desplazar a los

GRÁFICO 4
EL EFECTO DE LAS EXPORTACIONES ESTRATÉGICAS SOBRE LOS PRECIOS, EL REPARTO DE EXCEDENTES Y LA PÉRDIDA DE EFICIENCIA ECONÓMICA



W = Beneficios de la empresa 1 antes de exportaciones

X-Y = Aumento de los beneficios de la empresa 1 después de exportaciones

Y = Aumento de los beneficios de la empresa 2 después de exportaciones

-X = Reducción en el excedente de consumidores después de exportaciones

-Z = Pérdida de eficiencia, y reducción de beneficios de las empresas en el país B

grandes consumidores del valle, dificultando su gestión de la demanda.

La demanda que genera el bombeo exige el acoplamiento de una central adicional que pasará a marcar un mayor precio que percibirán todas las unidades acopladas en ese mismo momento. Por tanto, puede ocurrir que una empresa tenga incentivos a desoptimizar el bombeo para llevarlo a aquellas horas en las que su propia producción inframarginal sea mayor, y por tanto mayor el beneficio que percibe por efecto de la subida del precio.

El agua bombeada es utilizada para cubrir las superpuntas o la demanda en los mercados de operación a precios que con frecuencia se sitúan por encima de los 100 euros MWh (30). Sin embargo, la mayor oferta en dichas horas no tiene porqué suponer una reducción en el precio, dado que es precisamente en tales horas cuando la competencia es menos intensa (producto de la menor elasticidad de la demanda residual a la que se enfrenta cada una de las empresas).

Naturalmente, tampoco se trata de prohibir el bombeo para evitar su efecto alcista sobre los precios, sino, de nuevo, de identificar el problema para rediseñar el mercado de forma que tal problema se minore manteniendo el bombeo y, por consiguiente, su contribución a la optimización hidrotérmica.

Se concluye, por consiguiente, que, con el actual diseño de mercado, las exportaciones y el bombeo tienen un efecto alcista, aun en ausencia de ejercicio de poder de mercado, sobre los precios de la electricidad destinada a cubrir la demanda interna, y constituyen además un soporte para el ejercicio de un poder de mercado silente.

3. La contratación a plazo como antídoto al poder de mercado

Los incentivos a ejercer poder de mercado se pueden mitigar, e incluso anular, reduciendo el volumen de producción cuya retribución dependa de los precios de mercado. Ciertamente, no se trata de vaciar el mercado, sino de todo lo contrario: la liquidez del mercado, que está asociada con su volumen de contratación, es una característica irrenunciable si se quiere que éste opere de manera eficiente. Para mitigar los incentivos a la elevación de precios, basta con que las empresas estratégicas tengan el mismo interés en que los precios suban como en que bajen; es decir, que su posición neta, o la diferencia entre lo que venden y lo que «compran» en el mercado, sea pequeña. Esto se puede conseguir a través de la integración vertical entre la generación y la comercialización (que, sin embargo, tiene otros efectos negativos) o a través de contratos por diferencias que implican que la empresa recibirá un precio dado (31) por una cantidad exógena (es decir, no dependiente del resultado del mercado) que luego se liquida por diferencias con el precio del mercado. Dado que toda divergencia entre la cantidad fija y la cantidad efectivamente vendida en el mercado recibe o paga (según su signo) el precio del mercado, se preservan los incentivos marginales necesarios para la consecución de la eficiencia, al tiempo que se reduce el beneficio de la elevación de precios, puesto que ésta sólo afecta a la retribución de la posición neta.

Éste es el fundamento teórico que ha justificado el fomento de la contratación a plazo en los mercados eléctricos (32), o el uso de las VPP como instrumentos de la política de defensa de la competencia. También explica por qué los CTC en España, que se liquidaban por diferencias, disciplinaron (a pesar de las imperfecciones en su diseño) el comportamiento estratégico de los agentes durante su período de vigencia.

Para concluir, el marco regulatorio actualmente vigente en el sector eléctrico español, que combina un diseño de mercado inadecuado con el poder de mercado (o al menos, el incentivo a ejercerlo), se ha revelado ineficiente y, en cualquier caso, insostenible. Es necesario, por consiguiente, un cambio regulatorio.

IV. UNA PROPUESTA REGULATORIA

El cambio regulatorio debería evitar que en un futuro se reprodujeran los problemas apuntados con anterioridad: una excesiva inestabilidad en la retribución de la generación y en los precios de la electricidad, que afecta negativamente a las decisiones óptimas de inversión y consumo, unida, y a veces acentuada, por el ejercicio del poder de mercado. Por ello, la nueva regulación debería responder a la doble necesidad de retribuir de forma adecuada a las diversas tecnologías del parque de generación y de trasmitir a los consumidores los precios del mercado (de un mercado de la electricidad adecuadamente diseñado), al tiempo que preserva las características del modelo actual que se han demostrado eficaces (33).

La propuesta que aquí se esboza, radica en introducir competencia allí donde no la hay, *competencia por el mercado*, y de potenciarla allí donde escasea, *competencia en el mercado*:

— La *competencia por el mercado*, clave para mitigar los pro-

blemas inherentes a las barreras de entrada existentes en el sector eléctrico, se articularía a través de la celebración, por parte del regulador, de subastas para el acceso al mercado de energía eléctrica, similares en muchos aspectos a las que se utilizan y se han utilizado en muchos otros sectores de la economía (34).

— La *competencia en el mercado* se seguiría articulando a través del mercado *spot* vigente en España, que, con cambios menores, sería preservado.

En las nuevas subastas, los potenciales inversores competirían por acceder al mercado a través de contratos financieros con el regulador (35). Estos contratos implicarían una liquidación por diferencias entre el precio que, hora a hora, se determina en el mercado *spot* y el precio del contrato (36), que se determinaría de forma competitiva a través de la subasta. Por tanto, las empresas eléctricas recibirían (o los consumidores pagarían) el resultado de multiplicar el precio del contrato por la cantidad de electricidad sujeta al contrato, más/menos el precio del mercado por la diferencia entre las cantidades efectivamente producidas (o consumidas) y las contempladas en el contrato. Como ya se ha apuntado, es importante que la cantidad sujeta al contrato sea fija (es decir, independiente de la cantidad efectivamente producida por la nueva central en el mercado) para que no se alteren de forma negativa los incentivos de la oferta ni de la demanda en el mercado *spot*. Nótese que la eficiencia de los incentivos marginales de productores y consumidores está garantizada por el hecho de que las cantidades marginales que se producen y consumen reciben y pagan el precio del mercado, y no el precio del contrato.

A través de las subastas, la competencia entre los potenciales entrantes identificaría las inversiones más eficientes para la cobertura de la demanda y llevaría los precios del suministro no ya al precio del mercado *spot*, que (en el mejor de los casos) refleja el coste marginal del sistema, sino que llevaría el precio al coste medio de las nuevas instalaciones, es decir, al precio que los mercados competitivos con verdadera libertad de entrada y salida retribuyen en el medio plazo.

Además, la *competencia por el mercado* permitiría intensificar la *competencia en el mercado:* en la medida en que una parte cada vez mayor de la energía estuviera sujeta a este tipo de contratos por diferencias, el poder de mercado se mitigaría. Los contratos por diferencias reducirían rentas excesivas, al tiempo que se evitarían quebrantos patrimoniales: para las unidades sujetas a estos contratos, subidas futuras de los precios *spot* no generarían *windfall profits* porque implicarían una mayor liquidación por diferencias de las empresas a través de las tarifas de acceso, por ejemplo; de igual modo, reducciones futuras de los precios *spot* no generarían *windfall losses*, porque implicarían una mayor liquidación por diferencias, esta vez de la tarifa a las empresas. Esta reducción en la volatilidad de la retribución, permitiría además reducir los costes del capital de las nuevas inversiones, reduciendo también las asimetrías existentes entre empresas incumbentes y los verdaderos entrantes.

Ambas cuestiones se ponen claramente de manifiesto en la siguiente cita de Chao y Wilson (2008: 4 y 17): «*All long-term contracts take advantage of the mutual interests of utilities and suppliers in insuring each other against subsequent price variations. They can also ensure adequate supplies of energy and reserve capacity. Long-term contracting transfers utilities' purchases from spot markets to forward markets where the elasticity of supply is greater. Because the longer time frame enables investments in capacity, forward markets are more contestable and thus prevent incumbents from inflating their bids above the long-run incremental cost of capacity expansion*». (p. 4)… «*Option contracts are negotiated in forward markets that are more contestable than spot markets – because long-term contracting enables financing and construction of new generation assets. And they mitigate market power in spot markets*». (p. 17).

El mercado propuesto sería compatible con el desarrollo sostenible, objetivo básico en cualquier política energética. Con un plan energético a largo plazo (25 años) y público, donde, por ejemplo, se encuentren establecidas las metas en cuanto a energías renovables, el regulador podrá realizar subastas fijando la potencia a instalar con tecnologías de energía renovable con una frecuencia establecida en, por ejemplo, cuatro años. La retribución de estas tecnologías no necesitaría de primas, ya que, como se ha explicado, las ofertas de las subastas asegurarían su rentabilidad. El parque de generación existente tampoco se vería «sorpresivamente» afectado, ya que estas tecnologías entrantes (bajo la responsabilidad del regulador sobre el índice de cobertura) estarían previstas en el plan energético conocido por todos los agentes.

De forma similar, este sistema haría redundante el actual mecanismo de pagos por capacidad (antes, garantía de potencia). Las nuevas centrales que hayan adquirido su licencia en la subasta no necesitan de ningún pago regulado: el

propio mercado incentivará su disponibilidad en los momentos más críticos para el sistema, porque, de no estar disponibles, perderán los ingresos vía mercado, responsables principales de la rentabilidad de las centrales. Se reduciría así la intervención administrativa porque los pagos por capacidad los fijaría el mercado (estando implícitos en las ofertas a la subasta), y no el regulador.

Por último, este mercado tendría la virtud adicional de la simplicidad porque no requeriría alteraciones en los mecanismos actuales de casación, sino sólo la adición de las subastas de acceso al mercado como nuevo instrumento al servicio de la competencia.

Habría que concretar muchos aspectos del diseño, pero que son sin embargo secundarios a las grandes líneas aquí descritas. Por ejemplo, habría que analizar cómo se asignan los ingresos o pagos que recibe o paga el regulador tras la liquidación de los contratos por diferencias. Una posibilidad es que sean utilizados para sufragar el coste de las actividades reguladas. En definitiva, un mercado así diseñado revelaría los costes reales de producción sin intervenciones administrativas (37). Sus ventajas serían las siguientes:

— Trasladaría a los consumidores los costes reales de la energía.

— Estabilizaría los ingresos de las empresas y los pagos de los consumidores.

— Retribuiría de manera suficiente las diferentes tecnologías de generación.

— Permitiría estabilizar la reserva del sistema transmitiendo mayor certidumbre sobre la utilización futura de las centrales.

— Suministraría un instrumento para preservar la competencia y la diversificación.

Este planteamiento no pretende resolver los acuciantes problemas del presente tales como son el déficit tarifario, la inestabilidad de precios o la asimetría retributiva de las centrales, todos ellos producto de errores regulatorios del pasado. El objeto de la reforma, que no afectaría al parque de generación existente, es impedir que los desequilibrios apuntados se agudicen con el paso del tiempo y vean sumarse los que devendrían de la aparición de nuevos cambios tecnológicos (algunos de los cuales podrían estar muy cercanos e incorporar nuevas tecnologías inframarginales a la cobertura de la demanda) y de los cambios en los precios relativos de los combustibles y energías primarias.

Las inversiones realizadas durante los últimos diez años, mientras la LSE ha estado vigente, se han realizado bajo la expectativa de percepción de los precios que genera el mercado de la LSE, por lo que no sería adecuado alterar su marco retributivo actual. Los problemas que plantea la retribución de las centrales existentes con anterioridad a la LSE deben resolverse con mecanismos transitorios (entre otros, algunos de los recogidos en Pérez Arriaga *et al*. 2005) tipo *windfall tax*, contratos por diferencias u otros similares que no alteren los incentivos marginales de dichas centrales en el mercado. Las alternativas para regular la retribución de dichas centrales, que aquí no se tratan, son muchas, pero, en cualquier caso, de naturaleza distinta a las aquí descritas para las inversiones que se realizaran a partir de la implantación de una reforma como la aquí propuesta.

NOTAS

(*) Natalia Fabra agradece la financiación recibida del Ministerio de Educación y Ciencia a través del Programa Ramón y Cajal, y del proyecto BEC2006-05710.

(1) En CRAMPES y FABRA (2005), FABRA (2006), y FABRA UTRAY (2004) se describen las principales reformas introducidas por la LSE, así como el funcionamiento del mercado desde su puesta en marcha.

(2) En el supuesto de que las tarifas eléctricas y los precios del mercado se mantengan en los niveles actuales, el déficit tarifario podría verse reducido durante 2009.

(3) A partir de la aprobación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, el Gobierno avala 10.000 millones de euros en 2009 y se compromete a avalar déficit futuros hasta 2013, año en el cual las tarifas de acceso deberán cubrir todos los costes que las componen.

(4) En los primeros meses de 2009, las energías renovables han cubierto un 30 por 100 del consumo de energía eléctrica en España. Esta cifra responde tanto a las condiciones meteorológicas favorables y a la menor demanda de electricidad como a la intensificación en las inversiones en dichas tecnologías durante los últimos años. Ello ha implicado una menor tasa de utilización de las centrales térmicas.

(5) Las convenciones comerciales, contratos bilaterales físicos u otros de naturaleza semejante, que impostan la realidad física del funcionamiento del sistema eléctrico, no alteran la descripción realizada. Su finalidad no es otra que la búsqueda de soluciones mercantiles convencionales para la regulación del mercado de la electricidad.

(6) No obstante, es necesario matizar que en España, existen ciertos complementos retributivos, fijados administrativamente, que introducen heterogeneidad en el pago a las distintas tecnologías. En concreto, hasta septiembre de 2007, las primas de la generación fueron uniformes para toda la generación de régimen ordinario (centrales nucleares, hidroeléctricas y térmicas convencionales). Estas primas se denominaron «garantía de potencia», y su cuantía por kWh se estableció a partir de una estimación estándar de los costes de las centrales de Ciclo Combinado con objeto de complementar sus ingresos en el mercado, previsiblemente insuficientes para cubrir sus costes medios al constituirse esta tecnología en la marginal del sistema por sus elevados costes variables. Con la idea de que la homogeneidad de los kWh exigía una retribución homogénea de toda la electricidad, las primas por garantía de potencia también se aplicaron al resto de las tecnologías de régimen ordinario. En 2007, las primas por garantía de potencia fueron sustituidas por primas heterogéneas entre sí que, bajo el título genérico de «pagos por capacidad», fueron denominadas

«incentivos a la disponibilidad y a la inversión», rompiendo el criterio paradigmático (por otra parte incumplido desde siempre con la retribución discriminada de las tecnologías de régimen especial: renovables y cogeneración) de que toda la electricidad merece, por sus homogeneidad, una retribución homogénea. De esta manera, la regulación vigente de la electricidad en materia retributiva discrimina por tecnologías la retribución de la generación, y aunque lo haga de manera *poco fina*, rompe ya con algunos de los paradigmas que contaminaron la LSE original.

(7) Es importante poner de manifiesto que dicha equivalencia no se produce bajo condiciones de competencia imperfecta, porque en dicho caso, la subasta de precios discriminatorios es más eficaz a la hora de mitigar el ejercicio del poder de mercado (véase FABRA *et al*., 2006). Por esta razón, el cambio en el tipo de subasta sería una medida pro-competitiva.

(8) En su reciente informe sobre la fusión Gas Natural/Unión Fenosa, la Comisión Nacional de la Competencia reconoce que «las tecnologías inframarginales son retribuidas (normalmente) a un precio superior a sus costes variables medios: resto de hidráulicas, nuclear, régimen especial y resto».

(9) Por razones similares, y porque el *mix* de cada empresa está limitado en su composición por sus decisiones de inversión pasadas, muchas de ellas tomadas bajo marcos retributivos que garantizaban la recuperación de los costes reconocidos, carece de sentido defender que los beneficios extraordinarios de unas tecnologías están para compensar las pérdidas de otras, como a menudo se hace en los debates regulatorios. En España, las inversiones realizadas antes de 1997 han tenido antes y después de ese año un riesgo muy bajo, al amparo primero de regulaciones tipo *cost-plus* y del marco legal estable, y después de los CTC. Las inversiones posteriores a ese año se han realizado bajo un marco de liberalización más orientado al riesgo y a la oportunidad (aunque los riesgos quedaran minorados por las primas de garantía de potencia o similares).

(10) De hecho, en los denominados mercados de «solo-energía» *que cumplen todos los supuestos del modelo*, la libertad de entrada asegura que el *mix* tecnológico resultante es el óptimo en todo momento. Además, bajo el perfil de precios competitivos que se generan en un parque de generación óptimo, todas las tecnologías cubren exactamente sus costes medios (para un ejemplo numérico, véase JOSKOW, 2007a). Sin embargo, la evidencia empírica refuta este resultado (véase JOSKOW, 2003 y 2007a) porque en la realidad sectorial de no importa qué sistema eléctrico los supuestos del modelo no sólo no existen, sino que además no pueden existir.

(11) «Informe a petición de la Comisión Nacional de la Competencia sobre la operación de concentración consistente en la adquisición por parte de Gas Natural SDG, S.A. de una participación de control sobre Unión Fenosa, S.A.» (aprobado por el Consejo de la CNE el 9 de octubre de 2008). Disponible en www.cne.es.

(12) Expediente de la CNC C-0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA (aprobado por el Consejo de la CNC el 11 de febrero de 2009). Disponible en www.cncompetencia.es.

(13) No obstante, las empresas incumbentes mantienen un elevado número de proyectos de generación abiertos que tienden a desanimar a potenciales nuevos entrantes, quienes perciben esos proyectos como amenaza de sobredimensionamiento de la capacidad instalada futura.

(14) En algunos foros se alega que ciertas empresas en España están realizando fuertes inversiones en capacidad hidroeléctrica como prueba de la inexistencia de barreras a la entrada en dicho segmento. Esto, sin embargo, no invalida el argumento que aquí se defiende porque la capacidad de aprovechamientos hidráulicos, agotada o no, no es infinita y, si no es ahora, se saturará antes o después. Además, independientemente de este hecho, lo que es incuestionable es que el desarrollo de nueva capacidad hidroeléctrica con costes medios inferiores a su alternativa térmica ya ha sido agotado, y que, en cualquier caso, las inversiones hidráulicas nuevas tendrán rentabilidades muy inferiores a las de las centrales existentes, *ya amortizadas,* que son las que disponen de los emplazamientos más rentables.

(15) Aun admitiendo tal remota, por casual, coincidencia, la volatilidad e incertidumbre en la rentabilidad que esto crearía generaría unos elevados costes en términos de primas de riesgo y coste de capital que encontrarían soluciones más eficientes en mecanismos retributivos más estables. Además, generaría una falta de equidad entre generaciones de consumidores.

(16) Ciertamente, se ha producido un reparto desigual de dicha cantidad entre las centrales según su tecnología, como ya ha sido mencionado.

(17) De igual modo, nótese que algunas tecnologías (como el carbón) podrán sufrir *windfall losses* en la medida en que los CCGT, con menores tasas de emisión, marquen precios que no compensen el mayor coste al que se enfrentan las centrales de carbón para cubrir sus emisiones. Conceptualmente, los argumentos que en su día justificaron la compensación de las pérdidas regulatorias por efecto del cambio regulatorio de 1997 en España justificarían ahora del mismo modo la compensación de las pérdidas regulatorias, si es que se produjeran, por efecto de las subastas de derechos de CO_2.

(18) El RD-Ley 6/2009 deroga, con efectos a partir del 1 de julio de 2009, la norma vigente que, hasta esa fecha, ha permitido detraer los mayores ingresos recibidos por las tecnologías no emisoras generados por la internalización del CO_2. La cuantía de dichos «sobre-ingresos» se estima en torno a los 3.000 millones de euros, de los cuales ya fueron detraídos 1.200 millones de euros en 2006, y previsiblemente más de 1.600 millones de euros entre 2007, 2008 y el primer semestre de 2009. Las futuras subastas de derechos de emisión permitirán recaudar el valor de esos derechos, pero no los *windfall gains* de las tecnologías no emisoras.

(19) Disponible en http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html.

(20) En julio de 2009, la Comisión Europea ha impuesto una multa de 1.106 millones de euros a E.On y GDF Suez por una infracción de las normas de competencia.

(21) Entre otros muchos, véase BORENSTEIN *et al*. (2002).

(22) Es importante mencionar que lo que a menudo se refiere como «retirada de capacidad» no es más que la forma más extrema de elevación de precios (es «como si» se ofertara la «capacidad retirada» a un precio infinito). Sin embargo, si bien los efectos de la elevación de precios o de la retirada de capacidad pueden ser similares, ambas opciones pueden tener distintas implicaciones en cuanto a su detección, y por tanto ser preferidas por unos agentes bajo unas u otras circunstancias.

(23) No obstante, no siempre se verifica una relación positiva entre concentración y poder de mercado. Véanse BORENSTEIN *et al*. (1999) y GARCÍA-DÍAZ y MARÍN (2003).

(24) En relación con la discusión sobre los *windfall profits*, es importante matizar que el poder de mercado no genera *windfall profits* de por sí, en la medida en que las rentas que de su ejercicio se derivan son rentas predecibles en el momento de las inversiones. Sin embargo, las rentas de poder de mercado obtenidas por las centrales que se incorporaron al sistema bajo el anterior marco retributivo sí son *windfall profits* por las mismas razones ya esgrimidas con anterioridad.

(25) De forma adicional, como resulta estándar, se podría producir una pérdida de bienestar económico si la elevación del precio produjera una reducción en el consumo. Sin embargo, dicha pérdida de bienestar no se produce si la demanda es inelástica al precio, o si los consumidores no pagan el precio que se negocia en el mercado *spot*.

(26) Como se destila a lo largo del artículo, estas manifestaciones del poder de mercado agudizan los problemas estructurales de las rentas extraordinarias que se generan bajo un *mix* subóptimo.

(27) *Avance Estadístico de REE 2008*, disponible en www.ree.es.

(28) Una reducción en las importaciones provocada con fines estratégicos tendría efectos similares.

(29) Cuantitativamente, el bombeo en España puede suponer una demanda añadida al valle de hasta 3.000 MW, y puede ser ofertado siguiendo una curva muy elástica. En 2008,

el bombeo supuso 3.494 GWh de mayor demanda, que representa un 1,3 por 100 de la demanda total.

(30) Además, el bombeo de ciclo diario y semanal permite a sus propietarios participar de forma rentable en los mercados de operación (de regulación terciaria, secundaria, desvíos y restricciones), más atractivos que el propio mercado diario en horas punta, y cuyo coste es sufragado por los consumidores nacionales. El bombeo de ciclo largo estacional permite a sus propietarios reponer los embalses superiores dándoles libertad de disposición de esa energía en los momentos en los que para ellos tiene mayor valor, que pueden o no coincidir con los momentos de mayor valor para el sistema.

(31) El nivel de dicho precio no altera los incentivos de las empresas, porque éste constituye un ingreso hundido. Sin embargo, es un elemento crucial, porque es el que, en definitiva, determina gran parte de la retribución de la empresa. En algunas ocasiones, se ha optado por fijar dicho precio de forma administrada, como en el caso de los CTC, de forma similar a como se hizo en el caso de los *vesting contracts* que se utilizaron en el inicio de la liberalización en el Reino Unido. Pero no hay ninguna razón que excluya que dicho precio también sea producto de la competencia, tal es el caso de las VPP, o las CESUR, o, por razones distintas, de la alternativa regulatoria que se propone en este artículo.

(32) El artículo pionero en esta área es el de ALLAZ y VILA (1993). Para su aplicación a los mercados eléctricos, véanse entre otros, WOLAK (2007) y DE FRUTOS y FABRA (2009).

(33) En este sentido, el mercado de producción de electricidad en España ha demostrado, en comparación con otros mercados europeos, ser robusto en cuanto a su liquidez, su transparencia y sus mecanismos de control y supervisión. En concreto, la obligación a los generadores de ofertar la potencia disponible (no comprometida en contratos bilaterales) y la identificación física de las unidades de oferta han demostrado ser soluciones eficaces.

(34) Como ejemplifica Paul JOSKOW (2007b), «*Franchise bidding for natural monopoly services is not a new idea but a rather old idea with which there is extensive historical experience.*»

(35) Por ello, estas subastas habrían de celebrarse con antelación suficiente al período de entrega para que en ellas pudieran participar potenciales entrantes antes de llevar a cabo sus inversiones.

(36) Éste podría ser un precio fijo o un precio indexado a otras variables, como por ejemplo, los precios de los combustibles en los mercados internacionales. Lo importante es que su nivel, o la fórmula que lo determine, no varíen a lo largo de la vigencia del contrato.

(37) En otros mercados ya se están utilizado subastas para la licitación de nueva capacidad de generación eléctrica (aunque los detalles del mecanismo concreto puedan diferir en alguna medida de los aquí propuestos). Por ejemplo, en Nueva Inglaterra (Estados Unidos) y en Colombia se están adjudicando a través de subastas contratos a largo plazo con los generadores, permitiendo que en estas subastas participen potenciales inversores, dado que no se requiere la entrega de la energía hasta que no hayan transcurrido cuatro años desde la adjudicación de los contratos (en el caso de Colombia, para las grandes inversiones hidráulicas se permite un lapso de siete años hasta el compromiso de entrega física de la energía). Las empresas que se adjudican contratos de energía a través de la subasta quedan sometidas a contratos financieros cuya finalidad es la mitigación de sus (potenciales) incentivos a ejercer poder de mercado. Véase CRAMTON y STOFT (2007a).

BIBLIOGRAFÍA

ALLAZ, B., y J.L. VILA (1993), «Cournot competition, forward markets and efficiency», *Journal of Economic Theory*, 59 (1): 1-16.

ARELLANO, S. (2007), «Market power in mixed hydro-thermal electric systems», mímeo, Pontificia Universidad Católica de Chile.

BORENSTEIN, S.; J. BUSHNELL, y C. KNITTEL (1999), «Market power in electricity markets, beyond concentration measures», *The Energy Journal*, vol. 20, n.º 4.

BORENSTEIN, S.; J. BUSHNELL, y F. WOLAK (2002), «Measuring market inefficiencies in California's restructured wholesale electricity market», *American Economic Review*, 92 (5): 1376-1405.

BUSHNELL, J. (2003), «A mixed complementarity model of hydro-thermal electricity competition in the Western U.S», *Operations Research*, vol. 51, n.º 1: 81-93.

BUSHNELL, J.; E. MANSUR, y C. SARAVIA (2008), «Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured U.S. Electricity Markets», *American Economic Review*, 98 (1): 237-266.

CHAO, H., y WILSON, R. (2004), «*Resource Adequacy and Market Power Mitigation via Option Contracts*», EPRI, Palo Alto, CA.

CRAMPES, J., y N. FABRA (2005), «The Spanish electricity industry: Plus ça change…», *The Energy Journal*, 26, número especial: 127-154.

CRAMTON, P., y S. STOFT (2007a), «Colombia's forward energy market», *Working Paper*, University of Maryland.

— (2007b), «Why we need to stick with uniform-price auctions in electricity markets», *The Electricity Journal*, vol. 20,1: 26-37.

DE FRUTOS, M.A., y N. FABRA (2009), «How to allocate forward contracts: The case of electricity markets», mímeo, Universidad Carlos III de Madrid.

DE FRUTOS, M.A.; FABRA, N., y N.-H. VON DER FEHR (2008), «Investment Incentives and auction design», mimeo, Universidad Carlos III de Madrid.

DEMSETZ, H. (1968), «Why regulate utilities?», *Journal of Law and Economics*, 11 (1): 55-65.

FABRA, N. (2006), «El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del Sector Eléctrico», en *Del monopolio al mercado. La Comisión Nacional de la Energía: diez años en perspectiva*, Editorial Thomson: Civitas.

— (2007), «La electricidad: Mercados, inversiones y garantía de suministro», *Economía Industrial*, 364: 63-75.

FABRA, N.; N.-H. VON DER FEHR, y D. HARBORD (2006), «Designing electricity auctions», *RAND Journal of Economics*, 37 (1): 23-46.

FABRA UTRAY, J. (2004), *Un Mercado para la Electricidad: ¿Liberalización o Regulación?*, Madrid, Marcial Pons.

FABRA UTRAY, J., y G. MEDNIK (2008), «Diversidad de tecnologías, costes y precios en el mercado de electricidad», en *Energía y Regulación*, Madrid, Thomson: Civitas.

FABRA, N., y J. TORO (2005), «Price wars and collusion in the Spanish electricity market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 23, n.os 3-4: 155-181.

GARCÍA DÍAZ, A., y P. MARÍN (2003), «Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: An application to the Spanish market», *International Journal of Industrial Organization*, vol. 21: 201-222.

JOSKOW, P. (2003), «Electricity sector restructuring and competition: Lessons learned», *Cuadernos de Economía*, 40 (121): 548-558.

— (2007a), «Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design», mimeo, MIT.

— (2007b), «Regulation of Natural Monopoly,» capítulo 16, *Handbook of Law and Economics*, A.M. POLINSKY y S. SHAVELL, (eds.), Elsevier.

JOSKOW, P., y A. D. ELLERMAN (2008), *The EU emissions trading system in perspective*, Pew Center for Global Climate Change, Washington, D.C.

KAHN, A. (1979), «Applications of economics in an imperfect world,» *American Economic Review*, 69(2): 1-13.

NEWBERY, D. (2008), «Climate change policy and its effect on market power in the gas market», *Journal of the European Economic Association*, vol. 6(4): 727-751.

PÉREZ ARRIAGA, J.I.; C. BATLLE; C. VÁZQUEZ; M. RIVIER, y P. RODILLA (2005), Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, ISBN 978-84-4785-6.

WOLAK, F. (2007), «Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets,» *Journal of Applied Econometrics*, vol. 22: 1179-1209.

INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES EXTERNOS DEL TRANSPORTE

Ofelia BETANCOR CRUZ
M. Pilar SOCORRO QUEVEDO
Universidad de las Palmas de Gran Canaria

Resumen

A pesar de su importante papel en la actividad económica, el sector transporte produce múltiples externalidades negativas. El objetivo de este trabajo es revisar la regulación actual en materia de externalidades, principalmente medioambientales, en el sector transporte y plantear la necesidad de considerar su tratamiento de una forma diferenciada. Así, el efecto Mohring es un efecto propio del sistema de transporte, y se refiere a la reducción del tiempo de viaje de los pasajeros cuando el operador incrementa la frecuencia. En este trabajo mostramos que ignorar el efecto Mohring puede llevar a la elección de políticas medioambientales subóptimas.

Palabras clave: regulación medioambiental, efecto Mohring, precio generalizado, frecuencia.

Abstract

Despite its leading role in economic activities, the transport sector generates multiple negative externalities. This paper aims to review present regulation as regards transport sector externalities, mainly the environmental ones, and suggests the necessity of treating them in a differentiated manner. The Mohring effect is a typical effect of the transport system and refers to travel time reduction for passengers when frequency is increased by the operator. In this paper we show that ignoring the Mohring effect can result in a suboptimal environmental policies choice.

Key words: environmental regulation, Mohring effect, common price, frequency.

JEL classification: H23, L91, Q53.

I. INTRODUCCIÓN

LOS servicios de transporte son esenciales en las economías modernas, permitiendo atender las necesidades de movilidad de personas y mercancías. En la Unión Europea, la industria del transporte contribuye en torno al 4 por 100 del valor añadido bruto, y emplea a más de ocho millones de trabajadores (Comisión Europea, 2007). Estando claros los beneficios del transporte, sus costes externos también se manifiestan nítidamente.

Casi un 90 por 100 de las emisiones de plomo, el 50 por 100 de las de óxidos de nitrógeno y el 30 por 100 de los compuestos orgánicos volátiles pueden asignarse al sector de transportes (Hensher y Button, 2003). Es también un importante contribuyente de emisiones de CO_2, representando un 26 por 100 del total de emisiones, de las que un 84 por 100 pueden atribuirse al transporte por carretera (Comisión Europea, 2007). Más aún, las emisiones de CO_2 en transporte se incrementaron un 29 por 100 entre 1990 y 2004, y se esperan más incrementos futuros.

Actualmente, el principal problema en relación con la generación de costes externos del transporte es no sólo la elevada proporción de contaminantes emitidos, sino, a pesar de los avances tecnológicos, las perspectivas de aumento de éstos debido al crecimiento de la actividades de transporte (1). De este modo, el sector muestra una tendencia contraria a la de otras industrias en las que las emisiones se han reducido o estabilizado.

Si bien la mayoría de las externalidades en transporte tienen un impacto negativo, es posible encontrar un efecto de carácter positivo, nos referimos al efecto Mohring (Mohring, 1972). El efecto Mohring se plantea inicialmente para el caso de la industria de autobuses y se refiere a la reducción del tiempo de espera en las paradas como resultado del aumento de frecuencias por parte del operador cuando aumenta a su vez la demanda. Se trata, por tanto, de una externalidad positiva de los nuevos usuarios sobre los antiguos, que observarán una reducción del tiempo empleado en la espera, y por tanto en el precio generalizado del viaje (2). En otros modos de transporte público también es posible identificar efectos de naturaleza similar.

En general, la regulación medioambiental en transporte se centra en la aplicación de medidas de mando y control, en su mayoría referidas al establecimiento de límites y estándares a los tipos de tecnología y combustibles que pueden utilizarse. La selección de mecanismos de mercado por parte de los reguladores es menos frecuente, aunque la tendencia ahora mismo está cambiando. Prueba de ello es el paquete legislativo propuesto recientemente

por la Comisión Europea denominado *Hacia un transporte más ecológico* (3), en el que se apuesta de manera importante por la internalización de los costes externos del transporte (Comisión Europea, 2008a). No obstante, es importante mencionar que la regulación de las externalidades en transporte plantea un problema particular debido a la presencia del efecto Mohring. Tanto la literatura como la práctica sobre regulación de efectos externos en transporte han ignorado este hecho hasta el momento. Sin embargo, tal como veremos, este tipo de actuaciones regulatorias puede conducir a la selección de políticas subóptimas.

El objetivo de este trabajo es revisar la regulación actual en materia de externalidades, principalmente sobre efectos medioambientales, para el caso del transporte y plantear la necesidad de considerar su tratamiento desde una perspectiva de conjunto. Para ello, después de esta introducción, señalaremos los principales efectos externos a considerar (apartado II). A continuación, analizaremos la práctica actual en cuanto a regulación de externalidades en transporte, enfatizando la aproximación de política auspiciada desde la Unión Europea (apartado III). Presentaremos asimismo el efecto Mohring tal como fue planteado en el trabajo original para la industria de autobuses, y veremos cómo es posible identificar efectos de naturaleza similar en otros modos de transporte público (apartado IV). El análisis de la eficiencia de la regulación nos lleva a plantear el problema de interacción entre externalidades, y principalmente las implicaciones del efecto Mohring en relación con la selección de políticas medioambientales óptimas (apartado V). Finalmente, presentamos, en el apartado VI, nuestras conclusiones.

CUADRO N.º 1

PRINCIPALES EFECTOS EXTERNOS EN TRANSPORTE

	Ferrocarril	*Carretera*	*Aéreo*	*Marítimo y fluvial*
Atmósfera	Contaminación en generación electricidad	Emisión contaminantes locales y globales	Contaminación zonas aeropuertos y contaminación global en atmósfera	Contaminación global quema residuos fósiles
Utilización del territorio.....	Efectos barrera para la fauna	Efectos barrera y movimiento tierras para construcción	Efectos barrera de aeropuertos para la fauna	Modificación costas y cauces fluviales
Residuos sólidos.....	Cierre líneas, equipos obsoletos	Desguace vehículos viejos. Aceites usados. Materiales construcción carreteras	Aeronaves obsoletas	Buques obsoletos
Agua	Desvío de cursos naturales para construcción infraestructuras	Contaminación aguas superficiales y subterráneas por residuos pavimentos	Desvío de cursos naturales para construcción infraestructuras. Drenaje pistas	Desvío de cursos naturales para construcción canales. Efecto barrera en costas y modificación playas
Ruido	Problemas en entornos de estaciones y vías	Problemas en grandes ciudades y entornos de carreteras	Problemas en entornos de aeropuertos y zonas de aproximación de aeronaves	—
Accidentes.....	Descarrilamientos y choques. Posibilidad de vertidos de sustancias contaminantes	Elevado número de víctimas mortales y heridos. Vertidos de sustancias contaminantes	Accidentes de elevada gravedad en términos de víctimas mortales	Vertidos al mar de petróleo y otras sustancias contaminantes
Otros impactos	—	Congestión en vías urbanas o tramos determinados de carreteras	Congestión en aeropuertos. Retrasos para viajeros y costes para compañías	—

Fuente: De Rus *et al.* (2003) sobre la base de OCDE (1988).

II. LOS PRINCIPALES EFECTOS EXTERNOS DEL TRANSPORTE

Los principales efectos externos del transporte se refieren al deterioro de la calidad del aire, a las emisiones de efecto invernadero, al ruido, a la congestión, a los accidentes, al impacto sobre la biodiversidad, etcétera. Una relación más detallada de ellos se presenta en el cuadro n.º 1. En general, se puede distinguir entre emisiones derivadas de la provisión de servicios de transporte y aquellos efectos externos asociados a los procesos de producción de vehículos, combustible e infraestructuras (4). Por ejemplo, el transporte ferroviario genera ruido que afecta a los habitantes de zonas cercanas a las vías del tren, lo cual sería un tipo de efecto externo vinculado a la operación del servicio de transporte. Pero, además, se requiere energía eléctrica, en cuya producción también se produce cierta contaminación. Algo similar sucede con la producción de vehículos e infraestructuras. A su vez, el cuadro n.º 2 recoge los principales impactos en el caso de los costes medioambientales.

III. LA PRÁCTICA DE LA REGULACIÓN MEDIOAMBIENTAL EN TRANSPORTE

El tratamiento clásico de las externalidades en economía comienza con la selección del nivel de daño óptimo. Las actividades de transporte producen costes externos al tiempo que producen beneficios para la sociedad, y ambos deben contrapesarse en la determinación del nivel óptimo de externalidad. Una vez seleccionado dicho nivel, existe un conjunto de medidas regulatorias aplicables, que sin embargo no son necesariamente equivalentes en sus efectos, por lo que sería posible obtener un orden de prelación de políticas de acuerdo con las consecuencias que producen.

Sin embargo, en la práctica de la regulación no suele procederse estimando los costes y beneficios marginales asociados al efecto externo, tal como señala la teoría económica. Lo frecuente es que el regulador tenga un determinado objetivo y que trabaje en su consecución. Por ejemplo, el gestor de un aeropuerto sabrá que el ruido de las aeronaves resulta especialmente molesto en los períodos nocturnos, por lo que es probable que se muestre más inclinado a reducir el nivel de ruido durante la noche, quizá restringiendo o prohibiendo las operaciones nocturnas o cargando una tasa de aterrizaje que se incrementa cuanto mayor es el nivel de ruido certificado de la aeronave. Esta aproximación prescinde por tanto de la consideración de costes y beneficios marginales. De este modo, el nivel «óptimo» de coste externo resulta del proceso de negociación entre el gestor del aeropuerto y los vecinos afectados.

CUADRO N.º 2

COSTES MEDIOAMBIENTALES EN TRANSPORTE Y SUS IMPACTOS

Costes externos	*Posibles impactos*
Contaminación del aire	• Salud humana • Daño medioambiental • Daño en estructura edificaciones
Calentamiento global	• Cambio climático • Impacto sobre agricultura • Impacto sobre uso de la energía • Impacto sobre reservas de agua y su gestión
Ruido	• Salud humana • Molestias
Naturaleza y paisaje	• Pérdida de hábitats • Deterioro de la biodiversidad • Cambio en el paisaje
Contaminación de tierra y agua	• Deterioro calidad de la tierra y agua
Riesgo nuclear asociado a la producción de energía	• Salud humana • Daño medioambiental sobre grandes áreas
Visibilidad, vibración y otros efectos medioambientales	• Salud humana • Daño medioambiental • Daño en estructura edificaciones

Fuente: Link *et al.* (2000).

En términos generales, existen tres tipos de medidas que permiten corregir las externalidades:

— *Medidas de mando y control*. Se trata de límites cuantitativos, en cuanto a emisiones de contaminantes, que persiguen reducir el nivel de daño. Es el caso de restricciones en el número de operaciones, regulaciones en cuanto al tipo de tecnología y combustibles aplicables, cumplimiento de requerimientos y estándares, etcétera.

— *Mecanismos de mercado*. En general, impuestos (y subvenciones) destinados a la internalización de los costes externos que se generan, en línea con el planteamiento de Pigou (1920). Sería el caso, por ejemplo, de una tasa por ruido o por emisiones del vehículo o de una subvención (descuento) en el caso de vehículos más eficientes.

— *Negociación entre agentes*, tal como sugiere Coase (1960), y que requiere de costes de transacción despreciables y de un claro establecimiento de derechos de propiedad (5).

La realidad del mundo del transporte está plagada de mecanismos de mando y control, y bastante menos de mecanismos de mercado. Más recientemente, han surgido otras herramientas de regulación, como son los mercados de derechos de emisión, que podríamos interpretar como una mezcla de mando y control y mecanismos de mercado. En esencia, se trata de racionar las emisiones de contaminantes entre los operadores y de permitir al mismo tiempo el intercambio de derechos de emisión entre ellos. Una variante de este sistema considera la posibilidad de racionar las emisiones a escala de personas en lugar de a escala de empresas (Prescott y Taylor, 2008); sin embargo, no tenemos constancia de su aplicación práctica en el sector de transportes.

El problema del cambio climático se considera prioritario en la Unión Europea. Entre el conjunto de medidas adoptadas, destaca la limitación de emisiones de CO_2 para los automóviles nuevos, la inclusión del sector de la aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (RCCDE) y la diferenciación de los impuestos anuales de circulación y matriculación de automóviles en función de sus emisiones de CO_2.

La inclusión del sector aéreo en el RCCDE es probablemente una de las medidas de mayor repercusión, y aunque la participación de este sector sobre el conjunto de emisiones de efecto invernadero es todavía pequeña (3 por 100), preocupa su rápido crecimiento, que contrarresta los avances conseguidos en otros sectores. Por ejemplo, mientras que el conjunto de gases de efecto invernadero controlados bajo el Protocolo de Kioto, cayó en un 5,5 por 100 en la Unión Europea entre 1990 y 2003, las emisiones de CO_2 por parte de la aviación internacional se incrementaron un 75 por 100 en el mismo período. De este modo, se estima que la participación del sector de la aviación en el conjunto de gases de efecto invernadero aumentará hasta un 5 por 100 en el año 2050.

