

INFLUENCIA DE LAS POLÍTICAS MEDIOAMBIENTALES en los mercados eléctricos europeos

José Ignacio Pérez Arriaga (Dir.)

Fundación **BBVA**



INFLUENCIA DE LAS POLÍTICAS
MEDIOAMBIENTALES EN LOS MERCADOS
ELÉCTRICOS EUROPEOS

Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos

Pedro Linares Llamas
Carlos Ocaña Pérez de Tudela
Francisco Javier Santos Pérez

Dirigido por:
José Ignacio Pérez Arriaga

Fundación **BBVA**

La decisión de la Fundación BBVA de publicar el presente libro no implica responsabilidad alguna sobre su contenido ni sobre la inclusión, dentro de esta obra, de documentos o información complementaria facilitada por los autores.

No se permite la reproducción total o parcial de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión por cualquier forma o medio, sea electrónico, mecánico, reprográfico, fotoquímico, óptico, de grabación u otro sin permiso previo y por escrito del titular del *copyright*.

DATOS INTERNACIONALES DE CATALOGACIÓN

Linares Llamas, Pedro

Influencia de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos / Pedro Linares Llamas, Carlos Ocaña Pérez de Tudela, Francisco Javier Santos Pérez ; dirigido por José Ignacio Pérez Arriaga. — Bilbao : Fundación BBVA, 2006.

136 p. ; 24 cm

ISBN 84-96515-25-7

1. Política de medio ambiente 2. Industria eléctrica 3. Recurso renovable 4. Europa I. Ocaña Pérez de Tudela, Carlos II. Santos Pérez, Francisco Javier III. Pérez Arriaga, José Ignacio, dir. IV. Fundación BBVA, ed.
338.2 (4)

*Influencia de las políticas medioambientales
en los mercados eléctricos europeos*

EDITA:

© Fundación BBVA, 2006

Plaza de San Nicolás, 4. 48005 Bilbao

IMAGEN DE CUBIERTA: © Montserrat TOMÉ, 2006

Paisaje de protozoos casi perfecta, 1998

Aguatinta y aguafuerte, 500 x 500 mm

Colección de Arte Gráfico Contemporáneo

Fundación BBVA – Calcografía Nacional

DISEÑO DE CUBIERTA: Roberto Turégano

ISBN: 84-96515-25-7

DEPÓSITO LEGAL: M-52838-2006

IMPRIME: Ibersaf Industrial, S.L.

Huertas, 47 bis. 28014 Madrid

Impreso en España - Printed in Spain

Los libros editados por la Fundación BBVA están elaborados con papel 100% reciclado, fabricado a partir de fibras celulósicas recuperadas (papel usado) y no de celulosa virgen, cumpliendo los estándares medioambientales exigidos por la actual legislación.

El proceso de producción de este papel se ha realizado conforme a las regulaciones y leyes medioambientales europeas y ha merecido los distintivos Nordic Swan y Ángel Azul.

Í N D I C E

Introducción.....	11
1. Revisión de los mercados eléctricos europeos y su integración en un mercado único	
1.1. Aspectos generales.....	19
1.2. Las directivas europeas.....	21
2. Revisión de las políticas medioambientales aplicadas al sector eléctrico en Europa.....	25
2.1. Políticas directas de regulación medioambiental.....	26
2.1.1. Métodos de mandato y control (<i>command and control</i>).....	26
2.1.2. Instrumentos económicos.....	30
2.1.2.1. Impuestos pigouvianos.....	30
2.1.2.2. Permisos de emisión negociables.....	35
2.2. Mecanismos de promoción de energías renovables.....	41
2.2.1. Incentivos económicos.....	42
2.2.2. Certificados verdes.....	43
2.2.3. Subastas de energía o potencia renovable.....	45
3. Modelado del impacto de los mecanismos de apoyo a las energías renovables y de comercio de emisiones en los mercados eléctricos europeos.....	49
3.1. Estado de situación del modelado.....	50
3.2. Modelado.....	51
3.2.1. Introducción.....	51
3.2.2. Descripción del modelo.....	52
3.2.2.1. Estructura general.....	52
3.2.2.2. Características generales.....	54
3.2.2.3. Características del sistema eléctrico.....	56
3.2.2.4. Incorporación de los mecanismos de promoción de energías renovables.....	57

4. Análisis de las interacciones entre el apoyo a las energías renovables, el comercio de emisiones y los mercados eléctricos	
4.1. Las interacciones desde el punto de vista teórico.....	61
4.1.1. Impacto del comercio de emisiones.....	63
4.1.2. Impacto de la promoción de las energías renovables.....	64
4.2. Análisis de casos	71
4.2.1. Caso base	71
4.2.1.1. Horizonte temporal.....	72
4.2.1.2. Demanda.....	72
4.2.1.3. Estructura empresarial.....	73
4.2.1.4. Tecnologías de generación	73
4.2.1.5. Datos relacionados con la inversión	77
4.2.2. Modificaciones al caso base	78
4.3. Análisis de resultados.....	83
5. Conclusiones y recomendaciones	
5.1. Conclusiones	99
5.2. Recomendaciones.....	102
Apéndice: formulación del modelo	
A.1. Notación	107
A.1.1. Índices.....	107
A.1.2. Parámetros.....	107
A.1.3. Variables de decisión.....	109
A.1.4. Variables auxiliares.....	110
A.1.5. Variables duales	110
A.2. Formulación general.....	111
A.2.1. Función objetivo	112
A.2.2. Restricciones y cotas de las variables.....	114
A.3. Formulación del problema complementario mixto	117
A.3.1. Gradiente del lagrangiano	117
A.3.2. Condiciones de complementariedad de holguras.....	118
A.4. Modelado del mercado de certificados verdes.....	120
A.4.1. Función objetivo	121
A.4.2. Restricciones y cotas de las variables.....	121
A.4.3. Precio del certificado verde.....	123

Bibliografía.....	125
Índice de cuadros.....	127
Índice de esquemas.....	129
Índice de tablas.....	131
Índice alfabético.....	133
Nota sobre los autores.....	135

Introducción

EXISTE a nivel global, y más específicamente en el ámbito de la Unión Europea, una preocupación creciente por el desarrollo sostenible, que sitúa a este concepto dentro de las principales prioridades políticas de la Unión, habiéndose incorporado oficialmente como tal en la Cumbre de Estocolmo.

Así, se están redefiniendo las principales políticas públicas en muchos sectores con el objetivo de que sean compatibles con un desarrollo sostenible desde el punto de vista económico, social y medioambiental. Uno de los sectores con mayor incidencia en este aspecto es el sector energético, por su importancia socioeconómica y su significativo impacto medioambiental.

Por otro lado, los mercados energéticos europeos se encuentran inmersos en un proceso de liberalización y desregulación (lo que conlleva cambios en las relaciones entre los agentes, consumidores y reguladores) en el ámbito de la gradual implantación del Mercado Interior de Electricidad y del Gas, lo que implica una progresiva integración de los mercados nacionales (con la necesaria armonización legislativa).

Este nuevo contexto también está haciendo replantearse las políticas medioambientales que afectan al sector. La adopción de nuevas políticas medioambientales exige el desarrollo de nuevos instrumentos económicos, entre los que tienen especial relevancia los mercados de emisiones de gases de efecto invernadero, los mecanismos competitivos de promoción de energías renovables y las nuevas modalidades de tasación medioambiental. A continuación se describen brevemente las principales actuaciones en materia medioambiental a nivel europeo.

La Directiva de Grandes Plantas de Combustión (2001/80/CE) establece estándares de emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas en suspensión para la mayoría de las instalaciones de generación de electricidad basadas en combustibles fósiles. Por su parte, la Directiva de Prevención y Control

Integrados de la Contaminación (96/61/CE) establece estándares de tecnología para las centrales de combustión a los cuales deben estar sujetos las autorizaciones de funcionamiento.

Existen impuestos sobre la energía en la gran mayoría de los países europeos, aunque en cuantía variable, que afectan a la producción eléctrica en algunos casos.

También existe un régimen de comercio de emisiones de CO₂, regido por la Directiva 2003/87/CE. Esta Directiva ha establecido desde el 1 de enero de 2005 un mercado europeo de derechos de emisión (*cap and trade*) por el cual se establecen cuotas de emisión de CO₂ por país correspondientes con los compromisos asumidos en el Protocolo de Kyoto, que pueden intercambiarse dentro de la Unión Europea. La Directiva no es exactamente lo mismo que el Protocolo, ya que comienza antes (en 2005 en lugar de 2008), sólo obliga a determinados sectores (básicamente los industriales, pero no los sectores de transporte o terciarios), y sólo cubre emisiones de CO₂ y no de otros gases de efecto invernadero.

CUADRO I.1: Compromisos de reducción de CO₂ de los países europeos (EEA, 2005)

País	Evolución de emisiones prevista en el Protocolo de Kyoto (<i>porcentaje</i>)	Evolución de emisiones real en 2003 (<i>porcentaje</i>)
Alemania	-21	-26
Austria	-13	6
Bélgica	-8	-6
Dinamarca	-21	-5
España	15	41
Finlandia	0	21
Francia	0	-2
Grecia	25	32
Holanda	-6	-7
Italia	-7	4
Irlanda	13	25
Luxemburgo	-28	-37
Portugal	27	46
Reino Unido	-13	-18
Suecia	4	-1

La Directiva establece un primer período *de prueba* de 2005 a 2008, y luego un período coincidente con el del Protocolo de Kyoto, de 2008 a 2012. También establece que los permisos de emisión deben ser asignados gratuitamente en su mayor parte, dejando a cada país la responsabilidad de esta asignación entre los distintos sectores e instalaciones. La asignación final por país se refleja en los Planes Nacionales de Asignación, que están siendo aprobados por la Comisión a lo largo de 2005. Para el período 2008-2012 se deberán aprobar otros planes que cubran este período.

Los compromisos de reducción de emisiones de CO₂ son distintos por país, tal como muestra el cuadro I.1, en el que también se muestra la evolución de dichas emisiones.

En lo que respecta a la promoción de energías renovables, básicamente existen dos mecanismos a nivel europeo: las primas, y los certificados verdes, tal como se refleja en el cuadro I.3 (las subastas de capacidad se utilizaron en Reino Unido y Francia, pero ya se han abandonado). Es interesante señalar que, si bien la Comisión Europea ha señalado en alguna ocasión la necesidad de utilizar un instrumento común, esta posibilidad cada vez parece más lejana. Si bien los reguladores europeos parecieron decantarse en un principio por los certificados verdes, por su mayor eficiencia económica, las cosas no parecen tan claras actualmente debido, entre otras cuestiones, al indudable éxito de los sistemas basados en primas. Efectivamente, en los países que han implantado este sistema como España, Dinamarca o Alemania el crecimiento de las energías renovables (en especial la energía eólica) ha sido espectacular, situándose en los dos primeros lugares de la clasificación europea por potencia instalada. En países con certificados verdes como Reino Unido o Italia el desarrollo ha sido muy inferior, tal como se muestra en el cuadro I.2.

Así, cada país tiene distintos instrumentos, y además con distintas características (nivel de la prima, ligazón de la prima al precio de mercado eléctrico, primas diferenciadas por tecnologías o emplazamientos; cuota de renovables, multas por no cumplimiento, etc.). Ello explica en parte el distinto desarrollo de las energías renovables en los países de la Unión.

CUADRO 1.2: Potencia instalada de energía eólica en Europa en 2002 (EWEA, 2003)

País	MW
Alemania	12.001
España	4.830
Dinamarca	2.880
Italia	785
Holanda	688
Reino Unido	552
Suecia	328
Grecia	276
Portugal	194
Francia	145
Austria	139
Irlanda	137
Bélgica	44
Finlandia	41
Luxemburgo	16

Sin embargo, a pesar de estas primeras experiencias, existe todavía sobre estos instrumentos un conocimiento limitado, particularmente en lo que se refiere al efecto cuantitativo que puede tener introducir estos mecanismos en países como España y otros de su entorno. El estudio de estos nuevos mecanismos ha estado centrado hasta ahora sobre todo en sus aspectos cualitativos, particularmente en su interrelación con la operación de los nuevos mercados energéticos y su superioridad sobre los instrumentos tradicionales en un contexto de mercados abiertos a la competencia.

Conforme la implementación de los nuevos instrumentos de la política medioambiental progresa, ganan relevancia las cuestiones relativas a su aplicación práctica y sus efectos sobre la economía. Aspectos tales como la forma de asignación inicial de los derechos, la entrada de nuevos oferentes, las penalizaciones, los obstáculos a la competencia, los posibles efectos regresivos en la distribución de la renta, y en especial los

efectos sobre el funcionamiento del mercado liberalizado de energía son de gran importancia y aún de poco conocimiento.

CUADRO 1.3: Instrumentos de promoción de renovables aplicadas en los países de la Unión Europea (UE-15)

País	Medidas fiscales impuesto	Mecanismos regulatorios-precio		Mecanismos regulatorios-cantidad	
		Subsidios	Primas	Certificados verdes	Subastas
Alemania	X	X	X		
Austria	X	X	X		
Bélgica	X	X	X	X	
Dinamarca	X		X	En estudio	
España	X	X	X		
Finlandia	X	X			
Francia	X	X	X		X
Grecia	X	X	X		
Irlanda	X	X			X
Italia	X	X		X	
Luxemburgo		X	X		
Países Bajos	X	X	X	X	
Portugal	X	X	X		
Reino Unido	X	X		X	
Suecia	X	X		X	

Es en esta línea de investigación todavía incipiente pero claramente relevante donde se sitúa nuestro proyecto. El objetivo de esta investigación ha sido por tanto el modelado y el análisis, desde el punto de vista económico y técnico, de los efectos combinados que puedan producir los citados mecanismos de protección medioambiental y de apoyo a las energías renovables en el mercado único de electricidad de la Unión Europea, con objeto de colaborar al diseño de políticas públicas más eficientes en el área de la energía y del medio ambiente, que tengan en cuenta todos las posibles repercusiones económicas, técnicas, sociales y medioambientales.

La investigación que se ha desarrollado tiene tres fases diferenciadas.

En primer lugar, se ha realizado una revisión de las normas de funcionamiento de los mercados eléctricos liberalizados y de los instrumentos de política ambiental utilizados en la Unión Europea, analizando desde el punto de vista cualitativo los efectos de estos instrumentos.

En segundo lugar, se ha tratado de concretar todas las interrelaciones y aspectos identificados en la fase anterior en un modelo de simulación del mercado eléctrico.

En tercer lugar se ha formulado analíticamente el modelo, y posteriormente se ha programado informáticamente de forma que su resolución puede hacerse de forma rápida con vistas al posterior análisis.

A continuación se han realizado ejercicios de validación de los resultados obtenidos con el modelo. Este estudio se ha centrado en un mercado eléctrico de carácter nacional ya que el considerar todo el mercado eléctrico europeo presentaba numerosas dificultades:

- no existen modelos de simulación de la operación e inversión que recojan de forma adecuada las particularidades del mercado eléctrico europeo (en especial el carácter oligopolista de muchos de sus submercados, o las interconexiones);
- el desarrollo de un modelo de este tipo hubiera requerido un nivel computacional excesivo, por lo que la alternativa hubiera supuesto pérdida de detalle de gran interés en el sector eléctrico;
- no se conocen aún las cantidades totales de derechos de emisión de CO₂ a nivel europeo, por lo que resulta imposible modelar el mercado de derechos a este nivel.