El impacto de la aviación sobre el cambio climático va más allá de las emisiones de CO_2. También incluye emisiones de óxidos de nitrógeno y de vapor de agua, que favorece la formación de estelas de condensación que pueden evolucionar hacia cirros (6). Se sospecha que este tipo de nubes contribuye asimismo al calentamiento del planeta, pero sus efectos concretos se desconocen por el momento.

Cabe mencionar que en Kioto fue imposible alcanzar un acuerdo para regular las emisiones de la aviación internacional. Consecuentemente, se esperaba que este acuerdo se alcanzase en el seno de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), aunque no se ha producido ningún avance en esta línea hasta el momento. A pesar de la falta de acuerdo a escala internacional, la Unión Europea ha decidido tomar la iniciativa y ampliar su ya existente mercado de derechos de emisiones para incluir al sector de la aviación. Esta medida también se complementa con otras de mando y control referidas al desarrollo de aeronaves más ecológicas y a la consecución de un cielo único europeo mejor gestionado y más eficiente, que permita reducir los tiempos de vuelo innecesarios.

El punto de partida para la inclusión del sector de la aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (RCCDE) es el establecimiento de un límite de emisiones para todos los vuelos que salgan de la Unión Europea, más cierto grado de subasta en la asignación inicial. De acuerdo con el compromiso final, los derechos de emisión tendrán el límite del 97 por 100 de los gases de efecto invernadero emitidos durante 2004-2006 (7). Inicialmente, sólo el 15 por 100 de los derechos serán asignados mediante subasta. El esquema cubrirá todos los vuelos de llegada o salida en aeropuertos comunitarios a partir de enero 2012 (Parlamento Europeo y Consejo, 2008).

Durante el año 2008, la política europea en cuanto a los efectos externos del transporte ha adopta-

do una fuerte orientación hacia la internalización de dichos costes, de forma que los precios del transporte reflejen mejor su coste real para la sociedad. Esta idea no es nueva en las instancias comunitarias (Comisión Europea, 1995, 2001 y 2006), aunque podemos afirmar que es la primera vez que este compromiso ha llegado lo suficientemente lejos como para disponer de una guía con estimaciones precisas de costes externos dirigidas hacia su futura internalización (Maibach *et al.*, 2007). Se contemplan cinco repercusiones negativas principales: cambio climático, contaminación local, contaminación acústica, congestión y accidentes.

En el nuevo paquete legislativo denominado *Hacia un transporte más ecológico* (Comisión Europea, 2008a), que busca orientar el transporte hacia la sostenibilidad, se consideran tres medidas principales:

— *Plantear una estrategia para la internalización de los costes externos del transporte* (Comisión Europea, 2008b). Se busca que los precios reflejen el verdadero coste para la sociedad de manera que se reduzca el daño medioambiental y la congestión, mejorando con ello la eficiencia del transporte y de la economía en su conjunto.

— *Proponer una directiva que contemple el establecimiento de peajes en carretera para el caso de los camiones*. Se persigue con ello que los peajes sean más eficientes y ecológicos. Se trata de revisar la directiva sobre la *Euroviñeta* (Parlamento Europeo y Consejo, 1999) de forma que permita a los estados miembros calcular y variar los peajes según los niveles de emisiones y el nivel de congestión. Los ingresos que se obtuviesen por esta vía se destinarían a reducir la repercusión del transporte sobre el medio ambiente y reducir los costes de congestión.

— *Elaborar una comunicación en relación con el transporte ferroviario y la interoperabilidad destinada principalmente a reducir el ruido de los trenes de mercancías en un 50 por 100*. Se busca fomentar el uso de vagones con sistemas de frenado poco ruidosos.

IV. EL EFECTO MOHRING (8)

Mohring (1972) enfatiza el papel de los usuarios del transporte no sólo como consumidores de servicios, sino también como productores de éstos. Cuando utilizan un modo de transporte, los usuarios han de proporcionar su propio tiempo, o el de la mercancía, para poder disfrutar del servicio de transporte. Este tiempo puede considerarse como un *input* adicional en la actividad de transporte. En consecuencia, el coste completo del servicio de transporte no incluye únicamente la tarifa pagada, sino también el valor monetario del tiempo empleado en el viaje.

Desde la perspectiva de un usuario de servicios de autobuses, el precio generalizado vendría dado por la siguiente expresión (De Rus, 1997):

$$G = P + vT\,(Q) = P + v_a t_a + v_w t_w\,(Q) + v_i t_i,$$

donde P es el precio del billete, t_a es el tiempo de acceso/egreso requerido para ir desde el lugar de residencia o trabajo hasta la parada de autobús y viceversa, t_w es el tiempo de espera en la parada, y t_i es el tiempo de viaje en el interior del autobús. Los valores monetarios correspondientes para cada componente del tiempo son v_a, v_w y v_i, respectivamente. Finalmente, $vT(Q)$ representa el valor que el viajero asigna al tiempo requerido por la actividad de transporte, y que está compuesto por los tres elementos indicados en la expresión, en donde Q denota el total de operaciones, esto es, la frecuencia ofertada por el transportista. Como indican Zhang y Zhang (2006), esta medida de Q es equivalente al número de pasajeros si todos los vehículos son idénticos y tienen el mismo factor de carga.

Si se asume que los pasajeros llegan a la parada de forma aleatoria, un incremento en el número de servicios de autobús resultará en una reducción de t_w, y necesariamente en una reducción de $vT(Q)$. Es importante notar que, en el caso de los autobuses, la reducción en $vT(Q)$ surge de la reducción en t_w, esto es, el tiempo que el pasajero debe esperar en la parada hasta que llega el autobús. Ni el tiempo de acceso ni el de viaje cambiarán con el cambio de frecuencia, dado el supuesto que hace Mohring en relación con la constancia en el número de paradas de autobús.

Tal y como acabamos de ver, el efecto Mohring fue discutido originariamente en el contexto de la industria de autobuses. Sin embargo, para otros modos de transporte podríamos identificar efectos de naturaleza similar. Para los casos del transporte aéreo, marítimo y ferroviario, el tipo de efecto Mohring que hemos presentado para la industria de autobuses no resulta directamente aplicable. En tales modos, cuando un pasajero decide viajar conoce con antelación detalles relevantes como el horario de salida y llegada (9). Con ello, la expresión del precio generalizado vendría dada por:

$$G = P + vT\,(Q) = p + v_a t_a + v_{sd} t_{sd}\,(Q) + v_i t_i\,(Q),$$

donde t_a es el tiempo de acceso, es decir, tiempo empleado por los pasajeros desde su residencia o lugar de trabajo hasta el aeropuerto, puerto o estación de ferrocarril, lo cual incluye el tiempo de espera en dichas instalaciones (conocido con antelación si no hay retrasos), hasta el momento de la salida, más el tiempo de egreso; t_{sd} es un componente que se conoce como el *schedule delay time,* o el intervalo existente entre el tiempo actual de salida y el preferido por el pasajero (véase, por ejemplo, Brueckner, 2004; Panzar, 1979; Pels y Verhoef, 2002); finalmente, t_i es el tiempo en el vehículo, esto es, el tiempo total empleado en el trayecto desde el momento de la salida hasta la llegada del vehículo a su destino.

Si asumimos que el tipo de red y su configuración no se altera, no se observarán cambios en los tiempos de acceso ni en el interior del vehículo tras un cambio de frecuencia. Sin embargo, si un transportista incrementa su frecuencia, los pasajeros tendrán que adaptar sus preferencias al nuevo horario, con lo que los valores de t_{sd} podrían verse reducidos. Por tanto, algunos pasajeros se beneficiarán del hecho de que se oferte un nuevo servicio más cercano a su momento preferido de salida, y en general podemos esperar que la introducción de más servicios en una ruta resulte en menores tiempos para el componente del *schedule delay*.

V. LAS IMPLICACIONES DEL EFECTO MOHRING PARA LA SELECCIÓN DE POLÍTICAS MEDIOAMBIENTALES ÓPTIMAS

En este apartado nos centramos en las implicaciones del efecto Mohring para la selección de políticas medioambientales óptimas. El efecto Mohring es un efecto propio del sistema de transporte, y obviar su importancia puede conducir a la elección de una política medioambiental subóptima, reduciendo el bienestar de toda la sociedad.

1. Modelo simple de referencia

Con el fin de mostrar la importancia que el efecto Mohring puede tener en la elección de la política medioambiental óptima, consideraremos un modelo teórico simple (véase Socorro y Betancor, 2007, para un modelo más general). En particular, supondremos una ruta en la que opera una única empresa con un coste marginal de operación constante c_0. Por simplicidad, supondremos que la función inversa de demanda en esta ruta es lineal, es decir:

$$G = \alpha - \beta Q, \qquad [1]$$

donde G representa el precio generalizado, α y β son parámetros positivos, y Q denota la frecuencia con la que opera la empresa de transporte.

El precio generalizado que pagan los consumidores se define como la suma del precio del billete P y el valor del tiempo empleado por los pasajeros en realizar el viaje $vT(Q)$. Formalmente:

$$G = P + vT(Q), \qquad [2]$$

donde v es un parámetro positivo que representa el valor del tiempo para los pasajeros de la ruta, en tanto que $T(Q)$ representa el tiempo total de viaje, incluyendo los tiempos de acceso y egreso, el tiempo de espera en la parada y el tiempo de viaje en el interior del vehículo. Supondremos que, a medida que la frecuencia aumenta, el tiempo total de viaje decrece, es decir, $dT(Q)/dQ < 0$. Por tanto, cuanto mayor es la frecuencia menor es el precio generalizado. Este efecto es el llamado efecto Mohring descrito en el apartado IV.

Supondremos que, mientras desarrolla su actividad, la empresa de transporte emite contaminantes, tales como ruido o contaminación medioambiental (10). En concreto, supondremos que cada operación produce un daño medioambiental $d \in [0,1]$. El operador podría reducir sus emisiones de contaminantes realizando un esfuerzo (por ejemplo, usando tecnologías y carburantes más limpios, reduciendo la velocidad a la que operan los vehículos, etc.). Denotaremos por $e \in [0,1]$ el esfuerzo que la empresa hace en reducir contaminantes, al coste $c_e = e^2 / 2$ (constante por operación). El supuesto de coste del esfuerzo cuadrático implica que el coste marginal del esfuerzo es creciente, es decir, que a medida que hay menos contaminantes, reducciones adicionales requieren técnicas cada vez más costosas y sofisticadas (11). Supondremos que si la empresa operadora de transporte realiza un esfuerzo e, el daño medioambiental se reduce a $d(1 - e)$.

Dados nuestros supuestos, el coste total del operador $C(Q)$ es lineal en el número de operaciones. Formalmente:

$$C(Q) = c_T Q = (c_o + c_e)Q, \qquad [3]$$

donde c_T representa el coste marginal total de la empresa operadora, obtenido como la suma entre el coste marginal de operación y el coste del esfuerzo (ambos constantes por operación). Si el gobierno no

interviene, la empresa operadora elegirá el nivel de esfuerzo que minimiza sus costes, es decir, un esfuerzo nulo.

Un esfuerzo nulo, evidentemente, no es óptimo desde el punto de vista social. El bienestar social se define como la suma del excedente del consumidor y los beneficios de la empresa operadora, menos el coste social de la contaminación medioambiental. Por tanto, los niveles socialmente óptimos de esfuerzo y frecuencia son los que resuelven el siguiente problema de maximización:

$$\underset{Q,e}{Max}\, SW(Q,e) = \frac{1}{2}\beta Q^2 + [\alpha - \beta Q - vT(Q) - c_o - \\ - \frac{e^2}{2}]Q - d(1-e)Q \qquad [4]$$

La condición de primer orden con respecto al esfuerzo implica que $e^{SO} = d$, donde el superíndice *SO* denota la solución óptima desde el punto de vista social. La condición de primer orden implica que el esfuerzo óptimo se alcanza cuando el coste marginal del esfuerzo, *e*, iguala el beneficio marginal del esfuerzo, *d*. Por tanto, es socialmente óptimo que la empresa realice un esfuerzo estrictamente positivo para reducir las emisiones de ruido y contaminación medioambiental, aunque no es socialmente óptimo realizar el máximo esfuerzo.

Si el Gobierno obliga a la empresa de transporte a realizar un esfuerzo estrictamente positivo para reducir sus emisiones, ésta tendrá un mayor coste total de operación —véase la expresión [3]— y reducirá su frecuencia. Sin embargo, esta reducción de la frecuencia puede ser menor cuando se tiene en cuenta el efecto Mohring (véase Socorro y Betancor, 2007, para una demostración formal de este resultado).

El Gobierno puede hacer uso de diversos instrumentos para implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo, tales como impuestos por emisión, subsidios por reducción de emisiones o la introducción de estándares tecnológicos. Aunque todos estos instrumentos pueden ser equivalentes a la hora de implementar un determinado nivel de esfuerzo, tienen distintas implicaciones en lo que a los efectos distorsionantes y la frecuencia se refiere. En lo que resta de artículo, mostraremos que la elección de la política medioambiental óptima dependerá en gran medida de si el efecto Mohring se tiene en cuenta o si, por el contrario, se actúa como si éste no existiese.

2. Políticas medioambientales

En el epígrafe V.1 demostramos que el nivel de esfuerzo socialmente óptimo es $e^{SO} = d$. En éste analizaremos tres posibles instrumentos que implementan este nivel de esfuerzo óptimo. El primer instrumento consiste en la aplicación de un impuesto por emisión. Sea *t* el impuesto por emisión que el operador debe pagar por operación, el cual es proporcional a su tasa de emisión. La empresa operadora elegirá el nivel de esfuerzo que minimiza sus costes totales. Por tanto, a la hora de elegir su esfuerzo en reducir emisiones, el operador debe sopesar el coste adicional de realizar un mayor esfuerzo, con la consiguiente reducción de impuestos. Formalmente, el operador elige el nivel de esfuerzo que resuelve el siguiente problema de minimización:

$$\underset{e}{Min}\, t(1-e) + \frac{e^2}{2} \qquad [5]$$

La condición de primer orden implica que $e^{ET} = t$, donde el superíndice *ET* representa la existencia de un impuesto por emisión. Claramente, con un impuesto por emisión $t = d$, el gobierno implementa el nivel de esfuerzo socialmente óptimo. En este caso, el coste marginal total del operador viene dado por:

$$c_T^{ET} = c_o + d - \frac{d^2}{2} \qquad [6]$$

La segunda política que podría utilizarse para implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo es un subsidio por reducción de emisiones. Sea *s* el subsidio que recibe la empresa en cada operación de acuerdo con el nivel de esfuerzo que realice para reducir emisiones. En este caso, la empresa operadora resuelve el siguiente problema de minimización:

$$\underset{e}{Min}\, \frac{e^2}{2} - se \qquad [7]$$

La solución óptima implica que $e^{ES} = s$, donde el superíndice *ES* denota la existencia de un subsidio por reducción de emisiones. Fijando un subsidio $s = d$, el Gobierno implementa el nivel de esfuerzo socialmente óptimo, y el coste marginal total del operador viene dado por:

$$c_T^{ES} = c_o - \frac{d^2}{2} \qquad [8]$$

Por último, el tercer instrumento que puede utilizar el Gobierno para implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo consiste en imponer unos requisitos o estándares en cuanto a los vehículos y la tecnología a utilizar, de tal manera que se reduzcan las emisiones: $e^{TS} = d$, donde el superíndice *TS* denota la existencia de un estándar tecnológico. En este caso el coste marginal total del operador viene dado por:

$$c_T^{TS} = c_o + \frac{d^2}{2} \qquad [9]$$

Para cada política medioambiental, el operador resuelve el siguiente problema de maximización:

$$\underset{Q,e}{Max}\ \pi(Q,e) = [\alpha - \beta Q - vT(Q)]Q - c_T Q \qquad [10]$$

Aunque el nivel de esfuerzo socialmente óptimo puede implementarse con un impuesto por emisión, con un subsidio por reducción de emisiones o con un estándar tecnológico, cada una de estas políticas tiene distintos efectos sobre los costes marginales totales del operador y, por tanto, sobre la frecuencia que finalmente éste va a ofrecer. Comparando las expresiones [6], [8], [9], puede fácilmente comprobarse que $c_T^{ES} < c_T^{TS} < c_T^{ET}$ y, por tanto, $Q^{ES} > Q^{TS} > Q^{ET}$.

Así, con un subsidio por reducción de emisiones, el regulador consigue implementar el nivel óptimo de esfuerzo y la frecuencia más alta. Sin embargo, todo subsidio requiere de fondos públicos que se obtienen mediante imposición distorsionante. Denotemos por λ el coste de los fondos públicos. Por tanto, el bienestar social con un subsidio por reducción de emisiones $s = d$ viene dado por:

$$\begin{aligned} SW(Q^{ES}, e^{SO}) = \frac{1}{2}\beta(Q^{ES})^2 + [\alpha - \beta Q^{ES} - vT(Q^{ES}) - \\ - c_o + \frac{d^2}{2}]Q^{ES} - d(1-d)Q^{ES} - (1+\lambda)d^2 Q^{ES} \end{aligned} \qquad [11]$$

donde Q^{ES} es la solución del problema de maximización descrito en la expresión [10], teniendo en cuenta el coste marginal total de la expresión [8].

Asimismo, el nivel de esfuerzo socialmente óptimo podría implementarse a través de un impuesto por emisión, aunque esta política implicaría la frecuencia más baja. Si suponemos que los fondos que se recaudan con esta política son utilizados para reducir las distorsiones del resto de la economía, el bienestar social vendría dado por:

$$\begin{aligned} SW(Q^{ET}, e^{SO}) = \frac{1}{2}\beta(Q^{ET})^2 + [\alpha - \beta Q^{ET} - vT(Q^{ET}) - c_o - d + \\ + \frac{d^2}{2}]Q^{ET} - d(1-d)Q^{ET} - (1+\lambda)d(1-d)Q^{ET} \end{aligned} \qquad [12]$$

donde Q^{ET} es la solución del problema de maximización descrito en la expresión [10], teniendo en cuenta el coste marginal total de la expresión [6].

Los estándares tecnológicos pueden aplicarse sin que tengan repercusión alguna sobre los ingresos públicos. Por tanto, si se utiliza un estándar tecnológico para implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo, el bienestar social vendría dado por:

$$\begin{aligned} SW(Q^{TS}, e^{SO}) = \frac{1}{2}\beta(Q^{TS})^2 + [\alpha - \beta Q^{TS} - \\ - vT(Q^{TS}) - c_o - d + \frac{d^2}{2}]Q^{TS} - d(1-d)Q^{TS} \end{aligned} \qquad [13]$$

donde Q^{TS} es la solución del problema de maximización descrito en la expresión [10], teniendo en cuenta el coste marginal total de la expresión [9].

3. El efecto Mohring y la elección de la política medioambiental óptima

Tanto un impuesto por emisión como un subsidio por reducción de emisiones o la introducción de un estándar tecnológico permiten implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo. No obstante, cada una de estas políticas posee implicaciones distintas en lo que a la frecuencia y distorsión de la economía se refiere. Así, por un lado, un subsidio por reducción de emisiones hace que el operador ofrezca la frecuencia más alta, pero, por otro lado, en tanto que requiere de fondos públicos, es el que más distorsiona. En este epígrafe mostraremos que la elección de la política medioambiental óptima puede depender de la consideración o no del efecto Mohring.

Con tal fin, vamos a utilizar el siguiente ejemplo numérico. Supongamos que el tiempo total de viaje viene dado por $T(Q) = a + (f/Q^2)$, donde *a* representa el tiempo mínimo de viaje, es decir, los tiempos de acceso y egreso y en el interior del vehículo. A medida que la frecuencia *Q* aumenta, los tiempos de es-

pera disminuyen y el tiempo total de viaje $T(Q)$ tiende al mínimo a. Este es el llamado efecto Mohring.

A pesar de que en la mayoría de los modos de transporte existe un efecto Mohring, puede que éste sea ignorado por los reguladores a la hora de implementar sus políticas económicas. Cuando los reguladores no tienen en cuenta el efecto Mohring, suponen que el tiempo total de viaje no depende del nivel de frecuencia. En otras palabras, suponen que el tiempo total de viaje es igual a $T = a + b$, donde b representa los tiempos de espera, es decir, la diferencia entre el tiempo real y el tiempo mínimo de viaje. Para el regulador esa diferencia es positiva, pero no depende de la frecuencia, es decir, ignora el efecto que la frecuencia tiene sobre el tiempo total de viaje (efecto Mohring) y, por tanto, sobre el precio generalizado.

Con el fin de ilustrar las consecuencias de ignorar el efecto Mohring, supongamos los siguientes valores para los parámetros de nuestro modelo de referencia: $\alpha = 70$, $\beta = 1$, $v = 6$, $a = 10$, $b = 0{,}4$, $c_o = 5$, $d = 0{,}5$, $f = 3$ y $\lambda = 0{,}38$ (12).

El cuadro n.º 3 compara el bienestar social y la frecuencia que ofrece el operador cuando se utiliza un impuesto por emisión, un subsidio por reducción de emisiones o un estándar tecnológico para implementar el nivel de esfuerzo socialmente óptimo, $e^{SO} = 0{,}5$, tanto en el caso en el que regulador tiene en cuenta el efecto Mohring como en el caso en el que no lo considera. También incluye el cuadro la frecuencia y el nivel de bienestar social cuando no hay intervención pública y el operador no realiza esfuerzo alguno para reducir sus emisiones.

En primer lugar, cabe destacar que, tanto en el caso en el que se considera el efecto Mohring como en el caso en el que no se tiene en cuenta por parte del regulador, el bienestar social es mayor con intervención pública (independientemente de cuál sea la política). No obstante, el incremento en el bienestar social correspondiente a cada política medioambiental es distinto dependiendo de si el regulador tiene en cuenta o no el efecto Mohring. En concreto, si el regulador no tuviera en cuenta el efecto que la frecuencia tiene sobre el tiempo total de viaje (efecto Mohring), utilizaría en primer lugar un estándar tecnológico, en segundo lugar un subsidio por reducción de emisiones y, en última instancia, un impuesto por emisión. Sin embargo, si el regulador fuera capaz de percatarse de la existencia del efecto Mohring, el *ranking* de políticas medioambientales cambiaría radicalmente. Así, en este último caso debería utilizarse en primer lugar un impuesto por emisión, en segundo lugar un estándar tecnológico y en último lugar un subsidio por reducción de emisiones. Por tanto, si el regulador obvia la importancia del efecto Mohring, introduciría un impuesto por emisión sólo en última instancia, cuando de hecho esta política resulta ser la socialmente óptima.

VI. CONCLUSIONES

El correcto funcionamiento del sistema de transporte es esencial para el desarrollo y la competitividad de toda economía. Sin embargo, a pesar del indudable papel que éste juega en la actividad económica de un país, el sector transporte es el responsable de la producción de múltiples externalidades negativas, tales como el ruido, la contaminación atmosférica, la congestión, los accidentes, etc. Aunque la mayoría de las externalidades que se generan en el sector transporte son negativas, existe un posible efecto positivo: el llamado efecto Mohring.

CUADRO N.º 3

COMPARACIÓN DE POLÍTICAS MEDIOAMBIENTALES CUANDO SE CONSIDERA Y NO SE CONSIDERA EL EFECTO MOHRING

	EL REGULADOR NO TIENE EN CUENTA EL EFECTO MOHRING				*EL REGULADOR SÍ TIENE EN CUENTA EL EFECTO MOHRING*			
	e	*Q*	*SW*	*ΔSW Porcentaje*	*e*	*Q*	*SW*	*ΔSW Porcentaje*
Subsidio por reducción de emisiones	0,5	1, 3625	1, 9739	4,7	0,5	3, 3598	4, 2183	5,44
Estándar tecnológico	0,5	1, 2375	1, 9877	5,4	0,5	3, 2761	4, 2912	7,26
Impuesto por emisión	0,5	1, 1125	1, 9622	4,09	0,5	3, 1945	4, 3409	8,506
Sin intervención pública	0,0	1, 3	1, 885	—	0	3, 3177	4, 0006	—

El efecto Mohring hace referencia a la disminución que experimenta el tiempo total de viaje cuando el operador incrementa la frecuencia del servicio de transporte: por tanto, a medida que aumenta la frecuencia, disminuye el precio generalizado que pagan los usuarios. Aunque es cierto que este efecto se aplicó inicialmente al sector del autobús (Mohring, 1972), puede extenderse a otros modos de transporte, tales como el ferrocarril, el transporte marítimo o el transporte aéreo.

Toda política que pretenda neutralizar alguna de las externalidades negativas inherentes al sector transporte debería tener en cuenta el efecto Mohring. En concreto, en este artículo se demuestra que la consideración del efecto Mohring puede ser crucial a la hora de seleccionar la política medioambiental óptima. Sin embargo, hasta ahora la literatura medioambiental ha ignorado este efecto, con las consiguientes consecuencias sobre el bienestar social.

NOTAS

(1) El modo que más crece, con diferencia, es el aéreo. Para el periodo 1980-2000 los tráficos se triplicaron. La Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA) estima un crecimiento anual medio del 4,6 por 100 para el período 2006-2010, aunque recientemente ha emitido una nueva previsión para el año 2009, en el que se espera que la demanda disminuya un 3 por 100. Otro de los modos con mayor crecimiento en la Unión Europea es el transporte de mercancías por carretera, que entre los años 1990 y 2000 creció un 40 por 100.

(2) El precio generalizado en transporte incluye el precio del billete y el valor del tiempo que emplea un pasajero para realizar un viaje.

(3) *Greening Transport*, en inglés.

(4) *Up and dowstream processes*, en inglés.

(5) Coase, Pigou y muchos otros académicos han debatido sobre este tema durante un largo período de tiempo que se extiende hasta nuestros días. Una de las referencias más recientes es NG (2007), aunque otros trabajos muy conocidos son los de DEMSETZ (1996) o BUCHANAN y STUBBLEBINE (1962).

(6) Nubes formadas por cristales de hielo.

(7) Esto podría variar ligeramente debido a revisiones periódicas que se contemplan para el sistema.

(8) Véase BETANCOR y NOMBELA (2002).

(9) Existe una única excepción a esta forma de organización de los servicios. Nos referimos a servicios similares a los que se prestan en el puente aéreo. En rutas lo suficientemente densas, los servicios se operan sobre la base de atender al primero que llega, de manera que los pasajeros observan cierta incertidumbre en relación con la posibilidad de no poder embarcar en el siguiente vehículo disponible si se ha vendido en su totalidad. Aparte de esta excepción, los usuarios disponen de toda la información básica necesaria en relación con el servicio de transporte que van a utilizar.

(10) Por simplicidad, no se consideran otro tipo de externalidades inherentes a los servicios de transporte, tales como la congestión o los accidentes.

(11) El supuesto de coste del esfuerzo cuadrático es bastante común en la literatura de economía medioambiental. Algunos ejemplos son CALTHROP y PROOST (2003), CHAVEZ y STANLUND (2003), HOEL y KARP (2001), NANNERUP (1998), y YATES y CRONSHAW (2001).

(12) Suponemos un valor del tiempo de 6 euros por hora, lo cual es consistente con los valores calculados en el *Proyecto HEATCO,* cuyas estimaciones oscilan entre 4,09 y 22,82, dependiendo del modo de transporte y el país (véase BICKEL *et al.*, 2006). Las estimaciones corresponden al valor del tiempo de individuos que viajan no por motivos de trabajo en distancias largas. Los valores más altos corresponden a países ricos y/o al sector aéreo. Así, el mínimo valor de 4,02 corresponde a viajes en autobús en Lituania, mientras que el máximo valor de 22,82 corresponde a transporte aéreo en Luxemburgo.

El valor del coste de los fondos públicos es también consistente con la evidencia empírica, que oscila entre 0,15 y 0,5 (véase BALLARD *et al.*, 1985, y GAGNEPAIN e IVALDI, 2002).

BIBLIOGRAFÍA

BALLARD, C. L.; SHOVEN, J. B., y WHALLEY, J. (1985), «General equilibrium computations of the marginal welfare costs of taxes in the United States», *American Economic Review,* 75: 128-138.

BETANCOR, O., y NOMBELA, G. (2002), «Mohring effects for air transport», *Annex to Deliverable 7 Transport User Costs and Benefits. UNITE project,* Comisión Europea, DG TREN.

BICKEL, P.; FRIEDRICH, R.; BURGESS, A.; FAGIANI, P.; HUNT, A.; DE JONG, G.; LAIRD, J.; LIEB, C.; LINDBERG, G.; MACKIE, P.; NAVRUD, S.; ODGAARD, T.; RICCI, A.; SHIRES, J., y TAVASSZY, L. (2006), «Proposal for harmonised guidelines», *Deliverable 5. HEATCO Project*, Comisión Europea.

BRUECKNER, J. K. (2004), «Network structure and airline scheduling», *Journal of Industrial Economics*, 52(2): 291-312.

BUCHANAN, J. M., y STUBBLEBINE, W.C. (1962), «Externality», *Economica*, 29: 371-374.

CALTHROP, E., y PROOST, S. (2003), «Environmental pricing in transport», en HENSHER, D. A. y BUTTON, K. J. (eds.), *Handbook of Transport and the Environment*, Elsevier Science Ltd., Amsterdam, capítulo 29: 529-545.

CHAVEZ, C. A., y STANLUND, J. K. (2003), «Enforcing transferable permit systems in the presence of market power», *Environmental and Resource Economics,* 25(1): 65-78.

COASE, R.H. (1960), «The problem of social costs», *Journal of Law and Economics*, 3, octubre: 1-44.

COMISIÓN EUROPEA (1995), *Libro Verde. Hacia una tarificación equitativa y eficaz del transporte. Opciones para la internalización de los costes externos del transporte en la Unión Europea*, COM(95) 691.

— (2001), *Libro Blanco. La política europea de transportes de cara al 2010*, COM (2001) 370 final.

— (2006), *Por una Europa en movimiento. Movilidad sostenible para nuestro continente. Revisión intermedia del Libro Blanco de 2001*, COM (2006) 314 final.

— (2007), «Preparation of an impact assessment on the internalisation of external costs», *Consultation Document*, Bruselas. TREN. A2/EM/cc D(2007) 322073.

— (2008a), Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, *Hacia un transporte más ecológico*, COM 2008, 433 final.

— (2008b), Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, *Estrategia para la internalización de costes externos,* COM 2008, 435 final.

DEMSETZ, H. (1996), «The core disagreement between Pigou, the profession, and Coase in the analyses of the externality question», *European Journal of Political Economy*, 12: 565-579.

DE RUS, G. (1997), «Price regulation of transport services», *Privatization and Regulation of Transport Services. First International Training Program*, World Bank, Washington.

DE RUS, G.; CAMPOS, J., y NOMBELA, G. (2003), *Economía del transporte*, Antoni Bosch, Barcelona.

GAGNEPAIN, P., E IVALDI, M. (2002), «Incentive regulatory policies: the case of public transit systems in France», *RAND Journal of Economics,* 33(4): 605-629.

HENSHER, D. A., y BUTTON, K. J. (2003), «Introduction», en HENSHER, D. A. y K. J. BUTTON (eds.), *Handbook of Transport and the Environment*, Elsevier Science Ltd., Amsterdam.

HOEL, M., y KARP, L. (2001), «Taxes and quotas for a stock pollutant with multiplicative uncertainty», *Journal of Public Economics,* 82: 91-114.

LINK, H.; STEWARD, L.; MAIBACH, M.; SANSOM, T., y NELLTHORP, J. (2000), «The account Approach», UNITE (Unification of Accounts and Marginal Costs for Transport Efficiency). Deliverable 2, Comisión Europea.

MAIBACH, M.; SCHREYER, C.; SUTTER, D.; VAN HESSEN, H.P.; BOON, B.H.; SMOKERS, R.; SCHROTEN, A.; DOLL, C.; PAWLOWSKA, B., y BAK, M. (2007), *Handbook on Estimation of External Costs in the Transport Sector*, IMPACT (Internalisation Measures and Policies for all External Cost of Transport), Comisión Europea.

MOHRING, H. (1972), «Optimization and scale economies in urban bus transportation», *American Economic Review,* 62(4): 591-604.

NANNERUP, N. (1998), «Strategic environmental policy under incomplete information», *Environmental and Resource Economics,* 11: 61-78.

NG, Y. (2007), «Eternal Coase and external costs: A case for bilateral taxation and amenity rights», *European Journal of Political Economy*, 23(3): 641-659.

OCDE (1988), *Transport and the Environment*, París.

PANZAR, J. C. (1979), «Equilibrium and welfare in unregulated airline markets», *American Economic Review,* 69: 92-95.

PARLAMENTO EUROPEO y CONSEJO (1999), Directiva 1999/62/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de junio de 1999, relativa a la aplicación de gravámenes a los vehículos pesados de transporte de mercancías por la utilización de determinadas infraestructuras.

— (2008), Directiva 2008/101/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE con el fin de incluir las actividades de aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

PELS, E., y VERHOEF, E. T. (2002), «Airport pricing: network congestion pricing with market power and endogenous network structures», *Discussion paper TI 2002-078/3*, Tinbergen Institute, Amsterdam-Rotterdam.

PIGOU, A. C. (1920), *The Economics of Welfare*, Cossimo Classic, Nueva York.

PRESCOTT, M., y TAYLOR, M. (2008), «Every citizen a carbon trader?», *World Policy Journal*, 25 (1): 19-28.

SOCORRO, M. P., y BETANCOR, O. (2007), «Optimal environmental policy in transport: unintended effects on consumers' generalized price», *Documentos de Trabajo*, Fundación de Cajas de Ahorros (FUNCAS), 308/2007:1-30.

YATES, A., y CRONSHAW, M. B. (2001), «Pollution permit markets with intertemporal trading and asymmetric information», *Journal of Environmental Economics and Management,* 42: 104-118.

ZHANG, A., y ZHANG, Y. (2006), «Airport capacity and congestion when carriers have market power», *Journal of Urban Economics,* 60(2): 229-247.

PROSPECTIVA Y GEOESTRATEGIA DE LA ENERGÍA

Ignasi NIETO

ISDEFE

Resumen

Los objetivos de la política energética se enmarcan en tres ejes que responden a la necesidad de contar con un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. No obstante, existe una elevada incertidumbre respecto a algunas de las variables que afectan a estos ejes estratégicos. Como no podemos predecir adecuadamente la mayoría de estas variables ni tampoco influir sobre muchas de ellas, es necesario realizar análisis prospectivos para conocer los efectos y nuestras respuestas ante cambios en las mismas. Las principales variables, las que afectan en mayor medida a la política energética, tienen implicaciones geoestratégicas, en especial en el petróleo, el gas y las tecnologías eléctricas. En los dos primeros casos, existen implicaciones muy importantes desde la oferta, la demanda y el ámbito regional en cuanto a reservas y rutas de transporte, cuestiones críticas para conseguir un sistema energético competitivo, seguro y sostenible. Además, el dominio industrial de las tecnologías eléctricas, a diferencia de la estructura de generación eléctrica de cada país, es una herramienta geoestratégica indispensable para tener un papel clave en la política internacional futura, por su mayor avance en tecnologías limpias y su mayor calidad. En efecto, la electricidad jugará un papel clave no sólo en los usos que hoy consideramos como eléctricos, sino también en otros como en el transporte.

Palabras clave: prospectiva, planificación, geoestrategia, petróleo, gas, reservas, tecnologías eléctricas.

Abstract

Energy policy targets comprise three elements that take into account the necessity of relying on an energy system that is competitive, safe and sustainable. There exists, however, a high level of uncertainty concerning some of the variables affecting these strategic elements. Given our inability to properly predicting most of these variables, or influence them, it is necessary to perform prospective analyses in order to determine the consequences and our response in the event of changes in these variables. The main variables, those which principally affect energy policies, have geostrategic implications, in particular where oil, gas and electricity technologies are concerned. As for oil and gas, there are very important implications for the supply, demand and regional level as regards stock and transport routes, all of which are critical issues for the attainment of a competitive, safe and sustainable energy system. Moreover, unlike each country's electricity generation structure, the industrial control of electricity technologies is an essential geostrategic tool in order to play a key role in future international politics, because of its greater contribution to cleaner and better quality technologies. Indeed, electricity will play a key role not only as in today's electricity consumption but for other purposes as well, such as transport.

Key words: prospective, planning, geostrategy, oil, gas, reserves, electric technologies.

JEL classification: Q48.

I. PROSPECTIVA Y PLANIFICACIÓN

La energía es una cuestión muy compleja que requiere una profunda reflexión y un minucioso análisis, a pesar de que es un asunto sobre el que las personas emitimos opiniones habitualmente, y muchas veces anteponiendo el apasionamiento a la reflexión. En este apartado, se presentan algunas características que muestran la dificultad a la hora de definir una política energética por parte de un gobierno. Para gestionar un sector como el energético, que se caracteriza por sus elevadas inversiones y largos períodos de maduración, es conveniente definir una estrategia de futuro a largo plazo que nos permita dar coherencia a las políticas de corto y medio plazo, enmarcándolas en la primera. No obstante, al no ser un sector planificado ni planificable en su totalidad, debemos aventurarnos a realizar alguna predicción sobre la evolución futura de ciertas variables que consideramos importantes. Por lo tanto, debemos construir diversas imágenes del futuro que incluyan tanto los factores exógenos al sistema energético —por ejemplo, los precios de la energía en los mercados internacionales, los acuerdos ambientales a escala internacional y su grado de cumplimiento, los precios de la tonelada de CO_2 o la evolución de la economía mundial— como los factores propios del sistema energético —por ejemplo, la demanda de energía, el potencial de las fuentes autóctonas, el parque de generación eléctrica, la evolución de las tecnologías y de los sistemas de gestión de la energía—, y también las apuestas políticas en ámbitos tan importantes como el ahorro y la eficiencia y las energías renovables. Todas estas variables, sobre algunas de las cuales podemos incidir, aunque sobre otras no, condicionarán los escenarios de futuro en los que nos moveremos y deberemos actuar.

Como no podemos modificar para nuestro beneficio la mayoría de variables fundamentales que condicionarán nuestro entorno (precio del barril, precio del CO_2 y evolución tecnológica), debemos hacer un ejercicio de prospectiva. Además, la prospectiva se justifica porque no sólo no podemos modificar para nuestro beneficio las variables mencionadas, sino que su predicción, más allá de algunos meses, se revela como un ejercicio muy complicado. La prospec-

tiva, a diferencia de la planificación, no pretende fijar resultados futuros sobre ciertas variables, sino que pretende analizar cómo evolucionarán los resultados que nos importan en función de la evolución de ciertas variables, la mayoría de ellas exógenas. En primer lugar, debemos determinar qué resultados buscamos. Debemos intentar definir métricas para trasladar al mundo de lo cuantificable conceptos cualitativos como competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad, que son al final los objetivos que nos interesa monitorizar. Para ello, podríamos utilizar métricas como son los costes del sistema energético, la diversificación de orígenes de aprovisionamiento y de tecnologías, el grado de autoabastecimiento y las emisiones de CO_2. Por tanto, el ejercicio de prospectiva deberá consistir en la definición de unos escenarios futuros con diferentes hipótesis para las variables determinantes (precios del barril altos o bajos, evolución tecnológica rápida o lenta, entorno socioeconómico más ambicioso o menos en los objetivos de energías renovables, etc.), de manera que podamos observar cuál es su efecto en las variables antes definidas y cuáles son las que nos preocupan. De esta forma, las políticas que definamos en el corto plazo serán más coherentes y se enfocarán en función de la evolución que en la realidad tengan las condiciones del entorno citadas. Además, la definición de escenarios con alta y baja probabilidad de ocurrencia permite reflexionar sobre las consecuencias que pueden ocasionar variaciones en variables determinadas, y pensar por tanto en soluciones a impulsar en estos casos. Todo ello permite estar mejor preparados para el futuro.

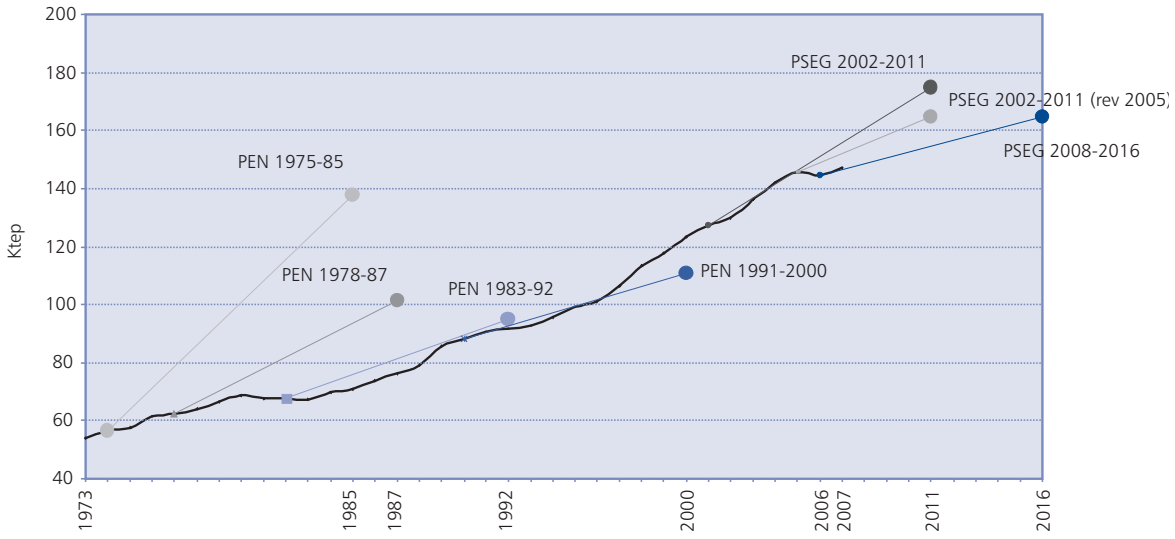
De hecho, a finales de los años sesenta, el Grupo Shell fue la primera empresa que empezó a aplicar, para el mundo del petróleo, la lógica de escenarios (más tarde llamada «prospectiva») que se había iniciado algunos años antes en el campo académico y militar. En concreto, Pierre Wack y Ted Newland, ambos del departamento de planificación de Shell, fueron los artífices de la implantación de un sistema prospectivo que simulaba escenarios, consecuencias y soluciones con horizontes a treinta años. Evidentemente, un hipotético escenario de futuro con incrementos abruptos en los precios del crudo fue tenido en cuenta. Cuando se produjo la crisis del petróleo en los años setenta del pasado siglo, Shell sufrió, como el resto de las empresas y economías occidentales, pero lo hizo mucho menos que sus competidores, ya que supo reaccionar más rápidamente, y salió fortalecida como empresa una vez superada la crisis. Desde el punto de vista de un país, como España por ejemplo, este tipo de ejercicios deben ser más necesarios todavía, ya que las consecuencias que puede ocasionar un escenario negativo, en términos de bienestar social, son más graves que en el caso de una empresa, y por tanto es más necesario estar preparados ante tales contingencias y tener una estrategia a largo plazo que nos permita diseñar políticas que minimicen los riesgos futuros. De ahí que, en términos globales, sea tan necesaria la prospectiva, en lugar de la planificación a la que hemos sido tan aficionados en el pasado. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) suele realizar análisis prospectivos, aunque ceñidos a dos o tres escenarios como mucho, lo cual les resta cierta solidez cuando nos alejamos algunos años del momento de elaboración (basta simplemente con comparar las previsiones de los diferentes años que aparecen en la publicación anual *World Energy Outlook*). Por otro lado, se trata también de una solución de compromiso, ya que la AIE busca transmitir mensajes que considera importantes, y el planteamiento de previsiones del futuro basados en múltiples escenarios complicaría la simplicidad y efectividad del mensaje que se busca transmitir.

Como decíamos, la planificación energética global de un sistema (con todos sus elementos: demanda, oferta, evolución tecnológica, precios futuros, etcétera) sirve de poco más que de ejercicio intelectual interesante. Ello es así por lo que acabamos de indicar acerca de la multitud de variables relevantes sobre las que no podemos influir y que tampoco podemos predecir. La obsesión por planificar todos los detalles del sistema energético ha llevado en el pasado a numerosos errores. Sólo por citar algunos cercanos, en el gráfico 1 se muestran las previsiones que hacían los planes energéticos nacionales (PEN) sobre la demanda futura (rectas y puntos) y los consumos reales que se dieron (línea más oscura y gruesa).

Igualmente, a escala internacional, los errores han sido numerosos. En 1972, el club de Roma decía, en la publicación *Los límites del crecimiento*, que el mundo estaba agotando sus recursos, y predecía una catástrofe algunas décadas después. Las predicciones sobre recursos y reservas que apuntaba el informe se revelaron completamente erróneas algunos años después.

Dejando a un lado el hecho de que hay ciertas actividades que sí son planificables, y es deseable además que así sea (me refiero principalmente a las actividades reguladas o con componentes regulados de los sectores energéticos: redes de transporte de gas y electricidad, energías renovables por tecnología, almacenamiento estratégico de hidrocarburos, etcétera), en general, valores como consumo, cober-

GRÁFICO 1
PREVISIONES DE DEMANDA DE LOS PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES FRENTE A CONSUMOS REALES



tura general del consumo grado de autoabastecimiento son difícilmente planificables, ya que dependen de fuerzas que son externas y nos vienen dadas. Ello no significa que para algunas variables, como el grado de autoabastecimiento, no sea deseable imponer objetivos, los cuales nos indican cuán lejos o cerca estamos de la senda deseada y constituyen una señal para impulsar políticas que ayuden a corregir tendencias.

La dificultad a la hora de elaborar una política energética coherente, además de lo comentado, se incrementa por el hecho de que los óptimos parciales en los tres indicadores que nos preocupan (competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad del sistema energético), no coinciden con el óptimo global, y además su maximización se mueve en sentidos contrarios (el ejemplo más claro y comentado lo constituyen los objetivos parciales de penetración de las energías renovables y el de competitividad del sistema energético). Por tanto, además de realizar una prospectiva que nos ayude a entender cuál es la sensibilidad de ciertas variables bajo diversas hipótesis de escenarios, la dificultad de la política energética radica en el hecho de tener que buscar continuamente soluciones de *trade-off* entre los tres objetivos antes citados, de manera que el óptimo global nos sitúe en una zona satisfactoria en términos de competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad. El ejercicio prospectivo nos ayudará a buscar este óptimo y a identificar los retos geoestratégicos para mantener el suministro energético en el futuro en unas condiciones de seguridad y coste adecuadas. De ello, se deben desprender las actuaciones de un país en el terreno de la geopolítica.

II. ASPECTOS DE COYUNTURA ENERGÉTICA Y GEOESTRATEGIA

El modelo energético español se caracteriza por una alta demanda energética, un elevado peso de los recursos fósiles y una dependencia exterior, que varía en torno al 80 por 100 en función del año, muy por encima de la media europea.

Junto a este modelo energético, España ha experimentado un crecimiento económico mucho mayor que el de la media de la Unión Europea —en el periodo 1998-2006, el crecimiento medio del PIB ha sido del 3,8 por 100 en España y del 2,2 por 100 en Unión Europea—, lo que ha supuesto un incremento del nivel de renta per cápita hasta aproximarse a la media europea. Igualmente, el incremento demográfico experimentado en España, motivado por la inmigración, ha sido muy significativo. Todo ello ha provocado que en los últimos años el consumo de energía final haya registrado unos incrementos anuales medios del 3,6 por 100 (periodo 1998-2005), mientras que en la Unión Europea el crecimiento ha

sido inferior al 1 por 100 en ese mismo periodo. Esta diferencia ha subrayado la importancia de dos cuestiones fundamentales: la dependencia de combustibles como el petróleo, con la excesiva concentración de la oferta en algunos países, y la volatilidad del precio del barril, que pone en riesgo la competitividad de muchos sectores de la economía.

Estas cuestiones tienen implicaciones geoestratégicas que es necesario tener en cuenta de cara a reducir o minimizar los riesgos del futuro. En realidad, desde finales de la pasada década, estamos asistiendo a lo que podríamos llamar una revolución energética, la cual, a través de la tecnología, debe permitir en un futuro próximo sustentar nuestras economías en otras fuentes energéticas, reduciendo la fuerte dependencia actual del petróleo o el gas. Esta revolución se inició en la pasada década por las cuestiones asociadas a la problemática del cambio climático. No obstante, ha tenido un impulso definitivo con la escalada alcista de los precios del petróleo a partir, sobre todo, del año 2004. Lo curioso es que ambos retos, cambio climático y dependencia del petróleo, conducen a estrategias parecidas o coincidentes en muchos aspectos, lo cual facilita el consenso y vislumbra una acción más efectiva en el futuro. Por tanto, podríamos resumir diciendo que la revolución energética a la que estamos asistiendo debe dar salida a los retos importantes que se resumen a continuación: en primer lugar, conseguir disminuir la dependencia de unos combustibles determinados, sin poner en riesgo la seguridad de suministro y sin hacer que el coste de la solución sea tan insoportable para las diferentes economías que les impida seguir generando bienestar para un número creciente de ciudadanos; en segundo lugar, esta revolución nos debe permitir evolucionar hacia una economía de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, hasta el nivel de, como máximo, 450-550 ppm Intergovernmental panel on climate change (IPCC). Con este nivel se espera que la temperatura media aumente como máximo entre 2 ºC y 3 ºC.

Está claro que vamos hacia una economía menos dependiente de los combustibles fósiles. La duda está en saber cómo evolucionarán los precios y las tecnologías, que son las variables que determinarán la velocidad del cambio. En todo caso, como el petróleo y el gas van a estar muy presentes todavía en nuestras matrices energéticas en las próximas décadas, es necesario seguir gestionando esta transición con el objetivo de que nuestras economías sigan disponiendo de energía segura y a un coste competitivo. Por tanto, echemos una mirada a lo que el futuro nos depara en el caso del petróleo.

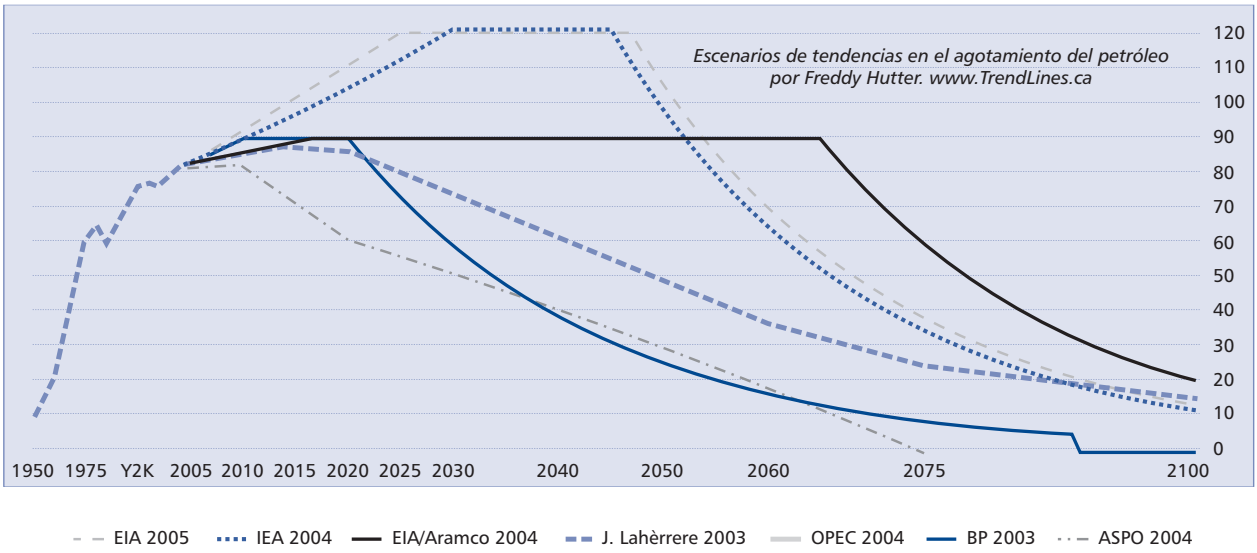
Las teorías predictivas en el caso del crudo se basan en lo que se podrían denominar «ofertistas», o defensores de la teoría del *peak-oil*, y «demandistas», o defensores de un análisis oligopolístico de la oferta del petróleo, con una demanda elástica que, como mínimo a medio y largo plazo, reacciona a los precios. Según los últimos, no hay un problema de oferta, sino que, debido a los precios elevados que provoca una sobreoferta muy pequeña, la demanda se irá contrayendo, de manera que el petróleo pasará con los años a ser un combustible secundario, como le pasó al carbón en el tránsito del siglo XIX al XX. No obstante, lo positivo de la coyuntura en la que estamos metidos es que ambas opiniones son coincidentes, al menos en sus resultados, los cuales prevén un abandono progresivo de los derivados del petróleo. La teoría del *peak-oil*, que fue formulada por primera vez por parte de M.K. Hubbert, un geólogo que en 1958 predijo que el *peak-oil* en Estados Unidos tendría lugar en 1970, cosa que ocurrió. En 1968 hizo lo mismo con el *peak-oil* del mundo, prediciendo que llegaría en el año 2000, algo que no ha ocurrido. Esta teoría se basa en que los campos de petróleo se comportan con una producción creciente que, en un determinado momento, alcanza un pico de producción que, a partir de ese momento, comienza de forma irreversible a declinar. El comportamiento agregado de todos los campos es similar. Esta teoría, sin embargo, no acaba de integrar de forma clara la influencia de las nuevas tecnologías en el comportamiento de los campos.

En todo caso, el error de Hubbert respecto a la predicción del *peak-oil* mundial, podría ser debido a la falta de exactitud en cuanto a las reservas mundiales, a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos. De todas formas, la teoría del *peak-oil*, con sus diferentes hipótesis, ha seguido llamando la atención, y existen predicciones que, en función de la fuente, sitúan el pico más cerca o más lejos. En el gráfico 2 se aprecian estas diferencias en función de quién las realiza. Por ejemplo, en el caso de la AIE, ésta espera que en la década de 2020 se produzca el pico de producción para el petróleo convencional, es decir, no incluye el crudo correspondiente a producciones no convencionales, tales como desarrollos en aguas profundas, los procedentes de arenas bituminosas o territorios de climatología extrema como el Ártico.

1. Sobre la oferta y la demanda de petróleo

La producción de petróleo, independientemente de las reservas, es algo que preocupa y puede tener una influencia muy importante en los precios futuros. Es cierto que, ya desde finales de los años se-

GRÁFICO 2
ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



Fuente: International Energy Agency.

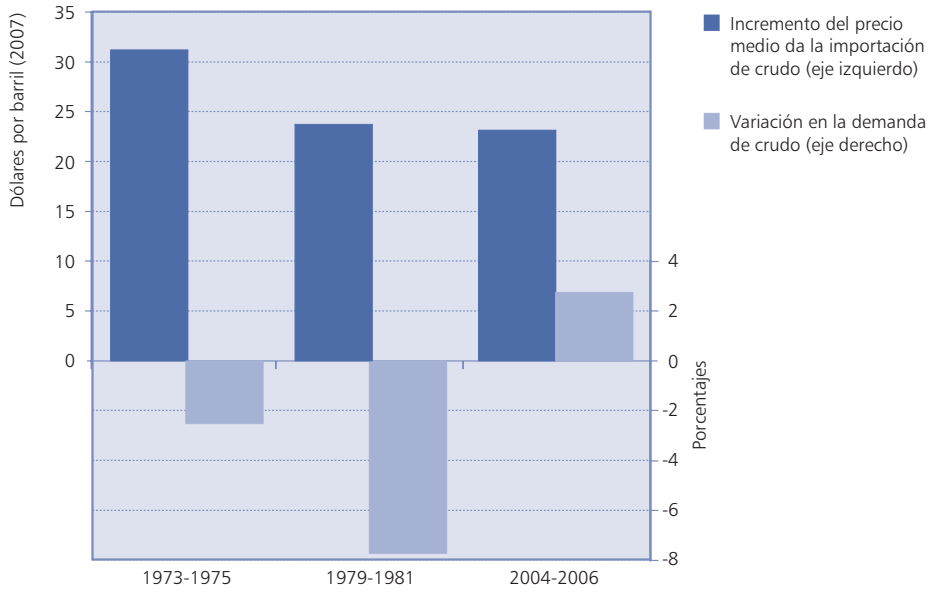
tenta, la producción anual de petróleo supera significativamente los nuevos descubrimientos anuales en términos de capacidad de producción. Si analizamos los veinte mayores yacimientos del mundo en producción, los dos últimos fueron descubiertos en 1985 (Azeri-Chirag-Guneshli, Azerbaijan) y 1982 (Priobskoye, Rusia), y el antepenúltimo ya es de 1977 (Cantarell, México), siendo el resto anteriores a 1970. Además de un yacimiento en China, los citados de Azerbaijan y México y cuatro en Rusia, el resto están en países del Golfo Pérsico. Lo más grave es que no hay ninguno de éstos en fase creciente de producción, todos ellos están en fase *post-peak* (es decir, su producción ha empezado a declinar), o en fase *plateau* (es decir, su producción está estabilizada en lo que podría ser un máximo y, por tanto, empezará a declinar próximamente). Las tasas de descenso natural que calcula la AIE pueden rondar el 9 por 100 anual, aunque, gracias a las inversiones efectuadas, esta tasa se reduce al 6,7 por 100. Con lo cual, para poder atender la demanda creciente de petróleo es necesario, por un lado, invertir en los yacimientos actuales para reducir en lo posible sus tasas de descenso en la producción; por otro, descubrir nuevos yacimientos, y además, seguir explotando reservas descubiertas en el pasado.

Ésta es una industria de costes medios crecientes, a diferencia de la mayoría de la industria. Esto significa que, a menos que hayan cambios tecnológicos importantes, el precio del barril, que debería igualar, en condiciones normales, el coste marginal del yacimiento más caro necesario para cubrir la demanda, seguirá siendo alto. A pesar de que la OPEP va a ir ganando cuota (la tasa de utilización o de produción de los yacimientos en Europa está en el 73 por 100 y en Estados Unidos en el 81 por 100, mientras que en Oriente Medio y Norte de África está en el 32 por 100, con lo que la AIE espera que la cuota de la OPEP pase del 44 por 100 actual al 51 por 100 en el año 2030), y aunque sus yacimientos tienen un coste medio inferior, el precio no descenderá, ya que el coste marginal va a seguir siendo, como mínimo, tan alto como el actual con los niveles de demanda actuales (es evidente que con descensos de la demanda el precio disminuiría, lo cual ya está ocurriendo en el entorno actual macroeconómico de crisis). Tanto si contamos con los yacimientos actuales como si empleamos nuevas tecnologías avanzadas de recuperación, como si producimos petróleo no convencional, los costes serán altos y, por tanto, la era del petróleo barato es probable que haya llegado a su fin.

Según la AIE, el problema del mercado de petróleo en *upstream* (*) es que los incrementos de inversión que se detectan en las cifras globales publicadas no se corresponden con inversiones en los yacimientos de coste bajo (países OPEP), lo cual sería deseable si tenemos en cuenta las escaladas recientes de precios y la evidencia de que en los países no-OPEP los recursos disminuyen. En cambio, la mayoría de las inversiones realizadas responden principalmente al incremento de costes, y justamente a la disminución del rendimiento en los yacimientos ubicados principalmente en regiones de alto coste, fuera de los países de la OPEP, en donde se han incrementado las actividades dedicadas a la exploración. De hecho, en el período que considera la AIE (2007-2030), se esperan en el sector de la energía unas inversiones cercanas a los 26 billones de dólares, de los cuales el 52 por 100 iría al sector eléctrico y el resto principalmente a exploración y desarrollo en gas y petróleo mayoritariamente en países no-OPEP. De hecho, más de la mitad de este volumen de inversión tiene como destino el mantenimiento del actual nivel de suministro, ya que gran parte de las infraestructuras de suministro en los sectores petróleo, gas y electricidad deberán ser reemplazadas antes de 2030.

Además, es posible que, debido a la crisis económica y a la moderación de la demanda, los precios se mantengan relativamente bajos en los próximos dos años. No obstante, la tónica general seguramente va a estar presidida por la volatilidad y, a partir de 2015, debido a que los países no-OPEP habrán superado todos su *peak-oil* particular y las inversiones actuales no se destinan a la exploración en la cuantía que sería deseable, los costes marginales aumentarán, y por tanto el precio también aumentará (la AIE prevé un precio nominal de 200 dólares en 2030, 120 dólares en términos reales actuales). Desde un punto de vista «demandista» (utilizando los conceptos mencionados anteriormente), se podría pensar que el aumento del precio llevaría a una disminución de la demanda, lo cual haría disminuir a su vez el precio del barril. Esto, que a la larga debe ser cierto, queda muy distorsionado en el corto y medio plazo debido principalmente al hecho de que una gran parte de la demanda de petróleo mundial está subvencionada. De hecho, como se aprecia en el gráfico 3, las crisis de los años setenta llevaron a disminuciones importantes de la demanda; la segunda más que la primera, debido a que la primera preparó y capacitó a las sociedades para la sustitución de combustibles en sectores donde ello era posible

GRÁFICO 3
DEMANDA GLOBAL Y PRECIO DEL PETRÓLEO EN SUS TRES PRINCIPALES CRISIS



Fuente: International Energy Agency.

(sector eléctrico, algunos procesos productivos), lo cual se produjo en la segunda crisis.

Es decir, la primera crisis hizo más elástica la demanda cuando llegó la segunda a finales de la década. En aquella época, no obstante, los países de la OCDE, que en la mayoría de los casos traspasaron los aumentos de costes a los consumidores, representaban el 64 por 100 de la demanda de petróleo, mientras que en la actualidad sólo representan el 48 por 100. Actualmente, sólo México subvenciona los precios minoristas de los derivados del petróleo en el ámbito de la OCDE. Sin embargo, fuera de la OCDE casi todos los países subvencionan los precios. La consecuencia es que, a pesar de la subida de los precios, la demanda no se ha contraído como en otras ocasiones. Este efecto sin duda ha acompañado al hecho de que muchas economías no tienen la dependencia del petróleo que tenían en los años setenta, debido a la diferente estructura económica de nuestros tiempos. Por otra parte, subvencionar los precios en el presente lo único que hace es retrasar el problema, que aparecerá sin duda, y posiblemente ampliado, al cabo de los años, tal y como le ocurrió a España en los años ochenta.

La actual situación de precios altos ha llevado a que el gasto en petróleo haya pasado del 1 por 100 del PIB mundial en 1998 al 4 por 100 en 2007, mientras que, con la demanda y los precios esperados, esta cifra será del 5 por 100 en las próximas décadas. Estas cifras son sólo comparables a las de principios de los años ochenta. En los países emergentes, la cifra se situará entre el 6 por 100 y el 7 por 100 debido a sus estructuras económicas más rurales o más basadas en una industria menos tecnificada. Como consecuencia, los ingresos de los países de la OPEP por exportaciones de petróleo y gas pasan de los 700.000 millones de dólares de 2006 a 2 billones en 2030, lo cual significa pasar del 1,2 por 100 al 2 por 100 del PIB mundial. Este efecto tiene consecuencias importantes en términos geoestratégicos. Por ejemplo, el gasto en defensa de estados como Arabia Saudí o Emiratos Árabes Unidos presenta una correlación elevada con los ingresos derivados de la exportación de crudo, con lo que podemos concluir que, en algunos casos, se produce una transferencia de renta de los consumidores a las fuerzas armadas de algunos países, los cuales no destacan, por otro lado, por ser ejemplos en el cumplimiento del respeto a los derechos humanos. Además, estas rentas no se destinan a garantizar el suministro a largo plazo, tal y como hemos visto. Al revés, cuando disminuye el precio del barril o se reducen las exportaciones, no suele disminuir el gasto en defensa. Debido a cuestiones como ésta, las fuerzas armadas norteamericanas ya han empezado a estudiar opciones que permitan reducir su dependencia energética, y de esta forma reducir su exposición a la volatilidad del precio e incrementar la seguridad de suministro a largo plazo, a través del cambio a otros combustibles. El más significativo es el objetivo de disponer de toda la flota aérea de la USAF certificada para 2011 para poder utilizar combustibles sintéticos, en concreto el basado en tecnologías tipo CtL (*Coal to Liquid*).

2. Sobre las reservas y la concentración regional

En términos estratégicos, y en cuanto a las reservas de crudo se refiere, se puede asegurar con certeza que no hay un problema de existencias a nivel global. El problema radica en la capacidad de producción y las inversiones asociadas para su mantenimiento, los precios que el poco margen entre oferta y demanda puedan inducir, así como la localización de estas reservas en zonas inestables geopolíticamente.

Existen entre 1,2 y 1,3 billones de barriles de reservas probadas de petróleo. De los 3,5 billones de barriles de reservas recuperables inicialmente disponibles, ya hemos producido un tercio, mientras que otro tercio se estima que está por descubrir, principalmente en Rusia, Oriente Medio y el Caspio. De hecho, se han doblado desde 1980. Aunque gran parte de este incremento tiene su origen en revisiones efectuadas sobre las reservas de algunos países de la OPEP, los incrementos han continuado más allá de 1990, e incluso el volumen de petróleo descubierto ha aumentado a partir del año 2000, debido a que el precio ha permitido poner en marcha mejoras tecnológicas (recuperación de campos maduros o extracción de arenas bituminosas), así como superar barreras (por ejemplo, producción en aguas profundas) hasta ahora inaccesibles.

Actualmente, la demanda se sitúa en unos 85 mb/d (millones de barriles/día), mientras que en 1980 fue de 64,8, y la AIE espera que llegue a 106 en 2030. Si se realizan los cocientes de reservas por producción, se obtienen los cuarenta años de los que normalmente se habla. Esta cifra aislada tiene poco sentido, ya que simplemente indica las veces que la producción actual está contenida en la integral de la curva agregada de producción desde el momento actual hasta el hipotético consumo o producción del último barril del último yacimiento, y todo ello en términos de reservas probadas. No obstante, si

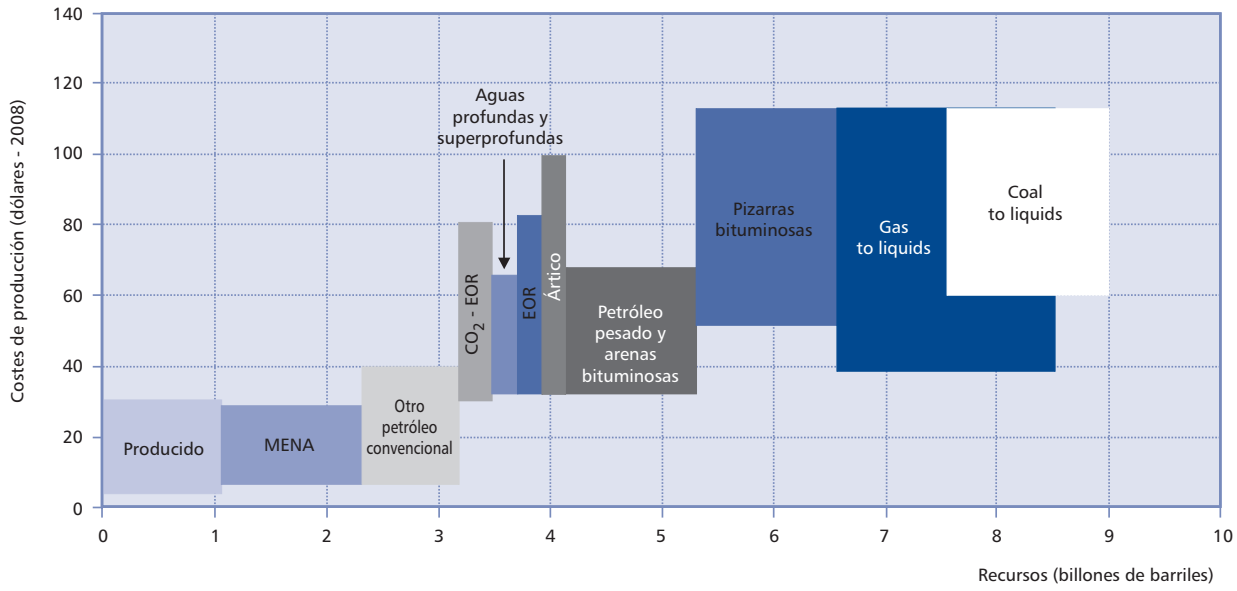
a este concepto le añadimos el de las reservas probables, obteniendo el concepto de reservas finalmente recuperables, y además le añadimos los petróleos no convencionales, como las arenas bituminosas, petróleos muy pesados, pizarras bituminosas, algunas tecnologías avanzadas de recuperación y combustibles como el GtL y CtL, que son sustitutivos de carburantes del petróleo, llegamos a la cifra de 9 billones de barriles. En el gráfico 4 se muestra la curva de oferta a largo plazo que publica la AIE en su *World Energy Outlook 2008*.

Esta curva incorpora el coste de producción sin *royalties* ni impuestos. Como se observa, hemos producido una cantidad algo superior al billón de barriles a un coste medio de unos 30 dólares/barril a precios de 2008. En términos de petróleo convencional, nos quedan algo más de 2 billones de barriles en Oriente Medio y Norte de Africa (MENA, por en sus siglas en inglés), y otro petróleo convencional (crudo convencional más licuados del gas natural) a un coste algo superior, que llega a 40 dólares/b. A partir de ahí, todos los crudos o tecnologías que permiten ampliar el rango de reservas implican un coste significativamente superior.

Las tecnologías de *enhanced oil recovery* (EOR) son tecnologías de recuperación secundaria o terciaria que permiten recuperar más crudo de los yacimientos de lo que se viene haciendo con las tecnologías actuales (un 35 por 100 de media). El EOR utilizando el CO_2 de fluido para incrementar la presión es la más prometedora de estas tecnologías. De hecho, ya está funcionando, pero todavía sin llegar a los objetivos de rendimiento que se persiguen. Existen no obstante otras, como el ERC y MRC (*extrem reservoir contact y maximum reservoir contact*, respectivamente), que consisten en monitorizar el comportamiento del yacimiento, y que junto con el EOR se espera que puedan conseguir aumentar el rendimiento medio hasta el 50 por 100. De hecho, la cifra de reservas probadas es enormemente sensible a la mejora en el rendimiento. La mejora en un punto porcentual en el rendimiento supone un 6 por 100 adicional de reservas probadas, o, lo que es lo mismo, 80.000 millones de barriles más, o el equivalente a más de dos años de consumo mundial. De entre el resto de crudos no convencionales existen grandes cantidades de pizarras bituminosas, aunque su extracción con fines comerciales todavía es ciencia ficción, y no se espera que puedan estar disponibles antes de 2030. De estos 6,5 billones de barriles se puede pasar a 9 billones si añadimos los combustibles sintéticos comentados anteriormente.

En estos momentos (datos del año 2007), en la oferta de crudo ya se incluye un 2 por 100 de pe-

GRÁFICO 4
CURVA DE COSTES DEL SUMINISTRO DE PETRÓLEO A LARGO PLAZO



Fuente: International Energy Agency.

tróleos no convencionales, así como un 13 por 100 de licuados del gas natural y crudo obtenido con técnicas de EOR-CO_2. La AIE, de hecho, espera que en 2030 estos porcentajes hayan pasado respectivamente al 8,5 por 100 y al 25 por 100. De hecho, desde ahora hasta 2030 se espera que sólo se añadan unos 5 mb/d de crudo convencional a la oferta total de petróleo. Estas cuestiones, al igual que las inversiones necesarias para mantener el rendimiento de yacimientos actuales o reducir su tasa de descenso en la producción, son variables que afectarán al precio en el futuro de manera significativa. Por ejemplo, la AIE calcula que una variación de un punto porcentual arriba o abajo en la tasa de descenso de la producción respecto al escenario de referencia afectaría en unos 20 dólares/barril.

De hecho, todos estos datos que acabamos de comentar indican que no hay problema de reservas en términos teóricos, pero señalan claramente que el futuro nos sitúa en un escenario de precios elevados. Los costes escogidos en la curva de oferta a largo plazo, son datos sin impuestos ni *royalties*, pero tampoco incorporan los costes del CO_2, con lo cual, si añadimos estas variables, nos situamos en escenarios con precios significativamente elevados. Y es aquí donde confluyen en términos de conclusiones (que es, de hecho, lo que nos interesa) las dos teorías que antes comentábamos, el *peak-oil* y las teorías «demandistas». En efecto, se cumplen las segundas, ya que el precio llegará ser tan elevado que ello dinamizará la sustitución por tecnologías alternativas, con lo que se suavizará la demanda, pero la progresiva introducción de tecnologías alternativas situará al petróleo como un combustible secundario. El *peak-oil*, por otro lado, se cumplirá sin duda teniendo en cuenta aquellos petróleos con un precio competitivo, es decir, considerando los petróleos comercialmente viables. La consecuencia será un entorno de precios elevados y una gradual sustitución del petróleo por otros combustibles. La cuestión es saber cuándo ocurrirá todo esto. Aunque que ocurra antes o después va depender básicamente del precio, el volumen de inversión y otras variables como la fiscalidad y la regulación alrededor del CO_2, si bien parece que no va a ocurrir pronto y, por tanto, vamos a tener que vivir un tiempo en un entorno de precios elevados, lo cual tiene implicaciones importantes en términos estratégicos.

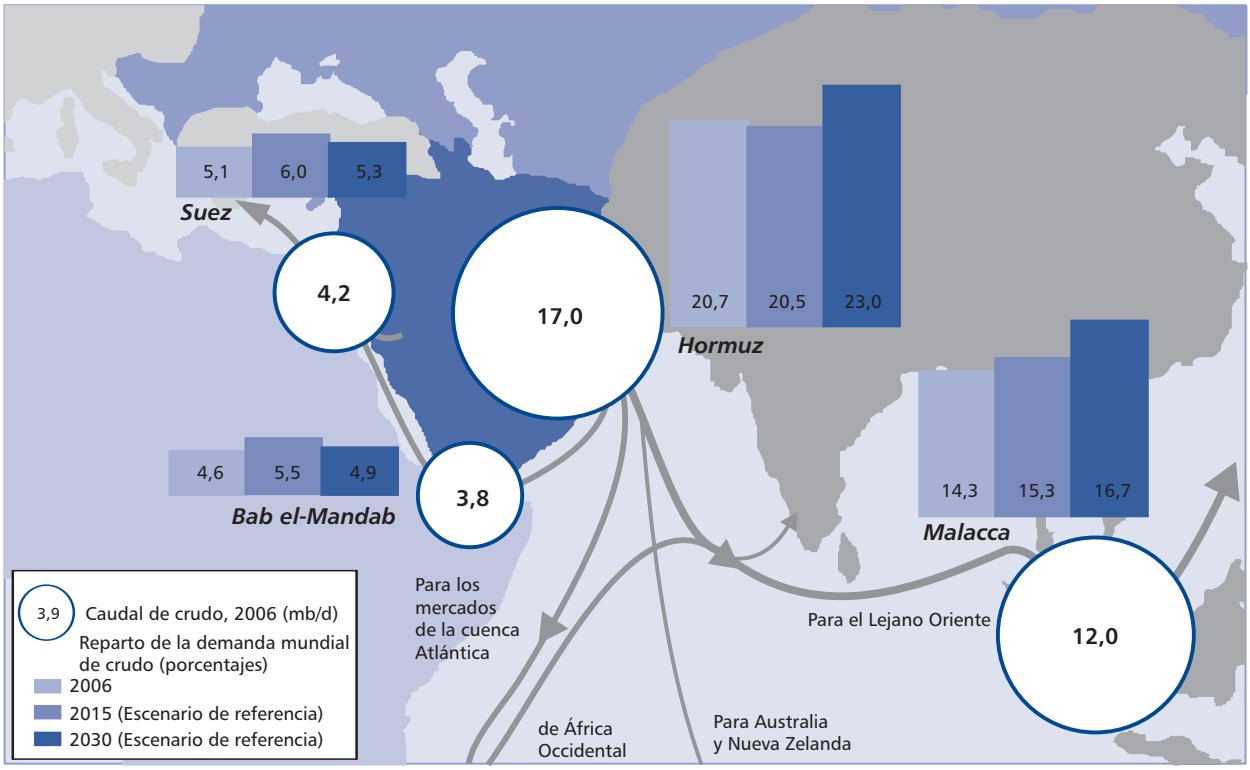
Aunque las fuentes más conservadoras no prevén que tenga lugar el *peak-oil* mundial antes de 2030, reconocen que el incremento de producción de petróleo convencional va a ser modesto, ya que la mayor parte de la capacidad adicional de nuevos bloques se compensa con la disminución de los actuales (La AIE considera que, en el incremento de 84 mb/d a 106 mb/día de 2007 a 2030, el petróleo convencional sólo aportará de forma neta 5 mb/d, el resto vendrá de tecnologías y recursos no convencionales). Los países de la OPEP van a ir aumentando su peso en la producción petrolífera mundial, mientras que la producción en los países no-OPEP empezará a declinar a partir de la mitad de la próxima década. Además, y teniendo en cuenta el ritmo de inversiones existente en la actualidad, parece que a partir de 2010 la diferencia entre la capacidad incremental que se está poniendo en marcha y la que sería necesaria se hace más grande.

La otra cuestión relevante en términos estratégicos es, sin duda, el reparto regional de las reservas y el transporte inter-regional. Como se muestra en el gráfico 5, en estos momentos más del 20 por 100 de la demanda mundial circula por el estrecho de Ormuz, y no se espera que este porcentaje disminuya, lo cual significa un riesgo importante en caso de conflictos en la zona.

3. Sobre el gas natural

La problemática del gas natural en términos geoestratégicos es muy parecida a la del petróleo: precios elevados y riesgo de desabastecimiento. Desde el punto de vista de la demanda, el gas natural presenta una problemática adicional: el hecho de que va a continuar con un crecimiento significativo en los próximos años. Su penetración en el sector eléctrico, principalmente desde principios de este siglo como consecuencia de desarrollos tecnológicos en las turbinas de gas en la década anterior, lo cual ofrece mayores rendimientos con las centrales de ciclo combinado que con las centrales térmicas clásicas, y sus menores emisiones, lo han convertido en un combustible básico para cualquier sistema eléctrico. Por ejemplo, en el caso de España, hace ya casi una década que sólo se crece (en capacidad instalada eléctrica) con renovables y gas natural. Los países emergentes, y sobre todo los exportadores de petróleo, los cuales han experimentado y experimentarán crecimientos económicos importantes, basarán gran parte de su nueva potencia instalada eléctrica también en el gas natural. Por tanto, este crecimiento de la demanda presionará la oferta, de manera que se producirán sin duda, como ya ha ocurrido en estos años, episodios de precios elevados.

GRÁFICO 5
FLUJO DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO DESDE ORIENTE MEDIO



Fuente: International Energy Agency.

La evolución de la producción de gas natural que se espera en el futuro determina un efecto concentración en el Oriente Próximo, ya que el 46 por 100 del incremento de la producción hasta 2030, según la AIE, provendrá de esta región (el 60 por 100 de esa cantidad se consumirá localmente en centrales eléctricas), mientras que el resto lo hará principalmente de Rusia y África. Por tanto, si no se llegaran a completar las inversiones previstas para poner en el mercado este gas adicional, la producción eléctrica esperada se haría con carbón, incrementando aún más las emisiones de CO_2 durante el período.

En cuanto a reservas, con el gas natural la situación es similar a la del petróleo, y aunque las reservas actuales están mejor distribuidas, las convencionales previstas para el futuro se concentran enormemente (Rusia, Irán, Qatar). Las reservas probadas son del orden de 180 tcm, pero tres países (Rusia, Irán y Qatar) disponen del 56 por 100 de ellas. De igual forma que en petróleo (en gas las reservas recuperables se sitúan en los 400 tcm y, si añadimos las no convencionales, esta cifra aumenta a los 900 tcm), el problema no radica en el volumen de reservas, sino en la tasa de producción actual y en la que se espera en el futuro. Es decir, ¿a qué velocidad van a ser explotadas estas reservas? Existen sin duda cuellos de botella en la cadena de suministro (ingenierías, financiación, personal cualificado, problemas regulatorios, etc…) para poner en producción la capacidad de GNL existente. Al igual que en el caso del petróleo, el tamaño de los yacimientos descubiertos se ha ido reduciendo desde hace años, pero, al contrario del petróleo, los descubrimientos anuales todavía exceden la producción anual, con lo que el *stock* de reservas se incrementa. De hecho, se estima que sólo llevamos consumido el 13 por 100 de las reservas inicialmente disponibles de gas convencional.

En los próximos años viviremos la integración gradual de los tres regiones principales en que se divi-

de el mercado del gas natural: Sudeste Asiático, Europa, América. En esta integración, que ya empezó hace años, el GNL va a jugar un papel fundamental, como es lógico. Los 201 bcm de GNL comercializado en 2006, que representan el 7 por 100 de la demanda mundial y el 52 por 100 del comercio interregional, se convertirán en 340 bcm en 2015 y 680 bcm en 2030, llegando en ese año a representar el 69 por 100 del comercio.

Ante un análisis de la capacidad programada en proyectos de plantas de licuefacción y la demanda que se prevé, destaca el reducido margen con el que se cuenta. Esto significa que cualquier desviación a la baja en cuanto a las previsiones de capacidad de licuefacción, lo cual es bastante probable (hay proyectos que llevan años planificados sin avances importantes), puede introducir presiones importantes en los precios y riesgo para el abastecimiento futuro. Éste es el primer reto importante que países como España deben afrontar. España dispone de infraestructuras excelentes para aprovechar las ventajas del GNL a través de sus seis (+1 planificada) plantas de regasificación. No obstante, presenta un déficit muy importante de almacenamientos geológicos, lo cual le impide disponer de un mayor colchón que garantice el suministro y aprovechar la acusada estacionalidad en el precio que este mercado presenta para conseguir que las rentas de estas diferencias en el precio, en términos de excedente económico, se queden en el país. El hecho de que el sector eléctrico vaya a necesitar un sistema gasista muy flexible para compensar y gestionar adecuadamente la gran cantidad de potencia no gestionable del sistema aumenta la necesidad de afrontar este reto. La cadena de suministro del GNL es compleja, y existen cuellos de botella que reducen su ritmo de expansión. Es por ello por lo que se debe prestar atención a los riesgos que esto puede comportar en los países importadores, sobre todo desde que el gas natural no sólo es básico para algunos procesos productivos y para los hogares, sino también para la producción de electricidad.

Si prestamos atención al gráfico 6, en donde se muestra el comercio interregional presente y futuro, observamos el segundo reto importante desde el punto de vista europeo y español. España puede ser una zona de paso clave para el gas africano y para una parte importante del que pasa por el canal de Suez.

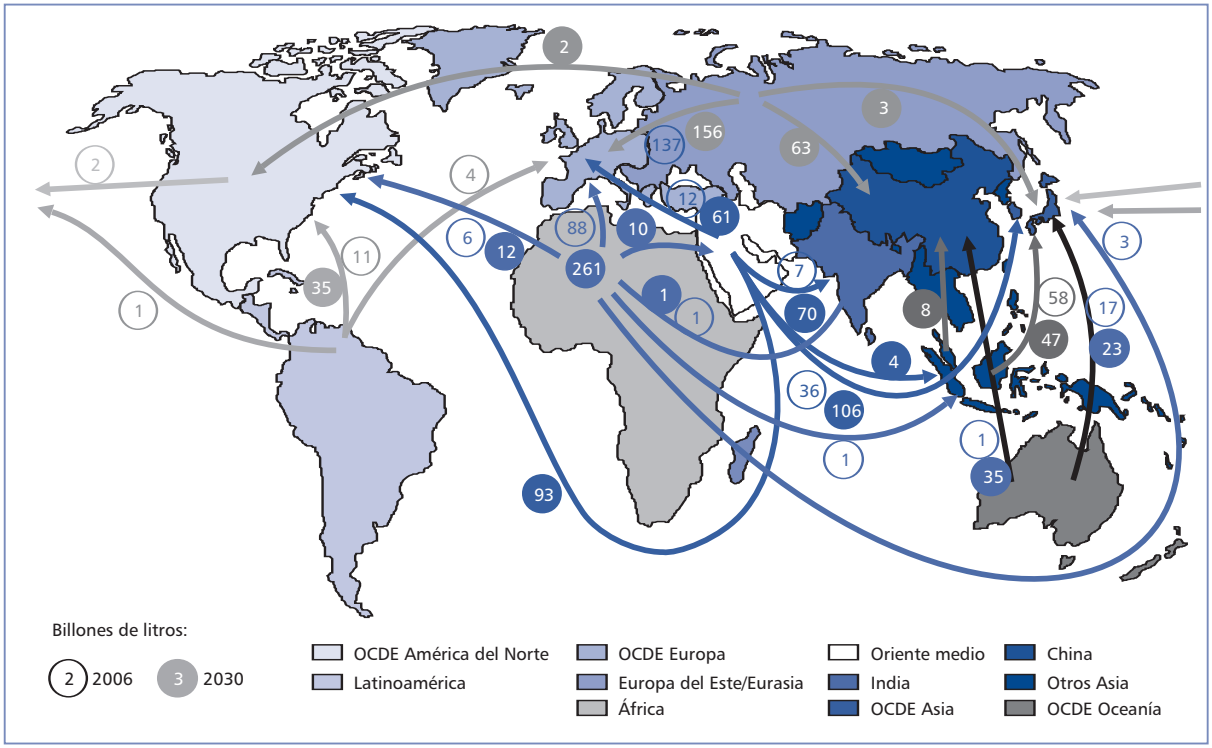
La construcción del gasoducto transahariano (Nigeria-Argelia), si es que llega a realizarse, supondrá una cantidad de gas enorme con destino a Europa. Las opciones que este gas tendrá en su tránsito a Europa son dos, España o Italia. La primera convertiría a España en un país de paso y clave para clientes (Europa) y proveedores (Argelia, Nigeria), mientras que la segunda opción nos relegaría al extremo que hemos ocupado en tantas cosas importantes durante tantos años. No obstante, la situación privilegiada de España en capacidad de regasificación, lo cual le permite diversificar las fuentes como ningún otro país en Europa, y la posibilidad comentada antes deben contar con una condición necesaria, como son unas adecuadas interconexiones con Francia y, lo que es más complicado pero igualmente necesario, con el refuerzo de algunos ejes de la red de transporte de gas dentro mismo del país vecino, que hoy no permiten vehicular grandes cantidades de gas de tránsito desde España hasta el resto de Europa o viceversa. Esta cuestión debería constituir un eje importantísimo de la política exterior española.