Sin embargo, y para tratar de paliar este inconveniente, se han analizado distintos esquemas regulatorios sobre el referido modelo nacional, con el fin de al menos proporcionar una aproximación a los efectos que estos instrumentos podrían tener en los distintos mercados eléctricos europeos.

Por último, y a partir de los resultados obtenidos con el modelo, se ha realizado un análisis de las implicaciones de los distintos instrumentos y modalidades de política medioambiental y de promoción de las energías renovables para el funcionamiento eficiente de los mercados eléctricos liberalizados en Europa, y en función de ellas se efectúan recomendaciones sobre las políticas más eficientes a implantar para lograr un funcionamiento óptimo de los mercados desde el punto de vista económico, técnico, social y medioambiental.

1. Revisión de los mercados eléctricos europeos y su integración en un mercado único

1.1. Aspectos generales

La última década ha observado una transformación profunda en la estructura y organización de los sectores eléctricos en muchos países. Aunque ya Chile en 1982 comenzó con el proceso de liberalización, no fue hasta 1990 cuando este proceso llegó a Europa, con la liberalización de los mercados del Reino Unido y de Noruega. Les siguieron Finlandia (1995), Suecia (1996), España (1997) y Holanda (1998).

Hasta entonces, los mercados eléctricos operaban bajo condiciones de monopolio. Las compañías eléctricas estaban verticalmente integradas, llevando a cabo todas las actividades de producción, transporte y distribución en sus áreas de concesión. Por supuesto, los gobiernos consideraban que estos monopolios debían ser regulados para evitar que las compañías se apropiaran de todas las rentas de monopolio, por lo que fijaron tarifas eléctricas, generalmente de acuerdo con un *sistema de tasa de retorno*, es decir, permitiendo que las empresas obtuvieran una rentabilidad razonable para sus inversiones. Las empresas también estaban obligadas a operar y construir sus plantas bajo un sistema de minimización de costes, siguiendo las indicaciones de planificación del regulador. A cambio, el regulador garantizaba la recuperación de los costes de estas inversiones, por lo que la empresa no estaba apenas sujeta a riesgo.

Sin embargo, y como ya se ha mencionado, esta estructura monopolística ha sido modificada en las últimas dos décadas, debido a distintas razones. Las principales fueron el desarrollo de los ciclos combinados, que consiguen costes competitivos y bajos tiempos de construcción con tamaños de planta medianos; y la puesta en evidencia de que los mercados eléctricos no eran

ya monopolios naturales, debido al aumento de interconexiones dentro de los mercados nacionales y entre ellos, lo que ha provocado un aumento considerable del tamaño de los mercados relevantes y la desaparición del efecto de economía de escala para la producción de electricidad (de hecho, los mercados eléctricos ya estaban interconectados antes de que los ciclos combinados proporcionaran el último empujón a la liberalización, y ciertamente hacen falta más interconexiones para crear un verdadero mercado único europeo).

Otros factores que también participaron en el proceso de liberalización a escala mundial fueron:

- la globalización de la economía que presionó a las industrias para ser más competitivas, lo que a su vez exigía menores precios de la electricidad;
- la incapacidad de algunos gobiernos en países en vías de desarrollo de realizar nuevas inversiones en el sector;
- la voluntad política de reducir la intervención pública en el sector industrial, y
- la ineficiencia de algunas empresas tradicionales, debido a la falta de incentivos suficientes bajo el marco regulatorio tradicional.

Todos estos factores, y la disponibilidad de tecnologías de la información necesarias para implantar los procesos requeridos, han producido la liberalización del sector eléctrico en Europa y en muchos países del mundo. Este proceso puede dividirse en tres etapas, que pueden ser independientes o ir combinadas:

- liberalización, esto es, la apertura del sector a la competencia en producción y en comercialización;
- desintegración, separación de las actividades verticalmente integradas en empresas distintas, aunque a veces pertenecientes al mismo grupo empresarial, y
- privatización.

Las dos primeras han sido promovidas por la Comisión Europea mediante sus directivas en las que se establecen reglas

comunes para el mercado interior de la electricidad, las Directivas 96/92/EC y 2003/54/EC. La primera de ellas entró en vigor en 1999, obligando a todos los países de la Unión Europea a liberalizar gradualmente su suministro eléctrico (excepto para Bélgica e Irlanda a los que se permitió un plazo de un año, y Grecia para la que la excepción cubre dos). La segunda directiva completa algunos aspectos que habían sido insuficientemente tratados en la primera y establece el año 2007 como la fecha límite en la que todos los consumidores europeos tendrán la opción de elegir su suministrador de electricidad.

1.2. Las directivas europeas

Mientras que la mayoría de los marcos conceptuales para la liberalización del sector eléctrico comienzan por la liberalización de la generación y concluyen liberalizando el suministro al consumidor final (como los casos español o británico), la Unión Europea ha escogido un enfoque algo diferente: establece como primera prioridad la liberalización del suministro, y deja opciones amplias para la organización del mercado de generación.

En este sentido, hay que señalar que los dos requisitos fundamentales de las directivas son la obligatoriedad de separación de actividades y el permitir el libre acceso a la red eléctrica. Las directivas no legislan sobre el aspecto productivo, permitiendo de esta forma esquemas de organización diferentes: basados en mercados mayoristas (como en España o los países nórdicos), contratos bilaterales (Reino Unido o Alemania), u otros sistemas. A continuación se resumen los principales aspectos establecidos por las directivas.

En primer lugar, hay que hacer notar que las directivas no legislan sobre la propiedad de los activos. Es decir, que la privatización no es un requisito para su implantación. Como ya se ha mencionado, el único requisito básico es la liberalización total del mercado de suministro eléctrico para el 1 de julio de 2007. Mientras tanto, puede coexistir un sistema liberalizado para grandes consumidores y un sistema regulado para pequeños consumidores.

Respecto al acceso a la red, las directivas establecen un proceso regulado por el cual todos los agentes tienen libre acceso bajo tarifas reguladas y siempre que se cumplan las normas técnicas necesarias.

En lo que se refiere a la inversión en equipo generador, estará sujeto únicamente a un régimen de autorización administrativa. Los criterios de autorización deben ser objetivos, transparentes y no discriminatorios. Se permite en casos de posible falta de suministro también un proceso de licitación competitiva.

En cuanto a la contratación de la electricidad, las directivas no la regulan. Hay distintos sistemas en funcionamiento en los países de la Unión. Los sistemas más aplicados son:

- contratos bilaterales (en Reino Unido y Alemania);
- mercados centralizados (o mayoristas):
 - basados en algoritmos de despacho, o
 - basados en ofertas de precios.

Además, también hay diferencias en cuanto al sistema de participación en el mercado, al plazo de contratación, al formato de oferta y demanda, o a los productos negociados.

Por supuesto, la contratación bilateral y los mercados centralizados pueden coexistir. Cada uno de ellos tiene distintas implicaciones en cuanto a la formación de precios, a la distribución de riesgos y costes medioambientales, que a su vez puede influir en las decisiones de inversión futuras.

Además, cada país puede establecer normas adicionales con respecto al tratamiento de las energías renovables, que también influyen en el comportamiento del mercado.

Actualmente casi todos los países siguen los plazos dispuestos por las directivas, de tal forma que en 2007 todos los consumidores tendrán libertad para escoger suministrador de electricidad. El progreso de los países europeos puede consultarse de forma actualizada en la web de la Comisión Europea (http://www.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/index_en.htm).

Sin embargo, y como se menciona en los documentos anuales de seguimiento del mercado interior que publica la DG TREN de la Comisión Europea, esto no significa que no persistan aún bastantes diferencias en el progreso hacia un mercado interior,

debido al desigual nivel de apertura del mercado, a la falta de la suficiente capacidad de interconexión, a la concentración de algunos mercados, a la persistencia de tarifas-refugio para determinados grupos de consumidores y al uso de métodos descoordinados y discriminatorios para manejar las congestiones. Por ello, parece que el camino hacia un verdadero mercado interior de electricidad en Europa todavía es largo, y por tanto el análisis de la influencia de las políticas medioambientales no puede ser uniforme y debe ser particularizado por país.

2. Revisión de las políticas medioambientales aplicadas al sector eléctrico en Europa

EXISTEN numerosas políticas medioambientales aplicadas al sector eléctrico en Europa. Todas ellas tratan de internalizar los costes medioambientales de la generación de electricidad de forma que la asignación final de los recursos sea óptima. Idealmente, la política más sencilla consistiría en establecer un impuesto medioambiental óptimo que permitiera esta internalización de forma directa. Sin embargo, se ha demostrado abundantemente la dificultad práctica de este enfoque, por lo que tradicionalmente se ha optado por lo que se conoce como *internalización indirecta*, es decir, el establecimiento en primer lugar de un objetivo medioambiental determinado, y luego la implantación de los mecanismos necesarios para conseguirlo.

En este capítulo se van a describir brevemente desde un punto de vista conceptual los distintos mecanismos aplicados y sus efectos previsibles sobre el mercado eléctrico, y se revisará su grado de aplicación en los distintos países. Se van a considerar tanto mecanismos directos de control medioambiental, como instrumentos que podríamos llamar *indirectos*, como los de promoción de energías renovables, cuyo único objetivo no es la mejora del medio ambiente, pero que tienen una gran influencia en este aspecto.

En cualquier caso, las explicaciones posteriores, por ampliamente conocidas, son necesariamente sucintas, por lo que se remite al lector interesado en profundizar en estos aspectos a los textos ya clásicos de Baumol y Oates (1988) o Pearce y Turner (1995).

2.1. Políticas directas de regulación medioambiental

2.1.1. Métodos de mandato y control (*command and control*)

La forma tradicional de internalizar los costes ambientales en el sector energético ha sido el establecimiento de estándares, también llamados métodos de mandato y control (*command and control*). Los métodos de mandato y control consisten en establecer una restricción medioambiental a la operación de cada empresa o planta generadora de electricidad, y posteriormente vigilar su cumplimiento. Dado que el análisis suele ser sectorial, por la disponibilidad de información, la cantidad a distribuir suele ser global, y por tanto, para poder fijar restricciones individuales será necesario repartir de alguna forma esta cantidad global, lo que presenta problemas, como veremos más adelante. En cualquier caso, la restricción puede establecerse de muchas formas, que se describen a continuación.

El mecanismo de control más restrictivo es el *estándar de tecnología*, por el que se impone la utilización de una determinada tecnología (normalmente la mejor disponible —BAT, *best available technology*— o la mejor disponible que no implique costes excesivos —BATNEEC, *best available technology not entraining excessive costs*—, de forma que los impactos medioambientales causados por esta mejor tecnología se limiten al objetivo establecido.

Algo más flexibles son los *estándares de calidad* del combustible, que persiguen, a través del control de la materia prima, controlar la emisión de contaminantes a que daría lugar su utilización.

Un mecanismo aún más flexible es el de los *estándares de emisión*, que imponen límites a la cantidad o concentración de contaminante producido en la fuente emisora. Estos estándares se pueden expresar en la práctica de varias formas: concentraciones máximas de contaminante emitido, cantidad total de contaminante emitido en un período determinado, o rendimiento mínimo de los equipos de limpieza o descontaminación. A su vez, pueden ser aplicados de forma individual a cada foco emisor, o globalmente para un conjunto de ellos. Su flexibilidad se basa en permitir a los contaminadores emplear todos los medios a su alcance para limitar sus emisiones, y no solamente la tecnología o el tipo de combustible.

Un inconveniente de estos estándares es que limitan las emisiones, pero no tienen en cuenta el impacto que puedan producir éstas, y que puede ser muy variable. Esto hace posible, por ejemplo, que dos grupos de generación tengan los mismos límites de emisión, aun cuando las emisiones de uno de ellos causen mayores daños ambientales, por ejemplo por estar situado cerca de un gran centro de población, o en un ecosistema de gran valor. Evidentemente, esta situación no tiene demasiado sentido.

Para evitar esto, se han propuesto también otros instrumentos de control como los *estándares de calidad ambiental* que limitan el impacto sobre los receptores, lo que es más correcto. Su inconveniente es que son más complicados de establecer y vigilar, ya que dependerán de la localización de la actividad contaminante, de la distribución de posibles receptores afectados, o de las condiciones geográficas o meteorológicas.

Por último, también se pueden considerar dentro de estos métodos las *autorizaciones*, generalmente ligadas a procesos de evaluación de impacto ambiental o similares (como la Directiva europea IPPC, *Integrated Pollution Prevention and Control, 96/61/CE*), y que pueden concederse de una vez o exigirse renovaciones periódicas. Son una forma de agrupar en un sólo trámite distintos requerimientos.

El impacto sobre el sector eléctrico de este tipo de estándares supone básicamente una restricción al funcionamiento de centrales específicas, que hace que o bien estas centrales se vean sustituidas en el corto plazo por otras centrales menos contaminantes, o bien se deba sustituir el combustible utilizado en las mismas (el combustible es el principal responsable por ejemplo de las emisiones de SO₂ o CO₂, mientras que las emisiones de NO_x dependen generalmente de la tecnología). La cuantía de la sustitución dependerá evidentemente de la rigidez de los estándares impuestos. Típicamente se verá beneficiada la operación y la inversión en centrales de ciclo combinado de gas, abandonándose progresivamente la utilización de carbón nacional (y de carbón importado en el caso de limitaciones al CO₂), aunque también se pueden conservar estas opciones asociadas a desulfuración o medidas de reducción de las emisiones de NO_x como los quemadores de bajo NO_x o catalizadores selectivos.

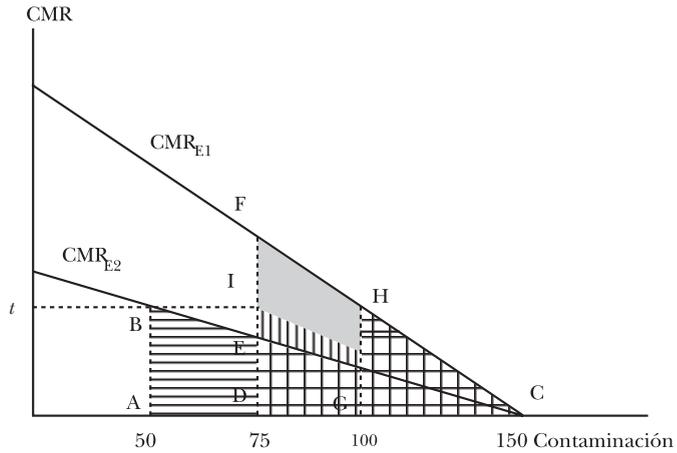
En general, todos los métodos de *mandato* y *control* mencionados resultan relativamente sencillos de implantar y vigilar, con unos costes administrativos bajos. El problema, como ya hemos dicho, es su falta de flexibilidad, lo que los hace ineficientes desde el punto de vista económico. En efecto, no tiene sentido imponer un mismo estándar a dos empresas que causan distintos daños (por ejemplo, por estar situada una más cerca de un gran núcleo de población o de un área de gran valor ecológico), o cuyo coste de reducción de emisiones (y por tanto, el beneficio privado resultante) sea distinto. La solución más eficiente es que reduzca más la empresa que causa los mayores daños medioambientales, o la que tiene unos menores costes de reducción de emisiones. Así la reducción global sería lo más barata posible para la sociedad. Esto se podría corregir en principio mediante estándares individualizados para cada empresa, pero se requeriría una gran cantidad de información que no siempre está disponible.

Otro inconveniente de estos métodos es que no estimulan la reducción de emisiones más allá de los límites fijados, con lo que tampoco se incentiva la bajada de costes de las tecnologías de reducción, por ejemplo a través de la innovación científica.

Para tratar de solucionar estos problemas se han propuesto otros mecanismos más flexibles y eficientes, llamados *instrumentos económicos*, y que pretenden básicamente aprovechar los mecanismos que ofrece el mercado, incentivando a los agentes contaminantes para lograr el objetivo medioambiental buscado.

El esquema 2.1 muestra gráficamente la ganancia de eficiencia de estos instrumentos. Así, se puede observar cómo un instrumento económico más flexible que los presentados anteriormente produce un ahorro sobre la regulación tradicional. Supongamos una industria con dos empresas contaminantes, E1 y E2, cada una de las cuales emite 150 unidades de contaminación, y cuyos costes marginales de reducirla (CMR) son crecientes. Si se quiere pasar de 300 a 150 unidades totales de contaminación, se puede imponer la restricción a ambas empresas de emitir únicamente 75 unidades cada una (éste sería el caso típico de una regulación basada en estándares). En ese caso, el coste total de reducción es la suma de las áreas DFC y DEC.

ESQUEMA 2.1: Falta de eficiencia de los métodos tradicionales



Si en su lugar se consiguiera (por distintos instrumentos que se expondrán posteriormente) que las empresas redujeran cantidades distintas, de tal forma que la empresa a la que le cuesta menos reducir (E2) reduzca más su contaminación que aquella a la que le resulta más gravoso (E1), entonces el resultado sería más eficiente. Efectivamente, vemos que cuando la empresa E2 reduce una unidad adicional a las 75, y la empresa E1 reduce una unidad menos, el coste para el sistema disminuye, porque la disminución de costes en la empresa E1 al reducir una unidad menos es mayor que el aumento de costes de la empresa E2 al reducir una unidad más. Esta ganancia de eficiencia se seguirá produciendo hasta que se igualen los costes marginales de reducción, que en el esquema 2.1 se corresponde con una emisión de 50 unidades de la empresa E2 y de 100 unidades por parte de la empresa E1. Como vemos, a partir de este punto ya no tiene sentido que E2 reduzca más, porque el coste marginal de reducción supera al de E1.

Así, el punto de máxima eficiencia como vemos es aquel en que la empresa E1 emite 100 y la E2 emite 50. El coste de esta situación sería la suma de las áreas ABC y GHC. El resultado global es el mismo, 150 unidades de contaminación, pero se produce un ahorro de costes equivalente a la diferencia entre las áreas (DFC+DEC) y (ABC+GHC). Es fácil comprobar cómo este ahorro se corresponde con el área sombreada IFHJ.

2.1.2. Instrumentos económicos

Hay dos clases fundamentales de instrumentos económicos, que se distinguen según cómo utilicen los resortes disponibles del mercado. Básicamente, unos actúan sobre el coste de la producción (*impuestos pigouvianos*) dejando que sea el mercado quien fije la cantidad a producir, y otros actúan directamente sobre esta cantidad (*permisos de emisión negociables*).

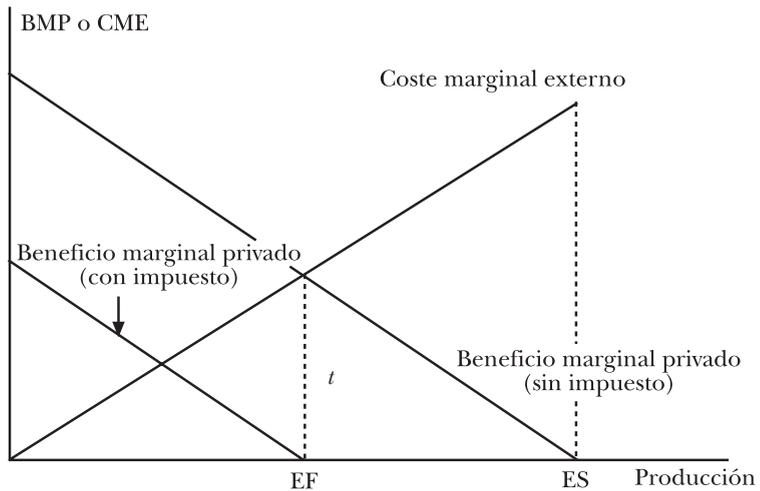
2.1.2.1. Impuestos pigouvianos

Estos impuestos deben su nombre a A. C. Pigou, que fue quien los propuso en 1920. Pueden ser utilizados de dos formas distintas:

- como herramientas para alcanzar el objetivo fijado por la Administración (que será la que veamos en este apartado, o
- como instrumento directo de internalización de externalidades.

En el primer caso, lo que se pretende es dar una señal económica a las actividades contaminantes para que reduzcan su producción hasta el nivel fijado previamente. Esta señal se expresa en forma de impuesto, que por tanto es incorporado a la función de producción de las empresas. Así, en el esquema 2.2 se ha representado una actividad de producción para la que se supone un beneficio marginal privado (BMP) decreciente (lo cual es fácilmente asumible) y unos costes marginales externos (CME) de la actividad crecientes (que también se corresponde con la realidad en muchos casos). Si no se tuvieran en cuenta los costes externos, el productor se situaría allí donde el beneficio es máximo, y por tanto el beneficio marginal se hace nulo (punto ES en el esquema 2.2). En cambio, se observa cómo si se impone un impuesto igual a t (que se considera constante), el beneficio marginal privado de las empresas disminuye, y las hace situarse directamente en el punto EF ya que este punto es donde el nuevo beneficio resultante se hace máximo. La cuantía recomendada del impuesto para llevar a la empresa al punto de máxima eficiencia social es, por tanto, el coste marginal externo en el punto de máxima eficiencia social.

ESQUEMA 2.2: Impuestos pigouvianos



Estos impuestos pueden conducir a algunas paradojas: así, el agente contaminante resulta penalizado dos veces, una por el propio impuesto, y otra por la pérdida de beneficio que supone la reducción en la producción. En cualquier caso, su efecto final tanto sobre los agentes como sobre la cantidad de contaminante dependerá de numerosos factores. Por tanto, el alcanzar el objetivo fijado no es seguro, dependerá de la eficacia del impuesto, lo que a su vez vendrá condicionado, entre otros, por la elasticidad del consumo, o por la existencia de otros factores que alteren el funcionamiento del mercado (otros fallos del mercado), ya que determinará hasta qué punto las empresas podrán repercutir totalmente el coste del impuesto en sus productos, y por tanto no reducir sus emisiones de contaminantes.

Este tipo de instrumentos pueden presentar algunas variantes: para evitar el problema de la *doble penalización* ya comentado, pueden aplicarse sólo sobre la actividad que exceda de un límite, y no sobre el volumen total. También pueden interpretarse más que como cargas sobre *actividades contaminantes*, como desgravaciones sobre *actividades descontaminantes* (aunque esto va en contra del famoso *principio de quien contamina paga*).

La razón de estas variantes suele ser el no incrementar la carga fiscal, lo que es frecuentemente mencionado como uno de los inconvenientes principales de estos instrumentos. Sin embargo, hay que hacer notar que este aumento de carga fiscal no tiene por qué producirse, tal y como proponen los defensores de la reforma fiscal verde o del llamado *doble dividendo* (véase Buñuel 2002). Esta teoría propone que los ingresos obtenidos por estos impuestos se utilicen para reducir otros impuestos existentes, como por ejemplo los que gravan el trabajo (que reducen la eficiencia y retrasan el crecimiento). Así pues, el doble dividendo consistiría en que los impuestos medioambientales por una parte mejorarían el estado del medio ambiente, y por otra mejorarían también el estado de la economía. Para que este último punto se verifique, deberían tener lugar una serie de condicionantes:

- que las distorsiones producidas por el sistema fiscal actual sean grandes;
- que la carga de los impuestos ambientales recaiga sobre agentes económicos que sufran pocas distorsiones;
- que la base de los impuestos ambientales sea amplia para que generen pocas distorsiones, y
- que los ingresos se reciclen para reducir los impuestos actuales.

La reforma fiscal verde se ha aplicado ya en numerosos países europeos (Alemania, Austria, Dinamarca, Finlandia, Holanda, Italia, Noruega y Suecia). Los resultados en general son positivos, aunque no siempre se verifica el doble dividendo citado.

Resumiendo, pues, los impuestos medioambientales presentan ventajas:

- permiten alcanzar los objetivos fijados a un coste menor que los estándares, al ser más flexibles. Esto hace también que incentiven la innovación tecnológica;
- son relativamente sencillos de implantar;
- pueden generar un doble dividendo, y

- permiten conocer de antemano el coste de la actividad contaminante.

Y también inconvenientes:

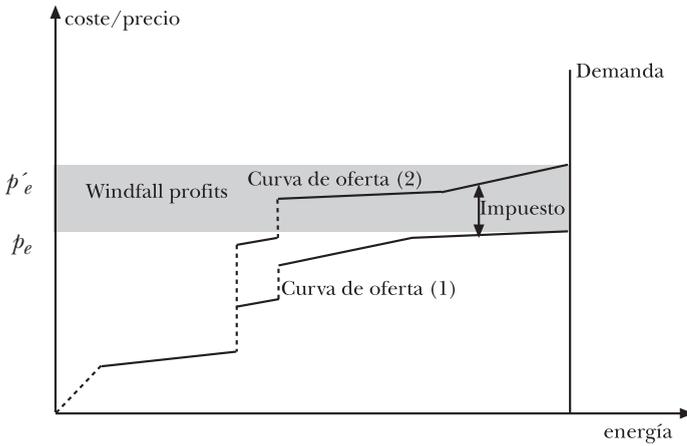
- su eficacia depende de muchos factores del mercado, con lo que es difícil saber si alcanzarán el objetivo buscado;
- deben ser modificados a medida que cambia el coste marginal externo y también la función de producción de las empresas;
- suelen ser impopulares;
- pueden afectar a la competitividad de determinados sectores, y
- suelen tener efectos negativos sobre la distribución de la renta.

Su efecto sobre el funcionamiento del sector eléctrico es equivalente a una modificación en los costes relativos de los combustibles o las tecnologías, en función del contaminante sobre el que se apliquen, y sobre todo en función de su cuantía. Así, algunos impuestos aplicados en España sobre la producción de electricidad no son suficientes como para modificar el orden de preferencia, y por tanto no influyen ni sobre la operación ni sobre las nuevas inversiones, pudiendo por tanto considerarse meros instrumentos recaudatorios.

Ahora bien, en caso de que su cuantía sea suficiente, sí pueden producir efectos significativos, sobre todo debido al carácter marginalista de muchos mercados eléctricos: en efecto, el establecimiento de un impuesto puede suponer elevar el coste marginal de la electricidad producida, lo que a su vez, por el funcionamiento del mercado, supondría una elevación de los ingresos para todos los productores de electricidad, que podría llegar a compensar el extracoste del impuesto (y por tanto podría resultar, aunque parezca paradójico, en un aumento de los beneficios de los productores, fundamentalmente debido a la inelasticidad de la demanda). Este efecto se puede observar en el esquema 2.3, donde se representa el mercado eléctrico en dos

ejes de coste de la electricidad y cantidad de energía intercambiada en el mercado.

ESQUEMA 2.3: Efecto de un impuesto sobre el mercado eléctrico



Se observa en el esquema 2.3 cómo la curva de oferta de los productores (que, en un mercado competitivo se correspondería con los costes marginales de las distintas tecnologías de generación eléctrica) muestra dos cambios:

- por una parte, se desplaza hacia arriba al incorporar el impuesto medioambiental (evidentemente, este desplazamiento no es común a toda la curva, ya que algunas tecnologías no producirán el impacto medioambiental gravado y por tanto no estarán sujetas al impuesto);
- por otra parte, la forma de la curva también cambia, ya que tecnologías que eran más caras relativamente que otras (por ejemplo, el ciclo combinado de gas frente al carbón) cambia su lugar en la curva al estar sujeto a una distinta cuantía del impuesto (al emitir menos CO_2 , por ejemplo, el gas que el carbón).

Estos cambios ocasionan un cambio en el precio de equilibrio del mercado de p_e a p'_e . Suponiendo, como es habitual en

los mercados eléctricos, que la demanda es inelástica, este cambio en el precio de equilibrio puede ser significativo. Y además da lugar a beneficios sobrevenidos (*windfall profits*), ya que el excedente del productor aumenta más que sus costes, de manera especialmente significativa para las tecnologías no sujetas al impuesto.

Así pues, la introducción de un impuesto significativo en un mercado eléctrico marginalista tendrá varios efectos: el cambio en la preferencia relativa por las tecnologías y combustibles, la elevación del precio de mercado, y un aumento de los beneficios de los productores.

Este último efecto se debe a la aparición de los llamados *windfall profits*, *beneficios caídos del cielo* o *ingresos sobrevenidos*, con los que se encuentran las tecnologías menos contaminantes por el aumento del coste de producción de las tecnologías más contaminantes. En principio, estos beneficios extraordinarios son una señal a largo plazo para el mercado de que es necesario invertir en este tipo de tecnologías, y por tanto desaparecerán a largo plazo al alcanzarse el nuevo equilibrio. Sin embargo, en algunas situaciones pueden beneficiar a tecnologías ya agotadas (como la hidráulica en Europa, y en algunos países, en cierto sentido, también la nuclear), lo que no tiene sentido como señal económica y por tanto resulta en ineficiencia económica.

En mercados no marginalistas (como el francés, en que se retribuye por coste de servicio) este último efecto no se produce, y además la elevación del precio del mercado también es menor, ya que es solamente el extracoste de algunas tecnologías o combustibles lo que se reparte entre todos.

2.1.2.2. *Permisos de emisión negociables*

El otro tipo de instrumento de mercado son los permisos de emisión negociables, propuestos por Dales (1968) y que son de gran actualidad ya que son el instrumento principal de flexibilización y abaratamiento del control de emisiones de CO₂ propuesto en el Protocolo de Kyoto.

Hay básicamente dos formas de implantar este mecanismo, llamadas respectivamente *Baseline & Credit* y *Cap & Trade*, cuyo

principio de funcionamiento es similar, pero cuya aplicación práctica es muy distinta.