El proceso de reducción de la dependencia de petróleo y gas va a llevar años, en función de lo rápidos que sean los avances tecnológicos, que también estarán influidos por los precios del barril. Por tanto, durante las próximas décadas, tendremos que seguir dependiendo de ellos de manera importante. Por tanto, la garantía de suministro es una cuestión estratégica, y esto requiere que se inviertan las cantidades adecuadas en los lugares adecuados. A pesar de que, en términos globales, la inversión en *upstream* de gas y petróleo se situó en 2007 alrededor de los 390.000 millones de dólares, y ésta es una cantidad superior a la que la AIE estima como necesaria (350.000 M dólares/año), la mayoría se ha invertido en los países no-OPEP, y gran parte de estas cantidades han servido para acometer los mayores costes de estos años (entre 2000 y 2007, los costes se han incrementado en un 90 por 100 de media) y para compensar o reducir las tasas de descenso en los rendimientos de los yacimientos. Una prueba de ello es que en el período 2000-2007, el 31 por 100 de las inversiones han sido acometidas por las compañías internacionales y privadas (29 por 100 de las cinco *super-majors*).

4. Sobre las tecnologías eléctricas

Las tecnologías eléctricas constituyen la tercera cuestión geoestratégica a considerar. Ello es así porque el sector eléctrico, debido a sus propias características de no almacenamiento a gran escala y de nivel de calidad superior como vector energético, ha generado tradicionalmente una mayor diversidad

GRÁFICO 6
FLUJO DEL COMERCIO INTER-REGIONAL NETO DE GAS NATURAL 2006-2030 (millones m³/año)



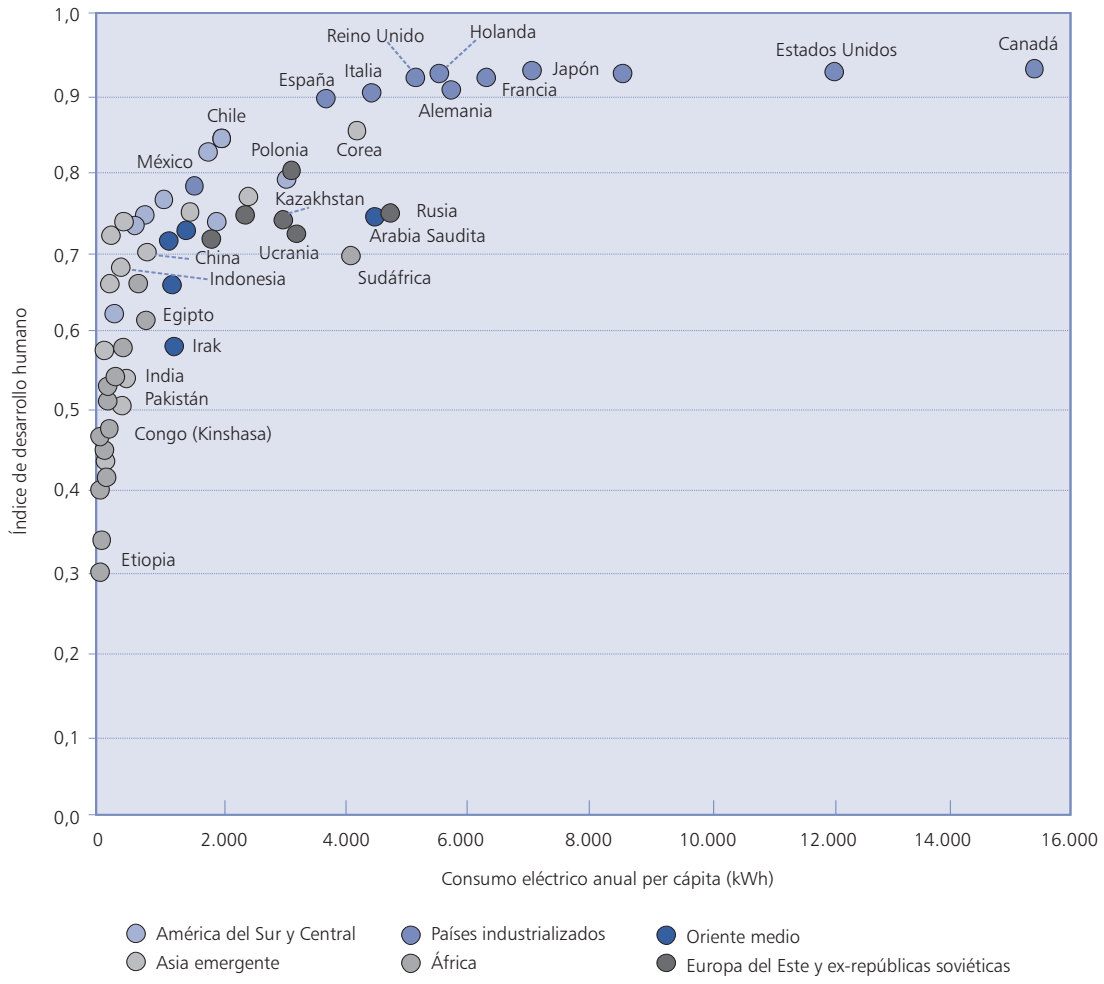
Fuente: International Energy Agency.

tecnológica. Esta característica sigue siendo válida en la actualidad cuando hablamos de energías renovables, y es muy probable que, en el futuro, la solución al petróleo y posteriormente también al gas llegue de la mano de las tecnologías eléctricas.

Para un país, el dominio de algunas tecnologías y la capacidad industrial para ponerlas en práctica significará, además de una ventaja competitiva para su economía, una capacidad de influencia en términos geoestratégicos. Existe una correlación elevada entre el índice de desarrollo humano y el consumo de electricidad (gráfico 7). La electricidad es un vector energético de elevada calidad y, por tanto, cuanto más desarrolladas las sociedades mayor es el peso de la electricidad en su matriz de energía final. Continentes como África o América Latina incrementarán sustancialmente sus consumos absolutos y relativos de electricidad en las próximas décadas.

Muchos análisis económicos que explican el atraso español respecto a Europa en términos industriales, durante el siglo XIX y parte del XX, lo achacan entre otras cosas a los precios superiores de la energía que se dieron en España en relación con los que se dieron en el resto de Europa. Este problema empezó a solucionarse con las grandes inversiones en capacidad hidráulica a partir de la segunda mitad del siglo XX. Ésta es una lección de la que se debe aprender para el futuro. Los precios del petróleo y del CO_2 van a ir en aumento y, por tanto, algunas tecnologías alternativas van a ser cada vez más competitivas. Es cierto que en el entorno de globalización tecnológica en el que vivimos alguien podría argumentar que no es tan importante disponer de la tecnología, ya que se puede adquirir. La cuestión es que las tecnologías eléctricas son una oportunidad irrenunciable para generar actividades industriales de alto valor añadido en una actividad que necesariamente debe emprenderse, ya que es necesario ir ampliando la generación eléctrica del país. Es decir, ya que debe hacerse para cubrir la demanda interna y los ciudadanos lo van a tener que pagar, debería aprovecharse la oportunidad de generar

GRÁFICO 7
RELACIÓN ENTRE EL ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN 60 PAÍSES EN 1997



Fuente: Nuclear Energy Outlook 2008.

capacidades industriales. De hecho, en España, la energía eólica ya constituye un ejemplo de éxito en esta línea.

Todas las tecnologías responden a una curva de aprendizaje de derivada negativa respecto a la producción de unidades. Esto es así por diversos motivos; a medida que los procesos se aprenden y se automatizan, se cometen menos errores, se producen más unidades y, por tanto, los costes fijos medios disminuyen, etc... Los sistemas de incentivos persiguen acelerar o catalizar un proceso que ocurriría igualmente, de forma natural, con el tiempo, pero que llevaría muchos más años. El sistema de incentivos a la producción de energías renovables y la cogeneración en España responde a un esquema tipo *feed-in tariff*. Ahora bien, mientras existen estos incentivos que buscan adelantar la competitividad económica de algunas tecnologías, los ciudadanos soportan un coste superior respecto a ciudadanos de otros países que no han decidido avanzar por esa vía. Por tanto, debe haber algún retorno para la sociedad, y, en mi opinión, ese retorno puede ser la creación de actividades industriales de alto valor añadido como las tecnologías alternativas en general, y las renovables en particular. En definitiva, la promoción de las energías alternativas a través de una sobre-retribución debe ir acompañada de la creación de capacidades in-

dustriales en el país. Si no fuera así, la mejor estrategia sería esperar a que otros países realizaran el esfuerzo y adquirir las tecnologías en un estadio más avanzado de madurez tecnológica.

Una vez desarrolladas las tecnologías, estas capacidades otorgan al país que las posee, sin ninguna duda, una capacidad geoestratégica y de influencia. Esta capacidad puede encaminarse además a fortalecer las relaciones e intereses mutuos entre países exportadores e importadores de crudo y/o gas. Además, convertirse en necesario por ser poseedor de una capacidad industrial más avanzada permite asegurar con algunos países la reciprocidad en términos de garantía de suministro. Un ejemplo interesante para España sería el de nuestra relación con la ribera Sur del Mediterráneo. No hay mejor forma para garantizar el suministro de crudo y gas que importamos de esta región que establecer alianzas que permitan inversiones tecnológicas en estos países y, por tanto, profundicen la convicción de que ambas partes se necesitan.

Cuando hablamos en términos geoestratégicos, es necesario separar claramente producción eléctrica de tecnologías eléctricas. Es decir, no se está hablando, por ejemplo, de cómo se va a cubrir la demanda en España en el futuro, sino de qué capacidades industriales debemos dotarnos, o qué capacidades van a ser estratégicas en las próximas décadas para afrontar el problema energético. Las soluciones a la problemática energética no son monotecnológicas, y por tanto va a ser necesario contar con varias tecnologías. Las más importantes van a ser las renovables, la nuclear y las tecnologías limpias del carbón. En los últimos párrafos se entenderá por qué las tecnologías del carbón son tan importantes. Como el problema del cambio climático es un problema global, y no local, debemos analizar la estructura energética actual y futura de tres países que juntos emiten el 50 por 100 de las emisiones de CO_2 del mundo: China, India y Estados Unidos. Ninguno de los tres, además, va a renunciar al carbón, ya que, además de disponer de amplias reservas, en el caso de China e India hay muchos trabajadores en la minería del carbón, con lo cual la reducción de la producción se convertiría en un problema social y político. De hecho, hay países europeos que ya lo han entendido así y están invirtiendo en China en proyectos de este tipo. En el caso de España, además de la ya comentada estrategia de apuesta industrial por las energías renovables, sería conveniente no perder las capacidades adquiridas en las últimas décadas en el campo de la energía nuclear. El esfuerzo que hizo el país en los años sesenta, setenta y ochenta para generar capacidades técnicas e industriales en este campo se ha deteriorado sin duda, pero gran parte de él mismo goza todavía de buena salud. Sería una lástima que no se aprovecharan unas capacidades de elevadísimo valor añadido como son las nucleares.

Por último, para entender qué tecnologías van a jugar un papel determinante en el futuro es necesario tener en cuenta algunas cuestiones como las relativas a la problemática del cambio climático. En cuanto a la afectación sobre las emisiones de CO_2, las proyecciones de la AIE en el horizonte 2030 son preocupantes. Según la AIE, la demanda mundial de energía aumentará un 1,6 por 100 anual hasta 2030, es decir, un 45 por 100 de incremento acumulado. Durante este período, el petróleo sigue siendo el principal combustible (aunque su peso disminuye desde el 34 por 100 hasta el 30 por 100), mientras que, en general, los combustibles fósiles seguirán representando el 80 por 100 de la demanda primaria mundial. La mala noticia es que el carbón pasa del 26 por 100 al 29 por 100, mientras que el gas natural llega al 22 por 100. El 85 por 100 del aumento en la demanda de carbón tiene lugar en India y China para la producción de electricidad. El consumo urbano pasa de representar 2/3 del consumo mundial a 3/4, lo cual implica una ganancia de eficiencia debido a la estructura más compacta del consumo, pero por tanto, *ceteris paribus*, un aumento del mismo en términos absolutos. Por regiones, los países que no pertenecen a la OCDE, cuyo consumo superó al de la OCDE en 2005, pasará del 51 por 100 en 2006 al 62 por 100 en 2030. China e India contribuirán a la mitad del incremento del consumo de energía.

En 2030, el mundo habrá doblado (en el escenario de referencia de la AIE) las emisiones de CO_2 desde las 20Gt a las 40,5 Gt. En este aumento, el carbón contribuirá con unas emisiones que pasarán de 8,3 Gt a 18,6 Gt, es decir, desde un 42 por 100 a un 46 por 100. China habrá pasado de emitir un 10,7 por 100 de las emisiones del mundo en 1990 a un 29 por 100 en 2030. Los Estados Unidos habrán pasado del 23,1 por 100 al 14,3 por 100, la India del 2,8 por 100 al 8,1 por 100 y la UE del 20 por 100 al 9,2 por 100. Además, el carbón será el responsable del 77 por 100 del aumento de emisiones en China, del 67 por 100 en la India y del 54 por 100 en los Estados Unidos. Europa está haciendo unos esfuerzos enormes para reducir sus emisiones. Se espera que en 2030 éstas incluso disminuyan por debajo de las de 1990; no obstante, en el mismo período, y en un escenario tendencial o de *business*

as usual, China habrá aumentado en 32 veces las emisiones que Europa reducirá. El hecho de que China no pueda abandonar totalmente el carbón por motivos de soberanía energética y por motivos sociales, hace que tengamos que incorporar las tecnologías del futuro: las de carbón con captura y secuestro de CO_2. Por tanto, esta tecnología, como ya indica la AIE, debe entrar en los planes de fomento tecnológico y en los esfuerzos para conseguir su sostenibilidad económica, al igual que en el caso de las energías renovables. Por constituir una de las tecnologías eléctricas de futuro y por tratarse de una tecnología crítica para China e India, los avances tecnológicos hacia el carbón limpio, serán en términos estratégicos tan importantes como las energías renovables y la energía nuclear.

En el futuro, la sustitución significativa de los carburantes de automoción actuales sólo se podrá hacer a partir de la electricidad (o bien a través de la producción de hidrógeno, o bien directamente). Los biocarburantes tendrán un papel a escala mundial, pero será necesaria la introducción de tecnologías eléctricas en el sector del transporte si se quiere reducir significativamente la presencia de los derivados del petróleo. Incluso contando con el desarrollo y la viabilidad comercial de los biocarburantes de segunda (biomasa residual y cultivos no alimentarios) y tercera generación (algas), la electricidad debería jugar un papel, ya que la sustitución en cantidades significativas de los derivados actuales del petróleo implicaría cantidades enormes de biomasa. Además, en la mayoría de sistemas eléctricos existe una capacidad instalada que está ociosa en una parte importante del tiempo. Este cambio, que, de producirse, constituirá una auténtica evolución, redunda en el carácter estratégico de las tecnologías eléctricas que predominen en el futuro.

III. CONCLUSIONES

Debido a diversas causas, estamos asistiendo desde principios de siglo a lo que podríamos denominar una revolución energética. Este cambio implicará en el futuro la sustitución gradual de los combustibles actuales por otros sin las implicaciones negativas del petróleo y el gas. Algunas de estas implicaciones son la exposición a precios muy volátiles, el riesgo de desabastecimiento futuro y las emisiones de CO_2. De cara a prever las actuaciones que debemos impulsar en el futuro ante cambios en las variables importantes, es necesario hacer ejercicios prospectivos por parte de los países. Estos ejercicios nos ayudarán a estar mejor preparados para el futuro, y a identificar aquellos aspectos que tienen una importancia geoestratégica, y cuya gestión debe formar, por tanto, parte de la actividad geopolítica del país. Estos aspectos geoestratégicos se pueden resumir en tres: petróleo, gas y tecnologías eléctricas. Disponer de una estrategia en los tres, además de servir para mejorar la competitividad de nuestra economía, puede dotar de capacidad de influencia a la política exterior. Además, dotarse de capacidades industriales de tecnologías eléctricas de futuro puede ayudar a fortalecer la garantía de suministro de petróleo y gas a través de la necesidad mutua, y el consiguiente estrechamiento de lazos con los países productores de petróleo y gas. No obstante, no debe perderse de vista que este statu quo responde sólo a las necesidades de este período transitorio en el que vivimos, que, aunque será largo, nos debe conducir irremediablemente hacia una economía mucho menos dependiente de petróleo y, a más largo plazo, del gas.

NOTAS

(*) *Upstream*, en la industria petrolera, se refiere a las actividades realizadas «aguas arriba» en la cadena de valor. Normalmente, se trata de las actividades de investigación o exploración, perforación o producción.

BIBLIOGRAFÍA

ADELMAN, M.A. (1993), *The economics of petroleum supply*, The MIT press.

DEFFEYES, K. (2008), *Beyond Oil,* Hill and Wang.

FIGUEROA, Emilio (2007), *El comportamiento económico del mercado del petróleo,* Díaz de Santos.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007), *Natural gas market review* 2007.

— (2007), *World Energy Outlook 2007.*

— (2008), *World Energy Outlook 2008*.

LYLE JR., W.D., y L. SCOTT ALLEN (2009), *A very unpleasant truth…Peak oil production and its global consequences*.

MIRAS, Pedro (2005), «La era del petróleo. ¿Aún quedan 40 años?», *Revista de Ingeniería Química*, n.º 430.

NUCLEAR ENERGY AGENCY (2008), *Nuclear Energy Outlook* 2008.

Petroleum Economist (1998-2009), Varios números.

PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS EN ENERGÍA

Cayetano LÓPEZ

CIEMAT y UAM

Resumen

En este artículo se examinan las líneas de investigación tecnológica más prometedoras en el campo de la energía, muy particularmente para fuentes con bajas emisiones de dióxido de carbono. Ante la necesidad de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, tanto por razones de dependencia como de disponibilidad o medioambientales, se concluye que no hay fuentes nuevas que puedan sustituir a las convencionales de forma total, por lo que es imprescindible contar con todas ellas, aumentando el uso de las que proceden de fuentes renovables, lo que implica reducir costes y resolver el problema de la intermitencia, mejorando las prestaciones de la tecnología nuclear actualmente utilizada e introduciendo técnicas de secuestro y captura de CO_2 para el caso del carbón, un combustible básico en la generación de electricidad.

Palabras clave: combustibles fósiles, electricidad renovable, energía eólica, energía solar, energía nuclear.

Abstract

This paper outlines the most promising developments in technological research in the energy sector, in particular those related to low carbon dioxide emission sources. Given the need to reduce our reliance on fossil fuels, as far as dependency, availability and environmental reasons are concerned, we may conclude that there are no new sources that are fully able to replace the conventional ones, and for that reason, it is essential to rely on all of them, increasing our use of energy from renewable sources, which implies cost reductions and resolution of the intermittency issue, improving nuclear power sites currently in operation and introducing CO_2 capturing and storage techniques in the case of coal, a basic fuel for electricity generation.

Key words: fossil fuels, renewable electricity, wind energy, solar energy, nuclear energy.

JEL classification: Q42.

I. INTRODUCCIÓN

LAS fuentes de energía primaria están identificadas, y no parece que su catálogo pueda ampliarse en un futuro previsible. Desde los albores de la Humanidad hasta el comienzo de la era industrial, a principios del siglo XIX, las únicas fuentes de energía primaria disponibles eran la leña y otras formas de biomasa natural, los animales de carga y el viento para el transporte marítimo o fluvial. A partir de la aparición de las primeras máquinas de vapor empieza a utilizarse como fuente de energía el carbón, que continúa hoy, y más tarde, cuando se extiende el uso del automóvil dotado de un motor de combustión interna que debe ser alimentado con un fluido combustible, el petróleo y sus derivados pasan a ocupar un lugar preeminente como fuente de energía. Finalmente, el gas natural ha ido configurándose a lo largo del último medio siglo como un componente importante en la generación de electricidad y en la producción de calor para usos industriales y domésticos.

La contribución de estos combustibles —llamados fósiles por su formación en las profundidades de la corteza terrestre a partir de restos de organismos existentes hace cientos de millones de años— al conjunto de la energía primaria consumida en el mundo a finales de 2007 (British Petroleum, 2008) es del 35,6 por 100 el petróleo, 28,6 por 100 el carbón y 23,8 por 100 el gas natural; en conjunto representan, por tanto, el 88 por 100 del total, lo que, por muchas razones, configura un escenario insostenible incluso a corto plazo. El resto proviene de la energía nuclear, que supone un 5,6 por 100 del total, y de las energías renovables, esencialmente la hidroeléctrica. Las energías procedentes del viento y del sol en sus diversas modalidades son hoy un factor marginal, aunque empiezan a tener una mayor presencia en algunos países, singularmente en España.

Sin embargo, la creciente demanda mundial de energía y los problemas asociados a los combustibles fósiles, tanto de escasez como de impacto ambiental, están en la base del creciente interés por otras fuentes de energía, o de un uso distinto de las convencionales. Me refiero a las energías renovables, a la fisión nuclear o a lo que se llama combustión limpia del carbón, con tecnologías de captura y secuestro de CO_2. Pero hay todavía barreras tecnológicas que es necesario superar; en unos casos, para disminuir los precios hasta niveles aceptables en un escenario de sustitución masiva de fuentes de energía, y en otros, simplemente para alcanzar el nivel de desarrollo industrial. En particular, la fusión nuclear supondrá un gran avance cuando consigamos dominarla, pero la tecnología de fusión es tan compleja que pasará aún mucho tiempo antes de que llegue a poder ser explotada comercialmente. No me referiré a ella en lo que sigue debido, precisamente, a lo lejano de su horizonte temporal.

II. LOS BIOCARBURANTES Y EL SECTOR DEL TRANSPORTE

El sector del transporte depende casi en su totalidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo. La primera alternativa posible es el uso de biocarburantes (bioetanol y biodiesel) que sustituyan al menos una parte de los convencionales. Pero, aun cuando la producción de biocarburantes está todavía en un estadio muy incipiente, ya han surgido problemas colaterales en relación con el sector de la alimentación. Desde luego, su influencia en el aumento de los precios de los alimentos es limitada y concurre con otras causas de mayor calado, ya sean coyunturales o estructurales. En todo caso, el etanol fabricado a partir de cereales, por poner el caso más controvertido, es la peor solución posible, y no sólo por razones de impacto sobre la alimentación, sino especialmente por su escaso rendimiento energético. En efecto, la cantidad de energía contenida en un litro de etanol es apenas superior a la que es necesaria para obtenerlo a partir de cereales, en fertilizantes, semillas, cosechas, transporte y tratamiento (ver, por ejemplo, Worldwatch, 2007, o CIEMAT, 2005). Por lo tanto, desde el punto de vista energético, no es razonable utilizar esta materia prima. Hay además razones de tipo medioambiental relacionadas con el uso del agua y de tierra cultivable que apuntan en esta misma dirección (Zah *et al*., 2007).

Por el contrario, el rendimiento energético de la caña de azúcar es muy superior, y todavía lo es más el etanol a partir de lo que se llama biomasa lignocelulósica, presente en plantas leñosas o herbáceas y en residuos orgánicos. Es lo que se llama etanol de segunda generación. Sin embargo, la tecnología de producción de biocarburantes de segunda generación no está todavía al nivel de explotación industrial. No se está muy lejos, y ya hay algunas plantas piloto en las que se están experimentando varios procesos termoquímicos o bioquímicos; no tiene efectos sobre la alimentación, incurre en menos costes energéticos y tiene menos contraindicaciones ambientales (ver, por ejemplo, Ballesteros, 2007, y Signes *et al.*, 2008). En cuanto al biodiesel de segunda generación, además de la utilización de aceites usados, parece prometedor el uso de microalgas. Pero el hecho es que en ambos casos los costes son todavía elevados y quedan problemas técnicos por resolver para aumentar la fiabilidad y eficiencia de los distintos procesos utilizados. El etanol de caña y los biocombustibles de segunda generación podrían disminuir la dependencia del petróleo en el sector del transporte, aunque no eliminarla, debido a las limitaciones en tierra cultivable y biomasa disponible en comparación con los consumos del sector.

Es más fácil sustituir los combustibles fósiles empleados en la generación de electricidad por otras fuentes, renovables o nuclear, que sustituir de forma directa los derivados del petróleo, por lo que, a más largo plazo, la tendencia apunta hacia los vehículos eléctricos. El problema aquí es el almacenamiento de electricidad, poco eficiente y muy contaminante, que actualmente se realiza en las baterías. Pero hay un intenso trabajo de investigación en nuevos dispositivos de almacenamiento orientado a la construcción de automóviles eléctricos con las prestaciones adecuadas.

En general, debe decirse que el problema del almacenamiento de energía, sea en forma de electricidad, calor, hidrógeno o cualquier otra forma, está ocupando una posición central en la investigación energética, tanto por su importancia para el futuro del sector del transporte como para solventar los problemas derivados de la intermitencia de las fuentes renovables, como veremos más adelante. Es decir, si se consigue avanzar en la tecnología de almacenamiento de electricidad (ver, por ejemplo, el trabajo de José Luis Mata Vigil-Escalera en Club Español de la Energía, 2008b), el futuro previsible de una parte importante de los vehículos será eléctrico, aunque se trata de una tarea de enorme dificultad, dadas las prestaciones del coche de gasolina. Me concentraré, por tanto, en lo que sigue en la producción de electricidad, que se configura como la forma de energía más flexible y adaptable incluso para el futuro del sector del transporte.

III. CAPTURA Y SECUESTRO DE CO_2

El esquema de producción de electricidad varía mucho de unos países a otros. Sin embargo, es un rasgo común la importante presencia del carbón como fuente primaria para generar electricidad. Para el conjunto del planeta, aproximadamente el 40 por 100 de la electricidad producida procede del carbón y, con la excepción de Francia, que se basa de forma muy destacada en su parque nuclear, y parcialmente de España, con una apreciable contribución de las renovables, la fuente de energía básica sigue siendo el carbón. Y seguirá siéndolo durante mucho tiempo debido a su abundancia y a la distribución en prácticamente todos los continentes. En un país tan desarrollado tecnológicamente como EE.UU., todavía la mitad de

la electricidad generada tiene su origen en plantas de carbón, con una tendencia creciente. En China, el carbón representa del orden del 85 por 100, y su uso es también creciente. En España, la contribución del carbón a la producción de electricidad es del orden del 24 por 100.

El carbón es, con diferencia, el combustible fósil más contaminante, ya que emite cerca del doble de dióxido de carbono a la atmósfera por unidad de energía producida que el gas natural, además de compuestos de azufre, nitrógeno y metales pesados. Así que, si queremos seguir utilizando el carbón como fuente de energía, debemos desarrollar procedimientos que eliminen o limiten las emisiones asociadas de CO_2 a la atmósfera (las otras emisiones ya se controlan en las plantas de generación actuales). Es lo que se conoce como procesos de captura y secuestro de CO_2 (CCS, por sus siglas en inglés), todavía en una fase muy preliminar. En particular, la captura del CO_2 emitido en la combustión del carbón puede hacerse con técnicas de oxicombustión, es decir modificando la composición del aire que entra en las calderas de forma que los gases emitidos sean CO_2 prácticamente puro y no haya necesidad de separarlo, con una gasificación previa que permita separarlo antes de la combustión, o bien tras la combustión en aire con técnicas de separación físicas o químicas. En ambos casos se generarán costes energéticos adicionales y requerirán de nuevos procesos probados ya en el laboratorio, pero no a la escala industrial requerida. En cuanto al secuestro, es preciso encontrar depósitos subterráneos o submarinos en los que inyectar el CO_2 con un grado de estanqueidad suficiente como para que dicho gas esté confinado durante siglos.

En realidad, depósitos de este tipo existen ya en la naturaleza. Por ejemplo, los yacimientos de gas natural, que lo han mantenido confinado durante periodos geológicos, una vez explotados, pueden ser utilizados para almacenar dióxido de carbono, lo mismo que yacimientos agotados de petróleo, formaciones sedimentarias salinas, etc. Incluso existen ideas sobre su mineralización mediante la conversión en carbonatos. Las experiencias de secuestro de CO_2 en el mundo están asociadas a campos petrolíferos en producción ya decreciente en los que se inyecta dicho gas a presión con objeto de mejorar sus prestaciones y obtener crudo que no brotaría con las tecnologías convencionales de extracción. Es el caso del yacimiento de Weyburn, en Canadá, en el que se inyecta el CO_2 que llega a través de un gasoducto procedente de una planta de gasificación situada en Dakota del Norte, con objeto de mejorar su rendimiento. Otra experiencia similar es la de Sleipner, un campo de producción de gas en la costa noruega del Mar del Norte en el que se deposita CO_2 en un lecho de rocas porosas con agua y sales a un kilómetro de profundidad.

Como puede verse, hay algunas experiencias de secuestro, pero todas están asociadas a la mejora del rendimiento de yacimientos de gas natural o petróleo, y no a evitar emisiones a la atmósfera derivadas de la utilización del carbón en la producción de electricidad. Por otra parte, la escala de estas experiencias es muy modesta, del orden de un millón de toneladas de CO_2 al año, que debe compararse con los aproximadamente 30.000 millones de toneladas anuales emitidas en total (no todas procedentes del carbón). En todo caso, hay que destacar que los procesos de captura y secuestro de dióxido de carbono encarecerán el precio de la energía obtenida a partir del carbón. Los expertos cifran este encarecimiento entre un 30 por 100 y un 100 por 100 del precio sin CCS (Socolow, 2005, y la Fundación para Estudios sobre la Energía, 2008). La conclusión es que no es probable que se deje de utilizar una fuente de energía tan abundante y repartida como el carbón, a pesar de sus notables efectos medioambientales. Pero para que su uso sea sostenible es de la mayor importancia encontrar una forma de contrarrestar las emisiones que actualmente se asocian a su uso.

IV. ELECTRICIDAD RENOVABLE

Pienso que el desafío más importante que tenemos para las próximas décadas es aumentar de forma significativa la contribución de las energías renovables distintas de la gran hidráulica, que es la que tiene una mayor presencia, y cuyos recursos han sido utilizados de forma más completa. Sus ventajas se derivan de su carácter sostenible, ilimitado, muy poco contaminante, incluso si tenemos en cuenta el ciclo completo de vida, y su distribución territorial. Los inconvenientes pueden agruparse en dos categorías: elevado coste e intermitencia.

Una de las razones del alto coste de la electricidad renovable se debe a la dispersión de este tipo de energías, que es una característica intrínseca sólo compensada por su carácter ilimitado, aunque es verosímil que mejore su comparación con las energías convencionales a medida que los costes de estas últimas vayan aumentando, debido a la disminución de las reservas y a la imputación de los costes de los efectos ambien-

tales. Otra parte del coste elevado de las renovables se debe a que la tecnología está todavía en un estadio poco avanzado de desarrollo. Para disminuir este tipo de costes, es preciso construir un mercado de dimensiones globales. Sólo así se abaratará la producción de componentes, al tiempo que podrán aplicarse mejoras en la operación y mantenimiento de las plantas renovables en condiciones de explotación industrial. Justamente, los diferentes sistemas puestos en funcionamiento para estimular el despliegue de las energías renovables están dirigidos a ampliar ese mercado mediante subsidios u otro tipo de ayudas que compensen las dificultades iniciales.

1. Energía eólica

Este principio se ha mostrado ya eficaz en la primera de las energías renovables que se puede considerar extendida en un mercado de dimensiones globales, la eólica. En efecto, a finales de 2008 ya existía una potencia eólica acumulada en el mundo de 121.000 MW (Global Wind Energy Council, 2008), lo que ha permitido configurar un sector industrial dinámico y en crecimiento en todas las regiones del mundo. Los tres países que cuentan con una mayor potencia instalada son Alemania, Estados Unidos y España, aunque de los tres, y debido a su menor consumo total, es España quien obtiene una mayor fracción de su electricidad de esta fuente de energía, aproximadamente un 11 por 100 en 2008, con una potencia instalada de 16.700 MW a finales de ese año. De hecho, España ocupa el segundo lugar del mundo, tras Dinamarca, tanto en fracción de electricidad total de origen eólico como en potencia instalada por habitante (European Wind Energy Association, 2008).

Los objetivos perseguidos con los estímulos públicos a la creación de un mercado eólico global están dando sus frutos no sólo en la creación de nueva actividad industrial y empleo, sino también en el abaratamiento progresivo de la energía así producida. A finales de los setenta, con aerogeneradores del orden de 50 kW de potencia y un diámetro de rotor de unos 15 m, el precio unitario era del orden de 30 a 40 c euros/kWh mientras que actualmente, con aerogeneradores de unos 2 MW de potencia, con un diámetro de rotor de cerca de 100 m, el coste de producción es sólo ligeramente más alto que el convencional.

Además del tamaño, se han producido muchas otras mejoras tecnológicas que afectan a los elementos móviles, los materiales de que están construidos, los sistemas de conversión, transformación y evacuación, y los procesos de fabricación y montaje. No está lejos el momento en el que estas mejoras acabarán por hacer que el coste unitario de la electricidad producida iguale al de la convencional, lo que permitirá explorar nuevos territorios. En particular, el medio marino, con la llamada eólica *off-shore* debido a la mayor calidad del recurso eólico (vientos sostenidos y sin turbulencias), aunque son considerables las dificultades para el anclaje y mantenimiento de los aerogeneradores cuando la lámina de agua es profunda, así como de evacuación de la electricidad producida. Y también el entorno urbano o el de las concentraciones humanas aisladas de la red, o con una red débil, mediante la pequeña eólica.

Como ocurre con todas la renovables, está por resolver el problema de la intermitencia. El viento es discontinuo, de forma que, para el caso de España, por ejemplo, los parques eólicos sólo generan energía durante unas 2.000 horas al año en promedio. Y no siempre se adecua el momento de la generación con el de los máximos de la demanda. Para superar el problema de la intermitencia es preciso resolver el del almacenamiento. Para la electricidad de potencia, el sistema más simple y extendido es el bombeo de agua en presas de doble vaso, que existen en una medida insuficiente, y cuyo aumento es un factor esencial para la extensión de las energías renovables y su integración en la red. Otra forma de almacenamiento masivo menos frecuente es el aire comprimido en grandes depósitos subterráneos. En cuanto al almacenamiento electroquímico, los avances registrados en nuevas baterías para sustituir total o parcialmente los motores de explosión podrían, a la larga, contribuir también al almacenamiento de la electricidad generada en plantas renovables. En cuanto al hidrógeno, que podría ser también una alternativa de almacenamiento, su elevado coste energético sugiere que su uso no se extenderá en un futuro previsible. Cualquier progreso significativo en formas de almacenar electricidad servirá para que la energía eólica y otras renovables puedan contribuir de forma gestionable y todavía más significativa al suministro eléctrico.

2. Energía solar

Pero la fuente renovable más abundante, con diferencia, es el Sol. La radiación solar sobre la superficie terrestre, en un lugar como el Sur de España, equivale a la deposición de unos 1.900-2.000 kWh por metro cuadrado y por año, lo que equivale al contenido energético de 1,2 barriles de petróleo, o, lo que es lo mismo, al contenido energético de

una capa de 20 cm de petróleo. Teniendo en cuenta las enormes extensiones de tierra desértica y con buena irradiación, ello implica que la energía solar es muy abundante, aunque muy difusa. De hecho, en términos de energía primaria, la energía del Sol sobre la superficie terrestre es miles de veces mayor que la energía consumida en todo el planeta.

Hay dos formas de utilizar la energía del Sol: la primera mediante su conversión directa en electricidad utilizando dispositivos fotovoltaicos hechos de materiales que transforman la energía de los fotones solares en energía de electrones en un conductor, y la segunda mediante la transformación de la energía radiante en calor de alta temperatura y posteriormente la conversión de éste en electricidad en una turbina convencional, lo que se conoce como energía solar termoeléctrica.

La energía solar fotovoltaica presenta los mismos inconvenientes que el resto de las renovables: alto precio e intermitencia. El precio se deriva del coste de la fabricación de los dispositivos fotovoltaicos, lo que se traduce en que este tipo de energía es actualmente de los más caros entre las renovables y requiere de un apoyo público considerable. Por otra parte, la tecnología fotovoltaica es una de las más versátiles y adaptables a los entornos urbanos, debido a su carácter modular y a no requerir de grandes sistemas de transformación, en contraposición con los dispositivos termoeléctricos. En cuanto a su difusión, el crecimiento en la potencia total instalada en el mundo está siendo vertiginoso en los últimos tiempos. España ha jugado un papel especial en esa extensión durante los dos últimos años. En efecto, se ha pasado de 150 MW a finales de 2006 a 630 MW a finales de 2007, y más de 2.600 MW a finales de 2008. Dicho incremento, que no sería sostenible en el tiempo, está asociado a la prima prevista en el Régimen Especial, y al anuncio de que la cuantía de dicha prima se revisaría a la baja en septiembre de 2008.

Actualmente, la mayor parte de los paneles instalados están compuestos de células fabricadas con oblea de silicio, cristalino o policristalino. El rendimiento medio de estos dispositivos en condiciones de campo, esto es, la fracción de la energía solar depositada sobre la superficie del material que se convierte en electricidad, es del orden del 10 por 100 al 15 por 100. Existen otras alternativas para mejorar el rendimiento o para disminuir el coste de las células fotovoltaicas. Una vía es la exploración de otro tipo de materiales y técnicas de deposición, conocidas como sistemas de lámina delgada, que utilizan también silicio, aunque en cantidades menores que en los sistemas convencionales, u otros materiales más exóticos, que mejoran la conversión fotoeléctrica. O con tecnologías multicapa, que permiten la superposición de materiales que son sensibles a diferentes frecuencias del espectro solar, con lo que se incrementa el rendimiento total. El objetivo en este apartado es encontrar materiales y procedimientos de fabricación de células que utilicen la menor cantidad posible de materiales, que éstos no sean costosos ni contaminantes y que se integren en distintas aplicaciones, por ejemplo en el ámbito de la edificación, que parecen más adaptadas a este tipo de tecnología. No obstante lo cual, se estima que todavía durante bastantes años la tecnología dominante será la convencional, basada en oblea de silicio.

Sin embargo, es probable que la mejora en las prestaciones de los sistemas fotovoltaicos tenga lugar a corto plazo gracias a las técnicas de concentración que, apoyándose en dispositivos ópticos, son capaces de hacer incidir sobre una cierta superficie de material fotovoltaico la radiación solar captada sobre una superficie mayor, con lo que aumenta su aprovechamiento. En todo caso, el objetivo fundamental de la tecnología fotovoltaica está en la disminución de costes, que son todavía muy altos en comparación con otras renovables.

Otra forma de utilizar la radiación solar para producir electricidad es mediante la tecnología termoeléctrica. Se trata, en este caso, de concentrar la luz solar sobre un receptor que contiene un fluido que se calienta y posteriormente transfiere ese calor a un sistema de conversión en electricidad en una turbina convencional. Es una tecnología conocida de antiguo, simple en sus principios y robusta, que está experimentando un desarrollo notable en los últimos tiempos, especialmente en España y en Estados Unidos. En lo que sigue consideraré únicamente las dos tecnologías más extendidas, la de colectores cilindro-parabólicos y la de torre o receptor central.

En el primer caso, el calor se concentra sobre un receptor en forma de tubo por el que circula un fluido (normalmente un aceite mineral con propiedades térmicas adecuadas) que se calienta hasta una temperatura de unos 400 ºC y que, en un intercambiador de calor, genera vapor a alta temperatura y presión que acciona la turbina. Durante la década de los ochenta, tras la segunda gran crisis del petróleo, se construyó en el desierto de Mojave, en California, un conjunto de plan-

tas (el complejo SECS), con una potencia total de 350 MW, que ha venido funcionando de forma satisfactoria hasta la fecha. Tras su puesta en marcha, y pasado el momento de crisis, dichas plantas no tuvieron continuación. Por otra parte, de la misma época data la fundación de la Plataforma Solar de Almería (PSA), hoy parte del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que es un laboratorio de primera línea mundial en el que se han venido estudiando todas las tecnologías termoeléctricas, formando personal y ensayando componentes y dispositivos. La existencia de la PSA es uno de los factores que explica el liderazgo de nuestro país en este campo.

La segunda planta comercial en el mundo que utiliza colectores cilindro-parabólicos, finalizada en 2007, está situada en el desierto de Nevada, y ha sido construida y está siendo operada por Acciona. Actualmente hay proyectos para construir este tipo de plantas en España hasta una potencia probable de unos 2.000 MW en los próximos dos o tres años. Además, existen otras, en diferentes estados de gestación, hasta los 14.000 MW, y una cantidad también considerable en los Estados Unidos, en general con participación española.

En nuestro país, acaba de entrar en funcionamiento la planta Andasol I, de 50 MW, situada cerca de Guadix. Esta planta tiene una importante peculiaridad, y es que incorpora un sistema de almacenamiento, esta vez de calor, que tiene ventajas e inconvenientes cuando se compara con el de electricidad. En este tipo de plantas una parte del campo solar alimenta, mientras el sol brilla, el sistema de almacenamiento mientras el resto genera el calor que produce electricidad en la turbina. Así, cuando el sol se pone y la demanda eléctrica sigue alta, es posible seguir generando electricidad a partir de la energía almacenada. En el caso de Andasol I el almacenamiento tiene capacidad para seguir trabajando a la máxima potencia durante 7,5 horas sin sol, lo que permite ajustar la entrega de electricidad a la demanda.

El almacenamiento térmico que se está ensayando en este tipo de plantas se basa en grandes cantidades de sales fundidas que almacenan calor elevando su temperatura y lo liberan cuando se enfrían. Es un sistema simple y seguro, aunque requiere movilizar, para las potencias que estamos manejando, cantidades considerables de sales. En particular, en Andasol I se utilizan 28.500 toneladas de sales. Existen otras alternativas que se irán definiendo y perfeccionando a medida que aumente nuestra experiencia en este campo.

Este tipo de energía de origen solar es también más costoso que la tradicional, aunque menos que la fotovoltaica. Y, al igual que en el resto de las renovables, es de esperar una reducción de costes a medida que el mercado se expanda. Para que esto ocurra, son precisos algunos avances tecnológicos, especialmente en la manufactura de los tubos absorbedores, al tiempo que se diversifica el mercado de proveedores, hoy tan estrecho que es difícil que se desarrollen mecanismos de competencia comercial que mejoren los procesos de fabricación. Otro de los desarrollos esperados se refiere al fluido caloportador, el aceite mineral que se utiliza actualmente, que es engorroso de manejar, contaminante y no permite elevar la temperatura de trabajo. En este sentido, existen programas de investigación avanzados cuyo propósito es la sustitución del aceite por otro fluido que simplifique el diseño de las plantas, abaratando su coste.