La primera consiste en fijar un estándar de referencia a las emisiones, de tal forma que una disminución de las emisiones sobre este estándar es retribuida con *créditos*, que pueden ser vendidos en un mercado para que los compren aquellas empresas cuyas emisiones vayan a estar por encima de la referencia establecida. El problema fundamental de este sistema, y la razón por la que no se adopta habitualmente, es que es muy difícil fijar el estándar de referencia, y además los costes de transacción (verificación de las reducciones sobre el estándar) son muy elevados.

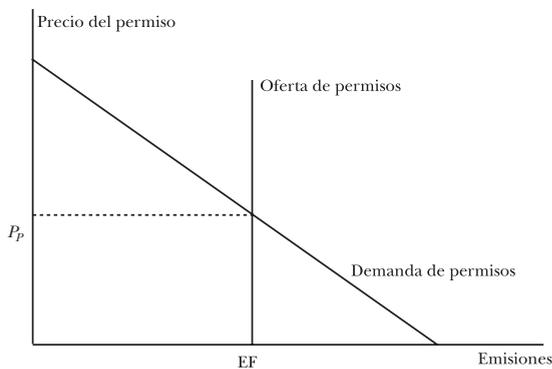
La segunda consiste en fijar la cantidad total de contaminación permisible, que se asigna a los agentes en forma de permisos de emisión o derechos, creándose un mercado de estos permisos de emisión, en el que los agentes puedan intercambiarlos en función de sus intereses (p. ej., las empresas con costes bajos de reducción de contaminantes estarán interesadas en reducir sus emisiones, y vender sus permisos de emisión a otras con costes mayores). Evidentemente, para que este mercado funcione se deben cumplir algunas condiciones de carácter práctico:

- no debe permitirse el *free-riding*, imponiendo multas con carácter fuertemente disuasorio al que emita sin permiso, ya que de otra forma nadie estaría interesado en comprar los permisos. La cuantía de estas multas también se constituye por tanto en el límite superior del precio del permiso, lo que puede servir a la Administración para controlar el precio del mismo; y
- la cantidad total de permisos a repartir debe ser menor que la cantidad emitida en condiciones normales, ya que, si es mayor, el precio del permiso será cero, al no estar nadie interesado en comprarlos.

El funcionamiento de este mercado puede representarse en el esquema 2.4. En ésta se muestra cómo la oferta de permisos, correspondiente a la cantidad EF del esquema 2.2,

es perfectamente inelástica (ya que corresponde al límite de emisiones permitido por el regulador), mientras que la curva de demanda viene representada por el coste marginal de reducción de emisiones: una empresa estará dispuesta a pagar por un permiso de emisión hasta un importe igual al coste que le supondría reducir sus emisiones un volumen equivalente. El punto de corte de las curvas marca el precio de mercado del permiso de emisión.

ESQUEMA 2.4: Mercado de permisos de emisión



En teoría, y de forma estática, este precio debería ser igual al *impuesto pigouviano* descrito anteriormente, ya que los dos mecanismos deben ser equivalentes. Así, el efecto sobre el mercado eléctrico sería el mismo: alteración de las preferencias por tecnologías, elevación del precio, y posible aparición de *windfall profits* en mercados marginalistas.

En la práctica, los resultados pueden ser distintos, por los factores que condicionan tanto los mercados de productos como los de permisos, por la ausencia de información completa, y por el ajuste dinámico del precio del permiso frente a la mayor rigidez del impuesto.

Con carácter general, Weitzman (1974) demuestra que los instrumentos basados en cantidad, como los permisos negociables, son superiores a los basados en precio, como los impuestos, siempre que la función de beneficio sea más curva y la función de costes sea más lineal. En este caso, pequeños errores en la elección del impuesto pueden dar lugar a niveles de emisiones

muy distintos (si la función de costes marginales tiene una pendiente pequeña) que a su vez pueden producir grandes costes (si la función de beneficios marginales tiene una pendiente elevada).

Otro aspecto relevante es que, en presencia de incertidumbre, los instrumentos basados en precio limitan el coste de las medidas a utilizar, mientras que los basados en cantidad permiten controlar directamente éstas.

La mayor dificultad a la hora de implantar este sistema es la asignación inicial de permisos. Para ello hay básicamente dos opciones:

- asignarlos en función de tasas históricas de producción o de emisión de contaminantes (lo que se conoce como *grandfathering*): por una parte, reconoce los derechos históricos de las empresas, con lo que no las penaliza, pero, por otra parte, supone una barrera a los nuevos entrantes en la industria (salvo en el caso de los mercados con posibilidad de recuperar el coste de adquisición del permiso, como el eléctrico, en el que los nuevos entrantes no se ven penalizados independientemente de la asignación);
- asignarlos mediante una subasta inicial: de esta forma se dan las mismas oportunidades a todos los agentes en cualquier tipo de mercado, y además se recauda una cantidad de dinero que puede luego, o bien reintegrarse al sector, o bien dedicarse a la reducción de otros impuestos. El problema es el lucro cesante que crea en las empresas existentes. Es interesante señalar que la directiva europea no permite la subasta más que en un pequeño porcentaje (5-10%).

También se han propuesto alternativas intermedias, como regalar los permisos a cambio de compromisos de reducción de la contaminación, o combinaciones de ambos elementos, como regalar los permisos pero subastar un pequeño porcentaje (para ayudar a formar un precio de mercado realista). En cualquier caso, y de nuevo teóricamente, el precio final del permiso debería ser igual bajo los dos sistemas (aunque no lo será el volumen de beneficios o pérdidas de las distintas empresas).

Los sistemas de comercio de emisiones suelen llevar aparejados otros esquemas complementarios, como son el *pooling* o el *banking*.

El *pooling* es la asociación de productores de emisiones para comprar conjuntamente los permisos necesarios. Se utiliza para facilitar los trámites administrativos, pero también se puede utilizar para repartir homogéneamente el coste del permiso entre todos los productores, lo que puede suponer una pérdida de la señal correcta a los mismos, si el coste no se reparte en función de la necesidad de permisos de cada productor.

El *banking* consiste en guardar permisos en un período de obligación (es decir, o bien comprando más permisos de los necesarios, o bien reduciendo más de lo necesario las emisiones) para utilizarlos en períodos posteriores (por ejemplo, porque se prevea que el precio del permiso va a ser superior). El *banking* tiene implicaciones sobre el posible poder de mercado en los mercados de emisiones, y también por supuesto sobre los precios de los permisos. También se considera que ayuda a desarrollar el mercado, porque incentiva reducciones a futuro que no tendrían sentido de otra forma (cuando el precio es bajo en el momento actual).

En relación con la experiencia internacional de este mecanismo, puede decirse que existen más de 30 mercados de permisos de emisión en todo el mundo, muchos de los cuales funcionan de manera satisfactoria. En particular, en Estados Unidos, el Programa de la Lluvia Ácida lleva muchos años de funcionamiento. Este programa trata de reducir las emisiones de SO₂ y NO_x, se aplica a la generación eléctrica en centrales de carbón y concede los permisos de forma gratuita en base a la media anual del contenido calórico del combustible consumido en el periodo 1955-1985. También debe resaltarse la Directiva Europea de Comercio de Emisiones, que se comenta posteriormente.

En relación con este tipo de instrumentos, y más específicamente con su aplicación a las emisiones de CO₂, podemos citar también otros instrumentos accesorios de gran actualidad, como son los mecanismos flexibles instaurados en el Protocolo de Kyoto: la Implantación Conjunta o los Mecanismos de Desarrollo Limpio (*Joint Implementation y Clean Development Mechanisms*).

Ambos complementan al comercio de emisiones, permitiendo que determinados países o empresas amplíen el número de permisos en su poder. Esta ampliación, sin embargo, no consiste en su compra en el mercado de permisos, sino en su compra a terceros países no incluidos en el régimen de mercado de permisos, a cambio de una reducción de emisiones en dichos países. Evidentemente, esta reducción debe estar financiada por el que adquiere esta ampliación. A pesar del evidente potencial de estos instrumentos, su utilización es reducida debido a los altos costes de transacción implicados.

Igual que en el caso anterior, podemos resumir las ventajas e inconvenientes de este instrumento.

Ventajas:

- al introducir un mercado, permite alcanzar una mayor eficiencia;
- es más flexible, incorpora automáticamente los cambios tecnológicos, y
- permite asegurar el nivel máximo de contaminación.

Inconvenientes:

- el precio del permiso no se conoce de antemano, lo cual puede ser negativo para las empresas (aunque sí se puede conocer el máximo, determinado por la multa);
- presenta problemas para seleccionar el método de asignación;
- requiere establecer un mercado, lo cual puede ser complicado cuando hay muchos agentes de pequeño tamaño, o cuando hay fallos en el mismo;
- al igual que otros instrumentos, debería modificarse dinámicamente para mantener la eficiencia social, y
- también puede generar *windfall profits*.

Como vemos, los instrumentos de mercado presentan numerosas ventajas frente a los tradicionales mecanismos de mandato y control. Entre ellas podemos citar la reducción en el coste de alcanzar el objetivo medioambiental buscado, al

primar la reducción en aquellos agentes para los que sea menos gravosa; el estímulo que supone para la innovación tecnológica, al dar un incentivo constante a los agentes para reducir sus emisiones; y en algunos casos, la recaudación de fondos, que puede utilizarse para reducir otros impuestos, o para financiar otras políticas.

Además de los instrumentos citados, también pueden considerarse como instrumentos para alcanzar los objetivos de la Administración dentro del sector energético los que se describen a continuación.

2.2. Mecanismos de promoción de energías renovables

Los mecanismos de promoción de energías renovables pueden también considerarse como instrumentos indirectos para alcanzar los objetivos medioambientales fijados por la Administración, con la particularidad de que sólo conciernen al sector energético, y además tienen otras implicaciones para este mismo sector (de política energética, de seguridad de suministro, desarrollo industrial local, etc.). Lauber (2004) presenta una buena descripción de la filosofía, contexto histórico y político, experiencia práctica en el pasado y expectativas para el futuro de los sistemas de apoyo a las energías renovables.

Estos mecanismos no serían necesarios si las externalidades de la energía ya estuvieran compensadas por otro tipo de instrumentos como los citados anteriormente, por lo que su utilización debe coordinarse siempre con ellos para no caer en situaciones de ineficiencia.

Así, la Administración puede establecer mecanismos para alcanzar un determinado nivel de renovables (que corresponderá de alguna forma al nivel deseado de reducción de la contaminación). Estos mecanismos son similares a los instrumentos económicos ya citados, aunque referidos a la potencia o energía renovable y no a la cantidad de contaminante.

A continuación se describen estos instrumentos y sus ventajas e inconvenientes. En Menanteau et al. (2003) puede encontrarse un muy buen análisis de la eficacia y eficiencia de los instrumentos.

2.2.1. Incentivos económicos

Los incentivos económicos a las energías renovables pueden otorgarse en forma de subvenciones a la inversión, o en forma de primas o tarifas fijas para la energía generada. En todo caso, pueden considerarse en cuanto a sus ventajas e inconvenientes de forma similar a los impuestos medioambientales ya comentados (aunque su signo para el productor es evidentemente el contrario).

Así, en el caso de los incentivos a la energía generada, la Administración establecería la prima o subvención que considerara necesaria para lograr la cantidad de renovables requerida, y dejaría que el mercado operase normalmente. Existen distintas formas de implantar la prima:

- determinar un precio fijo para la energía renovable en el cual ya estaría incluida la prima. En general, este precio se suele ligar al precio total pagado por los consumidores finales por la electricidad (incluyendo acceso a red y otros conceptos) y se sitúa habitualmente en un 80 o un 90% de este precio, y
- determinar una prima (también puede hacerse como fracción de la tarifa a consumidores finales), que se suma a un componente variable a percibir por los productores que depende del precio de mercado.

Además, también pueden incluirse en estos esquemas, tal como se ha hecho por ejemplo en España, *incentivos* (aumentos de la prima, posibilidad de cobrar otros suplementos) para que las energías renovables participen en el mercado.

En lo que respecta a la cuantía de la prima, también hay posibilidad de hacerla variable en función de las características de la instalación (por ejemplo, según las horas de funcionamiento de los parques eólicos), lo que permite aumentar la eficiencia del sistema.

Las ventajas de este esquema son:

- proporciona seguridad a los inversores, al fijar de antemano sus ingresos. Esto lo ha hecho el instrumento más eficaz de promoción de renovables;

- los costes de transacción son menores;
- en caso de mejora tecnológica hay más posibilidades de que el excedente sea apropiado por los productores (al ser lento el proceso de ajuste de primas), lo que incentiva la inversión en I+D por las empresas y por tanto el aprendizaje y la bajada de costes;
- permite conocer con antelación el importe a desembolsar por la Administración, si se establece además un límite sobre la cantidad a incentivar (como en el caso español), y
- permite tratar de forma diferenciada a las distintas tecnologías o incluso a los distintos emplazamientos para una misma tecnología.

Sin embargo, también presenta inconvenientes:

- es necesario actualizar los incentivos continuamente para lograr la eficiencia social y económica. Como esto no es habitual, resulta en ineficiencias grandes, al incentivar demasiado algunas tecnologías o demasiado poco otras;
- por otra parte, la necesidad de actualización por parte de la Administración crea un cierto riesgo regulatorio, y
- el mecanismo puede no alcanzar los objetivos perseguidos (o incluso no tener efecto alguno), al depender de otros factores de mercado difícilmente controlables.

2.2.2. Certificados verdes

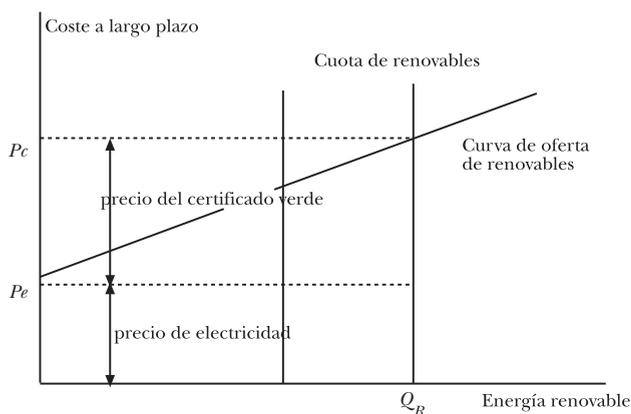
Al igual que los incentivos económicos pueden asimilarse a los impuestos medioambientales, los certificados verdes están basados en el mismo enfoque que los permisos de emisión negociables. Es decir, se fija la cantidad de renovables a alcanzar (Q_r en el esquema 2.5), se emiten certificados (*verdes*) que representan esta cantidad, y se deja al mercado el establecimiento del precio de estos certificados, y por tanto de la remuneración adicional para estas tecnologías.

Puesto que, en cualquier caso, los productores renovables venderán su energía en el mercado eléctrico o energético, el precio del certificado se fijará como la diferencia entre el coste a largo plazo de la tecnología renovable en el margen (es decir, la última

necesaria para satisfacer la cuota) y el precio del mercado eléctrico, de tal forma que el precio del certificado se hace similar a la prima antes comentada. Esto puede observarse en el esquema 2.5. En él se ha representado en un eje el coste de las tecnologías renovables, y en el otro la cantidad de energía renovable producida.