Otra tecnología en desarrollo dentro del capítulo de la energía solar termoeléctrica es la que se basa en un receptor central situado en la parte superior de una torre. Un campo de helióstatos concentra la radiación solar sobre el receptor, del que se extrae el calor generado mediante algún fluido. Las primeras plantas comerciales en operación han sido construidas por Abengoa en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), las PS-10 y PS-20, de 11 MW y 20 MW de potencia, respectivamente, y se ha iniciado la construcción en terrenos próximos a Écija, de Gemasolar, una nueva planta de torre de 17 MW con un receptor basado en principios distintos y con una capacidad de almacenamiento de 15 horas a plena potencia. Por el momento, los costes son superiores a los de la generación basada en colectores cilindro-parabólicos y está en un grado de desarrollo algo más atrasado. Pero presenta algunas ventajas como poder operar a temperaturas mayores y adaptarse a terrenos más accidentados.

V. LA FISIÓN NUCLEAR

Junto a los combustibles fósiles y las renovables, la energía de fisión nuclear es una fuente de energía esencial hoy en los países más desarrollados. En Europa, el 30 por 100 de la electricidad producida es nuclear, siendo este porcentaje del 20 por 100 en España. La energía nuclear tiene algunas ventajas que la hacen atractiva como parte del menú energético del futuro. Las principales son la independencia de cualquier condición climática o ambiental, que permite que una planta opere un porcentaje muy elevado de las horas del año. Este hecho explica que

el sector nuclear en España, con 7.700 MW instalados, haya generado en 2007 aproximadamente el doble de la electricidad de origen eólico, que contaba, en esa fecha, con una potencia de 15.100 MW. Otro factor positivo a tener en cuenta es la relativa independencia de las oscilaciones del precio del uranio, ya que éste, a lo largo de la vida útil de la planta, supone apenas un 6 por 100 de los costes totales de construcción y operación, a diferencia de las plantas de gas, con una mucho menor inversión inicial pero con una dependencia muy superior del precio del combustible.

Por otra parte, se trata de un sector industrial con una considerable experiencia en seguridad, a pesar de la existencia de una opinión generalizada en contra. De hecho, los protocolos de seguridad más avanzados y exigentes han surgido precisamente de la industria nuclear.

Sus inconvenientes son conocidos. Desde el punto de vista económico, las enormes inversiones necesarias en la fase de construcción, con un dilatado periodo de amortización que es la contrapartida del reducido coste del combustible. Desde el punto de vista ambiental o de seguridad, la gravedad potencial de los accidentes en el funcionamiento de las plantas, aunque éstos sean escasos, y sobre todo la generación de residuos radiactivos difíciles de gestionar y custodiar. El problema de los residuos es, seguramente, el inconveniente más serio y, en la opinión pública, sin duda ha predominado sobre los aspectos más positivos de esta tecnología energética, por lo que merece una consideración especial.

Los residuos son, a grandes rasgos, de dos clases. De baja y media actividad, procedentes de materiales activados y componentes auxiliares, con una vida media típicamente de unos 30 años y poca concentración. Para este tipo de residuos, que son los que se generan en mayor cantidad, la solución aceptada universalmente es el almacenamiento en un depósito durante el tiempo necesario para que la actividad haya disminuido hasta el nivel de la radiactividad natural de fondo. El Cabril, en Córdoba, es un ejemplo típico de este tipo de almacenamiento y, gestionado adecuadamente, sus efectos sobre el medio ambiente son inapreciables.

El problema más grave son los residuos de alta actividad, provenientes del combustible usado, algunos de ellos con una vida media muy larga, desde cientos de años a decenas o cientos de miles de años. Algunos países han optado por construir almacenamientos geológicos profundos (AGP), en condiciones de estanqueidad suficientes como para garantizar la estabilidad de los residuos depositados en periodos geológicos. Está clara la dificultad no sólo de encontrar lugares que cumplan con las condiciones físicas requeridas, sino también de aceptación por parte de la opinión pública. Otros países, como España, se orientan a construir un almacenamiento temporal centralizado (ATC) en superficie, que permita la custodia de los residuos en condiciones de seguridad durante periodos mucho más cortos, del orden de un siglo, mientras se ponen a punto técnicas de eliminación de los residuos o su transformación en materiales inertes. Y es que la gestión o eliminación de los residuos es uno de los problemas cuya resolución es más acuciante si queremos que la energía nuclear tenga un futuro. Dicha transformación se basa en lo que se conoce como técnicas de separación y transmutación, pero su desarrollo es todavía incipiente debido a su complejidad tecnológica.

En realidad, los desarrollos asociados a la neutralización de los residuos más peligrosos están muy ligados a lo que se conoce como reactores de cuarta generación. Existen en este momento 439 reactores comerciales en funcionamiento en el mundo, de los que 104 están en Estados Unidos y 59 en Francia, con una potencia instalada de 373.000 MW, y 38 más en construcción en Finlandia, Francia, los países del Este de Europa y Asia (World Nuclear Association, 2008). Todos ellos son de segunda o tercera generación, operando con neutrones térmicos (lentos) y utilizando como combustible el isótopo ^{235}U, que es muy poco abundante en la naturaleza, sólo el 0,7 por 100 del uranio natural. Las líneas más prometedoras de la cuarta generación operan con neutrones rápidos y pueden utilizar como combustible la mayoría de los residuos existentes, así como el ^{238}U, que es el isótopo de uranio más abundante (el 99,3 por 100 restante) e incluso el torio, que es todavía más abundante. Los reactores de cuarta generación y los dispositivos que incorporan las tecnologías de neutrones rápidos, como los sistemas asistidos con un acelerador (ADS, por sus siglas en inglés), podrían resolver potencialmente muchos de los problemas asociados con los residuos. Y serían inmunes a una eventual escasez de combustible convencional a largo plazo (si utilizáramos todo el uranio, y no sólo su isótopo menos abundante, las reservas se multiplicarían automáticamente por un factor entre cincuenta y cien).

Los retos indiscutibles en el sector nuclear son, por lo tanto, el tratamiento de los residuos y la cuarta generación, ambos aspec-

tos relacionados desde el punto de vista de la tecnología. Pero los avances en este terreno llevan su tiempo y no estarán disponibles, en condiciones de explotación comercial, antes de veinte o treinta años, con lo que el sector nuclear, en la mayoría de los países occidentales, con las señaladas excepciones de Francia y Finlandia, se encuentra con la dificultad de un improbable resurgimiento durante todo este tiempo. En contraste, en muchos otros países del mundo, en particular en Asia, se seguirán construyendo reactores nucleares de tercera generación.

VI. CONCLUSIONES

Ante la situación descrita en los apartados precedentes, no parece realista ni aconsejable prescindir de ninguna de las fuentes de energía disponibles, con las debidas precauciones y en los tiempos en los que la tecnología lo permita. A corto plazo, urge preparar sustitutos de los derivados del petróleo para el sector del transporte, entre los que no podemos dejar de considerar los biocombustibles de segunda generación. Respecto del carbón, que seguirá siendo una fuente abundante, aunque potencialmente muy contaminante, se impone avanzar hacia su utilización con captura y secuestro de CO_2.

Pero quizás el reto más importante en estos momentos sea impulsar las energías renovables de forma que lleguen a suponer una fracción significativa del total, situación de la que estamos muy lejos hoy y en la que España ocupa un papel de vanguardia. El viento ha demostrado sus potencialidades como fuente masiva de energía y debe seguir ampliando su presencia en el mercado global. El sol, más abundante, aunque con los problemas de dispersión ya evocados en este artículo, deberá ir ocupando en algún momento del futuro próximo el papel de energía renovable dominante, realmente masiva, sostenible e ilimitada. Para ello, habrán de resolverse los problemas tecnológicos que limitan su difusión y afectan al elevado precio que hoy tiene, y se necesitará un decidido apoyo público. Por razones de gestionabilidad de las energías renovables, y también atendiendo al futuro del sector del transporte, las tecnologías de almacenamiento de energía ocupan ya un lugar destacado en los programas de investigación energética hasta el punto de que no es concebible un esquema sostenible sin un avance significativo en este campo.

Los reactores de fisión existen, han sido probados y han evolucionado hacia diseños cada vez más seguros y con un mejor aprovechamiento del combustible. No creo que sea razonable, en una situación de crisis energética, prescindir de esta fuente de energía, aunque su supervivencia depende en gran medida de la percepción pública. A corto plazo, el problema se plantea en términos de prolongación de la vida útil de los reactores existentes y de su reemplazamiento por otros de generación III; sin embargo, el desafío fundamental en este apartado es el avance hacia los reactores rápidos de generación IV, que permitirán reciclar los residuos y utilizarán el combustible de forma óptima.

BIBLIOGRAFÍA

BALLESTEROS, M. (2007), «Estado del desarrollo tecnológico de los biocarburantes», *Energía*, vol. 202: 24-28.

BRITISH PETROLEUM (2008), *BP Statistical Review of World Energy*, junio.

CIEMAT (2005), *Análisis del ciclo de vida de combustibles alternativos para el transporte*.

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA (2008ª), *Balance Energético de 2007 y Perspectivas para 2008*, Madrid.

— (2008b), *Energía: Las tecnologías del Futuro*.

EUROPEAN COMMISSION (2007), *The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*.

EUROPEAN PHOTOVOLTAICS INDUSTRY ASSOCIATION (2008), *Solar Generation V*, septiembre.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (2008), *www.ewea.org*.

FUNDACIÓN PARA ESTUDIOS SOBRE LA ENERGÍA (2008), *El futuro del carbón en la política energética española*, Madrid.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2008), *Global Wind 2007 Report*.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2006), *World Energy Outlook*.

— (2008), *Key World Energy Statistics*.

SIGNES, V. *et al*. (2008), «Procedimiento para la revalorización energética de la fracción orgánica de residuos orgánicos e instalación». Solicitud de patente internacional ES2008/000077.

SOCOLOW, R. H. (2005), «Can we bury global warming?», *Scientific American*, Julio: 39-45.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (2008), *www.world-nuclear.org*, Septiembre de 2008.

WORLDWATCH INSTITUTE (2007), *Biofuels for transport*, Earthscan.

ZAH, R. *et al*. (2007), *Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische Bewertung von Biotreibstoffen*, Empa, St. Gallen, Suiza.

IMPACTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE LOS PRECIOS DEL CO_2

Luis M. ABADIE

Bilbao Bizkaia Kutxa

José M. CHAMORRO

Universidad del País Vasco

Resumen

Con el Protocolo de Kioto, el uso de la atmósfera como sumidero de CO_2 se ha convertido en otro recurso escaso más por el que hay que pagar. Este trabajo pretende ayudar en la evaluación de inversiones afectadas por el mercado europeo de carbono. Sus características de rendimiento esperado y de riesgo están afectadas por el precio esperado de los derechos de emisión y su volatilidad. Ahora bien, los mercados de derechos y de contratos derivados sobre ellos no sólo permiten valorar activos financieros. También sirven para valorar activos reales, tales como las inversiones destinadas a reducir las emisiones.

Palabras clave: Protocolo de Kioto, régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, inversión bajo incertidumbre, opciones reales.

Abstract

Under the Kyoto Protocol, the use of the atmosphere as a sink for CO_2 has become another limited resource that must be paid for. This paper aims to be useful for assessing investments that fall within the reach of the EU Emissions-Trading Scheme. The expected return and risk on these investments are affected by the expected price of the emission allowances and its volatility. However, the market for the allowances and that for derivative contracts on these allowances allow us to value not only financial assets. They also help assess real assets, such as investments aimed at curbing emissions.

Key words: Kyoto Protocol, EU Emissions-Trading Scheme, investment under uncertainty, real options.

JEL classification: C6, E2, D8, G3.

I. INTRODUCCIÓN

DESDE hace unos años, determinadas empresas han visto limitadas sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por debajo de su nivel habitual. El uso de la atmósfera como sumidero se ha convertido así en un recurso escaso, con lo cual se agrega un coste adicional a la producción. Dicho coste depende de las emisiones realizadas, las cuales son, a su vez, función de la tecnología empleada. El impacto financiero del marco regulatorio climático se ha intentado mitigar con la introducción del mercado europeo de carbono, conocido como régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (o por sus siglas en inglés, ETS, de *Emissions-Trading Scheme*).

Con independencia de si inicialmente los derechos se han subastado o se han regalado, parcial o totalmente, la mera existencia de este mercado constituye un hecho relevante para las decisiones empresariales. Por ejemplo, la reducción de emisiones por parte de una empresa sujeta a esta limitación puede llevar a la venta de los derechos correspondientes en el mercado. Dicha reducción hipotética de las emisiones puede alcanzarse por diversos procedimientos, entre ellos, mejoras en la eficiencia (1), menor producción o cierre de las plantas más contaminantes, cambios en los combustibles, o la puesta en marcha de instalaciones que permitan evitar las emisiones de CO_2 a la atmósfera.

En cualquier caso, ha aparecido un nuevo factor relevante en la evaluación de numerosas decisiones de inversión o desinversión, a saber, el precio esperado de los derechos de emisión y su nivel de riesgo (aproximado éste por la volatilidad del precio de los derechos). El número total de permisos emitidos va a sufrir recortes sucesivos. En este sentido, es posible, auque poco probable, que el precio de los derechos de emisión baje en el futuro posterior a Kioto. Por tanto, la valoración de activos en un contexto incierto debe hacerse aplicando la metodología idónea para ello.

Determinados sectores económicos y países que actualmente no están sujetos a un sistema de limitación de emisiones pueden estar afrontando un elevado riesgo regulatorio y deberían considerarlo como tal en sus decisiones. A este respecto, es significativa, por ejemplo, la decisión tomada en el año 2008 por Citigroup, J.P. Morgan Chase, y Morgan Stanley. Estos bancos, en vista de la seria posibilidad de que se implante un sistema de limita-

ción de emisiones en EE.UU. en los próximos años, han desarrollado un nuevo sistema de estándares ambientales más estrictos para financiar centrales eléctricas de carbón en ese país (pues consideran que existe un mayor riesgo en este tipo de inversiones por sus mayores emisiones). Bajo sus *carbon principles*, estos bancos exigen a quienes inviertan en centrales de carbón que hayan analizado previamente otras opciones, como mejoras en eficiencia y energías renovables, y que dichas opciones se hayan revelado insuficientes. En caso de financiar una planta de carbón, exigen que se construya de tal forma que esté «lista para secuestrar» el carbono resultante (2), y que pueda cobrar un precio de la electricidad que permita pagar los derechos de emisión que pudiera necesitar en el futuro si se establece un sistema de limitación de emisiones.

Este trabajo pretende ayudar en la evaluación de inversiones en activos sometidos al ETS, considerando los beneficios esperados y los riesgos asumidos, tanto al tomar una decisión de cambiar algo como en caso de no alterar nada. Lo que resta del artículo está organizado de la siguiente forma. En el apartado II, analizamos el mercado de derechos de emisión, su evolución reciente, las cotizaciones al contado y a futuros, su volatilidad, su posible desarrollo y el impacto de la crisis económica; en el III, explicamos cómo la valoración de opciones puede, en principio, aplicarse en la práctica para valorar diversas oportunidades de inversión en activos reales u «opciones reales», y, concretamente, abordamos la opción de retrasar la inversión en un proyecto, expandir su escala de operación y contraer dicha escala; en el IV analizamos las ventajas del comercio de derechos de emisión bajo incertidumbre; en el V, desarrollamos algunos modelos financieros de valoración de opciones y futuros sobre derechos de emisión, y mostramos cómo sirven para valorar inversiones reales relacionadas con emisiones de CO_2; el apartado VI recoge las conclusiones.

II. EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN

1. Oferta y demanda de derechos de emisión

El 1 de enero del 2005 comenzó a funcionar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (EUETS), diseñado para facilitar el cumplimiento de la reducción de emisiones de una forma eficiente. Este instrumento es, según la Comisión Europea, uno de los más importantes de la política climática (3). Los precios se forman por la interacción de la oferta y la demanda. Se espera que la primera siga una trayectoria decreciente, mientras que la segunda crecería con el tiempo debido a mayores necesidades de derechos de emisión.

CUADRO N.º 1

EMISIONES DE CO_2 AUTORIZADAS Y PROPUESTAS (UE-27)

Periodo	*Mill. tCO_2*	*Tasa variación (porcentaje)*
2055-2007	2298,50	
2008-2012	2082,68	-9,4
Post-Kioto (propuesta)		
2013	1974	-5,2
2014	1937	-1,9
2015	1901	-1,9
2016	1865	-1,9
2017	1829	-1,9
2018	1792	-2,0
2019	1756	-2,0
2020	1720	-2,1

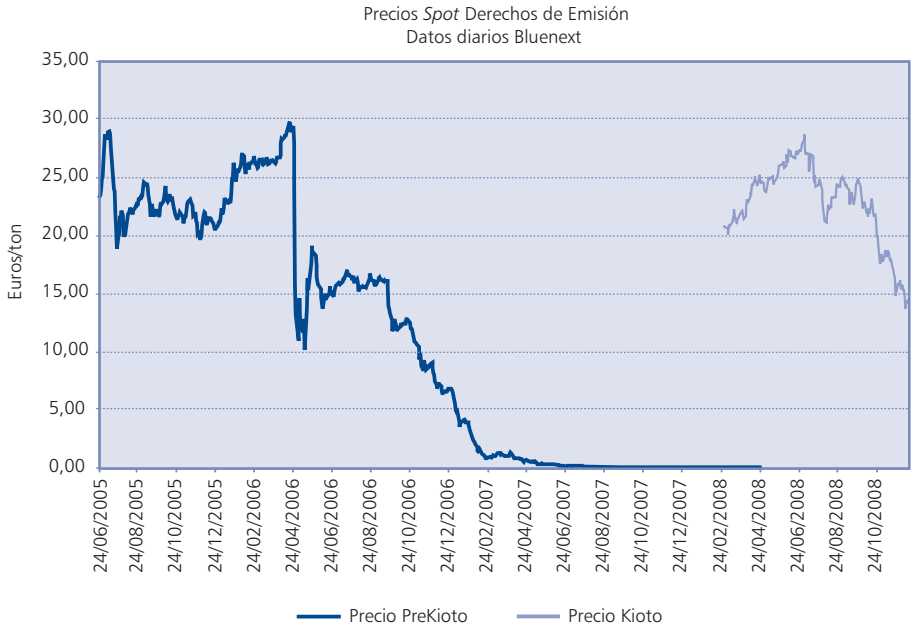
Adicionalmente, en los momentos en que se reduce la cantidad de derechos, se produciría un salto en los precios al contado. Esto es lo que ha sucedido realmente al pasar del periodo de «calentamiento» (2005-07) al periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto (2008-12), cuando se ha pasado de unos derechos por 2.300 Mill. t CO_2 a los 2.083 Mill. t CO_2; véase el cuadro n.º 1. Esta reducción del 9,4 por 100 ha provocado un salto cuantitativo en los precios. Como puede observarse en el gráfico 1, la escasez resultante ha llevado los precios *spot* del comienzo del periodo 2008-12 a niveles entre 20 y 25 euros/t CO_2, frente al precio prácticamente nulo del final del periodo 2005-07.

La previsible reducción adicional para el año 2013 debería provocar un nuevo salto de los precios *spot* en su momento. En el momento actual (finales de 2008), la crisis económica y la consiguiente menor demanda de derechos están reduciendo los precios *spot* a niveles ligeramente por debajo de 15 euros/t CO_2. Ello revela una importante sensibilidad de los precios ante una oferta muy inelástica de derechos de emisión.

2. Volatilidad del precio de los derechos de emisión

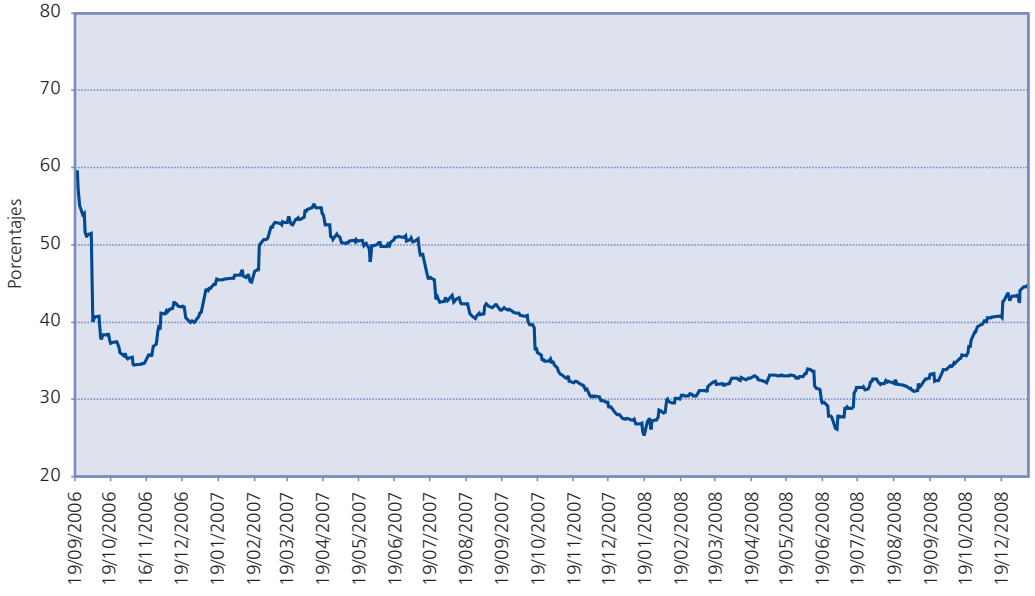
La volatilidad histórica en el mercado de derechos de emisión ha sido elevada, tal como se observa en el gráfico 2. Se aprecia también un aumento en la volatilidad de los precios al contado durante la úl-

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO AL CONTADO (*SPOT*) DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DURANTE EL PERIODO DE «PRECALENTAMIENTO» (2005-07) Y DE CUMPLIMIENTO (2008-12)



Fuente: BlueNext.

GRÁFICO 2
VOLATILIDAD (ANUALIZADA) DEL PRECIO *SPOT* CON LAS 100 ÚLTIMAS OBSERVACIONES



tima parte del año 2008. En esta época, las señales que anunciaban la crisis económica eran cada vez más evidentes en Europa.

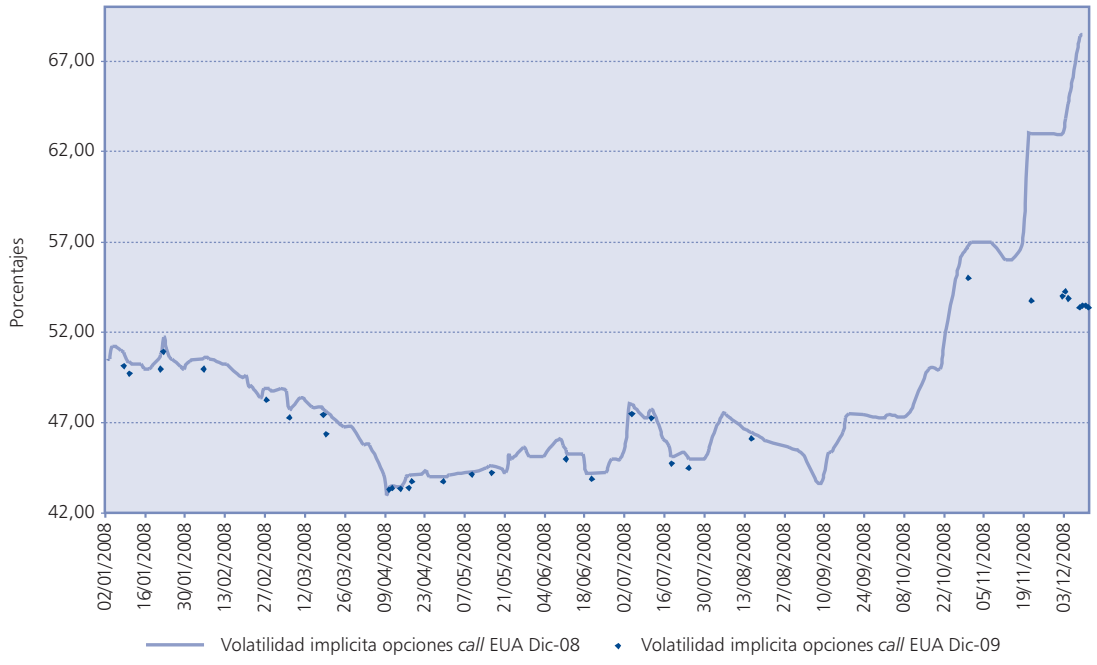
La volatilidad implícita de las opciones ofrece unas conclusiones similares (4). El gráfico 3 muestra su valor para opciones de compra (*call*) sobre los permisos de emisión europeos (o EUA, de *European Union Allowance*) con vencimiento en diciembre de 2008 y 2009, respectivamente. Las primeras gozan de un mercado más líquido y ofrecen cotizaciones todos los días. Las segundas, en cambio, no permiten un seguimiento tan preciso. En ambos casos, sin embargo, la volatilidad esperada en el futuro muestra un perfil creciente.

Como veremos más adelante, la presencia de un alto grado de incertidumbre en el precio del CO_2 tiene consecuencias muy importantes para las inversiones en sectores sometidos al ETS. Una gran volatilidad ocasiona que la hipotética inversión pueda alcanzar valores extremos, tanto por lo alto como por lo bajo. Ahora bien, en la medida en que la empresa no esté obligada a acometer dicha inversión, sólo invertirá en el caso de que le resulte favorable. En consecuencia, la volatilidad elevada acrecienta el valor de la oportunidad de inversión. Precisamente por ello, el ejercicio de dicha oportunidad deberá estar «debidamente» justificado, por el «sacrificio» que el mismo conlleva. Así, el umbral a superar por el VAN esperado de un proyecto especialmente arriesgado debería ser más alto que el necesario para justificar la inversión cuando el nivel de incertidumbre es más bajo.

3. Precios en el mercado de futuros para el tercer periodo

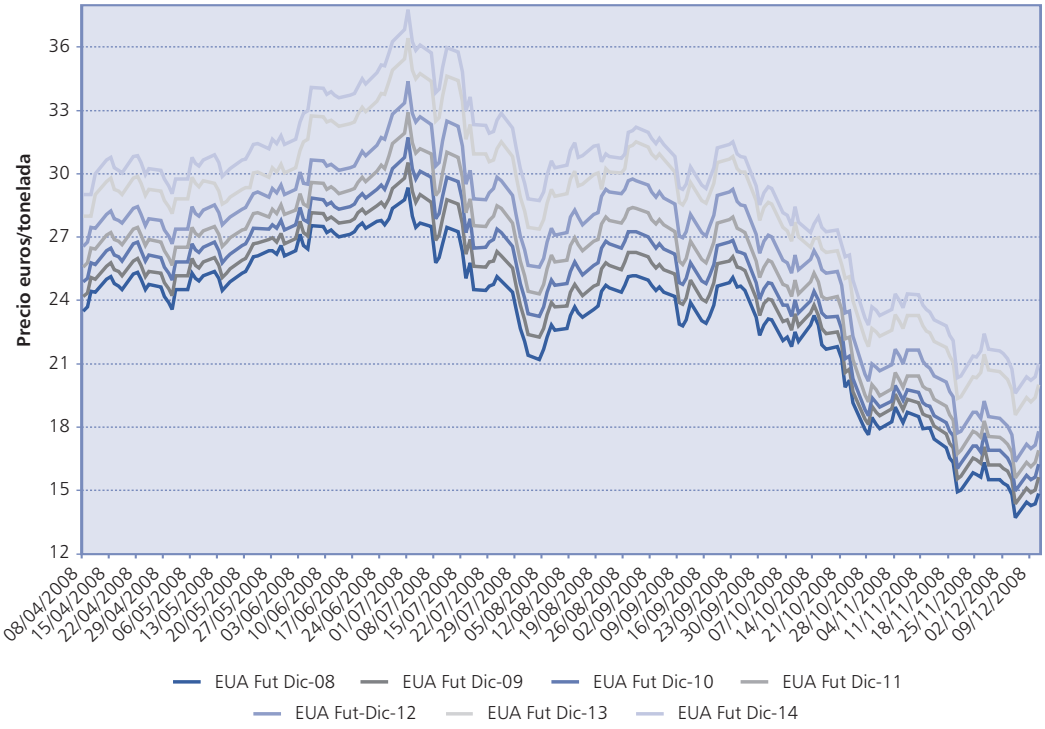
La propuesta de la Comisión Europea para el horizonte post-Kioto contempla un tercer periodo, 2013-2020, que sería por tanto de ocho años. El gráfico 4 recoge las cotizaciones de los contratos actualmente negociados desde el 8-IV-2008 al 12-XII-2008. Es en la fecha inicial cuando comienza a haber cotizaciones de contratos que vencerán en el tercer periodo (concretamente, los futuros con vencimiento diciembre-2013 y diciembre-2014). Las cotizaciones alcanzan un máximo de 37'78 euros/t CO_2 para el

GRÁFICO 3
VOLATILIDAD IMPLÍCITA DE LAS OPCIONES DE COMPRA (*CALL*) EUROPEAS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN (VENCIMIENTO DIC-2008, DIC-2009)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ECX.

GRÁFICO 4
COTIZACIÓN DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN CON VENCIMIENTO DESDE DIC-2008 A DIC-2014



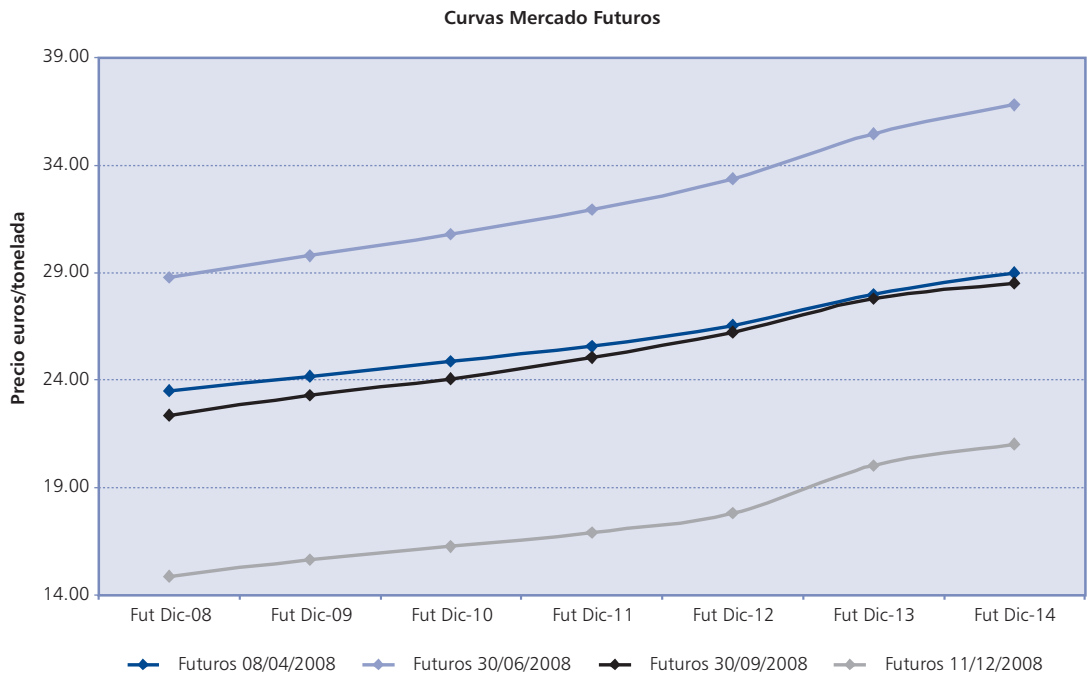
futuro con vencimiento dic-14 el día 1-VII-08. Durante el segundo semestre, las cotizaciones han seguido una tendencia general a la baja, llegando a cotizar el futuro dic-14 por debajo de 21 euros/t CO_2.

Estos precios del mercado de futuros representan los importes que se podrían obtener de la venta de derechos de emisión liberados, por ejemplo, mediante una inversión que redujese las emisiones. Si los precios son bajos, habría menores incentivos para reducir emisiones. Si, además, la volatilidad es alta (como hemos visto), entonces la probabilidad de que se posponga este tipo de inversiones es muy elevada, salvo que existan otros incentivos financieros mas allá de los resultados por la venta de los derechos de emisión.

Aunque las cotizaciones de los futuros no son exactamente el valor del precio *spot* esperado al vencimiento, todo indica que el mercado descuenta actualmente una subida adicional de precios algo más acelerada en el tercer periodo. El gráfico 5 muestra la curva del mercado de futuros en cuatro fechas distintas a lo largo de 2008, correspondientes a los meses de abril, junio, septiembre y diciembre. En todas ellas, el perfil de la curva es creciente. Todas muestran también un incremento de la pendiente entre los vencimientos dic-12 y dic-13, el cual estaría provocado por el descenso de derechos previsto en este periodo (–5,2 por 100, como indica el cuadro número 1). Posteriormente, la pendiente se reduce porque, para el año 2014, la Comisión prevé un descenso en el número de derechos (–1,9 por 100).

Es llamativo el desplazamiento de las curvas a lo largo del tiempo. Así, a la curva observada en abril le sucede la de junio, que se encuentra por encima de aquélla. A partir de ahí, sin embargo, la evolución va en sentido opuesto. Concretamente, la curva de septiembre cae por debajo incluso de la observada en abril. Y la de diciembre sufre un nuevo desplome, situándose muy por debajo de la de septiembre. Si nos centramos en el contrato con vencimiento dic-14, a mediados de 2008 cotizaba a 36'81 euros/t CO_2, mientras que a finales de año lo hacía a 21'02 euros/t CO_2.

GRÁFICO 5
CURVA DEL MERCADO DE FUTUROS EN CUATRO FECHAS DIFERENTES DEL AÑO 2008



4. Precio de los derechos y precio de la electricidad: centrales de gas

Existe un objetivo general de liberalización del mercado interior de la energía, el cual debería llevar a unos menores precios. Pero todo parece indicar que el precio de los derechos de emisión va a repercutirse en su totalidad sobre el precio de la electricidad. A este respecto, quedarían pocas dudas si, como propone la Comisión (5), la mayoría de los derechos se adjudicase mediante subasta.

Si las centrales eléctricas que fijan habitualmente el precio son los ciclos combinados de gas natural, y si mantienen sus márgenes actuales, tansmitirían los costes de las emisiones a los precios de la electricidad. Estos costes, a su vez, serían función del precio de los derechos y de la eficiencia de los ciclos combinados.

De acuerdo con IPCC (2006), una central de gas tiene un factor de emisión de 56,1 $kgCO_2/GJ$ (6). Puesto que, bajo unas condiciones de eficiencia del 100 por 100 se consumen 3,6 GJ/MWh, las emisiones del ciclo combinado de gas ascenderían a $(0{,}20196/E_G)$ tCO_2/MWh, donde E_G es la eficiencia térmica neta del ciclo combinado. Estas emisiones, multiplicadas por el precio de los derechos de emisión, darían el impacto previsto en los precios de la electricidad. Por ejemplo, para una eficiencia E_G = 55 por 100, el impacto sería el que aparece en el cuadro n.º 2.

CUADRO N.º 2

EFECTO DEL PRECIO DEL CARBONO EN LA ELECTRICIDAD

Derecho (euros/tCO_2)	15	20	25	30	35	40	45	50
Impacto (euros/MWh)	5,51	7,34	9,18	11,02	12,85	14,69	16,52	18,36

Como puede observarse en el gráfico 6, dado el nivel de eficiencia de la central, unos precios del carbono crecientes tienen un impacto creciente sobre la electricidad. Ahora bien, el impacto es menor cuando la eficiencia térmica de la planta es mayor.

La propuesta de la Comisión Europea reconoce que los precios de los derechos se transmitirían a los precios de la electricidad cuando afirma: «Cabe esperar un aumento equivalente del precio de la electricidad, pero teniendo en cuenta el precio actual del carbono, el aumento debería limitarse a un 10 por 100-15 por 100 de aquí a 2020, respecto a una situación sin cambio». Tomemos, por ejemplo, un precio de electricidad de 58,11 euros/MWh (media aritmética del mercado OMEL en diciembre de 2007). El 15 por 100 de esta cantidad son 8,72 euros/MWh. Este impacto en los precios de la electricidad se encuentra dentro de la gama calculada en el cuadro n.º 2 con las cotizaciones actuales (por debajo de los 20 euros/tCO_2). No obstante, el impacto podría ser muy superior al porcentaje citado por la Comisión si el precio de los derechos vuelve a cotizar al alza. Según el cuadro n.º 2, si las centrales marginales son en la mayoría de los casos los ciclos combinados, y si la totalidad de los costes del carbono se traspasan a la electricidad, dicho porcentaje se superaría ya con un precio de los derechos de 25 euros/tCO_2.

5. Precio de los derechos y margen de rentabilidad: centrales de carbón

Dados los precios de la electricidad (OMEL), del carbón ARA (EEX), y los precios *spot* de los derechos de emisión (BlueNext), podemos calcular el margen de ganancias de una central de carbón, neto de los costes de emisión (denominado *Clean Dark Spread*), en función de la eficiencia de la central.

El gráfico 7 muestra la evolución reciente del margen neto; se suponen unas emisiones de 0,34056 tCO_2/MWh en condiciones de eficiencia del 100 por 100 (IPCC, 2006). El precio de los derechos de emisión tiene un fuerte impacto sobre dicho margen. Así, con la entrada en el periodo de cumplimiento de Kioto (2008-12), y con los elevados precios iniciales del mercado *spot* de derechos de emisión, los márgenes estimados habrían caído sensiblemente hasta finales de agosto de 2008. Posteriormente, la

GRÁFICO 6
IMPACTO DEL PRECIO DEL CARBONO SOBRE LA ELECTRICIDAD GENERADA POR CENTRALES DE GAS

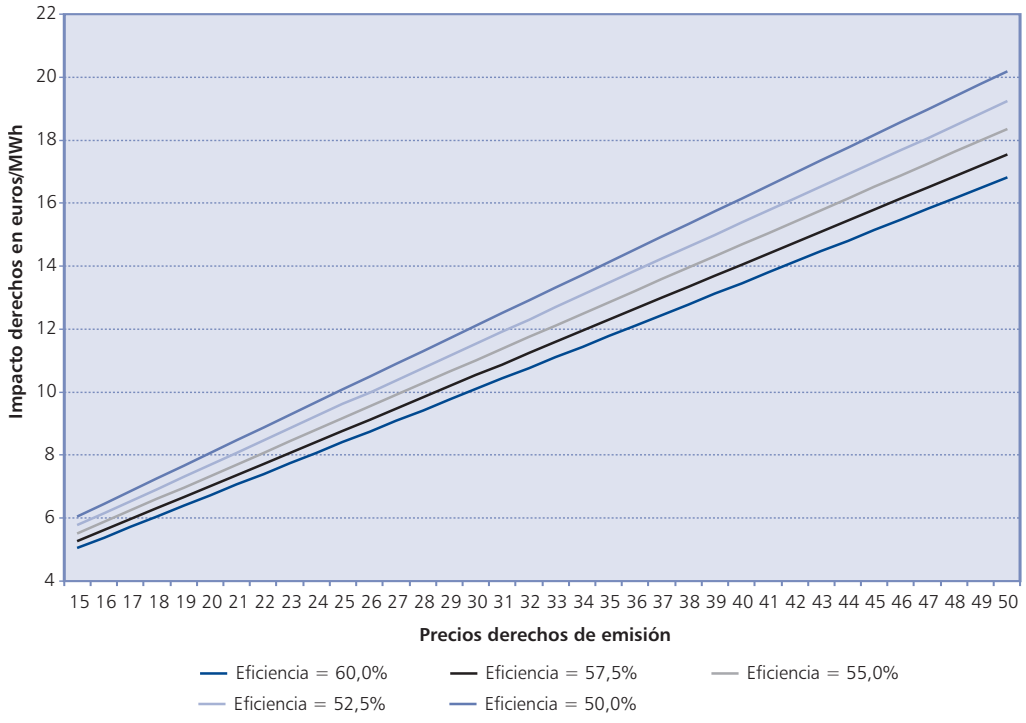
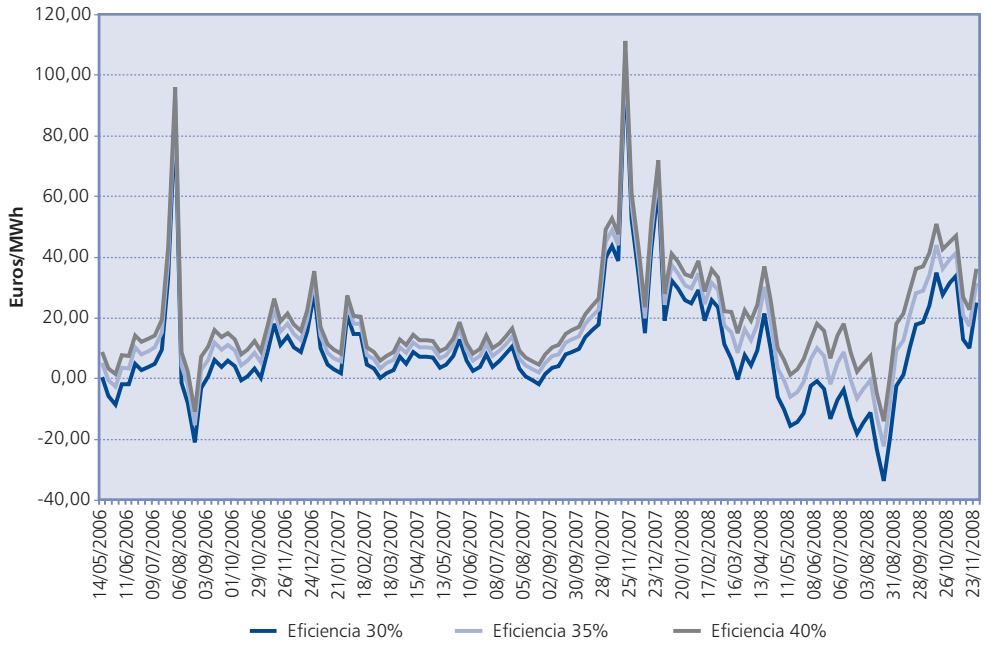


GRÁFICO 7
MARGEN (*CLEAN DARK SPREAD*) DE LAS CENTRALES DE CARBÓN (MAYO-2006 A NOVIEMBRE-2008)



bajada del precio de los derechos ante la percepción de la crisis económica, unida a un descenso en el precio de los combustibles, habrían vuelto a situar estas centrales en una situación favorable, al menos momentáneamente. Resulta evidente el elevado riesgo financiero que afrontan estas centrales.