La cuota de renovables (línea vertical Q_R) es la cantidad total de renovables que el regulador quiere promover. La curva de oferta de renovables es una línea de pendiente positiva correspondiente a los costes marginales a largo plazo de las distintas tecnologías renovables. El equilibrio corresponderá al cruce de estas curvas, y dará como resultado un precio total a pagar por la tecnología renovable en el margen. Dado que esta tecnología ya estará recibiendo el precio del mercado de electricidad, el precio del certificado verde será la diferencia entre ambos, y por tanto será la cantidad necesaria para hacer rentable la tecnología renovable en el margen.

ESQUEMA 2.5: Mercado de certificados verdes



Habitualmente estos esquemas suelen ir acompañados de salvaguardas económicas por parte del Gobierno: se suele fijar una multa para los que no cumplan, de tal forma que se conoce en cualquier caso el coste máximo del certificado y por tanto el coste máximo del esquema. También en otras ocasiones se fija un precio mínimo con objeto de garantizar la rentabilidad de ciertas instalaciones renovables.

De nuevo, hay ventajas e inconvenientes. En términos generales, y en comparación con los incentivos económicos, cabe la misma reflexión que ya se hacía respecto a los permisos de emisión negociables, en cuanto a que los instrumentos basados en cantidad como éste pueden ser más eficaces cuando la curva de oferta de renovables es de menos pendiente, ya que un error en la determinación de la cantidad no implica grandes cambios en el precio, mientras que un pequeño error en el precio (incentivo económico) sí puede implicar muchos cambios en la cantidad promovida.

Las ventajas principales son:

- se conoce la cantidad de renovables que se va a promover, y
- el mercado se encarga de lograr la eficiencia, al incorporar de manera continua los cambios tecnológicos, con lo que la cantidad buscada puede lograrse a un menor coste.

Los inconvenientes son:

- atribuye el riesgo a los productores de renovables, lo que a su vez puede desincentivar la inversión debido a la posible volatilidad de los precios del certificado (esto se podría corregir mediante contratos), y
- presenta algunas dificultades prácticas: habría que establecer distintos mercados para distintas tecnologías, y un mecanismo de certificación adecuado.

2.2.3. Subastas de energía o potencia renovable

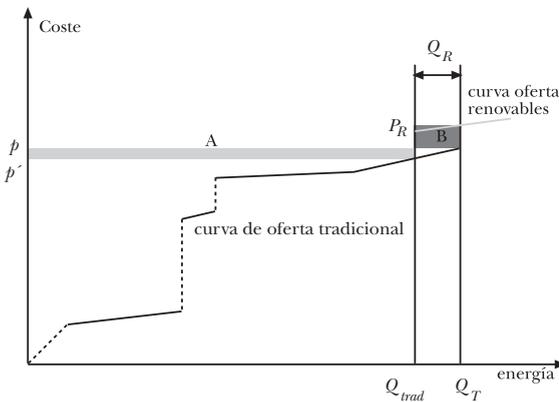
Este instrumento puede considerarse intermedio entre los dos presentados anteriormente, ya que introduce un elemento competitivo en la asignación de incentivos económicos, pero mantiene la seguridad para los inversores. Consiste en subastas de carácter periódico, en las que la Administración demanda una cierta cantidad de energía renovable (clasificada por tecnologías), y los promotores ofertan energías y precios para dichas energías, hasta que se alcanza la cantidad demandada. Posteriormente, la Administración garantiza este precio para la energía producida, siempre que la instalación de la potencia renovable tenga lugar dentro de un período especificado. Su

aplicación ha sido muy limitada, y no muy exitosa, debido entre otras razones a los altos costes de transacción asociados, a la poca consideración de aspectos no económicos, y también al mal diseño de los instrumentos adoptados (ausencia de penalizaciones por no ejecutar proyectos aprobados, etc.).

Se podría pensar que los efectos de estos instrumentos de promoción de energías renovables sobre el mercado eléctrico no son muy significativos, ya que en el fondo lo que establecen son mercados en paralelo para las energías renovables, en los cuales se determina el precio a pagar por ellas. Así, el único impacto sería la aparición de un extracoste por la promoción de las energías renovables, vía primas o certificados o subastas.

Sin embargo, también pueden aparecer otros efectos, ya que un aumento en la cantidad de energías renovables implica una reducción en la electricidad producida con fuentes *tradicional* (las más caras), lo que a su vez supone una bajada del precio de la electricidad. En el caso de los mercados eléctricos marginalistas, esta reducción del coste marginal de la energía *tradicional* supone una bajada de los ingresos para todos los productores del mercado, que, en algunos casos, puede suponer una disminución del coste total de la energía eléctrica, si la bajada de ingresos es mayor que el extracoste debido a la promoción de renovables.

ESQUEMA 2.6: Efecto de la promoción de renovables en el mercado eléctrico



Esto se puede observar en el esquema 2.6, donde se muestra la curva de oferta de los productores de electricidad no renovable, que, en ausencia de mecanismos de apoyo a las energías renovables, serían los que proporcionarían toda la electricidad en el sistema (Q_r en el esquema 2.6). El precio del mercado eléctrico sería entonces p , es decir, el cruce de esta curva de oferta con la demanda Q_r . Cuando se decide hacer obligatoria la compra de una cierta cantidad de energía renovable (Q_R), la cantidad total a satisfacer por los productores de energías no renovables se reduce a Q_{trad} , y el nuevo precio del mercado eléctrico es p' . Por otra parte, la energía renovable del sistema es retribuida a un precio p_R correspondiente a la tecnología renovable en el margen.

Se puede observar cómo el incluir una determinada cantidad de renovables Q_R (vía primas o certificados) supone una bajada de ingresos para todo el sistema (A), ya que el menor precio del mercado eléctrico p' se paga a todos los productores *tradicionales*.

Por otra parte, el incluir las renovables supone que unas tecnologías de mayor coste (representadas por una curva de oferta más cara) entran en el sistema y deben ser remuneradas a su coste marginal (p_R). Esto supone un extracoste para el sistema (B) con respecto a la situación sin renovables. En función de la forma de la curva de oferta de energías *tradicionales*, del diferencial de coste con las renovables, y de la curva de oferta de éstas, la relación entre A y B variará, pudiendo producirse el hecho de que B sea menor que A (como parece el caso del ejemplo) y por tanto suponiendo una reducción del coste total de la electricidad para el consumidor.

3. Modelado del impacto de los mecanismos de apoyo a las energías renovables y de comercio de emisiones en los mercados eléctricos europeos

EN este capítulo se describe cómo se ha modelado el impacto de los mecanismos de apoyo a las energías renovables y de comercio de emisiones en los mercados eléctricos europeos. Se han escogido estos instrumentos de política ambiental por su relevancia y actualidad, así como por la riqueza de su análisis. Otros instrumentos como los estándares de emisión o los impuestos tienen unos efectos sobre el sector bastante evidentes, y, aunque pueden ser significativos, ya han sido examinados en repetidas ocasiones (véase Labandeira y Labeaga 1999; Alfsen et al. 1995; o Huang y Hobbs 1994).

Ambos instrumentos se han modelado de forma genérica, aunque en el caso del comercio de emisiones sí se han utilizado las características de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones ya descrita, puesto que parece un marco estable de regulación y con unas características peculiares.

Evidentemente, para modelar el impacto de estos instrumentos se hace necesario representar el funcionamiento del sistema eléctrico. En este sentido se ha optado por simular la evolución del mismo a largo plazo (en un horizonte de 10 a 15 años), de forma que puedan verse recogidos los efectos de las políticas medioambientales a corto y largo plazo. Así, se ha construido un modelo de simulación de la operación y la inversión en un mercado eléctrico con carácter marginalista y con una estructura de mercado oligopolista, ya que se considera que es la que más se aproxima a la situación real de muchos mercados de electricidad en Europa. En los siguientes apartados se describe el estado de situación del modelado en este campo y el modelado específico que se ha utilizado.

3.1. Estado de situación del modelado

Existen muchas aproximaciones posibles al modelado de la operación y la inversión en sistemas eléctricos a largo plazo: enfoques basados en la optimización, en la simulación, o en técnicas heurísticas. Dada la extensión de este campo, preferimos referirnos a algunas revisiones existentes como Ventosa et al. (2005), Dyrner y Larsen (2001) o Linares (1999), y concentrarnos aquí en la revisión de modelos en los que se incorporan los aspectos medioambientales específicos para el estudio.

La literatura existente acerca del modelado de la operación y la inversión en sistemas eléctricos sujetos a regímenes de comercio de emisiones es muy amplia. La gran mayoría de las simulaciones se han llevado a cabo con modelos de gran tamaño en los que se combinan aspectos económicos, energéticos y medioambientales, y de los que se puede encontrar una revisión muy extensa en Huntington y Weyant (2004). En cuanto a aplicaciones específicas, podemos citar los trabajos de McKibbin et al. (1999), Criqui y Viguier (2000), Viguier et al. (2003) o Barreto y Kypreos (2004). Sin embargo, estos modelos cubren generalmente de forma amplia muchas regiones y sectores, y por tanto no son capaces de proporcionar resultados específicos para el sector eléctrico, que es el objetivo de este estudio. Por tanto, hacen falta modelos más detallados.

Respecto al modelado detallado del sector eléctrico bajo sistemas de comercio de emisiones, ya se han realizado algunos trabajos en Estados Unidos sobre la aplicación de la *Clean Air Act* (véase Hobbs 1993), y recientemente en Europa, Morthorst (2001), Hindsberger et al. (2003) o Jensen y Skytte (2003) han analizado el impacto específico del comercio de emisiones de CO₂ en el sector eléctrico de los países nórdicos, especialmente teniendo en cuenta, como en nuestro estudio, su interacción con mecanismos de promoción de renovables. El problema de estos modelos es que no son capaces de representar adecuadamente mercados eléctricos en condiciones de competencia imperfecta, como es el caso de España, Alemania u otros países europeos.

Sólo se han encontrado dos estudios en los que se modela un mercado oligopolista bajo sistemas de comercio de emisiones, Nagurney et al. (1997) y Nagurney y Dhanda (2000). Sin embargo,

son demasiado generales e incapaces de manejar las especificidades técnicas del sector eléctrico. Debido a ello, y para proporcionar estimaciones realistas de los precios eléctricos, de la inversión en nuevas tecnologías, o de los costes y beneficios para empresas y consumidores, en el seno de este estudio se ha desarrollado un nuevo modelo de expansión de la generación para el mercado eléctrico oligopolista, el modelo ESPAM. Este modelo presenta algunas características que idealmente proporcionarían mejores estimaciones que los modelos ya comentados sobre las consecuencias de las políticas medioambientales en los mercados eléctricos, como son:

- el sector eléctrico se modela en gran detalle, proporcionando de esta forma información útil y más realista sobre el impacto de las políticas en las distintas empresas y tecnologías;
- al contrario que la mayoría de los modelos, el nuestro tiene en cuenta la estructura oligopolista del sector, lo que produce distintos resultados en cuanto a la incorporación del precio del permiso de emisión en el precio de la electricidad, comparado con la situación de competencia perfecta;
- aunque la mayoría de los modelos utilizan un precio del permiso de emisión exógeno, el nuestro lo produce endógenamente, lo que proporciona mayor riqueza al análisis, y
- el modelo no es estático, sino que simula la expansión de la generación eléctrica, por tanto ofrece una visión de los efectos futuros en los precios y las tecnologías, y la reacción de las empresas.

3.2. Modelado

3.2.1. Introducción

En este apartado se va a realizar la descripción del modelo que se ha implementado para la representación del mercado eléctrico en condiciones de competencia imperfecta, este modelo es el que se ha utilizado para llevar a cabo los estudios desarrollados dentro del marco de este proyecto.

En un primer apartado se describen la estructura y las características generales del modelo que se ha desarrollado. En la descripción se detalla el método empleado para la obtención del equilibrio de mercado, también se especifican las hipótesis que se han considerado para el desarrollo del modelo y las características generales del modelo eléctrico. En el último apartado de este capítulo se realiza una descripción detallada de la formulación del modelo, se desarrollan y describen las ecuaciones que se han utilizado para la representación del sistema eléctrico, así como las empleadas para el modelado de los diferentes mecanismos de promoción de las energías renovables que se han considerado.

3.2.2. Descripción del modelo

3.2.2.1. Estructura general

El modelo que se ha desarrollado en este proyecto se basa en la representación de un sistema eléctrico bajo el marco de diferentes políticas medioambientales europeas. La incorporación de esas políticas, y en especial la incorporación del mercado de derechos de emisión, hace que deba representarse la interrelación entre las diferentes estructuras de mercado.

La representación del sistema eléctrico incorporará el efecto de comportamiento oligopolista de los agentes productores, lo que es razonable a la vista de los índices elevados de concentración horizontal que tienen lugar en los estados miembros de la Unión Europea y a la limitada capacidad de algunas de las interconexiones.

En relación con el mercado de derechos de emisión, el modelo considera que los participantes en este mercado son las compañías eléctricas y el resto de sectores que marca la Directiva Europea de Comercio de Emisiones. Dentro de este mercado también participa el Gobierno de cada país que es el ente encargado de establecer el límite máximo de derechos. Este mercado es modelado bajo la hipótesis de mercado de competencia perfecta. El precio del derecho se establecerá mediante el corte de la curva de la oferta con la curva agregada de demanda de permisos (suma de las demandas de cada empresa para cada

precio del permiso, basada en los costes marginales de reducción de emisiones).

El enfoque desarrollado en este modelo consiste en la interconexión del mercado de permisos de emisión con la resolución del equilibrio del mercado eléctrico, de forma que se resuelvan simultáneamente ambos equilibrios.

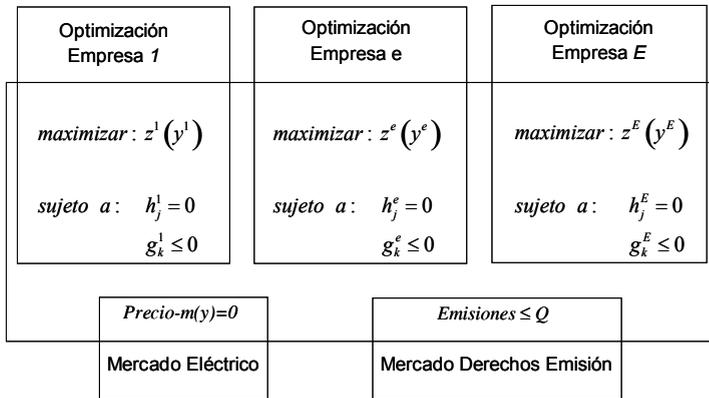
La estructura del modelo corresponde con la realización de varias optimizaciones simultáneamente (maximización de los beneficios para cada empresa). Estos problemas de optimización están ligados a través del precio del mercado, suponiéndose en este modelo que la demanda total en cada nivel de carga es una función lineal del precio.