III. VALORACIÓN DE INVERSIONES EN ACTIVOS ENERGÉTICOS: UN EJEMPLO SENCILLO EN DOS PERIODOS

Consideremos ahora una empresa eléctrica que está ponderando un proyecto de inversión determinado (7). En particular, está decidiendo si invertir o no en una central que transforma una fuente de energía primaria (digamos, gas natural) en electricidad final. Suponemos que la inversión es completamente irreversible, es decir, la planta sólo sirve para generar electricidad: si el mercado de ésta desaparece, la empresa no puede «desinvertir» y recuperar su desembolso. Al objeto de simplificar al máximo, supondremos además que la planta goza de una vida útil infinita. La planta tiene también unas características particulares en cuanto a potencia instalada, capacidad utilizada, eficiencia térmica, intensidad de emisiones, etcétera. Además, está sometida al mercado europeo de derechos de emisión de CO_2.

Por concretar un poco el ejemplo, pensemos en una central de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuya potencia es de 500 MW, y que opera alrededor de un 70 por 100 del tiempo. Su producción anual es entonces 500x365x24x0,70 = 3.066.000 MWh. Podemos pensar que la propia planta y sus instalaciones complementarias consumirán 66.000 MWh anualmente, de modo que se podrán vender los 3 MillMWh anuales restantes. La inversión va a requerir un desembolso de $I_0 = 250$ millones de euros (procedentes íntegramente de capital, no de deuda).

Supongamos que la construcción de la central se inicia en el momento $t = 0$ y se culmina en $t = 1$. Es justo entonces cuando descubrimos las circunstancias vigentes en los distintos mercados (de gas, electricidad, carbono, ...). Así, con una probabilidad q, el margen de ganancia alcanzará los 10 euros/MWh, y con probabilidad (1 – q) se situará en los 6 euros/MWh (8). El margen permanecerá luego en dicho nivel para siempre. En suma, hay una única fuente de riesgo, que afecta al margen de beneficio, y la incertidumbre se despeja totalmente al cabo de un periodo.

La planta no proporciona ganancia alguna hasta estar totalmente terminada. Ahora bien, al cabo de un periodo ($t = 1$) proporcionará un valor esperado de todos los flujos de caja subsiguientes de 330 Mill de euros si el margen sube ($V^+ = 330$) o bien 198 Mill de euros si el margen baja ($V^- = 198$). Hay una probabilidad igual ($q = 0{,}5$) de que el margen de la electricidad sea alto o bajo. ¿Cuál es el valor del proyecto?

Determinar el valor actual neto (VAN) de este proyecto requiere tener una estimación del coste de oportunidad del capital necesario para financiar dicho proyecto. Siguiendo la práctica habitual, denotemos por S el precio de un «activo gemelo» que se negocia en los mercados financieros y tiene las mismas características de riesgo que (es decir, está perfectamente correlacionado con) el proyecto real considerado. Los pagos del activo gemelo se suponen proporcionales a (un sexto de) los del proyecto, y actualmente cotiza en el mercado a $S = 40$. En línea con esta valoración de mercado, tanto el proyecto como su activo gemelo tienen una tasa esperada de rendimiento (o tasa de descuento) de $k = 10$ por 100:

$$k = \frac{E_0(S_1)}{S_0} - 1 = \frac{q \times E^+ + (1-q) \times E^-}{S_0} - 1 =$$
$$= \frac{0{,}5 \times 55 + 0{,}5 \times 33}{40} - 1 = 0{,}1 = 10\%,$$

donde E_0 denota la expectativa (en $t = 0$) sobre el precio S_1 que tomará el activo gemelo en $t = 1$, el cual puede ser alto o bajo (9). Suponemos que el tipo de interés sin riesgo es $r = 4{,}5$ por 100. Todo ello se resume en el gráfico 8.

De acuerdo con el análisis tradicional del VAN, los flujos de caja esperados del proyecto se descontarían utilizando la tasa esperada de rendimiento de su activo gemelo como tasa de descuento apropiada (10). El valor bruto del proyecto, V, vendría dado entonces por:

$$V = \frac{E_0(V_1)}{1+k} = \frac{q \times V^+ + (1-q) \times V^-}{1+k} =$$
$$= \frac{0{,}5 \times 330 + 0{,}5 \times 198}{1+0{,}10} = 240 \text{ Mill euros.}$$

Restando el desembolso necesario que la inversión conlleva obtenemos el VAN del proyecto:

$$VAN = V - I_0 = 240 - 250 = -10 \text{ Mill euros.}$$

En ausencia de toda flexibilidad, rechazaríamos correctamente este proyecto. Sin embargo, si hay alguna flexibilidad de gestión, el proyecto puede hacerse realmente deseable, a pesar de su VAN (pasivo) negativo.

Más aún, el enfoque basado en la teoría de valoración de opciones permite a los gestores cuantificar correctamente el valor adicional de la flexibilidad operativa del proyecto. En nuestro ejemplo, el valor bruto de la central terminada (V) no debe confundirse con el valor de la oportunidad de iniciar la construcción de una central nueva. El valor para los accionistas de tal oportunidad (E) variará de manera totalmente acompasada con los cambios en V y S: con probabilidad q, tomará un valor alto, E^+, y con probabilidad (1 – q) tomará un valor bajo, E^-. La pregunta es, entonces, ¿cuánto es E?

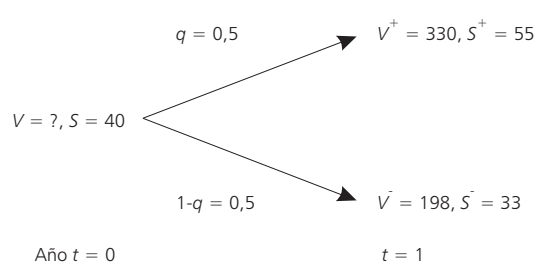
Al objeto de responder, vamos a construir una cartera particular cuyos pagos coincidan con los de E en todos los escenarios posibles. Si ambos activos dan los mismos pagos, entonces deben valer lo mismo. Así, el valor de E vendrá determinado por el valor de su cartera de réplica (11). Concretamente, los gestores podrían (en $t = 0$) comprar n unidades («acciones») del «activo gemelo» S, financiadas parcialmente pidiendo prestada una cantidad de dinero B al tipo de interés sin riesgo, r. Ahora bien, n y B deben elegirse de tal modo que, en $t = 1$:

$$E^+ = nS^+ - (1 + r)B,$$

$$E^- = nS^- - (1 + r)B.$$

Una vez hayamos identificado los valores adecuados de n y B, conoceremos el valor de E en $t = 0$, pues será igual al valor de su cartera equivalente: $E = nS - B$. En este sentido, el sistema anterior cons-

GRÁFICO 8
VALOR DEL PROYECTO ENERGÉTICO Y DE SU «ACTIVO GEMELO»



ta de dos ecuaciones con dos incógnitas, n y B. Resolviendo dicho sistema, obtenemos sendas expresiones para n y B. Finalmente, sustituyendo dichas expresiones en la expresión de E, encontramos que el valor corriente (en $t = 0$) de la oportunidad o del capital viene dado por:

$$E = \frac{pE^{+} + (1-p)E^{-}}{1+r}, \text{ donde } p \equiv \frac{(1+r)S - S^{-}}{S^{+} - S^{-}}.$$

Con los datos de nuestro ejemplo:

$$p \equiv \frac{(1+r)S - S^{-}}{S^{+} - S^{-}} = \frac{(1+0{,}045)\times 40 - 33}{55 - 33} =$$
$$= 0{,}4 \text{ (distinto de } q = 0{,}5).$$

Adoptar esta «probabilidad neutral al riesgo», p, nos permite descontar los valores futuros esperados al tipo de interés sin riesgo, de lo cual obtenemos:

$$V = \frac{pV^{+} + (1-p)V^{-}}{1+r} = \frac{0{,}4\times 330 + 0{,}6\times 198}{1{,}045} = 240.$$

Esta cantidad es idéntica al valor bruto del proyecto calculado antes utilizando el VAN tradicional con la probabilidad efectiva, q, y la tasa de descuento, k:

$$V = \frac{qV^{+} + (1-q)V^{-}}{1+k} = \frac{0{,}5\times 330 + 0{,}5\times 198}{1{,}10} = 240.$$

Como ilustra este ejemplo, en ausencia de flexibilidad operativa, el enfoque basado en opciones proporciona los mismos resultados que el VAN tradicional. Sin embargo, cuando hay flexibilidad operativa (por ejemplo, cuando se tiene opción a demorar, expandir o contrarer el proyecto), el VAN tradicional es incapaz de capturar adecuadamente las asimetrías resultantes, y puede dar lugar a prescripciones muy equivocadas en la evaluación de inversiones.

1. Opción a demorar la inversión en la central

Continuando con nuestro ejemplo básico, seguiremos suponiendo que el valor del proyecto, V, y su activo gemelo, S, varían en el tiempo como se muestra en el gráfico 8. Supongamos ahora que la empresa tiene una licencia anual que le otorga el derecho exclusivo a retrasar la realización del proyecto hasta un año (por ejemplo, construir una planta nueva del mismo tipo que la considerada). ¿Cuál es el valor de la oportunidad de inversión provista por la licencia? Claramente, aunque vimos que acometer el proyecto *inmediatamente* (en $t = 0$) tiene un VAN negativo, la licencia (esto es, la *oportunidad* de invertir) debe tener un valor positivo (no negativo) para los accionistas de la empresa.

La opción de esperar puede verse como una opción de compra (*call*) sobre el valor bruto del proyecto, V, con un precio de ejercicio igual al desembolso requerido el año próximo, I_1. Supondremos que dicho coste se encarece un 4,5 por 100 desde ahora (I_0 = 250 Mill de euros) hasta entonces: I_1 = 261,25. Así pues, los gestores tienen el derecho a elegir el máximo de dos valores, a saber, el valor del proyecto menos la inversión necesaria y cero (pues los gestores dejarán sencillamente expirar la licencia sin valor alguno si el valor del proyecto no cubre los costes necesarios). Los dos valores posibles de la licencia (opción) al vencimiento serían, por tanto:

$$E^{+} = \max(V^{+} - I_1;0) = \max(330 - 261{,}25;0) =$$
$$= 68{,}75 \text{ Mill euros},$$

$$E^{-} = \max(V^{-} - I_1;0) = \max(198 - 261{,}25;0) =$$
$$= 0 \text{ Mill euros}.$$

Entonces, el valor total de la oportunidad de inversión (el VAN expandido que incorpora el valor de la opción de retrasar) es:

$$E = \frac{p\times E^{+} + (1-p)\times E^{-}}{1+r} = \frac{0{,}4\times 68{,}75 + 0{,}6\times 0}{1+0{,}045} =$$
$$= 26{,}32 \text{ Mill euros}.$$

El valor de la opción a demorar proporcionada por la licencia es, por tanto:

Prima de la opción = *VAN* expandido – *VAN* pasivo = = 26,32 – (–10) = 36,32 Mill euros,

que, por cierto, ronda el 15 por 100 del valor bruto del proyecto (12).

2. Opción a expandir la escala de la planta

Una vez que se acomete un proyecto, los gestores pueden tener la flexibilidad de alterarlo de

varias maneras en diferentes momentos de su vida. Supongamos que, en nuestro ejemplo (suponiendo que el proyecto se inició en $t = 0$), los gestores tienen la opción de invertir un desembolso adicional de 200 Mill de euros (por ejemplo, en capacidad de generación extra) un año después de la inversión inicial (es decir, $I'_1 = 200$ Mill de euros), que duplicaría la escala y el valor del proyecto (central). Entonces, en $t = 1$ los gestores tienen la flexibilidad o bien de mantener la misma escala de operación (es decir, recibir el valor del proyecto, V, sin ningún coste extra) o bien duplicar la escala y recibir dos veces el valor del proyecto pagando el coste adicional, cualquiera que sea más alto: $\max(V;2V - I'_1)$. Así:

$$E^+ = \max(V^+ ; 2V^+ - I'_1) = \max(330; 660 - 200) = \\ = 460 \text{ Mill euros (expandir)},$$

$$E^- = \max(V^- ; 2V^- - I'_1) = \max(198; 396 - 200) = \\ = 198 \text{ Mill euros (mantener escala)}.$$

Por tanto, los gestores ejercerán su opción de expandir si las condiciones del mercado se vuelven favorables, pero, en caso contrario, la dejarán expirar sin ejercerla. El valor de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción de expandir si las condiciones de mercado resultan ser mejores de lo esperado) se convierte entonces en:

$$E = \frac{p \times E^+ + (1-p) \times E^-}{1+r} - I_0 = \frac{0{,}4 \times 460 + 0{,}6 \times 198}{1{,}045} - 250 = \\ = 39{,}76 \text{ Mill euros.}$$

En consecuencia, el valor de la opción de expandir es igual a 39,76 – (–10) = 49,76 Mill euros, o casi un 20 por 100 del valor bruto del proyecto.

3. Opción a contraer la escala de la planta

Supongamos que, en nuestro ejemplo, una parte del coste de la inversión necesaria para iniciar y mantener la escala dada de operación del proyecto (valor actual: 110 Mill euros) va a gastarse en $t = 1$. En particular, habrán de pagarse 140 Mill euros en $t = 0$ como coste de arranque, y se planea una inversión de 114,95 Mill euros (el valor futuro de 110 Mill euros) dentro de un año.

Supongamos también que en $t = 1$, como alternativa a realizar la inversión plena de 114,95 Mill de euros necesaria para mantener la escala de operaciones actual, los gestores tienen la opción de reducir al 70 por 100 la escala y el valor del proyecto haciendo un menor desembolso, $I''_1 = 50$ Mill euros. Claramente, si las condiciones de mercado el año próximo se tornan desfavorables, los gestores pueden encontrar valioso ejercer su opción a contraer la escala de funcionamiento del proyecto: $\max(V - I_1; 0{,}7 \times V - I''_1)$. Así:

$$E^+ = \max(330 - 114{,}95; 231 - 50) = \\ \max(215{,}05; 181) = 215{,}05 \text{ Mill euros},$$

$$E^- = \max(198 - 114{,}95; 138{,}6 - 50) = \\ \max(83{,}05; 88{,}6) = 88{,}6 \text{ Mill euros}.$$

El valor de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción a contraer) es, entonces:

$$E = \frac{0{,}4 \times 215{,}05 + 0{,}6 \times 88{,}6}{1{,}045} - 140 = 133{,}19 - 140 = \\ = -6{,}81 \text{ Mill euros.}$$

Por tanto, el valor de la opción a contraer es –6,81 – (–10) = 3,19 Mill euros, o alrededor de un 1,3 por 100 del valor bruto del proyecto.

IV. VENTAJAS DEL COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

1. Reducción de emisiones al mínimo coste

Al objeto de ilustrar las ventajas que supone, o puede suponer, para las empresas la existencia de un mercado en el que se negocian derechos de emisión de CO_2, vamos a considerar un ejemplo muy sencillo. Sean dos empresas, A y B, cada una de las cuales emite un millón de toneladas de CO_2 al año, pero dispone sólo de un 90 por 100 de los derechos necesarios; es decir, a cada una le faltan 100.000 derechos. La existencia de este mercado proporciona a la empresa la posibilidad de elegir entre la compra de los derechos necesarios, por un lado, o cualquiera de las alternativas anteriormente disponibles, como puede ser el cambiar los combustibles o la tecnología, o invertir en instalaciones de captura y almacenamiento de CO_2, o simplemente reducir el nivel de producción. Se amplía, así, la gama de alternativas disponibles, siendo posible que recurrir al mercado de permisos sea la más económica en algunos casos. Pero no sólo se puede elegir hoy entre distintas alternativas; también es posible elegir el momento óptimo de su puesta en práctica, en función, fundamentalmente, de la evolución del precio

de los derechos de emisión y el riesgo que refleja la volatilidad del mercado.

Por seguir con el ejemplo, supongamos que el precio de un derecho es hoy de 27,18 euros/tCO_2 (13). Por otra parte, a la compañía A le cuesta reducir sus emisiones 30 euros/tCO_2, mientras que a la compañía B, debido a su diferente tecnología, reducir las suyas sólo le cuesta 25 euros/tCO_2.

En estas circunstancias, la compañía B decide reducir sus emisiones en un 90 por 100, incurriendo en un coste de 900.000 tCO_2 x 25 euros/tCO_2 = 22.500.000 euros. Debido a ello, tiene ahora un exceso de derechos de emisión de 800.000 tCO_2, dado que debe dedicar 100.000 derechos a las emisiones que no ha eliminado (14). La venta de los derechos excedentarios, al precio de mercado actual, le permite realizar unos ingresos de 800.000 tCO_2 x 27,18 euros/tCO_2 = 21.744.000 euros. La diferencia entre los dos importes anteriores arroja un resultado neto negativo: 21.744.000 – 22.500.000 = –756.000 euros (véase la primera columna del cuadro n.º 3). Ahora bien, esta cantidad es sensiblemente inferior al coste en que habría debido incurrir, en ausencia de mercado, en caso de tener que reducir sus emisiones: 100.000 tCO_2 x 25 euros/tCO_2 = 2.500.000 euros. Por otra parte, el mercado de derechos ha ayudado a que la empresa B decida reducir sus emisiones en 900.000 tCO_2; ello no habría sucedido si no hubiera sido factible vender los 800.000 derechos resultantes. Así, la existencia del mercado ha favorecido el medio ambiente en este caso, al facilitar la decisión de eliminar 800.000 tCO_2 más.

También la empresa A se ha visto favorecida por la existencia de este mercado. Su tecnología es tal que reducir las emisiones de CO_2 es más costoso (30 euros/tCO_2) que comprar los permisos necesarios en el mercado (27,18 euros/tCO_2). Lógicamente, decide acudir al mercado y comprar los 100.000 derechos necesarios, pagando 2.718.000 euros. En ausencia de dicho mercado, no obstante, se habría visto obligada a desembolsar 100.000 tCO_2 x 30 euros/tCO_2 = 3.000.000 euros para reducir sus emisiones.

2. Elección del momento óptimo para la reducción

En realidad, las cosas no son tan simples. No sólo podemos invertir hoy en instalaciones de secuestro de CO_2; habitualmente, la decisión de invertir se puede retrasar en el tiempo. Ello puede ser particularmente útil en un contexto incierto, pues el paso del tiempo aporta información relevante, más aún cuando se trata de inversiones irreversibles en algún grado. Si es posible invertir ahora y también más adelante, debe analizarse debidamente la posibilidad de esperar, a fin de abordar la inversión en el momento óptimo (si procede). A este respecto, la volatilidad del mercado va a ser un factor importante en la toma de decisiones. Sabemos que una volatilidad elevada del activo subyacente desaconseja el ejercicio prematuro de una opción de compra americana. De manera similar, unos precios del carbono altamente volátiles no favorecen la decisión de invertir en instalaciones de secuestro de CO_2.

Estudiemos el caso de la empresa B. Como antes, la cotización *spot* actual es 27,18 euros/tCO_2; supongamos que el mercado de futuros cotiza a un año a 28 euros/tCO_2 (esto es, un 3,02 por 100 más). Supongamos también que, de aquí a un año, el precio puede o bien multiplicarse por 1,1773, o bien dividirse por esta misma cantidad. Así pues, dentro de un año alcanzará o bien los 32 euros/tCO_2, o bien los 23'09 euros/tCO_2. Tal como sucede en la valoración neutral al riesgo, la probabilidad de una subida en la cotización sería:

$$p = \frac{28 - 23{,}09}{32 - 23{,}09} = 0{,}5511. \qquad [1]$$

CUADRO N.º 3

RESULTADOS (EN EUROS) DE LA EMPRESA B (ESTRATEGIA PASIVA)

Concepto	*Primer año*	*Un año sucesivo (*)*	*Total veinte años*
Ingresos mercado	21.744.000	22.400.000	447.344.000
Costes reducción	22.500.000	22.500.000	450.000.000
Resultado neto	(756.000)	(100.000)	(2.656.000)

(*) media: 28 euros/tCO_2.

Consecuentemente, la probabilidad neutral al riesgo de que se produzca una bajada es 44,89 por 100 (15).

Por simplicidad, vamos a prescindir del descuento de los flujos futuros a tipos de mercado (16). Consideramos que la vida total de la planta son veinte años, y que, después de la variación de precios al final del primer año, éstos se mantienen constantes durante el resto de la vida útil. Si la empresa B dedice invertir en eliminar el 90 por 100 de sus emisiones desde el primer momento, obtendría los resultados del cuadro n.º 3. La empresa B incurre en un coste de 2.656.000 euros, cifra muy inferior al coste de eliminar un 10 por 100 de sus emisiones, que habría sido de 100.000 tCO_2 x 25 euros/tCO_2 x 20 años = 50.000.000 euros en los 20 años.

Pero la empresa B debe considerar también si es una mejor opción esperar a ver qué sucede al finalizar el primer año. Para ello, en el primer periodo incurriría en unos costes de 2.718.000 euros, al comprar 100.000 derechos, pero luego, si el mercado se situase en 32 euros/tCO_2, construiría la unidad para reducir emisiones, ahorrando 7 euros por cada tonelada no emitida. Si, por el contrario, el mercado se sitúa en 23,09 euros/tCO_2, no tendría sentido esta inversión, y acudiría al mercado, pues comprar los derechos tiene un coste inferior. El cuadro n.º 4 resume los resultados.

Como puede observarse, se obtiene un mejor resultado con la estrategia de esperar a ver el comportamiento real del mercado. En conclusión, la volatilidad no favorece una pronta inversión en instalaciones que eliminen las emisiones de CO_2. El problema es tanto más grave cuanto mayor es la volatilidad. Concretamente, con una mayor volatilidad sería necesario un precio superior de los derechos de emisión para decidir (por razones estrictamente financieras) la realización inmediata de la inversión favorable al medio ambiente.

Por otra parte, si estudiamos el comportamiento de la empresa A, que ha comprado derechos en el primer año, se enfrenta a dos escenarios: en un caso, invertirá en el segundo año si los precios se sitúan en 32 euros/tCO_2; en el otro, comprará derechos a un precio de 23,09 euros/tCO_2.

El problema del impacto de la incertidumbre en las inversiones favorables al medio ambiente parece haber sido considerado por la Comisión Europea. Dentro de su propuesta de modificación del sistema de comercio de derechos de emisión, intenta dar un panorama lo más previsible posible para el mercado, ampliando el próximo periodo de cinco a ocho años (2013-2020). Fija, además, unos objetivos por año dentro de este periodo, y unas reglas únicas a nivel de toda la Unión Europea.

Existe una experiencia de este tipo en EE.UU., referida al programa contra la lluvia ácida (principalmente, la eliminación de SO_2). Inicialmente, la desconfianza en el mercado y la presión llevaron a la mayoría de las empresas a iniciar inversiones en equipo capital anti-contaminación (*scrubbers*). Pero, posteriormente, la evolución del precio de los permisos llevó al abandono de muchas inversiones de este tipo. Aunque las experiencias no son totalmente comparables, dado que se espera un aumento de los precios de los derechos de emisión de CO_2, sí que se debe tener en cuenta la volatilidad y, consecuentemente, el riesgo de las inversiones.

Otra reflexión que se puede extraer del ejemplo anterior es que, dentro de determinados límites, y siempre que los precios del mercado superen el valor de la opción de esperar, cada empresa invertiría en elementos de eliminación del CO_2 fijándose en la evolución del mercado, la incertidumbre y sus costes margina-

CUADRO N.º 4

RESULTADOS (EN EUROS) DE LA EMPRESA B (GESTIÓN FLEXIBLE)

CONCEPTO	*PRIMER AÑO*	*UN AÑO SUCESIVO*			*TOTAL VEINTE AÑOS*
		prob = 55,11%	*prob = 44,89%*	*promedio*	
Ingresos mercado	—	25.600.000	—	14.108.160	268.055.040
Costes reducción.....	—	22.500.000	—	12.399.750	235.595.250
Costes mercado	2.718.000	—	2.309.000	1.036.510	22.411.692
Resultado neto.....	(2.718.000)	3.100.000	(2.309.000)	671.900	10.048.098

les. Este comportamiento llevaría a una reducción de la demanda de derechos, que comenzaría a estabilizar los precios; éstos, incluso, podrían bajar algo, dependiendo de la reducción de la oferta que pueda ser fijada por la Unión Europea. Sin embargo, posiblemente no habría que esperar un comportamiento de este tipo antes del año 2020, dado que las cotizaciones del mercado de futuros con plazo de vida más largo (dic-2014) presentan un perfil creciente en comparación con las de vencimientos más cercanos; no parece pues que el mercado descuente un comportamiento de este tipo en el futuro próximo.

V. VALORACIÓN DE FUTUROS Y OPCIONES SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN

Dado que periódicamente estos mercados sufren una restricción en la oferta, los precios *spot* sufren un salto en esos momentos. Sin embargo, puede decirse que el momento del salto es conocido, y coincide con el final de un periodo de comercio de derechos de emisión (17). Esto, si se aprueba la propuesta de la Comisión, va a cambiar. Así, en el tercer periodo habría un salto cada año, al limitarse los derechos cada vez más con una periodicidad anual. Centrándonos en el periodo de cumplimiento (2008-12), previsiblemente el precio evolucionaría de forma continua al alza en la medida en que aumente la demanda en este periodo y la oferta se mantenga constante.

Por tanto, a la hora de modelizar el comportamiento del precio de los derechos de emisión, habría que considerar dos posibilidades según se trabaje dentro de un periodo en el cual no hay reducción de derechos (como es el caso de operaciones dentro de 2008-12) o intervenga más de un periodo (como en la cotización en mayo de 2008 de un futuro con vencimiento en mayo-2013).

1. Valoración dentro de un periodo sin reducción de derechos

En estas circunstacias, la utilización de un proceso geométrico browniano para modelizar el precio de los derechos es una buena opción (18). El modelo sería, por tanto:

$$dC_t = \alpha_c C_t dt + \sigma_c C_t dW_t^c, \qquad [2]$$

donde C_t denota el precio de un derecho de emisión en el momento t; este derecho permite emitir una tonelada métrica de CO_2. Por su parte, α_C denota el crecimiento esperado del precio, σ_C es la volatilidad instantánea, y dW^c_t es el incremento de un proceso de Wiener estándar (que está distribuido normalmente, con media cero y varianza dt).

A partir de la fómula anterior, puede demostrarse que:

$$E(C_t) = C_0 e^{\alpha_c t}, \qquad [3]$$

donde $E(Ct)$ es el valor esperado de los derechos de emisión en el mundo real, calculado a partir del precio en un momento inicial anterior C_0. En la práctica, es muy difícil realizar una estimación correcta del valor de α_C, debido a que la varianza de los estimadores suele ser muy elevada (Gourieroux y Jasiak, 2001). Por el contrario, esto no sucede en la estimación de σ_C, que, en general, puede realizarse acudiendo tanto al análisis de series históricas como a la volatilidad implícita de las opciones. En cualquier caso, la imposibilidad práctica de obtener un valor creíble para α_C no debe preocuparnos excesivamente, dado que, como veremos a continuación, no se necesita para efectuar valoraciones.

Efectuando la transformación $X_t \equiv \ln C_t$, y aplicando el Lema de Ito, se obtiene:

$$dX_t = (\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2})dt + \sigma_c dW_t^c. \qquad [4]$$

La valoración puede realizarse descontando la prima de riesgo a la tendencia y, a continuación, valorando en un mundo neutral al riesgo. La versión neutral al riesgo de la ecuación anterior sería:

$$d\hat{X}_t = (\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2} - \lambda)dt + \sigma_c dW_t^c, \qquad [5]$$

donde λ es la prima del riesgo ligado al precio de los derechos.

Futuros sobre derechos (19). Consideremos ahora el precio de un futuro, $F(\cdot)$, en euros/tCO_2, sobre un derecho de emisión (20). Este valor sería el precio *spot* esperado en un mundo neutral al riesgo. Teniendo en cuenta las propiedades de la distribución log-normal, obtenemos que:

$$F(C_0, t) = e^{(E(\hat{X}) + \frac{1}{2}Var(\hat{X}))} = e^{(\ln C_0 + (\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2} - \lambda)t + \frac{\sigma_c^2}{2}t)} = \\ = C_0 e^{(\alpha_c - \lambda)t}. \qquad [6]$$

Tomando ahora logaritmos neperianos:

$$\ln F(C_o,t) = \ln C_0 + (\alpha_c - \lambda)t. \qquad [7]$$

La cotización del mercado de futuros, $F(\cdot)$, nos dice cuánto tendremos que pagar al vencimiento (en t) por el derecho a emitir una tonelada de CO_2 en ese momento. Para modelizar este valor, sólo necesitamos el precio *spot*, C_0, y la pendiente de la curva de (los logaritmos de) las cotizaciones del mercado de futuros, $(\alpha_c - \lambda)$ (21). El mercado de futuros nos permite precisamente observar la diferencia $(\alpha_c - \lambda)$. De la fórmula anterior podemos deducir:

$$\ln F(C_o,t_2) - \ln F(C_0, t_1) = (\alpha_c - \lambda)(t_2 - t_1). \qquad [8]$$

Resulta fácil hacer una estimación sencilla y rápida de $(\alpha_c - \lambda)$, pues, de acuerdo con la fórmula anterior, este valor equivale a la diferencia entre los logaritmos neperianos de las cotizaciones de dos futuros con vencimiento diciembre cuando $t_2 - t_1 = 1$, es decir, con vencimientos en dos diciembres consecutivos (22).

Una vez estimada la curva que se ajusta a las cotizaciones del mercado de futuros (2008-2012), es posible obtener el valor actual de emitir una tonelada de CO_2 en un momento cualquiera, t. Será simplemente el descuento del valor de la curva de futuros utilizando el tipo de interés sin riesgo, r; ello nos da como resultado:

$$C_0 e^{(\alpha_c - \lambda - r)t}. \qquad [9]$$

Por ejemplo, si el precio *spot* es 24 euros/tCO_2 y $(\alpha_c - \lambda) = 0{,}03$, el futuro con vencimiento dentro de tres años estaría cotizando a $F(24{,}3) = 24e^{0{,}09} = 26{,}26$ euros/tCO_2. El derecho a emitir una tonelada de CO_2 dentro de tres años, si el tipo sin riesgo $r = 0{,}05$, tendría un valor actual de $26{,}26e^{-0{,}15} = 22{,}60$ euros /tCO_2 (23). Es, por tanto, muy sencillo valorar utilizando las cotizaciones del mercado de futuros.

Opciones sobre futuros (24). En la valoración de opciones europeas sobre futuros de derechos de emisión (25), adoptaremos una fórmula del futuro alternativa. Hacemos uso de la igualdad $\alpha_c - \lambda = r - \delta$, donde δ denota la denominada rentabilidad de conveniencia:

$$F(C_0,t) = C_0 e^{(r - \delta)t}. \qquad [10]$$

El precio de una opción de compra (*call*) europea sería

$$c = e^{-rt}[FN(d_1) - KN(d_2)], \qquad [11]$$

mientras que el precio de una opción de venta (*put*) europea sería

$$p = e^{-rt}[KN(-d_2) - FN(-d_1)], \qquad [12]$$

donde F es la cotización del futuro, K denota el precio de ejercicio de la opción, y los valores d_1 y d_2 vienen dados por:

$$d_1 = \frac{\ln \frac{F}{K} + \frac{\sigma^2 t}{2}}{\sigma\sqrt{t}}, \qquad d_2 = \frac{\ln \frac{F}{K} - \frac{\sigma^2 t}{2}}{\sigma\sqrt{t}}. \qquad [13]$$

Como puede verse, la fórmula de una opción sobre un futuro difiere algo de la utilizada para una opción sobre un valor de renta variable que cotiza, digamos, en el mercado continuo.

Consideremos, por ejemplo, una opción *call* sobre el futuro anterior (con vencimiento dentro de tres años) que cotiza a 26,26 euros/tCO_2. Supongamos una volatilidad del 50 por 100, un precio de ejercicio de la opción de 25 euros/tCO_2, y que ésta vence dentro de un año (26). De acuerdo con las fórmulas anteriores, tendríamos $c = 5{,}43$ euros/tCO_2 y $p = 4{,}24$ euros/tCO_2. En todo caso, para opciones europeas se debe cumplir la paridad *put-call*:

$$c + K e^{-rt} = p + Fe^{-rt}. \qquad [14]$$

En el ejemplo puede verificarse con facilidad. Además, si varía el precio de ejercicio, K, el valor de cada opción cambia también. Lógicamente, si $K = F$, entonces se tiene $c = p$. Las fórmulas de las opciones europeas nos permiten también, conociendo los restantes parámetros, deducir la volatilidad implícita en una cotización.

Normalmente, las inversiones reales incorporan opciones más complejas. La valoración, entonces, suele requerir el uso de procedimientos numéricos (como los árboles binomiales, las simulaciones de Monte Carlo o el método de las diferencias finitas); éstos quedan fuera del alcance de este trabajo. En cualquier caso, es conveniente estimar los valores de los parámetros a partir de datos de los mercados para, en la medida de lo posible, realizar una valoración neutral al riesgo (27).

Veamos, sin embargo, cómo se simularía el caso anterior. La cotización del futuro evolucionaría de acuerdo con la expresión:

$$F_{t_i+\Delta t} = F_{t_i} e^{\left(-\frac{\sigma^2}{2}\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t}\varepsilon\right)}, \qquad [15]$$

donde ε es una muestra aleatoria extraída de una distribución normal estándar. Se elige un intervalo de tiempo Δt suficientemente pequeño, y se va obteniendo una senda de cotizaciones del futuro desde el momento inicial hasta el vencimiento de la opción (de compra, por ejemplo). En el momento final (en nuestro caso, $t = 1$), se obtiene el valor del *call* correspondiente a esa primera simulación: $\max(F_1 - K;0)$. Este mismo proceso se repite para un número elevado de simulaciones, M. El valor del *call* en el momento final se calcula, entonces, como promedio de todos los valores obtenidos:

$$\frac{1}{M}\sum_{j=1}^{M} max(F_{1j} - K;0). \qquad [16]$$

Por tanto, el valor de la opción *call* en el momento inicial es:

$$c = \frac{e^{-r}}{M}\sum_{j=1}^{M} Max(F_{1j} - K;0). \qquad [17]$$

En nuestro caso de un *call* con vencimiento a un año, realizando este proceso con 40 pasos por mes ($\Delta t = 1/480$) en $M = 2$ millones de simulaciones, hemos obtenido $c = 5{,}4271$ (28); este valor es muy próximo al teórico antes calculado de 5,43 euros/tCO_2.

2. Valoración económica de un proyecto de reducción de emisiones

Sea un proyecto que permite reducir las emisiones de una empresa en A toneladas por año. Puesto que esta empresa podría vender sus derechos de emisión excedentarios (o dejar de comprar los necesarios) a precios de mercado, obtendrá un resultado cuyo valor actual puede extraerse de los precios de mercado. Supongamos, por ejemplo, que estamos al inicio del periodo de cumplimiento de Kioto (2008), y que el mercado de futuros cotiza de acuerdo con los datos anteriores (26,26 euros/tCO_2). Por cada tonelada que se deja de emitir al año, se obtiene un valor para el conjunto de cinco años (hasta diciembre de 2012):

$$V_{0,5} = \int_0^5 C_0 e^{(\alpha_c - \lambda)t} e^{-rt} dt = \frac{C_0}{\alpha_c - \lambda - r}[e^{5(\alpha_c - \lambda - r)} - 1]. \qquad [18]$$

En el caso considerado:

$$V_{0,5} = 114{,}19 \text{ euros por tonelada.} \qquad [19]$$

Este importe habría que multiplicarlo después por A.

En un caso más realista, necesitaríamos tener en cuenta toda la vida útil del proyecto y las perspectivas lejanas del mercado de derechos. Desde un punto de vista económico, en cada momento compararíamos el valor total del proyecto con el valor actual del coste de la inversión. En función, fundamentalmente, de la volatilidad del mercado de derechos, elegiríamos el momento óptimo de la inversión (29).

VI. CONCLUSIONES

1. La entrada en vigor del Protocolo de Kioto, junto con la puesta en marcha del mercado europeo de carbono, ha tenido un impacto financiero sobre las principales empresas de ciertos sectores, entre ellos el energético.

2. Cualquier decisión financiera relevante ligada (ahora o más adelante) con emisiones de GEI debe considerar tanto el precio esperado de los derechos de emisión como su nivel de riesgo asociado. Prueba de ello es que incluso algunos bancos norteamericanos aplican ya, a determinadas empresas eléctricas, unos estándares más estrictos, a pesar de no haber, de momento, al menos, en EE.UU. un mercado de emisiones como el europeo.

3. Con respecto al EU ETS, la evidencia empírica muestra que una reducción en el número de derechos, como la producida al pasar del periodo de precalentamiento (2005-07) al de cumplimiento (2008-12), va acompañada de un salto significativo en los precios. Además, este mercado ha sido históricamente muy volátil. La volatilidad implícita en la cotización de las opciones sobre derechos de emisión avala esta misma conclusión. Así pues, la volatilidad ha sido alta y se espera que lo siga siendo.

4. La actual propuesta de la Comisión Europea contempla un tercer periodo post-Kioto, que iría del 2013 al 2020. Desde la segunda mitad del 2008, incluso los contratos con vencimientos más lejanos muestran una tendencia decreciente. Ello conlleva unos menores incentivos para reducir las emisiones y poner a la venta los derechos así liberados. Los incentivos son aún menores si esto se acompaña, como hemos dicho, de una volatilidad elevada en el precio de los derechos; en este caso, la oportunidad (u opción) de invertir es más valiosa, y su ejercicio no se justifica tan fácilmente como si la volatilidad fuese más baja.

5. Todo parece apuntar a que el precio de los derechos de emisión se va a repercutir en gran medida sobre el precio de la electricidad. La medida exacta dependerá de qué centrales son las que fijan habitualmente el precio de la electricidad en el mercado, su nivel de eficiencia, su factor de emisiones, etcétera. Las centrales de carbón parecen estar particularmente expuestas a riesgos financieros, tanto por sus características propias de eficiencia y emisiones como porque las plantas marginales suelen ser los ciclos combinados de gas natural.

6. En cualquier caso, la existencia del mercado de derechos de emisión, en un contexto de limitación de emisiones, ofrece varias ventajas para las empresas o agentes participantes. Quizá la más clara es que, al conjunto de alternativas de reducción disponibles en ausencia de mercado, se añade ahora la posibilidad de comprar los derechos necesarios y, por tanto, de elegir entre esta alternativa y la mejor de las anteriores. De este modo, no sólo es posible optar en un momento dado por la estrategia más económica.

7. Además, los agentes pueden elegir también el momento óptimo en que acometer una inversión determinada para reducir sus emisiones. Aquí, como antes se ha indicado, tanto el precio de los derechos esperado en el futuro como su volatilidad desempeñan un papel fundamental.

8. Junto al mercado de derechos de emisión, existen otros de productos derivados sobre tales derechos. Su interés no se limita a la valoración de los activos financieros que en ellos se negocian y a la gestión de riesgos que permiten. Va más allá. En particular, proporcionan información relevante para valorar activos reales, tales como proyectos para reducir las emisiones. Aquí, la modelización formal y la resolución numérica son factores clave, pero en ningún caso suplen al mercado como reflejo del consenso agregado.

NOTAS

(1) Las mejoras en la eficiencia tienen ahora dos impactos significativos: el ahorro en combustibles empleados y los derechos de emisión liberados.

(2) Al obligar a que la central esté *capture-ready*, están exigiendo que, mediante una inversión adicional posiblemente pequeña, dejen abierta la posibilidad de agregar en el futuro una instalación de captura y almacenamiento de CO_2, en el caso de que ésta sea la decisión económica más acertada.

(3) COM(2008)16 final del 23-1-2008.

(4) Se entiende por volatilidad implícita en el precio de una determinada opción aquélla que, sustituida en la fórmula de valoración correspondiente, proporciona un precio teórico de la opción igual al efectivamente observado.

(5) MEMO/08/35 del 23, de enero de 2008, que trata de las preguntas y respuestas sobre la propuesta de la Comisión de revisión del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión.

(6) Esta cantidad corresponde a 15,311 *kgC/GJ*, puesto que una tonelada de carbono se contiene en 3,67 toneladas de CO_2.

(7) El ejemplo está adaptado de TRIGEORGIS (1996).

(8) En el caso de las centrales de gas sometidas a un mercado de carbono, el margen suele denominarse *clean spark spread*.

(9) Notemos que los importes V^+ y V^- son los que resultan de sumar, desde que la planta está en marcha, las ganancias anuales descontadas (durante su vida infinita) de vender tres millones de MWh con el margen vigente: $\sum_{t=0}^{\infty} 1/(1+0{,}10)^t \times 3 \times 10 = 11 \times 3 \times 10 = 330$ Mill de euros, o bien 198 Mill de euros si el margen es 6 euros/MWh.

(10) La tasa de descuento podría estimarse determinando el coeficiente del proyecto a partir de las cotizaciones de su activo gemelo y aplicando el CAPM, por ejemplo.

(11) En caso contrario, surgiría una oportunidad de arbitraje, lo cual es incompatible con la noción de un mercado en equilibrio.

(12) Por supuesto, uno puede afirmar que este valor de esperar puede capturarse igualmente bien mediante el enfoque del VAN tradicional. Reconozcamos, simplemente, que uno puede esperar un año y abordar entonces el proyecto sólo si su valor el año próximo supera el coste de inversión necesario (de modo que, nuevamente, $E^+ = 68{,}75$ y $E^- = 0$). Determinemos entonces su valor esperado, utilizando las probabilidades reales y descontando a la tasa esperada de rendimiento ($k = 10$ por 100) para calcular el valor actual de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción de esperar), como sigue: $E = [qE^+ + (1-q)E^-]/(1+k) = [0{,}5 \times 68{,}75 + 0{,}5 \times 0]/(1{,}10) = 31{,}25$. Notemos que este valor de esperar es distinto del obtenido mediante el análisis basado en opciones. El error del método tradicional surge del uso de una tasa de descuento ajustada por riesgo única (o constante). Los derechos asimétricos sobre un activo (invertir en él si nos conviene, pero nunca en caso contrario) no tienen el mismo riesgo (y, por tanto, tasa esperada de rendimiento) que el propio activo subyacente. El método basado en opciones corrige este error transformando las probabilidades.

(13) Precio al cierre de *BlueNext* el 9-VI-2008.

(14) Tal vez la empresa B ha optado por instalar una unidad de captura y almacenamiento de carbono. Ahora bien, cabe suponer que esta tecnología no es capaz de eliminar el 100 por 100 de las emisiones.

(15) Puede comprobarse que el valor promedio es: $0{,}5511 \times 32 + 0{,}4489 \times 23{,}09 = 28$ euros/tCO_2, exactamente la cotización a un año del mercado de futuros. El ejemplo considerado se corresponde con una volatilidad de $\sigma = 0{,}1568$. Denotamos por σ la desviación típica del cambio proporcional en el precio. La varianza de dicho cambio en este modelo es: $0{,}5511 \times 1{,}1773^2 + 0{,}4489 \times \frac{1}{1{,}1773^2} - 1{,}0302^2 = 0{,}0264$. Esta varianza sería aproximadamente σ^2, por lo que una primera aproximación nos llevaría a obtener $\sigma = 0{,}1625$. Sin embargo, para plazos como un año, es preferible utilizar la definición de la varianza de la distribución lognormal $1{,}0302^2(e^{\sigma^2} - 1) = 0{,}0264$. Tras unas sencillas operaciones, obtenemos $\sigma = 0{,}1568$. Véase, por ejemplo, HULL (2005).

(16) En la práctica, esto equivale a considerar que ingresos y costes crecen a dicho tipo.

(17) Cabe pensar que hay incertidumbre sobre el tamaño del salto. Pero, una vez que los correspondientes planes nacionales de asignación hayan sido aprobados, habría que pensar que no existe incertidumbre sobre el momento en que el salto se va a producir.

(18) A los niveles actuales de los precios, parece difícil considerar que éstos reviertan a un determinado valor (que, en teoría, podría ve-

nir dado por los costes de eliminación de emisiones a través de inversiones físicas).

(19) Nos referimos, en particular, al contrato *ICE ECX CFI Futures*.

(20) Estos contratos se negocian, entre otros, en European Climate Exchange (ECX).

(21) Recordemos que el precio *spot* y el vencimiento del contrato de futuros tienen que estar dentro de un periodo en el cual no haya retiradas adicionales de derechos de emisión. Esto sucede, por ejemplo, dentro del periodo 2008-2012.

(22) Lógicamente, como tendremos varios valores, es posible y recomendable efectuar una estimación más exacta.

(23) Se podría haber utilizado directamente $24e^{(0,03-0,05)3}$.

(24) Hablamos de los contratos *ECX EUA Options*.

(25) Estos contratos se negocian en European Climate Exchange (ECX).

(26) No es necesario que el contrato de opción y el de futuros tengan el mismo vencimiento.

(27) Véase ABADIE y CHAMORRO (2009) para el caso de inversiones ligadas al gas natural.

(28) Los resultados pueden diferir ligeramente según los números aleatorios generados para hacer la simulación de Monte Carlo.

(29) Un desarrollo particular de este método puede encontrarse en ABADIE y CHAMORRO (2008).

BIBLIOGRAFÍA

ABADIE L.M., y CHAMORRO J.M. (2008), «European CO_2 prices and carbon capture investments». *Energy Economics*, 30: 2992-3015.

— (2009), «Monte Carlo valuation of natural gas investments». *Review of Financial Economics*, 18: 10-22.

GOURIEROUX C., y JASIAK J. (2001), *Financial Econometrics*, Princeton Series in Finance.

HULL, J. (2005), *Options, Futures and Other Derivatives*, Prentice Hall; sexta edición.

IPCC (2006), *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

TRIGEORGIS L. (1996), *Real Options - Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, The MIT Press.

LA INTERACCIÓN DEL SISTEMA EUROPEO DE COMERCIO DE EMISIONES CON OTROS INSTRUMENTOS DE POLÍTICA

Pablo DEL RÍO
CSIC
Xavier LABANDEIRA
Universidad de Vigo
Pedro LINARES
Universidad Pontificia Comillas

Resumen

En el contexto del cumplimiento con los objetivos del Protocolo de Kioto y de otros objetivos energéticos y ambientales, se han aplicado simultáneamente varios instrumentos implantados en un contexto muy concurrido de políticas. Ello ha dado lugar a interacciones entre instrumentos, que adoptan diferentes formas: sinergias, complementariedades y conflictos. La compatibilidad entre instrumentos de política resulta obviamente crucial para su diseño e implantación, puesto que afecta al resultado y éxito de éstas. En general, los análisis de políticas de cambio climático han tendido a prestar atención a instrumentos individuales, en lugar de al estudio de sus combinaciones y, sobre todo, de sus interacciones. El objetivo de este artículo es identificar algunas de las interacciones que se producen entre el sistema europeo de comercio de emisiones (SECE) y otros instrumentos de política energética/ambiental en España y deducir posibles implicaciones para las políticas públicas.

Palabras clave: políticas de cambio climático, comercio de emisiones, energías renovables, eficiencia energética.

Abstract

In the context of compliance with the Kyoto Protocol, and with other energy and environmental objectives, many instruments have been simultaneously applied by different policies. This has led to interactions that took different shapes: synergies, complementarities and conflicts. The compatibility among policy instruments is obviously crucial for their design and implementation. In general, climate policy analysis has tended to pay a special attention to individual instruments rather than the study of their combinations and, especially, interactions. The objective of this paper is to identify some of the interactions that arise among the european emissions trading system and other instruments for energy/environmental policies in Spain, and to advance some policy implications for future developments.

Key words: climate policy, emissions trading, renewable energy, energy efficiency.

JEL classification: H8, Q4.

I. INTRODUCCIÓN

La literatura de política ambiental en general, y la que analiza las ventajas y desventajas de los instrumentos de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en particular, se han centrado en el análisis comparativo de distintos instrumentos, tanto a nivel teórico como empírico. Uno de los resultados principales de los estudios de las políticas de cambio climático ha sido destacar las ventajas de los instrumentos de mercado (impuestos, comercio de emisiones) frente a los basados en políticas de mandato y control, como son las regulaciones ambientales convencionales. A su vez, dentro del primer grupo de instrumentos se han identificado los aspectos positivos y los inconvenientes de aplicar impuestos frente a sistemas de comercio de emisiones (SCE), normalmente en el contexto del cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto.

Sin embargo, sobre todo recientemente, la necesidad de combinar distintos tipos de instrumentos en las políticas de cambio climático es evidente por varios motivos: 1) existe potencial de reducción en todos los sectores, y es necesario que existan medidas equivalentes para garantizar la minimización de costes totales; 2) La amplitud del problema y las particularidades tecno-económicas de los distintos sectores hacen improbable que una solución a través de la aplicación de un único instrumento pueda resultar eficaz; 3) los instrumentos utilizados no sólo tienen utilidad para las políticas de cambio climático, sino también para objetivos de naturaleza energética o de financiación pública; 4) además, en un entorno *second-best* y con incertidumbre, fallos de información y externalidades, hacen falta no solo políticas tipo *pull* como el sistema europeo de comercio de emisiones (SECE), sino también políticas tipo *push*, como son las de apoyo a las renovables; 5) finalmente, otra razón para la combinación tiene que ver con la existencia de distintos intereses, o con la falta de coordinación que puede producirse entre las políticas de distinto nivel: comunitarias, nacionales, o regionales.

Aunque tradicionalmente la literatura económica que fundamenta las políticas ambientales ha prestado una atención especial al uso individualizado del instrumental para conseguir un determinado objetivo, frente a lo dicho con

anterioridad, existe otra importante razón para abordar el estudio de combinaciones de instrumentos. Así, en la práctica de la política ambiental en general, y en la de cambio climático en particular, lo que se observa en la vida real es un uso simultáneo de instrumentos. Puesto que la mitigación de las emisiones de GEI, particularmente de dióxido de carbono (CO_2), es sólo uno de los posibles objetivos de la política energético-ambiental, la mayoría de los países de la OCDE aplican de forma simultánea diferentes instrumentos que incluyen también medidas para mejorar la eficiencia energética y para promover la electricidad procedente de fuentes de energía renovable (E-FER). Quizá el ejemplo más claro sea la propia política europea frente al cambio climático, que combina regulaciones convencionales, impuestos, SCE, mecanismos de fomento de las energías renovables y aproximaciones voluntarias.

De hecho, la combinación de instrumentos que se observa en las políticas aplicadas de cambio climático implica que el análisis de instrumentos individuales puede tener serias limitaciones, pues resulta difícil en ocasiones atribuir un efecto determinado sobre las emisiones a un determinado instrumento y, además, la eficiencia en costes de la reducción puede verse afectada por esa interacción. No obstante, la agregación de instrumentos de política no es necesariamente positiva ni económica ni ambientalmente. Cuando se utilizan combinaciones de instrumentos, inevitablemente se producen interacciones entre éstos, que pueden ser beneficiosas (sinergias, complementariedades) o negativas (conflictos). A pesar de la relevancia teórica y práctica de estas interacciones, lo cierto es que su tratamiento en la literatura ha sido muy escaso, lo que puede ser un reflejo de la ya mencionada idea convencional de que sólo un instrumento debe abordar cada problema ambiental.

El objetivo general de este trabajo es, precisamente, contribuir a este campo de investigación utilizando el caso español para ilustrar algunas de estas interacciones en el contexto de las políticas de cambio climático, con la identificación de sinergias, complementariedades y conflictos, y deduciendo implicaciones para las políticas públicas. Nos centramos en las relaciones que se producen entre el SECE y otros dos instrumentos de política energético-ambiental en España: la promoción de las energías renovables y la estrategia española de eficiencia energética.

Nuestra selección temática responde a la importancia, en el caso español, de los instrumentos considerados. Es obvio que otras interacciones entre mecanismos de política pueden existir, aunque no se han considerado por su escasa relevancia en España. En particular, nos referimos aquí tanto a regulaciones ambientales convencionales en el campo de las políticas de cambio climático como a aproximaciones voluntarias de ciertos sectores o industrias y a tributos energético-ambientales. En el último caso, sólo tiene sentido hablar de las interacciones del SECE con algunos tributos autonómicos de escaso calado y que, en algunos casos, ya incorporan mecanismos de ajuste con respecto a éste.

El artículo se estructura en cuarto apartados. Tras esta introducción: el II aporta una clasificación de las posibles interacciones entre instrumentos y una serie de criterios para evaluarlos; el III aporta un análisis de las interacciones entre los instrumentos considerados para el caso español; finalmente el trabajo se cierra con el apartado IV, que recoge las conclusiones.

II. TIPOLOGÍA DE INTERACCIONES Y CRITERIOS PARA SU EVALUACIÓN

1. Tipología

El cumplimiento con el Protocolo de Kioto es un objetivo político fundamental en la Unión Europea (UE) y, por tanto, varios instrumentos se han utilizado para alcanzarlo. Uno de los más importantes es el SECE, que, sin embargo, coexiste e interacciona con otras políticas ambientales y energéticas que ya existían en los estados miembros de la UE. Estas interacciones pueden dar lugar a conflictos o sinergias que deben analizarse.

En general, la relación entre un SCE y otros instrumentos de política energético-ambiental puede adoptar diferentes formas (Sorrell y Sijm, 2005):

— Coexistencia sin interacción, en virtud de la cual no existe una influencia mutua entre instrumentos.

— La interacción directa en un SCE tiene lugar cuando un grupo objetivo (actor) se ve afectado por dos políticas.

— La interacción indirecta ocurre cuando un grupo objetivo se ve afectado indirectamente por un instrumento y directa o indirectamente afectado por otro.

— Las interacciones de comercio tienen lugar cuando dos instrumentos se ven mutuamente influidos a través del comercio de un certificado o permiso con un valor económico-ambiental.

2. La evaluación de las interacciones: objetivos y criterios

Las interacciones entre instrumentos han de evaluarse en función de su contribución a una serie de objetivos últimos de política energético-ambiental y de un conjunto de criterios considerados relevantes en la literatura especializada. Por ello distinguimos entre objetivos y criterios.

2.1. *Los objetivos de la política energética*

Los instrumentos que analizamos en este trabajo afectan a la producción y/o consumo de energía. Las emisiones de origen energético representan alrededor del 80 por 100 de las emisiones españolas de GEI, por lo que los objetivos relevantes son los de la propia política energética. De manera más concreta, nos ceñimos al análisis de las interacciones que se producen en el sector eléctrico.

Aunque ni a escala europea ni española existe una estrategia de política energética como tal, es habitual destacar la necesidad de que los sistemas energéticos cumplan una triple condición, en la línea del enfoque de sostenibilidad de los sistemas energéticos (Hernández *et al*. 2004; Comisión Europea, 2007): que sean sostenibles en el sentido ambiental (bajas emisiones de contaminantes globales y locales), que sean competitivos (es decir, con un coste bajo) y que aseguren el suministro energético. Por lo tanto, las interacciones entre instrumentos de política energética y cambio climático deben evaluarse en función de su contribución a estos objetivos. Podemos adelantar que, en la mayoría de los casos, será muy difícil cumplir con los tres objetivos simultáneamente por los posibles conflictos entre ellos.

2.2. *Criterios para evaluar las interacciones*

La coexistencia y las interacciones entre instrumentos puede evaluarse de acuerdo con algunos criterios apuntados por la literatura (véanse, entre otros, Hacker y Pelchen, 1999, Konidari y Mavrakis, 2007, y Del Río y Gual, 2004). Entre ellos destacan:

— *Efectividad*. Un instrumento es efectivo si puede conseguir un cierto objetivo (reducción de emisiones, generación con tecnología renovable o mejora en los niveles de eficiencia energética).

— *Coste eficiencia.* Se refiere al logro conjunto de los objetivos de reducción de emisiones de CO_2, promoción de las energías renovables y mejora de la eficiencia energética al menor coste posible. Se cumple cuando un instrumento consigue reducir en mayor medida las emisiones (o desarrollar las renovables) por aquellas instalaciones con menos costes de reducción (o de desarrollo de renovables) y viceversa, promoviendo la igualación de los costes marginales entre todos los agentes.

— *Equidad*. Las preocupaciones distributivas y la viabilidad política deben ser también consideradas.

— *Eficiencia dinámica*. Es la capacidad de un instrumento para generar un incentivo continuo a la mejora tecnológica y a la reducción de costes, tanto en la mitigación de emisiones como en el desarrollo de capacidades renovables.

— *Beneficios locales y nacionales del desarrollo de la capacidad renovable*. Varios estudios han mostrado los importantes beneficios nacionales y locales que pueden obtenerse del desarrollo de las energías renovables. Éstos son tanto ambientales (en términos de reducción de contaminantes locales o regionales) como socio-económicos (incluyendo desarrollo regional, oportunidades de empleo e inversión, diversificación de fuentes de energía y reducción de la dependencia energética).

III. EL ANÁLISIS DE LAS INTERACCIONES ENTRE INSTRUMENTOS EN ESPAÑA

En este apartado aportamos un análisis de las principales interacciones que se producen entre varios instrumentos de política energética y de cambio climático que afectan a España. Algunas de las políticas consideradas en el análisis de estas interacciones son internacionales (Protocolo de Kioto), otras son de ámbito europeo (SECE), y otras de nivel nacional (promoción de E-FER e instrumentos para mejorar la eficiencia energética). El análisis se centra en las interacciones que se producen entre esos instrumentos en el ámbito del sector eléctrico, aun cuando la aplicación de algunas de estos instrumentos afecta también a los sectores no eléctricos, como ocurre con la estrategia española de eficiencia energética. El enfoque metodológico adoptado es fundamentalmente cualitativo, identificándose las principales relaciones, y debe interpretarse como un primer paso. En el futuro, sería conveniente utilizar modelos de simulación para analizar estas interacciones de forma cuantitativa (preferiblemente en un marco de equilibrio general).

1. El SECE y la política de promoción de las renovables

1.1. *Literatura*

A pesar de la relevancia de las interacciones que se producen en el mundo real entre los distintos instrumentos y políticas energéticas y de cambio climático en los países de la OCDE, el análisis de estas interacciones ha sido más bien escaso. Además, ha sido fundamentalmente teórico, con una llamativa escasez de estudios empíricos sobre los problemas que subyacen a esa coexistencia e interacciones (Del Río, 2007). Una parte de la literatura se ha centrado en las interacciones teóricas que se derivan de la aplicación simultánea de ambos instrumentos; véanse, entre otros, Jensen y Skytte (2003), Skytte (2006), Boots (2003) y Morthorst (2001 y 2003). Otros autores han utilizado estudios de casos basados en el análisis de las interacciones en países concretos (véanse Sorrell, 2003, y Sijm, 2003, por ejemplo). Finalmente, un tercer grupo de estudios han utilizado modelos de simulación (véanse Hindsberger *et al.*, 2003; Linares *et al.*, 2008, y Unger y Ahlgren, 2005).

En el ámbito nacional, las interacciones entre la difusión de la E-FER, el SCE y el mercado eléctrico pueden resumirse de la siguiente forma (Sáenz de Miera *et al.*, 2008):

— *Mercado eléctrico y SCE*. La introducción de un SCE incrementa los precios finales de la electricidad, pues los generadores de electricidad convencional y los distribuidores eléctricos tienden a pasar el coste extra derivado del control de las emisiones de GEI a los precios de la electricidad (Sijm *et al.*, 2006).

— *El Mercado eléctrico y la difusión de la E-FER*. Los efectos finales sobre el consumidor derivados de un incremento en la penetración de la E-FER son ambiguos. Por un lado, la introducción de un sistema de promoción de la E-FER puede reducir el precio de la electricidad, pues desplaza y reduce la demanda de electricidad convencional (basada en combustibles fósiles) suponiendo que la generación marginal está basada en combustibles fósiles (1). Por otro lado, los costes de la política de E-FER se trasladan al consumidor.

— *SCE y penetración de E-FER.* La interacción entre SCE y promoción/difusión de la E-FER es compleja. El SCE provoca que la E-FER sea más competitiva, pues incrementa los costes de la electricidad convencional. Por otro lado, una mayor penetración de la E-FER reduce la demanda de permisos de emisión en el SCE y, por tanto, su precio.

1.2. *Las interacciones entre el SECE y las renovables en España*

La promoción de la E-FER en España ha sido una prioridad nacional desde hace más de una década. El sistema se ha basado en un sistema de primas, en el que los generadores de E-FER han podido elegir tradicionalmente entre dos alternativas: *a)* venta al distribuidor; en este caso, los generadores de E-FER reciben un precio total (tarifa regulada), *b)* venta al mercado. En cuyo caso, los generadores reciben el precio de mercado de la electricidad y una prima.

El Real Decreto 661/2007 mantiene las dos opciones para los generadores de E-FER. La actualización anual del apoyo está ahora ligada a la evolución del índice de precios al consumo (menos 0,25 por 100 hasta 2012 y menos 0,5 por 100 después). Además, la nueva regulación ha establecido un sistema de apoyo, con un techo y un suelo, que únicamente se aplica a instalaciones que venden al mercado. Si el precio de mercado más la prima superan el techo, entonces los generadores de E-FER sólo reciben el apoyo dado por el techo. Si esa suma es inferior al suelo, entonces recibirán el precio dado por el suelo. Este elemento del sistema tiene importantes implicaciones para las interacciones (véase Del Río, 2009).

Los instrumentos considerados en este apartado (primas y SECE) tienen un objetivo común (reducción de emisiones de CO_2) y otros que no lo son. A continuación, nos ocupamos de la posible justificación de su coexistencia y también de las interacciones que se producen entre ambos.

A) Razones para la coexistencia de instrumentos en España

A efectos de la justificación del uso combinado de los anteriores instrumentos, utilizaremos los criterios avanzados en la sección precedente.

a) Ineficacia global para reducir las emisiones de CO_2

La coexistencia de estos dos instrumentos no es globalmente eficaz para reducir las emisiones de CO_2 porque las primas no darían lugar a reducciones adicionales a las logradas con un SCE, pues este último instrumento establece un límite a las emisiones. Una forma de hacer que la mayor penetración de la E-FER contribuya a las reducciones de emisiones de CO_2 en un SCE es coordinar ambos objetivos, es decir, tener en cuenta las reducciones de emisiones logradas por la mayor penetración esperada de E-FER cuando

se establece el objetivo de emisiones de CO_2.

b) Eficacia local en la reducción de las emisiones de CO_2

Obviamente, algunos países y empresas pueden beneficiarse de la reducción de las emisiones derivadas de la mayor penetración de E-FER. Esto es particularmente importante para España, teniendo en cuenta su distancia de los objetivos de Kioto y la relevancia de las emisiones de la generación eléctrica en el total de emisiones (25 por 100 de las emisiones totales y 50 por 100 de las emisiones cubiertas por el SECE). La E-FER es un elemento fundamental en cualquier estrategia de descarbonización del sector eléctrico. De hecho, se han exigido y se exigirán significativas reducciones de emisiones en el sector de generación eléctrica. Las simulaciones llevadas a cabo por Linares *et al.* (2008) muestran que no es suficiente con la política de renovables para lograr el objetivo español de reducción de emisiones, de lo que se deduce que las dos políticas consideradas aquí son complementarias, no sustitutivas.

c) Eficiencia estática

El apoyo a la E-FER modifica el orden de mérito de las tecnologías de generación, y evita la adopción de otras alternativas de reducción más baratas, lo que provoca ineficiencia en costes. Las reducciones de CO_2 logradas con la E-FER no son precisamente baratas, siendo de media de 357 euros/tCO_2, con un rango que va desde los 44 euros/tCO_2 para la co-combustión o los 201 para el biogás a los 4031 euros/tCO_2 (Del Río, 2009). Por ello, si existe una justificación para la coexistencia entre ambos instrumentos, ésta no se encuentra en la reducción coste-eficiente de las emisiones. Las simulaciones llevadas a cabo por Linares *et al.* (2008) muestran que la combinación de los instrumentos considerados genera unos mayores costes que la utilización de sólo un SCE. Sin embargo, se observan también algunas sinergias: la consecución simultánea de los objetivos de reducción de emisiones y altos niveles de penetración de renovables sólo incrementa los costes marginalmente respecto a la situación con sólo un sistema de comercio de emisiones.

d) Eficiencia dinámica

Las simulaciones llevadas a cabo por Linares *et al.* (2006) muestran que es improbable que el SECE fomente la penetración de la E-FER, pues no la hace mucho más atractiva que las tecnologías de generación convencionales (excepto la eólica). Este argumento de eficiencia dinámica aporta una motivación adicional para la coexistencia del sistema de primas y el SECE, aunque el país con objetivos ambiciosos de E-FER no puede apropiarse enteramente de este beneficio. No obstante, identificar el beneficio de eficiencia dinámica del sistema español de primas resulta muy complicado por la dificultad de atribuir la reducción de los costes de las tecnologías al sistema español o a los instrumentos utilizados en otros países.

e) Beneficios locales derivados de la promoción de la E-FER

La E-FER da lugar a significativos beneficios locales, de tipo tanto socioeconómico como ambiental. Estos beneficios secundarios pueden llegar a justificar la aplicación de una política de cambio climático incluso en ausencia de reducciones coste-eficientes o significativas de GEI. Tres de estos beneficios son:

— *Beneficios ambientales locales.* En otro lugar (Del Río, 2009) hemos estimado los ahorros monetarios derivados de la externalidades ambientales evitadas en 2005-2010 que son consecuencia de la sustitución de la electricidad convencional por E-FER.

— *Contribución a la diversificación del suministro energético.* Puede esperarse que la E-FER reduzca las importaciones energéticas y, por tanto, mejore la negativa balanza comercial española.

— *Generación de empleo y contribución al desarrollo local.* Otros beneficios de la E-FER, tales como la generación de empleo, no pueden estimarse fácilmente en términos monetarios, aunque son importantes. Si bien puede ser absurdo construir una política nacional de empleo basada en la E-FER, no es menos cierto que tampoco pueden negarse los considerables efectos sobre el empleo en el contexto español (2), muy necesitado de yacimientos de empleo en el contexto actual de grave crisis económica. Además, las renovables constituyen un sector industrial muy dinámico en España, con un gran valor añadido, elevada intensidad en I+D y alto potencial exportador.

En resumen, los mecanismos de promoción de renovables no llevarán a una reducción coste-efectiva de las emisiones de GEI. No obstante, su coexistencia con el SECE puede justificarse cuando se consideran los aspectos de eficiencia dinámica y otros beneficios.

B) Análisis de las interacciones

Este epígrafe se centra en el impacto de la interacción entre primas y SCE en los costes para los consumidores, lo que depende, entre otras cosas, del tipo de me-

canismo de fijación de precios en el mercado eléctrico, del tipo de instrumento para la promoción de la E-FER elegido y de sus elementos de diseño.

a) Mecanismo de fijación de precios

Los estados miembros de la UE difieren en el grado en el cual los precios de la electricidad se fijan competitivamente. Esto es relevante en el análisis, pues las interacciones entre primas y SCE tienen lugar a través del mercado eléctrico. En algunos casos, los reguladores todavía obstentan una influencia decisiva en los precios. El mecanismo de fijación de precios de la electricidad en España es de tipo marginal: el precio recibido por los generadores se establece en una subasta y se corresponde con la puja más alta, la de la tecnología marginal, es decir, aquella necesaria para cubrir la última unidad de electricidad demandada en el sistema. En teoría, la internalización de los costes de CO_2 incrementaría los costes de la tecnología marginal y, por tanto, los costes de la electricidad en el mercado mayorista y los precios finales para el consumidor. Sin embargo, la regulación de los precios (la tarifa regulada) establece un límite al incremento en los precios finales para el consumidor eléctrico, por lo que los efectos finales en los consumidores son pequeños.

b) Tipo de mecanismo de promoción de la E-FER aplicado

El análisis de la interacción entre los sistemas de comercio de emisiones y el apoyo a la E-FER se ha basado tradicionalmente en un sistema de certificados verdes negociables (CVN). Sin embargo, las interacciones son algo diferentes cuando el instrumento utilizado para promover la generación renovable es un instrumento de primas. La razón básica es que, en el instrumento de CVN, un incremento en el precio de la electricidad como consecuencia de la internalización del coste de oportunidad derivado de la aplicación de un mercado de derechos de emisión (SECE), provoca una reducción en el precio del CVN, dejando el apoyo total a la generación renovable (CVN + precio de la electricidad) constante y, por tanto, manteniendo también constante la generación renovable (Hernández y Del Río, 2007). Por el contrario, con un sistema de primas, el mismo incremento en los precios de la electricidad no se traduce necesariamente en una reducción de la prima, salvo que haya un mecanismo explícito de ajuste, lo que no ocurre en ningún país que aplique este sistema de promoción de la electricidad renovable) (3). Así, existe la preocupación de que el incentivo indirecto a la generación de E-FER suministrado por el SECE y el incentivo directo derivado del mecanismo de primas provoquen una doble carga injustificable para el consumidor. Este incentivo indirecto para las renovables se añade a los beneficios para los generadores renovables a través de un mayor precio. Esto puede provocar una doble internalización de la externalidad derivada de las emisiones de CO_2, a menos que la prima se ajuste a la baja cuando se produce un incremento del precio de la electricidad como consecuencia de la aplicación del SECE y que se considere que la prima representa los «otros beneficios» de las renovables, lo que no está del todo claro. Una de las lecciones que se derivan de esta interacción es la necesidad de coordinar las políticas. Sería deseable que, como muchos países europeos utilizan ambos instrumentos, la coordinación fuese máxima para lograr los objetivos ambientales al menor coste social y para enviar al mercado las señales de precios (Linares *et al.*, 2008).

c) Elementos de diseño del sistema de primas

Una cuestión poco considerada hasta el momento ha sido la del efecto de diferentes tipos de diseño de los sistemas de promoción de las renovables en dicha interacción, y en particular en los costes para los consumidores eléctricos que se derivan de ella. Por ejemplo, ciertos sistemas de primas pueden agravar el efecto sobre los consumidores que se deriva de la interacción entre el SCE y este sistema. Éste es el caso cuando se vincula el apoyo concedido al precio de la electricidad, como básicamente ocurría con el sistema vigente en España entre 2004 y 2007 (RD 436/2004). Por el contrario, el sistema actual de primas, basado en la introducción de un mecanismo de techo y suelo para las instalaciones que participan en el mercado, mitiga este problema, pues limita el efecto combinado del SECE y las primas en el precio minorista de la electricidad (Del Río, 2009).

d) Influencia de la promoción de la electricidad renovable en el SECE

Finalmente, podríamos considerar el efecto de la promoción de las E-FER en el precio de los derechos de emisión del SECE. En teoría, un país con una elevada prima experimentaría un mayor desarrollo de la E-FER y, por tanto, las emisiones en su sector eléctrico se reducirían, lo que generaría a su vez una menor demanda de derechos de emisión del SECE (EUA). Esto podría llegar a presionar a la baja el precio de los EUA. No obstante, para que esa influencia sobre el precio del derecho de emisión en el SECE se produjera, el país con una política ambiciosa de promoción de la E-FER debería

ser muy grande, y el mercado de emisiones relativamente pequeño (Hernández y Del Río, 2007; Linares *et al*., 2008). Ni una ni otra cosa ocurren y, por tanto, el impacto de la política española de renovables no tiene capacidad de influir en el precio de los derechos de emisión del SECE (4). Por otra parte, la política española de renovables se enmarca en un contexto europeo de objetivos ambiciosos para la E-FER. A ese nivel, es posible que existan interacciones significativas.

e) Posibles efectos de la interacción sobre el precio final de la electricidad

Como se ha mencionado anteriormente, una mayor generación de E-FER podría, temporalmente, reducir los precios de la electricidad en el mercado mayorista, pues la E-FER tiene costes variables inferiores a la electricidad convencional (corto plazo). Esta reducción puede contrarrestar el incremento en los costes de la política de apoyo, provocando una reducción neta en el precio minorista. Si este efecto de compensación se produce, sería interesante combinar el sistema de promoción de la E-FER con el SCE para lograr los tres objetivos de reducción de emisiones, bajos costes de la electricidad para el consumidor y penetración de la E-FER.

El tratamiento de esta cuestión permitiría responder a la pregunta de cómo lograr los tres objetivos con dos instrumentos. En este sentido, Jensen y Skytte (2003) y Skytte (2006) muestran que la elección de los objetivos de E-FER y de reducción de emisiones de CO_2 (es decir, de las «cuotas») depende de la correlación entre el precio final de la electricidad y las cuotas. Si la penetración de E-FER genera una reducción en dicho precio (correlación negativa), entonces debería aplicarse una cuota de E-FER, lo que daría lugar a una reducción en las emisiones de CO_2 a costes moderados para los consumidores. El problema es que esta reducción posiblemente no sea suficiente. Sin embargo, si la mayor penetración de la E-FER, como consecuencia de una política dirigida a su promoción, incrementa los precios para los consumidores, entonces debería aplicarse tanto una cuota de E-FER como una de CO_2 para incrementar la penetración de la E-FER. Por tanto, con una correlación negativa, sería mejor elegir una cuota de E-FER y no una cuota de emisiones de CO_2. Sin embargo, teniendo en cuenta que la reducción en los precios de la electricidad es temporal y que es posible que la reducción de emisiones derivada de la penetración de la E-FER no sea suficiente, lo más probable es que sea necesaria la combinación de ambos instrumentos (cuota de E-FER y cuota de CO_2), aunque con un mayor peso de la cuota de E-FER que si la correlación mencionada fuera positiva.

En el caso de correlación positiva, lo mejor es elegir una combinación de cuota de E-FER y cuota de CO_2. En este caso, debería haber coordinación entre los departamentos ministeriales responsables de la fijación de ambas cuotas, mientras que en el caso de correlación negativa no pueden esperarse ganancias como consecuencia de la coordinación, salvo que el potencial renovable no sea suficiente, lo cual sucede en España. El cuadro n.º 1 resume esta discusión.

Así, la relación entre la generación E-FER, el precio de la electricidad en el mercado mayorista (Pma) y el precio de la electricidad en el mercado minorista (Pmi) podría teóricamente adoptar tres formas:

— *Correlación negativa absoluta.* Que la reducción en el Pma fuera mayor que el incremento en el apoyo a la E-FER (primas). Esto provocaría una reducción de Pmi y, por tanto, un incremento en el bienestar del consumidor.

— *Correlación negativa relativa*. Que la reducción en el Pma fuera menor que el incremento en el apoyo a la E-FER (primas). Esto provocaría un incremento de Pmi y, por

CUADRO N.º 1

CONSECUCIÓN DE LOS OBJETIVOS EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN ENTRE EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD Y LA CUOTA DE RENOVABLES

	Correlación positiva(*)	*Correlación negativa(*)*
Objetivo de E-FER	Cuota de E-FER	Cuota de E-FER
Objetivo de emisiones de CO_2	Cuota de emisiones de CO_2	Cuota de emisiones de CO_2 y cuota de E-FER
Ambos objetivos simultáneamente	Combinación de cuota de E-FER y de emisiones de CO_2	Combinación de cuota de E-FER y de emisiones de CO_2 (con mayor peso de la cuota de E-FER que con correlación positiva)

(*) La correlación positiva indica que un incremento en la cuota de E-FER incrementa los precios finales para el consumidor. La correlación negativa indica lo opuesto.
Fuente: Adaptado de Skytte (2006).

tanto, una reducción en el bienestar del consumidor. Sin embargo, este incremento sería inferior al incremento en el apoyo a la E-FER.

— *Correlación positiva.* Que, como consecuencia de una mayor penetración de generación renovable, no se produzca ningún cambio en el Pma. Esto provocaría un incremento significativo de Pmi y, por tanto, un incremento considerable en el coste para el consumidor.

Aunque resultaría muy atractivo que la relación fuera de correlación negativa absoluta, lo cierto es que teóricamente sólo puede esperarse una relación así a corto plazo, pero no a largo, teniendo en cuenta que la generación renovable es a largo plazo más cara que la no renovable. Las simulaciones realizadas por Sáenz de Miera *et al.* (2008) confirman la relación de correlación negativa absoluta a corto plazo, mientras que Linares *et al.* (2008) muestran que la relación a largo plazo es de correlación negativa relativa: cuando se añade un SCE a un sistema de promoción de las renovables, los precios de la electricidad en el mercado mayorista se reducen (mientras que la aplicación única de un SCE provocaría un incremento de esos precios). Sin embargo, los costes de la promoción de las renovables más que compensan esa reducción, provocando finalmente un incremento en los costes para los consumidores.

2. El SECE y las medidas de promoción de la eficiencia energética

2.1. *Literatura*

La justificación económica de la aplicación de instrumentos para la promoción de la eficiencia energética (EE) reside en las barreras y fallos de mercado que impiden la adopción de prácticas y tecnologías eficientes en energía, a pesar de sus cortos periodos de retorno de la inversión. Las barreras pueden ser de diferentes tipos e incluyen riesgos, información imperfecta, costes ocultos, acceso a capital, incentivos «divididos» (relación arrendador-arrendatario) y racionalidad limitada (Sorrel, 2004; Sijm y Van Dril, 2003). La existencia de precios artificialmente bajos como consecuencia de algunas de esas barreras ralentiza el proceso de difusión tecnológica. Algunos expertos argumentan que un SCE no eliminaría esas barreras y suministraría un incentivo limitado para la adopción de tecnologías y prácticas de EE. Otros, sin embargo, argumentan que un SCE puede fomentar la difusión. Es ésta una discusión relevante en el contexto de este trabajo, puede aportar argumentos a favor o en contra de la coexistencia, pero existe una escasez de estudios que analicen las interacciones entre instrumentos que promueven la eficiencia energética y un sistemas de comercio de emisiones (5).

Aunque la experiencia de los países de la OCDE muestra que existen varios instrumentos para mejorar la EE, tales como programas de información, sistemas de ecoetiquetado, deducciones y exenciones impositivas o estándares regulatorios (Sorrell *et al.*, 2003), la literatura sobre las interacciones entre las políticas de eficiencia energética y el comercio de emisiones se ha centrado en el análisis de los denominados certificados blancos negociables (*tradable white certificates*). Estos estudios han llegado a la conclusión de que un SCE suministraría cierto incentivo a la adopción de medidas de eficiencia energética, pero que ambos instrumentos (SCE y certificados blancos) son básicamente complementarios.

2.2. *Las interacciones entre el SECE y la estrategia española de eficiencia energética*

El objetivo de la estrategia española de eficiencia energética (E4), aprobada en 2003, era reducir el consumo, fomentando la adopción de prácticas y tecnologías de eficiencia energética en un amplio conjunto de sectores, y en dos fases (2005-2007 y 2008-2012). Por tanto, las interacciones entre este instrumento y el sistema de comercio de emisiones (SECE o Protocolo de Kioto) no se ciñen únicamente al sector eléctrico. La E4 concentra sus esfuerzos en siete sectores (industria; transporte; edificación; servicios públicos; equipamiento residencial y ofimático; agricultura, y transformación de la energía) y especifica medidas concretas para cada uno de ellos. Las medidas, que mayoritariamente implican una combinación de fondos públicos y privados, se centran en la mejora de la eficiencia energética en los sectores difusos, teniendo en cuenta el significativo incremento en su intensidad energética y el hecho de que no están cubiertos por el SECE. Casi todas las medidas son de información o de estándares, y no tanto de instrumentos económicos, lo que tiene implicaciones sobre las interacciones esperables.

A) Razones para la coexistencia de instrumentos

El coste de las medidas de la E4 en términos de reducción de GEI es altamente variable: en general, las medidas más baratas son las previstas para el sector del transporte (donde tendrían lugar la mitad de las reducciones de emisiones) y las más caras para la agricultura (6). Como en el caso de la promoción de las renovables, además de las reducciones de

emisiones de GEI existen otros beneficios derivados de la aplicación de una política de eficiencia energética y que se recogen en el cuadro n.º 2.

Para analizar la coexistencia e interacciones entre los instrumentos (SECE y medidas para incrementar la eficiencia energética), debe distinguirse entre el periodo 2005-2007 y el 2008-2012, pues en el primero existe una regulación que limita la emisión en los sectores cubiertos por el SECE, y para los no cubiertos tal regulación no existe, mientras que en el segundo periodo el país debe reducir emisiones en todos los sectores para alcanzar los objetivos del Protocolo de Kioto.

a) Efectividad en la reducción de emisiones (7)

En el periodo 2005-2007 no existía un requerimiento estricto para reducir las emisiones de CO_2 en los sectores no cubiertos (no había sanciones), aunque la Directiva de comercio de emisiones exigía que cada país informase de las acciones que llevaría a cabo para mitigar esas emisiones. Las emisiones reducidas en los sectores no cubiertos en 2005-2007 como resultado del Plan de Acción no «liberarían» derechos de emisión del SECE. Sin embargo, la adopción de estas medidas, aunque no serviría para cumplir con el SECE en 2005-2007, tenía otros beneficios: 1) cumplir con la exigencia de la Directiva de Comercio de Emisiones (87/2003/EC) relativa a la inclusión en el primer Plan de Asignación de Derechos de Emisión (PNA) de medidas para abordar las emisiones en los sectores no cubiertos; 2) introducir medidas cuyo efecto sobre la reducción de emisiones se haría sentir también en el siguiente periodo 2008-2012, y 3) reducir las importaciones de petróleo, de las que nuestro país es altamente dependiente.

Con respecto al periodo 2008-2012, si se adopta una perspectiva global, la eficacia de la coexistencia entre la E4, el SECE y el régimen de cumplimiento de Kioto es discutible. La combinación no resulta eficaz para reducir las emisiones totales en el mundo. Como muchas de las medidas de la E4 son relativamente caras, las emisiones se reducirían en todo caso con un SCE internacional (en otros países y a un menor coste). Sin embargo, debe tenerse en cuenta la capacidad de la E4 para reducir las emisiones del país (eficacia «local»). Esto es particularmente importante para un país como España, lejos de sus compromisos con Kioto, con una creciente intensidad energética y sin fuentes fósiles autóctonas.

El enfoque adoptado para reducir las emisiones en los sectores difusos puede considerarse «blando», es decir, está basado sobre todo en subvenciones, acuerdos voluntarios y medidas de información/educativas. Sin embargo, no se ha considerado la aplicación de medidas fiscales (impuestos) que podrían ser altamente eficaces (y eficientes) para controlar las emisiones. Esto se debe a dos factores interrelacionados. Primero, el Gobierno debe mantener un difícil equilibrio entre reducir las emisiones y evitar los impactos negativos en la competitividad de la economía. Si dichos impuestos se adoptaran en España pero no en los países de nuestro entorno, la competitividad de los productos

CUADRO N.º 2

LA CUESTIÓN DE LOS "OTROS" BENEFICIOS Y LA EFICIENCIA DINÁMICA

La eficiencia energética tiene beneficios no de CO_2: reduce la dependencia energética externa y reduce los picos de demanda (permitiendo ahorros en las infraestructuras de distribución de la electricidad). Incrementa la seguridad del suministro energético, pues la mayoría de las fuentes energéticas proceden de áreas con un elevado riesgo geopolítico. Además, mitiga el problema de la "pobreza energética", por el que los individuos más pobres gastan una considerable parte de su renta en energía. También reduce las emisiones de otros contaminantes locales (SO_2, NO_x, NH_3 y VOCs). Finalmente, la eficiencia de los procesos de producción mejoraría, incrementando la competitividad y el potencial de empleo de la economía. La generación de empleo derivada de las medidas de eficiencia energética es el resultado de una reducción en el gasto en energía y un incremento en el gasto de otros bienes y servicios cuya producción es más intensiva en trabajo. Al contrario de la reducción de las emisiones de CO_2, estos otros beneficios son de tipo local (MITC, 2005).

Otra de las justificaciones para implantar medidas de eficiencia energética reside en la existencia de barreras (y fallos de mercado) para la adopción e implantación de tecnologías y prácticas de eficiencia energética rentables en el medio y largo plazo, que no se eliminarían con la implantación de un sistema de comercio de emisiones. Si esas tecnologías de eficiencia energética no se adoptan, el cumplimiento de los compromisos de reducción de GEI se lograría a un mayor coste. Además, como las tecnologías reducen sus costes cuanto más se difunden (como consecuencia de las economías de escala y efectos de aprendizaje), la coexistencia de medidas se justificaría para permitir esas disminuciones en los costes de reducción de las emisiones.

Fuente: Hernández y Del Río (2007).

españoles se vería negativamente afectada. En segundo lugar, la aplicación de impuestos es una medida conflictiva e impopular y, por tanto, no rentable políticamente para los decisores públicos.

La alternativa ha sido, pues, aplicar medidas «blandas» que no resultan impopulares para los votantes, pero que no son tan eficaces como los impuestos, y utilizar el presupuesto público para adquirir reducciones admisibles dentro del esquema de Kioto (unidades de Kioto), particularmente las procedentes de los proyectos del mecanismo de desarrollo limpio (MDL) a través, entre otras medidas, de las inversiones públicas en los fondos de carbono. Resulta obvio que esta estrategia, basada en el uso de dinero de los contribuyentes para compensar el crecimiento de las emisiones en determinados sectores difusos, no resulta sostenible a largo plazo.

b) Coste-eficiencia en la reducción de emisiones

La mayoría de las medidas de la E4 para todo el periodo 2004-2012 son caras para reducir las emisiones en los sectores no cubiertos. En particular, el SECE no induciría la adopción de medidas de EE coste-eficiente en el sector del transporte, pues este sector no está cubierto por el SECE. Sin embargo, la existencia de algunas alternativas de EE de bajo coste podría permitir unas mayores reducciones de emisiones (coste-eficientes) en los sectores no cubiertos por el SECE y menos reducciones de emisiones en los sectores cubiertos.

c) Otros beneficios

La E4/Plan de Acción promueve los ahorros energéticos, aportando beneficios adicionales que pueden justificar la coexistencia. Por tanto, la coexistencia entre la E4/Plan de Acción, el SECE y el régimen de cumplimiento de Kioto no es coste-eficiente para reducir las emisiones de CO_2 aunque, si los «otros beneficios» y los beneficios de eficiencia dinámica se tienen en cuenta, podría justificarse. Las medidas de la E4 deberían juzgarse no sólo con respecto a la reducción de emisiones de CO_2 que suministran a corto plazo, sino también con respecto al incentivo que aportan para fomentar un cambio estructural hacia un sistema productivo menos intensivo en energía. Existen razones adicionales para justificar la coexistencia, tales como la diversificación de las alternativas de mitigación (para reducir los riesgos de un alto precio de las unidades de Kioto) y la suplementariedad. Además, los precios del CO_2 pueden ser insuficientes para estimular las tecnologías de EE, por lo que es necesario complementar dichos precios con otras políticas orientadas directamente a estas tecnologías, de forma similar a lo que ocurre en el caso de la promoción de la E-FER.