La relación entre el mercado de derechos de emisión y los problemas de optimización de cada una de las empresas se lleva a cabo mediante la restricción de emisiones totales del conjunto de las empresas.

A continuación se representa la estructura general del modelo mediante el esquema 3.1, donde:

- z : beneficio de cada empresa $e \in [1, \dots, E]$
- y : variables de decisión
- h, g : restricciones de cada empresa
- m : función del precio de mercado
- Q : límite total de emisiones

ESQUEMA 3.1: Equilibrio de mercado



Este equilibrio de mercado puede formularse mediante un problema complementario mixto (MCP), el cual quedaría representado mediante las condiciones de optimalidad o de Karush-Kuhn-Tucker. Las condiciones de optimalidad están formadas por tres conjuntos de ecuaciones: gradiente del lagrangiano respecto a las variables de decisión igual a cero, gradiente del lagrangiano respecto a las variables duales (λ) de las restricciones de igualdad y condiciones de complementariedad de holguras asociadas a las restricciones de desigualdad (g). El equilibrio de mercado podría representarse según el esquema 3.2, donde:

- \mathcal{L} : función de Lagrange del problema de optimización de la empresa $e \in [1, \dots, E]$
- y : variables de decisión
- λ, μ : variables duales asociadas a las restricciones h, g
- m : función del precio de mercado
- Q : límite total de emisiones

ESQUEMA 3.2: Equilibrio de mercado mediante problema complementario

Condiciones Optimalidad KKT - Empresa 1	Condiciones Optimalidad KKT - Empresa e	Condiciones Optimalidad KKT - Empresa E
$\nabla_y \mathcal{L}^1(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^1}{\partial y^i} = 0$ $\nabla_\lambda \mathcal{L}^1(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^1}{\partial \lambda_j^i} = h_j^i = 0$ $\mu_i^1 \cdot g_i^1 = 0 \quad g_i^1 \leq 0 \quad \mu_i^1 \leq 0$	$\nabla_y \mathcal{L}^e(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^e}{\partial y^i} = 0$ $\nabla_\lambda \mathcal{L}^e(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^e}{\partial \lambda_j^e} = h_j^e = 0$ $\mu_i^e \cdot g_i^e = 0 \quad g_i^e \leq 0 \quad \mu_i^e \leq 0$	$\nabla_y \mathcal{L}^E(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^E}{\partial y^i} = 0$ $\nabla_\lambda \mathcal{L}^E(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial \mathcal{L}^E}{\partial \lambda_j^E} = h_j^E = 0$ $\mu_i^E \cdot g_i^E = 0 \quad g_i^E \leq 0 \quad \mu_i^E \leq 0$
<i>Precio-m(y)=0</i>		<i>Emisiones ≤ Q</i>
Mercado Eléctrico		Mercado Derechos Emisión

Este modelo determina la operación, inversión, compra de permisos y precios de la electricidad y del permiso de emisión que satisfacen las condiciones de optimalidad de primer orden de todas las empresas y del mercado de derechos de emisión.

3.2.2.2. Características generales

A continuación se realizará una descripción de las características del modelo que se desarrollará en los siguientes apartados.

Se trata de un modelo determinista, lo que implica que trabajará con un escenario único y que el estudio de la incertidumbre en los parámetros de entrada debe hacerse bajo la realización de la ejecución de diferentes escenarios y realizando diferentes análisis de sensibilidad.

Se trabaja bajo la hipótesis simplificadora de nudo único, es decir, no se considera la red de transporte ni la situación geográfica de las diferentes centrales ni de los centros de consumo.

El modelo, como se ha comentado con anterioridad, considera la operación y la expansión de la generación eléctrica. Se tendrán en cuenta las variables que rigen el funcionamiento del sistema eléctrico en su operación y a su vez las que se utilizan para modelar las inversiones a realizar en el futuro para la instalación de nuevas centrales.

La formulación mediante el problema complementario exige que las variables utilizadas deban ser continuas. Este aspecto se podría considerar como una desventaja de este tipo de formulación, ya que la construcción de centrales debería ser modelada mediante variables discretas. Sin embargo, se considera que la pérdida de precisión en la solución por no utilizar variables discretas no es significativa en comparación con los numerosos factores de incertidumbre que aparecen en un modelo de expansión de la generación a largo plazo como el presente.

Los datos de los que parte el modelo son:

- definición de la estructura temporal (periodos, subperiodos y bloques de carga);
- curva de demanda eléctrica;
- características de las centrales;
- asignación de las centrales a las empresas;
- pendiente de la oferta de las empresas, y
- datos relacionados con los diferentes mecanismos de promoción de las energías renovables (primas, mercado de derechos de emisión y certificados verdes).

Una vez determinados estos datos se estará en disposición de poder llevar a cabo diferentes ejecuciones, obteniéndose del modelo diferentes resultados relacionados con:

- variables de operación del sistema;
- variables de inversión, y
- precio de la electricidad (combinación de la curva de demanda y de la producción) y precio del permiso de emisión.

3.2.2.3. Características del sistema eléctrico

A continuación se van a definir los principales aspectos que caracterizan el sistema eléctrico en este modelo.

Demanda eléctrica

Se representa mediante la determinación de un punto inicial de demanda (cantidad y precio) y la pendiente de la recta que aproxima la curva de demanda, es decir:

$$D = D_0 - \frac{(\pi - \pi_0)}{d'} \quad (3.1)$$

Siendo:

D : demanda eléctrica (MW).

D_0 : valor de la demanda para precio dado (MW).

d' : pendiente de la demanda [(c€/MWh)MW].

π : precio (c€/MWh).

π_0 : precio dado (c€/MWh).

Oferta de las empresas

La representación del comportamiento de las empresas se lleva a cabo por medio de las variaciones conjeturales, las cuales representan la pendiente de las ofertas de cada una de las empresas. Para obtener esta pendiente se debe realizar un análisis de los datos históricos de la curva de oferta de las empresas en su punto de casación.

Las unidades de esta derivada del precio frente a la potencia de la empresa serán [(c€/MWh)MW].

Tecnologías

Dentro de este modelo se consideran tres conjuntos de tecnologías:

- centrales existentes: se trata del conjunto de centrales que están instaladas en el año de inicio de la ejecución y dicho conjunto engloba tanto a centrales nucleares, como térmicas y energías renovables. Estas centrales vienen caracterizadas por su coste variable, su coeficiente de emisiones de CO₂, su potencia máxima junto con su coeficiente de utilización y por su prima (en el caso de las tecnologías renovables existentes);
- centrales nuevas: dentro de este conjunto de centrales se encuentran las centrales que podrán ser instaladas en un futuro. La caracterización de estas centrales es similar a las centrales existentes, con la consideración añadida del coste de inversión, y
- centrales hidráulicas, representan a las centrales regulables, las centrales de bombeo y a la generación hidráulica fluyente. Las centrales regulables vienen caracterizadas por su potencia máxima y por la energía que representa su reserva inicial, su reserva máxima y las aportaciones hidráulicas que reciben. Las centrales de bombeo se caracterizarán por su potencia máxima, la energía que representa su reserva máxima y por el coeficiente de rendimiento del ciclo bombeo-turbinación. En cuanto a las centrales fluyentes cabe decir que se representan por su potencia fluyente.

3.2.2.4. *Incorporación de los mecanismos de promoción de energías renovables*

En este apartado se va a describir la forma en la que se realiza la incorporación de cada uno de los mecanismos de promoción de energías renovables en el modelo.

Primas

El modelado de la prima se realizará mediante la incorporación de un término adicional en la función objetivo del modelo. Ese término representará el ingreso adicional debido al establecimiento de la prima y se basará en el producto del valor de la prima por la producción en cada una de las tecnologías primadas, tanto para las centrales existentes como para las nuevas.

Certificados verdes

Para llevar a cabo la incorporación del mecanismo de certificados verdes dentro del modelo, habrá que establecer un mercado paralelo al mercado de electricidad. En este mercado paralelo de certificados verdes participarán el conjunto de todas las energías renovables consideradas dentro del sistema de certificados verdes y se deberá satisfacer la cantidad de generación renovable que establezca el regulador.

Este mercado de certificados verdes se basará en un problema de minimización de costes de la generación renovable, ya que se supone que el número y tamaño de productores que participan en el mercado de certificados verdes permite considerarlo como un mercado perfectamente competitivo. En este mercado la producción de energía renovable que el regulador establezca como nivel a alcanzar se podrá modelar como la demanda a satisfacer o como una restricción de energía generada mínima.

Mercado de derechos de emisión

El modelado del mercado de derechos de emisión dentro del modelo del sistema eléctrico es el mecanismo más complejo a incorporar.

Debido a la estructura que tiene este mercado de emisiones, el sector eléctrico no está aislado del resto de los sectores que participan en este mercado. Este vínculo viene establecido por el límite para alcanzar una reducción a nivel estatal de las emisiones de gases de efecto invernadero para el periodo 2008-2012, respecto a los niveles de 1990. La relación entre el sector eléctrico de un país con el conjunto de los demás sectores que, según la Directiva, participarán en el mercado de derechos de emisión, vendrá establecida por el precio del derecho de emisión. Dicha relación se basa en que la reducción/incremento de emisiones que consigan los demás sectores va a determinar el aumento/disminución que vaya a poder tener el sector eléctrico español, ya que para que algún sector pueda comprar/vender derechos de emisión debe de haber otro que se los venda/compre.

Para la valoración económica de la tonelada de CO₂ se ha acudido a distintos estudios internacionales que han estimado el valor que tomarán los derechos de emisión de dióxido de carbono. El

estudio empleado es el modelo PRIMES, modelo desarrollado por la Universidad de Atenas y que es empleado como modelo de referencia por la Comisión Europea para estudios medioambientales (Capros et al. 2001). Este modelo trabaja únicamente con derechos de emisión y sólo a nivel de la Unión Europea, es decir, no se contemplan los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto ni el comercio de emisiones con otros países. La introducción de ambas opciones en la Directiva Europea sobre el Comercio de Derechos de Emisión, hará bajar el precio del permiso del CO₂. La forma de emplear el modelo PRIMES dentro del modelo eléctrico consiste en la incorporación de la curva obtenida de representar en el eje de abscisas la reducción de emisiones de CO₂ (toneladas de CO₂) de los sectores del país que estén incluidos en la directiva europea excepto el sistema eléctrico de dicho país, y en el eje de ordenadas el coste que tendría alcanzar dicha reducción (€/t CO₂).

Otra consideración importante para llevar a cabo el modelado del mercado de derechos de emisión es el objetivo de reducción de emisiones, el cual se considera exclusivamente en términos de CO₂ sin los demás gases de efecto invernadero. Se obliga a que la reducción marcada por el país se alcance con el CO₂, lo cual es coherente con lo establecido por la Directiva.

Además de la introducción en el modelo de la curva del coste de reducción de emisiones, mencionada con anterioridad, debe ser considerada una restricción adicional. Esa restricción adicional será denominada *ecuación de balance de emisiones* y establecerá el equilibrio entre la cantidad de emisiones de todos los sectores que participan en el mercado de derechos de emisión y el objetivo establecido como nivel máximo de emisiones:

$$Emisiones_{\text{resto_sectores}} + Emisiones_{\text{eléctrico}} = \text{Objetivo Emisiones}$$

La formulación matemática del modelo se ubica en el Anexo.

4. Análisis de las interacciones entre el apoyo a las energías renovables, el comercio de emisiones y los mercados eléctricos

4.1. Las interacciones desde el punto de vista teórico

En el capítulo 2 ya se analizaron los principales efectos sobre los mercados eléctricos de los sistemas de apoyo a las energías renovables y del comercio de emisiones por separado. Sin embargo, los efectos de su interacción no son triviales, pudiendo producirse en ocasiones incluso efectos contraintuitivos, como se verá posteriormente.

Así, ambos instrumentos pueden ser utilizados para lograr el mismo objetivo: el apoyo a las energías renovables contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂, al aumentar la participación relativa de éstas en el *mix* de producción eléctrica, y por otra parte, un sistema de comercio de emisiones de CO₂ (con el precio implícito para las emisiones) promueve en cierta medida una mayor penetración de las energías renovables, ya que reduce el diferencial de coste existente entre las energías convencionales y las renovables.

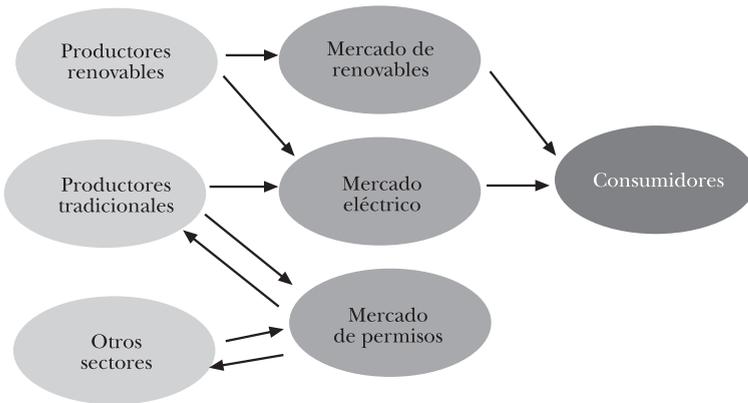
Por tanto, sería deseable que, dado que muchos países europeos utilizan ambos instrumentos, esta utilización fuese lo más coordinada posible, para tratar de alcanzar los objetivos buscados al menor coste para la sociedad y para el medio ambiente y todo ello de manera que se transmitiesen al mercado, en el que descansan ambos instrumentos, las señales correctas.

Comenzaremos el análisis representando en el esquema 4.1 las relaciones existentes entre los instrumentos.

Como se puede observar, los productores renovables participan en el mercado eléctrico y también en el mercado de renovables, entendiendo como tal el sistema por el cual se genera un precio adicional para estas energías, sea mediante intercambio de

certificados verdes o primas. Los productores tradicionales van al mercado eléctrico, y también al mercado de permisos de CO₂, donde compran y venden los permisos necesarios para emitir. En este mercado también participan otros sectores económicos (en el caso europeo, el resto de sectores industriales). Por último, los consumidores acuden al mercado eléctrico a comprar su electricidad y al mercado de renovables a pagar el extracoste por dicho tipo de energía. Por tanto, todos los instrumentos están conectados a través de unos u otros mercados, y el coste final para el consumidor depende de la interacción de todos ellos. Veamos, en primer lugar, el impacto por separado de cada uno de los instrumentos en los distintos mercados.

ESQUEMA 4.1: Relaciones entre el comercio de emisiones, promoción de renovables y mercado eléctrico



Pero antes de comenzar, es necesario señalar que en este análisis sólo se consideran aquellos efectos detectables por los modelos de simulación, y que básicamente no incluyen consideraciones de riesgo de inversión, aprendizaje tecnológico o similares. Esto, por otra parte, permite que las conclusiones aquí expuestas sean válidas tanto para instrumentos de precio (impuestos al CO₂ o primas a las renovables) como para instrumentos de cantidad (sistemas de comercio de emisiones o certificados verdes), y por tanto, de aquí en adelante, consideraremos ambos tipos de instrumentos como equivalentes en cuanto a sus impactos sobre el

mercado sin pérdida de generalidad, aunque en la práctica no lo sean como ya se ha analizado en el capítulo 2.