En resumen, los «otros beneficios» y la eficiencia dinámica podrían justificar la coexistencia de la E4/Plan de Acción, el SECE y el régimen de cumplimiento de Kioto, aunque esta coexistencia no es coste-eficiente para reducir las emisiones de CO_2 (cuadro n.º 3).

B) Análisis de las interacciones

Para analizar las interacciones entre ambos instrumentos (E4/Plan de Acción y SECE/régimen de cumplimiento de Kioto) en España, debería hacerse una distinción entre las medidas de EE adoptadas en el sector de transformación de energía (que incluye al refino de petróleo, la generación eléctrica y la cogeneración) y el resto de sectores.

Con respecto al resto de sectores, sólo existiría una interacción indirecta limitada entre los dos instrumentos: las medidas de la E4 reducen la demanda de electricidad de los sectores no cubiertos por el SECE, lo que tiende a reducir el precio de la electricidad, aun-

CUADRO N.º 3

RESUMEN DE LOS ARGUMENTOS A FAVOR Y EN CONTRA DE LA COEXISTENCIA ENTRE LA E4 Y EL COMERCIO DE EMISIONES (SECE/KIOTO)

¿PUEDE JUSTIFICARSE LA COEXISTENCIA?	*CRITERIO*			
	Eficacia en la reducción de emisiones de CO_2	*Coste-eficacia en la reducción de emisiones de CO_2*	*Eficiencia dinámica (barreras al cambio tecnológico)*	*Otros beneficios*
2005-2007	NO justificada, aunque eficaz (a)	NO	SÍ	SÍ
2008-2012	NO (b)	NO	SÍ	SÍ

(a) No existe ninguna obligación para reducir las emisiones de CO_2 ni un mercado de emisiones de CO_2.
(b) No es globalmente eficaz, aunque sí es eficaz para reducir las emisiones españolas en los sectores no cubiertos.

que sólo de forma temporal. Además de atribuirse al resto de sectores, la caída de las emisiones de la producción eléctrica reducirían la demanda de derechos de emisión del SECE (o unidades de Kioto) y su precio. Pero este último efecto sería pequeño, teniendo en cuenta la baja participación del sector eléctrico español en la demanda total de derechos del SECE (y unidades de Kioto).

En el caso de los sectores incluidos en el sector de transformación de energía, existe una interacción más directa entre las medidas del Plan de Acción en estos sectores y el SECE. Las medidas de la E4 en el sector de generación eléctrica se solapan con el SECE. Esta coexistencia de instrumentos no está justificada, pues las emisiones ya se reducen de forma coste-eficiente con el sistema europeo de comercio de emisiones.

Por otro lado, la E4 tiende a reducir el consumo de electricidad (dependiendo del efecto rebote) y, por tanto, el precio final de la electricidad. Esto tendría dos posibles efectos. En primer lugar, generaría una transferencia de renta de los contribuyentes (que subvencionan parte de la E4) a los consumidores. Los generadores de electricidad convencional se verían negativamente afectados por una menor generación y un menor precio de la electricidad. En segundo lugar, podría haber un efecto rebote (mayor consumo de electricidad y emisiones de CO_2 como consecuencia de una reducción en el precio de la electricidad). Sin embargo, esto es improbable que ocurra, pues la elasticidad precio de la demanda de electricidad suele ser muy baja. La reducción de la demanda en los sectores SECE liberaría derechos de emisión, aliviando su carga.

Es importante observar que ambas medidas consideradas en este trabajo (primas y EE) son complementarias, pues el incremento de la demanda energética y de electricidad hace más complicada la consecución del objetivo de renovables (12 por 100 del consumo energético en 2010) y de la E-FER (30 por 100 del consumo eléctrico en 2010). En los últimos años, el crecimiento del consumo de energía primaria se ha situado por encima del crecimiento en la difusión de las renovables (todas, no sólo para electricidad) y, por tanto, la participación de éstas no se ha incrementado. Por ello, las medidas de EE limitan el crecimiento de la demanda energética y contribuyen a la consecución del objetivo de renovables. Como el objetivo de penetración de renovables está fijado en términos de porcentaje sobre el consumo de electricidad, una reducción de este consumo favorece la consecución del objetivo de renovables.

Finalmente, algunos de los enfoques utilizados para promover la eficiencia energética en nuestro país resultan criticables, ya que en ocasiones tienen influencia sobre las interacciones entre instrumentos. Por ejemplo, si, como defienden los economistas y la literatura especializada sobre el tema (véase Sorrell *et al*., 2004), la señal de precios es vital para fomentar la eficiencia energética, entonces la existencia de unos precios de la electricidad artificialmente bajos no es coherente con este objetivo. El problema añadido en el caso de la E4 es que ésta se financia con la tarifa del sector eléctrico. Esto plantea dos problemas: por un lado, con la tarifa eléctrica se está contribuyendo a financiar medidas de eficiencia energética en sectores distintos al eléctrico. Además, «no parece coherente introducir en la tarifa eléctrica la financiación de los planes de acción de la E4 en un contexto de déficit tarifario, que se constituye como una de las principales barreras a la mejora de la eficiencia» (GTPES, 2008: 95).

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE POLÍTICA PÚBLICA

1. La combinación de políticas a distintos niveles territoriales (Europa y España) es justificable. La aplicación de instrumentos de política de cambio climático en general, y de un SCE en particular, tiene más sentido a escala europea, mientras que políticas nacionales como la de renovables o eficiencia energética permiten incorporar las prioridades nacionales asociadas a los beneficios locales de estas energías (diversificación del suministro, contaminación local, creación de empleo y generación de oportunidades de desarrollo regional).

2. Existe un campo para cada política y, aunque interaccionan entre sí, las tres son necesarias. Uno de los argumentos para la coexistencia entre las políticas «de precios» (SCE) y «tecnológicas» (promoción de la E-FER y EE) tiene que ver con una serie de problemas de las primeras (incertidumbre sobre los precios del CO_2, fallos de información, etc…) que hacen que aquéllas sean necesarias, pero no suficientes, para lograr las reducciones de las emisiones de CO_2 buscadas. Por otro lado, la existencia de los «otros beneficios» (es decir, los no vinculados a la reducción de las emisiones de CO_2) justifican la coexistencia. Además, las políticas de renovables y de eficiencia energética aplicadas hoy tienen beneficios de eficiencia dinámica en la reducción de emisiones de CO_2, en tanto en cuanto permiten una mayor difusión de las tecnologías bajas en carbono (con respecto a la única aplicación del SCE). Esto

facilita avances a lo largo de su curva de aprendizaje, reducciones de costes y, por tanto, disponer de tecnologías de bajo coste en el futuro, cuando se necesiten para lograr reducciones de emisiones más ambiciosas. Obviamente, estos beneficios en términos de eficiencia dinámica de las políticas nacionales de renovables y eficiencia energética son compartidos por otros países.

3. La interacción entre las tres políticas consideradas depende de sus elementos específicos de diseño y del instrumento aplicado. Por ejemplo, en el caso de la política de renovables, los costes para los consumidores son diferentes bajo distintos sistemas de apoyo (primas o certificados verdes). En general, la combinación de comercio de emisiones y primas provoca un incremento en los costes para los consumidores, a menos que el nivel de las primas se ajuste de acuerdo con el incremento en los precios de la electricidad derivado de la aplicación de un SCE. Este ajuste es automático en el caso del sistema de certificados verdes. Por otro lado, el establecimiento de un límite superior a los niveles de primas (como ocurre actualmente en el sistema español) mitiga la necesidad de coordinación entre ambos instrumentos y reduce el impacto sobre los costes para los consumidores (Del Río, 2009).

4. La combinación de instrumentos debe, en lo posible, responder a una estrategia desde arriba, tendente a lograr los objetivos mencionados de un sistema energético sostenible, competitivo y sin problemas de suministro. Esto apela a la necesidad de mantener cierta coherencia entre los distintos instrumentos de la cesta, mitigando en lo posible sus interacciones negativas y reforzando las sinergias. El papel de la coordinación resulta, en este sentido, clave.

5. No obstante, la coordinación entre políticas es conveniente, pero difícil de llevar a cabo, cuando la responsabilidad en la aplicación y seguimiento de los instrumentos reside en ámbitos territoriales diferentes, como ocurre con el SECE y la política española de energías renovables.

6. Existe una relativa escasez de análisis sobre las interacciones entre instrumentos, a pesar de la relevancia del tema tanto en el plano académico como en el de toma de decisiones de política pública sobre esta cuestión a nivel tanto teórico como empírico.

7. Los estudios existentes sobre las interacciones entre instrumentos han prestado atención singular a la eficacia y a la eficiencia en la reducción de emisiones en sentido estático. Sin embargo, al menos dos aspectos merecen una mayor atención de los investigadores en el futuro: los costes de transacción y administrativos de la interacción, que influyen en la evaluación de la eficiencia económica de la combinación entre instrumentos, y el efecto de la mezcla de instrumentos y de sus interacciones sobre el criterio de eficiencia dinámica. Por un lado, es probable que la combinación de instrumentos genere un incremento más que proporcional en los costes administrativos y de transacción para los agentes participantes en los sistemas objetivo de interacción. Por otro lado, en un problema de medio y largo plazo como el del cambio climático, es conveniente identificar el efecto de las combinaciones de instrumentos en la promoción de la mejora en tecnologías que serán necesarias en el futuro para cumplir con objetivos ambiciosos de emisiones a costes razonables. Por otro lado, casi todos los estudios teóricos han analizado la interacción suponiendo competencia perfecta en los mercados eléctricos. Deben analizarse las implicaciones de las interacciones sobre mercados eléctricos con competencia imperfecta, muy habituales en la realidad.

8. Aunque el análisis cualitativo puede ser útil para ayudar a seleccionar una mezcla óptima de políticas, este tipo de enfoque no es un sustitutivo de análisis empíricos, preferiblemente desde una óptica de equilibrio general.

NOTAS

(*) Los autores son miembros de la Cátedra FEDEA sobre Economía del Cambio Climático. Agradecen la financiación recibida del Ministerio de Educación y Ciencia y del FEDER (proyecto SEJ2006-12939). Cualquier error debe considerarse de la única responsabilidad de los autores.

(1) En todo caso, este efecto es temporal, o incluso podría no llegar a producirse si existe poder de mercado.

(2) Según NIETO (2008), el sector de las renovables da empleo a 189.000 personas, de las cuales 99.000 son empleos directos.

(3) No obstante, el sistema de techo y suelo implantado por el Real Decreto 661/2007 cumpliría parcialmente esta función. Véase el siguiente epígrafe.

(4) Aunque España es un demandante neto de derechos de emisión del SECE, las emisiones de CO_2 evitadas por la generación de E-FER son relativamente pequeñas con respecto a las emisiones totales en el SECE. Por tanto, su influencia en el precio de dichos derechos sería también pequeña. Se estima que en 2005-2007 se han emitido 6.600 millones de derechos de emisión en el SECE. Se espera que el Plan de Energías Renovables reduzca las emisiones en 76 millones de toneladas de CO_2 en 2005-2010, lo cual supone el 1 por 100 del total de derechos emitidos.

(5) El artículo de GRUBB *et al.* (2009) constituye una notable excepción en este sentido.

(6) En la E4 las emisiones evitadas como resultado de una menor demanda de electricidad en los diferentes sectores se atribuyen a estos sectores, y no al sector de generación eléctrica.

(7) La eficacia en este contexto se entiende como las reducciones de emisiones provocadas por la E4/Plan de Acción, en comparación con la no implantación de esas políticas.

La eficacia se considera tanto a escala global como nacional.

BIBLIOGRAFÍA

BOOTS, M. (2003), «Green certificates and carbon trading in the Netherlands», *Energy Policy*, 31 (1): 43–50.

COMISIÓN EUROPEA (2007), An energy policy for Europe, Communication from the Commission, Bruselas, 10/1/2007, COM(2007) 1 final.

GRUPO DE TRABAJO EN POLÍTICAS ENERGÉTICAS SOSTENIBLES —GTPES— (2008), «Análisis de las políticas españolas de eficiencia energética», *Cuadernos de Energía,* 23: 93-97.

HACKER, J., y PELCHEN, A. (1999), *Goals and Economic Instruments for the Achievement of Global Warming Mitigation in Europe*, Kluwer Academic Publishers, Aldershot, Reino Unido.

HERNÁNDEZ, F., y DEL RÍO, P. (2007), *El Protocolo de Kyoto y su impacto en las empresas españolas*, Editorial CSIC, Madrid.

HERNÁNDEZ, F.; DEL RÍO, P.; GUAL, M.A., y CAPARROS, A. (2004), «Energy sustainability and global warming in Spain», *Energy Policy,* 32: 383-394.

HINDSBERGER, M.; NYBROE, M.H.; RAVN, H.F.; SCHMIDT, R. (2003), «Co-existence of electricity, TEP and TGC markets in the Baltic Sea Region», *Energy Policy*, 31(1): 85-96

JENSEN, S.G., y SKYTTE, K. (2003), «Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits», *Energy Policy*, 31: 63–71.

KONIDARI, P., y MAVRAKIS, D. (2007), «A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments», *Energy Policy*, 35(12): 6235-6257.

LINARES, P.; SANTOS, F.J., y VENTOSA, M. (2006), «An assessment of the consequences of the european emissions trading scheme for the promotion of renewable electricity in Spain», en DE MIGUEL, C., LABANDEIRA, X. y MANZANO, B. (eds.), *Economic Modelling of Climate Change and Energy Policies,* Edward Elgar, Cheltenham: 70-85.

— (2008), «Interactions of carbon reduction and renewable support policies in electricity markets: a review of existing results and some recommendations for a coordinated regulation», *Climate Policy*, 8(4): 377-394.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO - MITC (2005), *Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Española de Eficiencia Energética 2004-2012*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. julio, Madrid, http://www.idae.es

MORTHORST, P.E. (2001), «Interactions of a tradable green certificate market with a tradable permits market», *Energy Policy*, 29: 345–353.

— (2003), «National environmental targets and international emission reduction instruments», *Energy Policy*, 31: 73–83.

NIETO, J. (2008), *Estimación del empleo en energías renovables 2007*, ISTAS-CCOO, Pamplona, 4 de febrero.

RÍO, P. DEL (2007), «The interaction between emissions trading and renewable electricity support schemes. An overview of the literature», *Mitigation and Adaptation Strategies for Climate Change*, 12(8): 1363-1390.

— (2009), «Interactions between climate and energy policies: the case of Spain», *Climate Policy*, 9(2): 119–138.

RÍO, P. DEL, y GUAL, M.A. (2004), «The promotion of green electricity in Europe: Present and future», *European Environment Journal*, 14: 219-234.

SÁENZ DE MIERA, G.; DEL RÍO, P., y VIZCAÍNO, I. (2008), «Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain», *Energy Policy*, 36(9): 3345-3359.

SIJM, J. (2003), *Interaction of the EU Emissions Trading Directive with Climate Policy Instruments in the Netherlands. Policy Brief INTERACT Project*, ECN, Amsterdam.

SIJM, J.; NEUHOFF, K., y CHEN, Y. (2006), «CO_2 cost pass-through and windfall profits in the power sector», *Climate Policy*, 6(1): 49–72.

SIJM, J., y VAN DRIL, A. (2003), «The interactions between the EU emissions trading scheme and energy policy instruments in the Netherlands». EU Commission funded project *Interaction in EU Climate Policy (INTERACT)*, ECN-C—03-060, Petten, Holanda.

SKYTTE, K. (2006), «Interplay between Environmental Regulation and Power Markets», *European University Institute Working Papers*, nº2006/04, San Domenico, Italia

SORRELL, S. (2003), *Back to the Drawing Board? Implications of the EU Emissions Trading Directive for U.K. Climate Policy. Executive Summary. EU-Funded Project Interaction in EU Climate Policy (INTERACT)*, University of Sussex at Brighton, Reino Unido.

— (2004), «Understanding barriers to energy efficiency», en SORRELL, S., O'MALLEY, E., SCHLEICH, J. y SCOTT, S. (eds.), *The Economics of Energy Efficiency*, Edward Elgar, Cheltenham, Reino Unido: 25-94.

SORRELL, S.; SMITH, A.; BETZ, R.; WALTZ, R.; BOEMARE, C.; QUIRION, P.; SIJM, J.; MAVRAKIS, D.; KONIDARI, P.; VASSOS, S.; HARALAMPOPOULOS, D., y PILINIS, C. (2003), *Interaction in EU Climate Policy. INTERACT project*, Final report to the European Commission, Bruselas.

SORRELL, S.; O'MALLEY, E.; SCHLEICH, J., y SCOTT, S. eds. (2004), *The Economics of Energy Efficiency*, Edward Elgar, Cheltenham, Reino Unido.

SORRELL, S., y SIJM, J. (2005), «Carbon trading in the policy mix», en HELM, D. (ed.). *Climate Policy*, Oxford University Press, Oxford: 194-217.

UNGER T., y AHLGREN, E.O. (2005), «Impacts of a common green certificate market on electricity and CO_2 emission markets in the Nordic countries», *Energy Policy*, 33: 2152-2163.

COLABORADORES EN ESTE NÚMERO

ABADIE MUÑOZ, Luis María. Doctor en Economía por la Universidad del País Vasco, ingeniero industrial por la ETS de Bilbao, licenciado en Informática por la Universidad de Deusto. Desarrolla su labor profesional en Bilbao Bizkaia Kutxa desde hace treinta años. Es consejero y miembro de la comisión ejecutiva de Ikei Research Consultancy. Su actividad investigadora se ha desarrollado principalmente en áreas de economía financiera, opciones reales y mercados de commodities. Ha publicado artículos en revistas como *Energy Economics*, *Review of Financial Economics*, *Power & Energy Technology*, *Economía Industrial*.

ALCÁNTARA ESCOLANO, Vicent. Doctor en Ciencias Económicas. Profesor titular de Economía Aplicada en la Universidad Autónoma de Barcelona. Investigador adscrito al Instituto de Ciencia i Tecnología Ambiental de la misma universidad. Ha dirigido su investigación al análisis de impactos ambientales de la actividad económica y la economía de la energía.

ARTO OLAIZOLA, Iñaki. Licenciado en Economía, máster en Tecnología y Gestión Ambiental y doctor en Economía. Desde el año 2001 trabaja como investigador en la Unidad de Economía Ambiental de la Universidad del País Vasco. Ha participado en diversos proyectos de investigación relacionados con áreas del conocimiento como el análisis del metabolismo social, recursos energéticos, cambio climático, mercados de derechos de emisión, modelización e indicadores ambientales. También ha publicado diversas monografías, así como artículos en revistas nacionales e internacionales. En el año 2008 fue galardonado con el Premio Joven Investigador de la Asociación Española para la Economía Energética.

BETANCOR CRUZ, Ofelia. Licenciada en Ciencias Económicas y Empresariales (1989) y doctora en Economía por la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (1998). MSc in Economics por el Queen Mary & Westfield College de la Universidad de Londres (1993). Ha impartido clases en la ULPGC desde 1989, y en diversos cursos en otras universidades españolas. Ha participado en numerosos proyectos nacionales y europeos. Actualmente es profesora titular de Economía en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

CHAMORRO GÓMEZ, José Manuel. Doctor en Economía por la Universidad del País Vasco. Profesor titular de Fundamentos del Análisis Económico en dicha universidad. Su tarea investigadora estuvo ligada inicialmente a la valoración de garantías financieras, con publicaciones en *Revista Española de Economía*, *Insurance Mathematics & Economics*, *Ekonomiaz*, entre otras revistas. En los últimos años se ha centrado más en la valoración de inversiones ligadas a recursos naturales (tanto renovables como no renovables). Ha publicado algunos trabajos en *Environmental & Resource Economics*, *Energy Economics*, *Review of Financial Economics*.

CISCAR, Juan Carlos. Es doctor en Ciencias Económicas por la Universidad de Valencia y titulado en economía monetaria y financiera por el Centro de Estudios Monetarios y Financieros (CEMFI) del Banco de España. Desde 1996 pertence al grupo Energía, Cambio Climático y Transporte del IPTS, Comisión Europea. En la actualidad, trabaja en la cuantificación de los costes de reducir emisiones de gases de efecto invernadero y en los beneficios económicos ligados a estas políticas, empleando metodologías de equilibrio general computable. Ha sido el coordinador del proyecto PESETA sobre los efectos económicos del cambio climático en Europa.

DEL RÍO GONZÁLEZ, Pablo. Científico titular del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC). Sus líneas de investigación están relacionadas con el análisis económico de los instrumentos de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, con el análisis económico de los instrumentos de promoción de las energías renovables y su interacción con otros instrumentos de política ambiental y energética, y con el análisis de los patrones, determinantes y barreras al cambio tecnológico ambiental en la industria. Ha participado en varios proyectos europeos sobre estos temas y publicado sus trabajos en revistas internacionales y nacionales.

DELLINK, Rob. Es profesor en la Universidad de Wageningen, donde pertenece al grupo de investigación de Recursos Naturales y Economía Mediambiental. Analista en el área de medio ambiente de la OCDE en París. Posee una amplia experiencia en educación e investigación en el campo de la economía medioambiental, con especial énfasis en la modelización de equilibrio general dinámico, incluyendo los costes económicos de las políticas ambientales. Su investigación se centra en la economía del cambio climático, incluyendo las interacciones entre la adaptación y mitigación y la estabilidad de los acuerdos internacionales. Es autor de numerosos artículos y libros en éste y otros temas relacionados.

FABRA PORTELA, Natalia. Profesora titular en el Departamento de Economía de la Universidad Carlos III de Madrid, investigadora Ramón y Cajal, profesora asociada a la Barcelona Graduate School of Economics, y miembro del *Centre for Economic Policy Research*. Es doctora en Economía por el Instituto Universitario Europeo de Florencia, y ha sido investigadora en el *University of California Energy Institute* (Berkeley), el *Institut d'Économie Industrielle* (Toulouse), y el *Nuffield College* (Oxford). Su investigación trata sobre diversos temas relacionados con la organización industrial; entre ellos, el análisis y diseño de los mercados eléctricos, o la política de la competencia. Sus artículos están publicados en diversas revistas, entre las que destacan *The Rand Journal of Economics*, *The Journal of Industrial Economics*, *The International Journal of Industrial Organization* y *The Energy Journal*.

FABRA UTRAY, Jorge. Economista por la Universidad Complutense y doctor en Derecho por la Universidad Carlos III de Madrid. Desde 2005 es consejero de la Comisión Nacional de Energía. Es miembro del Instituto Pascual Madoz de Urbanismo y Medio Ambiente de la Universidad Carlos III de Madrid y miembro del Consejo Asesor para el estudio de Prospectiva Energética en España, horizonte 2030, del MITYC. Con anterioridad, ha desempeñado diversas responsabilidades: presidente de Red Eléctrica de España SA, (1988 -1997); director de la Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico y Presidente de OFICO (1983-1988); vocal del Comité Directivo de UNIPEDE y de EURELECTRIC (1985-1997); presidente de la Comisión de Se-

guimiento y Financiación del Programa MIDAS de investigación en Superconductividad (1988-1995); decano-presidente del Colegio de Economistas de Madrid (1980-1983); consejero de Endesa (1984-1988).

FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ, Yolanda. Licenciada (premio extraordinario) en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid y doctora por la Universidad Autónoma de Madrid. En la actualidad es profesora contratado-doctor en Análisis Económico en dicha universidad. Sus campos de trabajo son la economía internacional y la economía de la cultura. Se ha especializado en áreas relativas a transporte y medio ambiente. Autora de numerosos artículos en revistas nacionales e internacionales, capítulos de libro y otras publicaciones en estos temas.

FERNÁNDEZ LÓPEZ, M.ª Ángeles. Es doctora (premio extraordinario) en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid y licenciada en Derecho por la UNED. Ha desarrollado su trabajo en las universidades Autónoma de Madrid, Católica de Ávila y South Bank de Londres. En la actualidad sigue trabajando como profesora en las dos primeras. Dentro del ámbito de la teoría económica, sus trabajos de investigación se han centrado principalmente en economía de la energía y medio ambiente, con numerosas publicaciones y proyectos de investigación.

GALARRAGA, Ibon. Doctor en Economía del Medio Ambiente por la Universidad de Bath (RU), Master en Economía por la Universidad de Essex (RU) y licenciado en Economía por la UPV-EHU. Ha trabajado como consultor ambiental para diversas entidades públicas y privadas, como el Banco Mundial, el DFID o el Gobierno Vasco. En el ámbito académico, ha sido profesor de economía en la Universidad de Bath y la Universidad Comercial de Deusto, y ha publicado en revistas como *European Environment, Fiscal Studies* o *Revista de Economía Agraria y Recursos Naturales*. De 2005 a 2009 ha sido viceconsejero de Medio Ambiente del Gobierno Vasco.

GALLASTEGUI, M.ª Carmen. Catedrática de Fundamentos del Análisis Económico de la UPV-EHU. M.Sc por la London School of Economics (UK) y Ph.D por la Universidad de Brown (EE.UU.). Ha publicado artículos en revistas como *Journal of Environmental Economics and Management, Marine Resource Economics, Journal of Economics, Investigaciones Económicas* y PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA. Consejera de Economía del Gobierno Vasco, vicerrectora del Campus de Bizkaia, y evaluadora de numerosas revistas. Es Premio Nacional Lucas Mallada de Economía y Medio Ambiente 2005 y Premio Euskadi de Investigación en Ciencias Sociales y Humanidades 2006. Presidenta de la Comisión Ejecutiva de la Fundación Vasca para la Ciencia.

GONZÁLEZ, Mikel. Ingeniero en Organización Industrial (Universidad de Deusto, 2001) y doctor en Economía (Universidad del País Vasco, 2006). Es investigador asociado en el BC3 y profesor en la Universidad del País Vasco/EHU. Sus principales intereses académicos se centran en el ámbito de la economía del medio ambiente y los recursos naturales. Su tesis doctoral «Impacto económico del control del cambio climático en España» fue galardonada con el premio Enrique Fuentes Quintana 2006. Es miembro de la Asociación Española para la Economía de la Energía.

HOYOS RAMOS, David. Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad del País Vasco en 1997. MA (Econ) in Development Economics por la Universidad de Manchester (Reino Unido) en 1998. Investigador de la Unidad de Economía Ambiental en la Universidad del País Vasco. Su actividad investigadora se centra en los métodos de valoración económica del medio ambiente, así como en la relación entre transporte y medio ambiente. Sus trabajos se han publicado en revistas nacionales, como *Ekonomiaz* y *Ecología Política*, e internacionales, como *International Journal of Sustainable Development and Planning* o *Ecological Economics*.

LABANDEIRA, Xavier. Profesor titular de Universidad en el Departamento de Economía Aplicada de la Universidad de Vigo, investigador asociado de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada (FEDEA) y director de la cátedra IBERDROLA-FEDEA sobre Energía y Cambio Climático. Sus líneas de investigación se centran en instrumentos regulatorios de política ambiental, con especial atención al tema de la fiscalidad ambiental y la reforma fiscal ecológica, valoración de los impactos de cambio climático y demanda de energía y cambio climático. Ha participado en proyectos europeos y nacionales y publicado sus trabajos en las principales revistas nacionales e internacionales de su área.

LINARES LLAMAS, Pedro. Profesor (y actualmente director) del Departamento de Organización Industrial en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, de la Universidad Pontificia Comillas, e investigador asociado en la Harvard Kennedy School y en FEDEA. Sus líneas de investigación se centran en la relación entre energía, economía y medio ambiente, y, más específicamente, en políticas energéticas sostenibles, instrumentos económicos de política medioambiental y de promoción de energías renovables, y métodos de decisión multicriterio aplicados a la gestión de los recursos. Ha publicado diversos artículos sobre estos temas en las publicaciones académicas más prestigiosas de su área. También ha participado en numerosos proyectos de investigación y consultoría para empresas públicas y privadas en España, Europa y América Latina.

LOMBORG, Bjørn. Es profesor adjunto de la Copenhagen Business School. Es director del Centro del Consenso de Copenhague, grupo de expertos con sede en Dinamarca que reúne a algunos de los principales economistas del mundo, entre los que se cuentan cinco premios Nobel, cuyo objetivo es establecer prioridades para el mundo. *Time Magazine* nombró a Lomborg una de las 100 personas más influyentes del mundo en 2004. En 2008 fue nombrado "una de las 50 personas que podrían salvar el planeta " por el periódico The *Guardian*, Reino Unido; "uno de los 100 mejores intelectuales" por la revista *Foreign Policy and Prospect*; y "una de las 75 personas más influyentes del mundo del siglo 21" por *Esquire*. Más información sobre Bjørn Lomborg en http://www.lomborg.com

LONGO, Alberto. Licenciado en Economía por la Universidad de Venecia en 1998 y doctor en Economía por la misma Universidad en 2004. Es profesor asociado de la Universidad de Queen (Belfast). Su extensa labor investigadora se centra en análisis coste-beneficio y técnicas de valoración de bienes sin mercado aplicados a la ordenación territorial, energía, transporte y biodiversidad. Ha publicado en las más prestigiosas revistas internacionales, como *Regional Science and Urban Economics*, *Ecological Economics*, *Journal of Environmental Planning and Management* and *Journal of Cultural Economics.* Asimismo, ha participado en varios proyectos europeos como THRESHOLDS, MAXIMA, HEATCO, PICTURE, CASES, PLUREL y EXIOPOL.

LÓPEZ MARTÍNEZ, Cayetano. Catedrático de Física Teórica de la Universidad Autónoma de Madrid. Ha publicado numerosos artículos en revistas internacionales y ha dirigido varios proyectos de investigación sobre física de altas energías y sobre transmutación nuclear. Es autor o editor de varios libros especializados en temas de física y ha publicado dos libros de divulgación y uno de texto. Es autor de una gran cantidad de artículos de divulgación científica o sobre política científica, energía y tecnologías de la información en diarios y revistas de pensamiento. Ha sido rector de la Universidad Autónoma de Madrid de 1985 a 1994. Miembro del Consejo del CERN (Laboratorio Europeo de Física de Partículas) de 1983 a 1995 y vicepresidente de dicho organismo de 1987 a 1990. Doctor *honoris causa* por la Universidad de Buenos Aires. Desde noviembre de 2000 a junio de 2004, director del Parque Científico de Madrid. A partir de septiembre de 2004, director general adjunto del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y director del Departamento de Energía de dicho organismo.

LORENZONI, Arturo. Es profesor de Economía de la Energía en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Padua, donde se licenció en Ingeniería Eléctrica y Economía de la Energía. Realizó el máster en Economía Medioambiental y Energía por la Scuola Superiore ENI Enrico Mattei en Milán. Ha sido director de investigación en el Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy de la Universidad de Bocconi, en Milán. Su interés científico está relacionado con los aspectos económicos, técnicos y de regulación del sector energético y su eficiencia global, con especial atención en el sistema eléctrico, los servicios públicos y el desarrollo de fuentes de energía renovables. Es autor de numerosos artículos de regulación, liberalización y organización del sector eléctrico. Ha dirigido varios proyectos de investigación para el DG Research y el DG TREN, de la Comisión Europea.

MARKANDYA, Anil. Catedrático de Economía en la Universidad de Bath (Reino Unido). Doctor en Economía por la London School of Economics (Universidad de Londres). Máster en Econometría por la London School of Economics (Universidad de Londres). Director del Basque Centre for Climate Change. Ha sido profesor en numerosas universidades internacionales y miembro del consejo editorial de las prestigiosas revistas *Environmental and Resource Economics* y *Environment and Development*, siendo, además, galardonado con varios premios honoríficos por sus contribuciones para la protección del medio ambiente. Cuenta con más de 100 publicaciones, entre las que destaca su contribución como autor líder del tercer informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).

NIETO MAGALDI, Ignasi. Ingeniero Industrial (UPC), doctor en Economía (UB), premio de la Sociedad Catalana de Economía 2004. Máster en Special Studies of Administration and Management por Harvard University. Empezó su carrera profesional en Fecsa-Endesa en 1996, en el departamento de clientes especiales, y, posteriormente, como director comercial de Tarragona y Llobregat. Fue subdirector del Instituto Catalán de Energía, director de Regulación y Competencia en la CNE y secretario general de Energía en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Es vicepresidente ejecutivo de la empresa Isdefe.

OLMEDILLAS BLANCO, Blanca. Licenciada y doctora en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid. Ha desarrollado su carrera docente en la UNED y en la Universidad Autónoma de Madrid, donde en la actualidad es profesora contratado-doctor en Análisis Económico. Sus campos de investigación se centran en los ámbitos de costes de transacción, medio ambiente, desarrollo sostenible y teoría de juegos. Ha participado en numerosos congresos y reuniones científicas y ha publicado diversos artículos y capítulos de libro sobre estas materias.

SÁENZ DE MIERA, Gonzalo. Doctor en Economía Aplicada por la Universidad Autónoma de Madrid y máster en Política Económica Internacional por la Universidad de Warwick (Reino Unido). Es director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola, profesor de Economía de la Universidad Antonio de Nebrija y director del Curso Superior del Negocio Energético de Enerclub. Es miembro del equipo de la cátedra Fedea sobre Energía y Cambio Climático, del Consejo Académico del Club Español de la Energía y de la Junta Directiva de la Asociación Española para la Economía Energética. Sus líneas de investigación se centran en la relación entre energía, economía y medio ambiente, y, más específicamente, en economía de las energías renovables, de la eficiencia energética y del agua, cuestiones sobre las que ha publicado numerosos artículos.

SANDLER, Todd. Es titular de la cátedra Vibhooti Shukla de Economía y Economía Política de la Universidad de Texas en Dallas. Ha escrito o editado veintiún libros. Es autor o co-autor de más de doscientos artículos periodísticos sobre economía y ciencias políticas. Su trabajo sobre bienes públicos mundiales se remonta a la década de 1970. En 2003, fue co-destinatario del premio de ciencias de la Academia Nacional para la investigación conductual relativa a la prevención de la guerra nuclear, por su análisis teórico y estadístico del terrorismo.

SOCORRO QUEVEDO, M. Pilar. Máster en Análisis Económico y doctora en Economía por la Universitat Autònoma de Barcelona, es profesora en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria desde el año 2003. Respecto a su labor investigadora, ha participado en varios proyectos para la Comisión Europea (DIFFERENT, GRACE), así como para el Banco Europeo de Inversiones (programa EIBURS), el Ministerio de Ciencia y Tecnología, el Ministerio de Fomento y el Ministerio de Economía y Hacienda. Ha presentado su trabajo en numerosos congresos nacionales e internacionales y publicado varios artículos en revistas académicas internacionales de reconocido prestigio.

SORIA, Antonio. Obtuvo su título de ingeniero industrial en 1986 en la Universidad Politécnica de Valencia y el de licenciado en Ciencias Económicas en la UNED (1997). Es también doctor ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (1990). Antes de incorporarse al Instituto de Prospectiva Tecnológica (IPTS) de la Comisión Europea, trabajó en el Centro de Investigaciones Energéticas, Medio-ambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y después en el Instituto para las Tecnologías de Seguridad (Comisión Europea, DG JRC) en su sede de Ispra (Italia). Desde 1998 trabaja como coordinador del grupo Energía, Transporte y Cambio Climático en el IPTS. Sus intereses incluyen el análisis tecno-económico y la valoración cuantitativa de los problemas asociados al uso y conversión de la energía, en particular el análisis económico de las políticas de reducción de emisiones de carbón y trayectorias de mitigación óptimas, la dinámica de la difusión de las tecnologías energéticas y la monitorización de indicadores energéticos a largo plazo.

CAJAS DE AHORROS CONFEDERADAS

BANCAJA (Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante). Castellón.
BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa). Bilbao.
CAIXA CATALUNYA (Caixa d'Estalvis de Catalunya). Barcelona.
CAIXA GALICIA (Caja de Ahorros de Galicia). La Coruña.
CAIXA GIRONA (Caixa d'Estalvis de Girona). Gerona.
CAIXA LAIETANA (Caixa d'Estalvis Laietana). Mataró (Barcelona).
CAIXA MANLLEU (Caixa d'Estalvis Comarcal de Manlleu). Manlleu (Barcelona).
CAIXA MANRESA (Caixa d'Estalvis de Manresa). Manresa (Barcelona).
CAIXA ONTINYENT (Caja de Ahorros y M.P. de Ontinyent). Ontinyent (Valencia).
CAIXA PENEDÈS (Caixa d'Estalvis del Penedès). Villafranca del Penedès (Barcelona).
CAIXA SABADELL (Caixa d'Estalvis de Sabadell). Sabadell (Barcelona).
CAIXA TARRAGONA (Caixa d'Estalvis de Tarragona). Tarragona.
CAIXA TERRASSA (Caixa d'Estalvis de Terrassa).Terrassa (Barcelona).
CAIXANOVA (Caixa de Aforros de Vigo, Ourense e Pontevedra). Vigo (Pontevedra).
CAJA CANARIAS (Caja General de Ahorros de Canarias). Santa Cruz de Tenerife.
CAJA CANTABRIA (Caja de Ahorros de Santander y Cantabria). Santander.
CAJA CÍRCULO (Caja de Ahorros y M.P. del Círculo Católico de Obreros de Burgos). Burgos.
CAJA DE ÁVILA (Caja de Ahorros de Ávila). Ávila.
CAJA DE BADAJOZ (M.P. y Caja General de Ahorros de Badajoz). Badajoz.
CAJA DE BURGOS (Caja de Ahorros Municipal de Burgos). Burgos.
CAJA DE EXTREMADURA (Caja de Ahorros y M.P. de Extremadura). Cáceres.
CAJA DE GUADALAJARA (Caja de Ahorro Provincial de Guadalajara). Guadalajara.
CAJA DE JAÉN (Caja Provincial de Ahorros de Jaén). Jaén.
CAJA DUERO (Caja de Ahorros de Salamanca y Soria). Salamanca.
CAJA ESPAÑA (Caja España de Inversiones, C.A. y M.P.). León.
CAJA GRANADA (Caja General de Ahorros de Granada). Granada.
CAJA INMACULADA (Caja de Ahorros de la Inmaculada de Aragón). Zaragoza.
CAJA MADRID (Caja de Ahorros y M. P. de Madrid). Madrid.
CAJA MURCIA (Caja de Ahorros de Murcia). Murcia.
CAJA NAVARRA (Caja de Ahorros y M.P. de Navarra). Pamplona.
CAJA RIOJA (Caja de Ahorros de La Rioja). Logroño.
CAJA SEGOVIA (Caja de Ahorros y M.P. de Segovia). Segovia.
CAJASOL (M.P. y Caja de Ahorros de San Fernando de Huelva, Jerez y Sevilla). Sevilla.
CAJASTUR (Caja de Ahorros de Asturias). Oviedo.
CAJASUR (Caja de Ahorros y M.P. de Córdoba). Córdoba.
CAM (Caja de Ahorros del Mediterráneo). Alicante.
CCM-CAJA CASTILLA LA MANCHA (Caja de Ahorros de Castilla La Mancha). Cuenca.
COLONYA CAIXA POLLENÇA (Caja de Ahorros de Pollença). Pollença (Islas Baleares).
IBERCAJA (Caja de Ahorros y M.P. de Zaragoza, Aragón y Rioja). Zaragoza.
KUTXA (Caja de Ahorros y M.P. de Gipuzkoa y San Sebastián). San Sebastián.
LA CAIXA (Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona). Barcelona.
LA CAJA DE CANARIAS (Caja Insular de Ahorros de Canarias). Las Palmas de Gran Canaria.
SA NOSTRA (Caja de Ahorros y M.P. de las Baleares). Mallorca.
UNICAJA (M.P. y Caja de Ahorros de Ronda, Cádiz, Almería, Málaga y Antequera). Málaga.
VITAL KUTXA (Caja de Ahorros de Vitoria y Álava). Vitoria.

PUBLICACIONES DE LA FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

Últimos números publicados:

PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA

N.º 119. La educación en España
N.º 120. Los servicios en España

PERSPECTIVAS DEL SISTEMA FINANCIERO

N.º 95. Inestabilidad financiera y gestión de liquidez
N.º 96. El consumidor en la contratación bancaria electrónica

PANORAMA SOCIAL

N.º 8. Inmigrantes en España: Participación y convivencia
N.º 9. Tercer Sector y voluntariado

ECONOMÍA DE LAS COMUNIDADES AUTÓNOMAS

N.º 22. Galicia y Norte de Portugal. Claves económicas de una eurorregión

CUADERNOS DE INFORMACIÓN ECONÓMICA

N.º 210. Fiscalidad, pensiones y cambio técnico: temas para debate
N.º 211. Brotes de verano

ESTUDIOS DE LA FUNDACIÓN

En INTERNET: http://www.funcas.es/

FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid. Teléf. 91 596 54 81
suscrip@funcas.es

AÑO 2009

Deseo suscribirme a:

	Euros
☐ *Papeles de Economía Española*	55,00
Números sueltos	17,00
☐ *Perspectivas del Sistema Financiero*	48,00
Números sueltos	17,00
☐ *Cuadernos de Información Económica*	66,00
Números sueltos	13,00
☐ *Panorama Social* (dos números)	25,00
Números sueltos	15,00
☐ *Estudios de la Fundación* (un ejemplar)	13,00

(más gastos de envío)

El pago lo efectuaré:

☐ Contra reembolso del primer envío ☐ Giro postal núm ..... ☐ Cheque bancario

Nombre o razón social .....
Profesión, actividad o departamento .....
Domicilio ..... Teléfono .....
Ciudad ..... C.P. ..... Provincia o país .....
Fecha ..... Correo electrónico .....

☐ Domiciliación bancaria
Muy Sres. míos: Ruego carguen hasta nuevo aviso los recibos que les presentará LA FUNDACIÓN DE LAS CAJAS DE AHORROS a mi nombre en la siguiente Cuenta corriente o Libreta de ahorros:

Firma o sello,

Entidad	Oficina	DC	Núm. de Cuenta

Para mayor rapidez envíe su pedido por FAX: 91 596 57 96

9 789402 109102