4.1.1. Impacto del comercio de emisiones

Como ya se vio en el capítulo 2, el comercio de emisiones (o más bien, la limitación a las mismas en que está basado) produce un aumento del precio de la electricidad (véase el esquema 2.3), que a su vez produce un aumento del coste para el consumidor en todos los casos. Este incremento depende del marco regulatorio: en mercados marginalistas el aumento siempre será mayor que en mercados basados en coste de servicio. Como ya se ha comentado, este aumento en mercados marginalistas se debe en parte a la existencia de los *windfall profits*, que por otra parte, en teoría, constituyen una señal correcta a largo plazo para la inversión en equipo generador con menores emisiones de CO₂ (salvo que los estén recibiendo tecnologías ya agotadas).

Por otra parte, este aumento de precio de la electricidad supone también un descenso del precio del certificado verde (o prima) correspondiente, ya que hay que recordar que el certificado es la diferencia entre el coste marginal de la tecnología renovable y el precio del mercado eléctrico. Si el precio del mercado aumenta, el precio del certificado se reduce.

Por último, un aumento de la reducción exigida de emisiones (una reducción del número de permisos) supone un incremento del precio del permiso, con el consiguiente aumento del precio de la electricidad y la reducción del precio del certificado. En el límite, una reducción muy alta de las emisiones podría dar lugar a un precio del permiso tan alto que permitiera a las energías renovables entrar en el mercado eléctrico sin necesidad de pagos compensatorios (y por tanto sin necesidad de establecer un sistema de promoción específico). Sin embargo, como se verá posteriormente, este caso no es frecuente, por cuanto existen generalmente muchas opciones de reducción de emisiones más baratas que las energías renovables.

Es importante señalar que, al contrario de lo que defienden algunos autores (Morthorst 2001), estos efectos no dependen del sistema de asignación de los permisos, ya que la única consecuencia de la asignación de estos es una redistribución de los ingresos

y costes entre las empresas y la sociedad, pero no el cambio en el coste del permiso (y por tanto en el coste de la electricidad o del certificado verde).

4.1.2. Impacto de la promoción de las energías renovables

Los instrumentos de promoción de las energías renovables tienen un efecto ambiguo sobre los costes de la electricidad para el consumidor final. Como ya se comentó en el capítulo 2, estos instrumentos suponen un extracoste para el consumidor, al tener que subvencionar energías más caras como las renovables. Pero a la vez, al necesitarse menos energía convencional, el precio de la electricidad disminuye. El efecto global sobre el coste al consumidor dependerá de la cuantía del extracoste (que a su vez depende del diferencial de coste con las energías convencionales y de la pendiente de la curva de oferta de las renovables) y de la cuantía de la disminución del precio de la electricidad (que depende de la pendiente de la curva de oferta de electricidad, y también del sistema de retribución —marginalista o por coste de servicio—).

En este sentido puede tener una cierta importancia la coexistencia con un mercado de emisiones de CO_2 , ya que éste causa un desplazamiento de la curva de oferta de electricidad, que puede modificar la relación entre coste y beneficio.

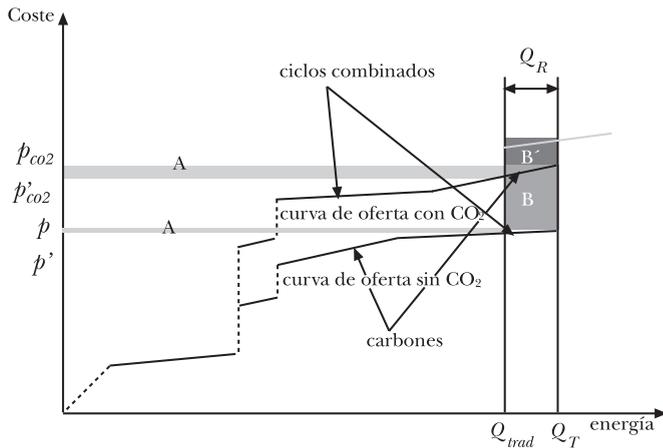
En el esquema 4.2 (similar al esquema 2.6) se muestra una posible situación para el mercado eléctrico español. En ésta se representa el mercado eléctrico en dos ejes (coste/precio y cantidad de energía eléctrica intercambiada en el mercado). Se muestran dos curvas de oferta (correspondientes a las curvas de costes marginales de las distintas tecnologías de generación eléctrica), antes y después de imponer un impuesto (real o implícito) al CO_2 . Al introducir un coste para el CO_2 los ciclos combinados de gas (el tramo 2 menos pendiente de la curva de oferta) adelantan al carbón (tramo 1) en el orden de mérito. Por otra parte, la curva se desliza hacia arriba al incorporar en los costes de producción el coste de la emisión de CO_2 .

En la parte derecha del esquema 4.2 se muestra la cantidad de renovables promovida en el sistema (Q_R), que, como ya se comentó en el capítulo 2, supone una reducción de la energía eléctrica

intercambiada en el mercado eléctrico y por tanto una reducción del precio de dicho mercado.

La interacción de los dos efectos (reducción de CO₂ y promoción de renovables) hace más favorable la introducción de renovables en el sistema: como se puede observar, debido a la mayor pendiente de la oferta de los carbones que la de la oferta de ciclos combinados, la disminución de los costes de la electricidad *tradicional* (A') causado por la introducción de energías renovables en el sistema y la reducción consiguiente del precio del mercado eléctrico (de p_{co_2} a p'_{co_2}) es mayor que en el caso sin CO₂ (A), y el extracoste de la promoción de las renovables es menor (B' frente a B), por lo que parece que en una situación como la descrita, el régimen de comercio de emisiones hace más favorable una mayor introducción de renovables desde el punto de vista del coste al consumidor.

ESQUEMA 4.2: Efecto sobre los costes y beneficios de la promoción de renovables de un impuesto al CO₂



Este efecto también depende de la cantidad de renovables promovida. Cuanto mayor sea ésta, mayor será el coste de la tecnología renovable en el margen, y por tanto mayor será el precio del certificado o de la prima necesaria, y a su vez mayor será el extracoste.

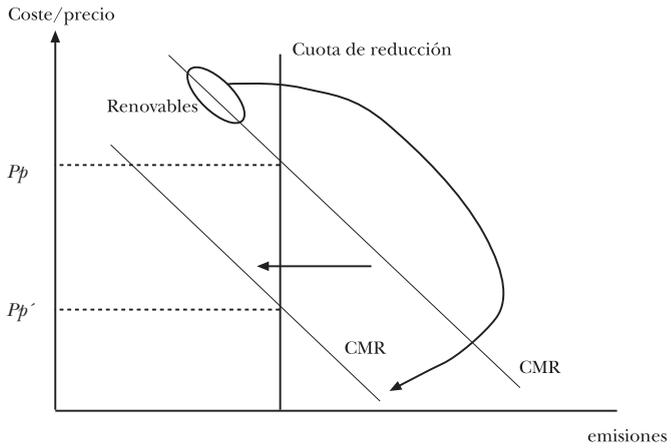
Un incremento de la participación de las energías renovables también puede tener efectos sobre el precio del permiso de emi-

sión de CO₂, dependiendo del tamaño del mercado de permisos. Si el mercado es muy grande (como se espera bajo el Protocolo de Kyoto) este efecto será mínimo, ya que la promoción de renovables en un país o región no será suficiente como para afectar al precio del permiso. En cambio, si el régimen de comercio de emisiones tiene un carácter limitado, las energías renovables sí pueden influir. Esta influencia se debe al hecho de que, al entrar más energías no emisoras como las renovables en el sistema, es más barato para el mismo lograr una misma cantidad de reducción, y por tanto baja el precio del permiso. A su vez, esto puede suponer una bajada del precio de la electricidad (y por tanto del coste para el consumidor).

Esta situación puede observarse en el esquema 4.3, en la que se indica el mercado de permisos de emisión en unos ejes coste/precio y emisiones. En él se muestra como las energías renovables, que habitualmente están situadas en la parte superior de la curva de costes marginales de reducción de CO₂ (ya que generalmente suponen una opción bastante cara de reducción de emisiones frente a otras posibilidades), al ser primadas por otras vías, cambian de posición en la curva y por tanto la desplazan. En efecto, al primarse a las renovables, su coste marginal disminuye, y por tanto se desplaza la curva de costes marginales de reducción de CO₂ hacia la izquierda (ya que ahora las renovables tienen un coste marginal de reducción nulo o más pequeño). Esto hace que el coste marginal de reducción para alcanzar la cuota de reducción de emisiones exigida disminuye, y lo mismo sucede con el precio del permiso (que pasa de pp a $p'p$).

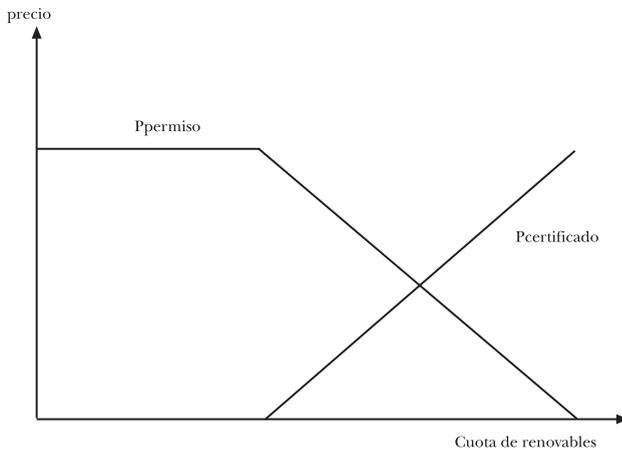
Esta situación es peculiar, por cuanto los productores renovables están compensando su mayor coste frente a las energías convencionales por dos vías: una parte la recuperan por el precio del permiso de emisión, y otra parte por el precio del certificado verde. Si se diera la situación en que fueran las energías renovables las que determinaran el coste marginal de reducción se podría dar una situación de indeterminación en el equilibrio, en la cual los productores renovables podrían optar entre recuperar sus costes de forma variable entre el mercado de certificados verdes y el mercado de permisos de emisión.

ESQUEMA 4.3: Efecto de la promoción de renovables en el precio del permiso de CO₂



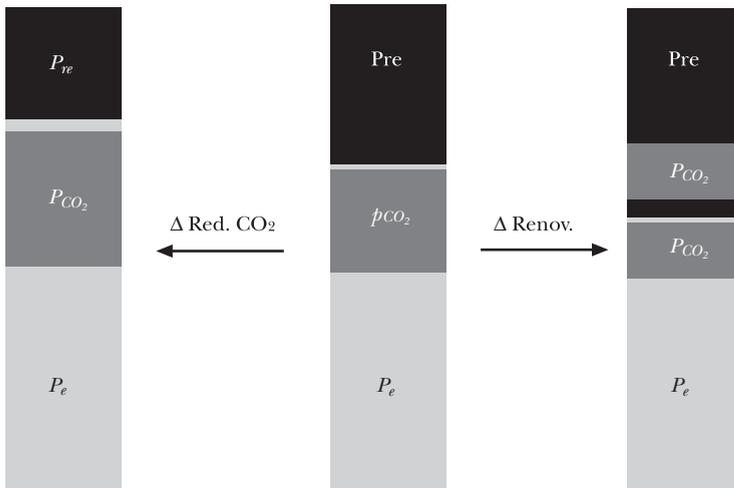
Así, y como muestra el esquema 4.4, a medida que aumenta la cuota de renovables, en un mercado reducido de permisos de emisión, el precio del certificado aumenta y el precio del permiso de emisión disminuye. Los costes para los consumidores se reducen, al igual que los beneficios de las empresas (al bajar los *windfall profits*).

ESQUEMA 4.4: Efecto de la promoción de renovables en el precio del permiso de emisión y del certificado verde



En resumen, un aumento de la cuota de renovables supone un aumento del precio del certificado verde y, en mercados pequeños, una disminución del precio del permiso de emisión (esto también se puede interpretar como que una parte del precio del permiso pasa a formar parte del precio del certificado). Un aumento de la reducción de CO₂ supone un aumento del precio del permiso y una disminución del precio del certificado verde. Esto se puede ver de forma sintética en el esquema 4.5 desde el punto de vista de cómo recibe sus ingresos el productor de energías renovables.

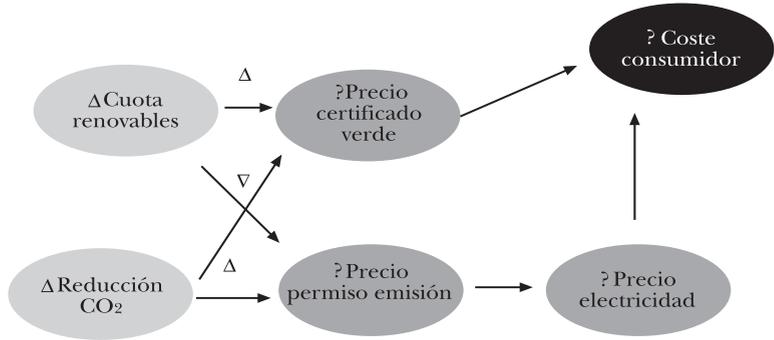
ESQUEMA 4.5: Efecto de la promoción de renovables y reducción de CO₂ desde el punto de vista del productor renovable



Así pues, vemos que los dos instrumentos analizados interactúan entre sí, dando lugar a efectos no fácilmente determinables en el coste al consumidor, los precios de la electricidad, o los precios de certificados verdes y permisos de emisión, tal como muestra el esquema 4.6, en la que se observa que no es posible determinar ni el signo ni la cuantía de la variación en el precio de la electricidad ni en el coste del consumidor cuando intervienen los dos instrumentos y el mercado de permisos es pequeño (si el mercado de permisos es lo suficientemente grande, los instrumentos de promoción de renovables no intervienen en él

y por tanto sólo hay influencia del mercado de permisos en el de renovables).

ESQUEMA 4.6: Efecto combinado de la promoción de renovables y reducción de CO₂



Los productores de energías renovables (y el desarrollo de éstas) no se verían afectados por la interacción, ya que en cualquier caso percibirían el coste marginal de largo plazo si se utilizan certificados verdes o la prima necesaria. Sin embargo, el resto del sector eléctrico sí se ve afectado, al variar el precio de la electricidad, y lo mismo pasa con los consumidores. Por tanto, parece necesario este análisis.

Algunos estudios (Amundsen y Mortensen 2001; Jensen y Skytte 2003; Boots 2003) han analizado estas interacciones desde un punto de vista teórico.

Amundsen y Mortensen (2001) analizan la interacción desde el punto de vista de los productores de renovables, y afirman que, bajo un régimen de comercio de emisiones, los precios de la electricidad aumentan, pero los precios de los certificados disminuyen proporcionalmente menos, por lo que hay una transferencia de rentas de los productores renovables a los convencionales, y por tanto se desincentiva la instalación de energías renovables.

Jensen y Skytte (2003) concluyen que, bajo determinadas condiciones, es posible identificar las soluciones que minimizan los costes para el consumidor: cuando un aumento de la cuota de renovables supone una disminución de costes, entonces es posible

encontrar combinaciones de ambos instrumentos que minimizan el coste, que en la mayoría de los casos suponen utilizar exclusivamente la cuota de renovables.

De esta forma, se puede producir un resultado contraintuitivo, y es que sea más barato reducir emisiones mediante la promoción de energías renovables (debido a la reducción que esto puede producir en el coste de la electricidad al consumidor), aun sabiendo que las tecnologías renovables, en cuanto a reducción de CO₂, son mucho más caras que otras (como por ejemplo los ciclos combinados o medidas de ahorro y eficiencia energética). Esta aparente paradoja se debe a la existencia de *windfall profits* asociados al régimen de comercio de emisiones, y por tanto es más probable su existencia a corto plazo (si el regulador no los expropia para centrales existentes), ya que a largo plazo estos mismos *windfall profits*, si están bien ajustados, darán la señal correspondiente al mercado para que evolucione hacia un *mix* de producción eléctrica con menores emisiones.

En cualquier caso, hay que señalar que ambos estudios consideran únicamente el sector eléctrico, y por tanto suponen que el mercado de permisos es pequeño y asociado a éste, lo cual evidentemente resulta en una repercusión de la promoción de renovables en el mercado de permisos mucho mayor que la real.

A continuación se va a analizar hasta qué punto estos resultados teóricos se mantienen en las simulaciones sobre datos reales. Este tipo de ejercicio ya se ha realizado para el mercado eléctrico nórdico (Hindsberger et al. 2003), con los siguientes resultados:

- los precios *spot* del mercado eléctrico decrecen entre un 10 y un 15% cuando aumenta la proporción de renovables hasta un 25%, pero el coste para el consumidor aumenta hasta un 60%;
- el comercio de emisiones (suponiendo un precio del permiso de 18 €/t) aumenta los precios *spot* hasta un 50%;
- los precios de los certificados aumentan hasta 50 €/MWh si se pretende cumplir los objetivos de reducción de CO₂ sólo con renovables;

- el aumento de la cuota de renovables aumenta el precio del certificado verde y reduce el del permiso de emisión, y
- hay una cierta combinación de cuota de renovables y reducción de CO₂ que logra minimizar los costes para el consumidor (tal y como se predice en Jensen y Skytte 2003), aunque no es muy significativa.

Sin embargo, como se comentó en el capítulo de modelado, en este estudio se pretende aportar mayor riqueza al análisis, al considerar situaciones oligopolistas, al incluir la reacción de otros sectores no eléctricos en el mercado de permisos, y al tener en cuenta efectos a largo plazo en la inversión en el sector. Los resultados obtenidos bajo estas condiciones se muestran en el apartado siguiente.

4.2. Análisis de casos

En primer lugar, se ha definido un caso base o de referencia para el análisis propuesto. Como ya se ha explicado anteriormente, este caso se ha centrado en el mercado eléctrico español ya que el considerar todo el mercado eléctrico europeo presentaba numerosas dificultades. A continuación se ha definido un conjunto de casos que añaden distintas políticas medioambientales sobre dicho caso base para poder analizar los efectos de éstas sobre los indicadores económicos y medioambientales del sector eléctrico.

4.2.1. Caso base

Este caso de referencia consiste en una simulación de la operación e inversión en el mercado eléctrico español, bajo condiciones oligopolistas, y en ausencia de mecanismos de promoción de energías renovables y de un régimen de comercio de emisiones de CO₂. Cabe destacarse que las primas existentes en la actualidad para las energías renovables existentes sí han sido consideradas para la realización del caso base, pero no se ha considerado ningún tipo de incentivo para la generación renovable futura. Los parámetros básicos que han sido empleados en este caso base son los que se describen a continuación.

4.2.1.1. Horizonte temporal

La simulación se ha realizado para un horizonte temporal de 23 años (2005-2027). Debido al denominado *efecto cola* o imposibilidad de valorar los flujos de caja después del último año de simulación, se crean distorsiones en los últimos años de simulación. Para evitar ese efecto solamente se consideran válidos los primeros 16 años (2005-2020), desechando los últimos siete años.

Para la caracterización del mercado eléctrico, cada uno de estos años (periodo) está desagregado en un único subperiodo y en cinco niveles de carga (superpunta, punta, llano, valle, supervalle). La duración de estos bloques de carga se define en el siguiente apartado relacionado con la demanda.

Para el posterior modelado del mercado de derechos de emisión se ha realizado una desagregación en lo que se ha denominado superperiodos, cada uno de los cuales engloba un conjunto de años que se corresponde con los periodos marcados en la Directiva Europea de Comercio de Emisiones. El primer superperiodo corresponde al conjunto de años 2005-2007 y los siguientes superperiodos están formados por ciclos de cinco años consecutivos (2008-2012, 2012-2016...).

4.2.1.2. Demanda

Para el establecimiento de la demanda se parte del dato de la demanda para un precio dado en cada subperiodo y en cada nivel del primer año de simulación. Los datos relativos a la duración de cada subperiodo, a la demanda y al precio inicial se muestran en el cuadro 4.1.

CUADRO 4.1: Demanda y precio inicial por subperiodo

	n1	n2	n3	n4	n5
Duración (horas)	192	1.118	3.037	2.666	1.747
Demanda año 1 D_0 (MW)	31.642	29.898	26.803	21.987	17.691
Precio P_0^0 (€/MWh)	43,63	39,85	35,76	22,72	17,19
Energía (GWh)	6.075	33.425	81.400	58.617	30.906

La pendiente de la curva de la demanda se ha considerado 60 c€/MWh·MW y la tasa de crecimiento anual de la demanda

que se ha considerado es de 2,5%, por lo que el precio inicial dado para cada uno de los años de simulación puede calcularse mediante la expresión:

$$P_n^0 = D_0 \cdot (1 + 0,025)^{n-1} \cdot \text{Elasticidad}$$

4.2.1.3. Estructura empresarial

En este análisis se han representado las seis empresas principales que están operando en la actualidad en el sector eléctrico español, una empresa adicional que representa a los nuevos entrantes y por último también se ha considerado una empresa que engloba el régimen especial (productores de energía renovable) que existía en España a finales del año 2004. Este último aspecto no es correcto en realidad, ya que las seis empresas principales tienen mucha generación especial. Sin embargo, la separación permite identificar algunos efectos sobre las renovables.

Las empresas grandes vienen caracterizadas por su pendiente de oferta, la cual representa la variación del precio frente a la potencia generada por la empresa (o dicho de otro modo, la capacidad de la empresa de actuar sobre el precio de mercado mediante modificaciones de la potencia ofertada). Estos valores se han obtenido del estudio de los históricos de oferta de las empresas de García Alcalde et al. (2002).

4.2.1.4. Tecnologías de generación

Los grupos de generación se han agrupado por empresa y tecnología, por lo que se supone que cada empresa posee únicamente un grupo de cada una de las tecnologías que tenga en su parque un generador real. Dentro de la agrupación tecnológica puede diferenciarse entre las tecnologías existentes y las tecnologías nuevas que pueden ser instaladas.

Las tecnologías existentes que se han considerado pertenecen a la generación térmica, hidráulica y renovable del parque de generación español. Las tecnologías consideradas son: nuclear (NCL), hulla nacional (HLL), lignito pardo (LGP), lignito negro (LGN), carbón de importación (CI), fuel-oil (FO), gas natural (GN), ciclos combinados de gas (ECCGT), hidráulica regulable (REG), hidráulica fluyente (FLU), hidráulica de

bombeo (BOMB), biomasa (EBIO), cogeneración (ECOG), minihidráulica (EMINH), eólica (EEOL) y solar (ESOL). Los parámetros de estas tecnologías se definen en los cuadros 4.2, 4.3 y 4.4.

CUADRO 4.2: Parámetros de las tecnologías térmicas existentes

Empresa	Tecnología	Coste variable lineal c€/MWh	Coste variable cuadrático c€/MWh	Potencia instalada MW	Coefficiente emisiones t/MWh
1	NCL-1	330	0,02	3.358	0
	HLL-1	1.500	0,41	1.021	0,95
	CI-1	1.560	0	220	0,90
	FO-1	4.140	0,13	2.337	0,78
	GN-1	3.930	0,35	830	0,79
	CCGT-1	2.173	0,16	1.500	0,40
2	NCL-2	330	0,02	3.641	0
	HLL-2	1.785	0,06	1.462	0,96
	LGP-1	1.845	0,07	1.469	0,99
	LGN-1	1.986	0	1.100	0,93
	CI-2	1.380	0,02	1.712	0,92
	FO-2	4.440	2,12	400	0,77
	GN-2	4.065	0,16	1.543	0,72
	CCGT-2	1.978	0,14	1.200	0,40
3	NCL-3	330	0,03	739	0
	HLL-3	1.530	0,23	1.498	0,90
	LGP-2	1.725	0	583	1,27
	FO-3	4.140	0,74	447	0,76
	GN-3	4.218	0	155	0,99
4	HLL-4	1.881	0,06	544	0,90
	LGN-2	1.788	0,52	400	0,94
	FO-4	3.690	0,35	682	0,76
5	NCL-4	348	0	165	0
	HLL-5	1.470	0,41	1.588	0,92
	CCGT-3	2.554	0	450	0,40
6	CCGT-4	1.978	0,20	800	0,40
Otros	CCGT-5	2.304	0	400	0,40

CUADRO 4.3: Parámetros de las tecnologías hidráulicas existentes

Empresa	REG		FLU		BOMB	
	Potencia máxima (MW)	Aportaciones anuales (GWh)	Potencia fluyente (MW)	Potencia máxima (MW)	Rendimiento turb-bombeo (porcentaje)	Reserva máxima (GWh)
1	3.150	8.930	360	628	70	300
2	2.100	2.839	390	1.409	70	515
3	850	1.538	188	208	70	90
4	475	243	41	340	70	50
5	270	264	38	0	70	0
6	0	0	0	0	70	0
Otros	0	0	0	0	70	0

CUADRO 4.4: Parámetros de las tecnologías existentes renovables

Empresa	Tecnología	Coste variable lineal c€/MWh	Potencia instalada MW	Coefficiente de utilización unitario	Prima c€/MWh	Coefficiente emisiones t/MWh
Régimen especial	EBIO	781	436	0,413	2.919	0
	ECOG	2.887	5.785	0,319	2.128	0,55
	EMINH	0	1.637	0,305	2.946	0
	EEOL	0	7.782	0,211	2.664	0
	ESOL	0	16	0,107	12.020	0

Se destaca que para todas las tecnologías se ha considerado que los costes de operación y mantenimiento variables van incluidos dentro de lo que se llama *coste variable*, por lo que este coste variable engloba el coste de combustible y la parte del coste de operación y mantenimiento que es variable. El término que representa el coste de inversión incluye el coste real de inversión más la parte fija del coste de operación y mantenimiento.

También se debe señalar que en los cuadros 4.2 a 4.5 sobre las tecnologías existentes y nuevas se ha incorporado el dato del coeficiente de emisiones, el cual no es utilizado en el caso base pero sí en el establecimiento del mercado de derechos de emisión. Por lo tanto, se ha incorporado este dato en las siguientes tablas 4.1 a 4.10 para evitar el desarrollo de una gran cantidad de tablas de datos.

Como ya se ha mencionado, el aporte de la energía hidráulica se considera fijado de antemano en función de la hidráulicidad del año. Para este caso base se ha considerado un año medio.

Por *coeficiente de utilización unitario* se entiende aquí la cantidad equivalente de energía producida en relación con la energía teórica que podría producir la potencia instalada si funcionara las 8.760 horas del año. Es decir, es una medida de la energía real que puede aportar cada tecnología al sistema durante el año.

En relación con las nuevas tecnologías que pueden ser instaladas en un futuro se han considerado: ciclo combinado de gas (CCGT), nuclear avanzada (NCLAV), carbón supercrítico (CSC), tres tipos de biomasa (BIO1: cultivos energéticos, BIO2: residuos agrícolas y BIO3: residuos forestales; todos ellos para combustión directa), cogeneración (COG), mini hidráulica (MINH), tres tipos de eólica (EOL1: >2.000 horas equivalentes de funcionamiento, EOL2: entre 1.800-2.000 horas y EOL3: <1.800 horas) y solar térmica (SOLT). Los datos de caracterización de estas tecnologías se han obtenido de la base de datos Setris de la Unión Europea (*European Commission 2004*), salvo los correspondientes a potencia máxima instalada de energías renovables, para lo que se han utilizado los datos del Plan de Infraestructuras de Gas y Electricidad (Miner 2002).

CUADRO 4.5: Parámetros de las nuevas tecnologías

Tecnología	Coste variable lineal c€/MWh	Coste inversión €/kW	Potencia máxima instalada (MW)	Coeficiente de utilización unitario	Coeficiente emisiones t/MWh
CCGT	2.100	466		1	0,40
NCLAV	300	2.025		1	0
CSC	1.500	992		1	0,80
BIO1	5.017	1.272	1.131	0,799	0
BIO2	1.003	1.406	1.212	0,799	0
BIO3	6.688	1.142	687	0,799	0
MINH	0	2.700	743	0,267	0
COG	4.700	600	1.315	0,426	0,63
EOL1	0	900	2.444	0,247	0
EOL2	0	900	3.665	0,212	0
EOL3	0	900	6.109	0,159	0
SOLT	0	6.000	200	0,109	0

Los parámetros para las nuevas tecnologías están representados en el cuadro 4.5.

Es importante señalar que para el caso base se ha considerado que las empresas no invierten en nueva nuclear por los riesgos regulatorios y económicos asociados.

4.2.1.5. Datos relacionados con la inversión

En relación con las decisiones de inversión de las empresas existen dos datos relevantes, además del coste de inversión de cada tecnología, los cuales son la tasa de descuento de flujos de caja futuros y la inversión máxima.

La tasa de descuento considerada para la actualización de los valores futuros ha sido del 9%. Y la tasa de actualización para cada superperiodo se ha calculado como la media de las tasas de actualización de los periodos que pertenecen a cada superperiodo.

La inversión máxima de cada empresa para cada uno de los superperiodos se ha definido como el número equivalente de ciclos combinados en los que podría invertir cada empresa. El número de ciclos combinados que se ha determinado como máximo de las inversiones de cada empresa en cada superperiodo ha sido:

- Empresa 1: inversión máxima equivalente a cinco ciclos combinados.
- Empresa 2: inversión máxima equivalente a cinco ciclos combinados.
- Empresa 3: inversión máxima equivalente a cuatro ciclos combinados.
- Empresa 4: inversión máxima equivalente a tres ciclos combinados.
- Empresa 5: inversión máxima equivalente a tres ciclos combinados.
- Empresa 6: inversión máxima equivalente a tres ciclos combinados.
- Empresa Otros: inversión máxima equivalente a un ciclo combinado.
- Empresa Regesp: no tiene capacidad de inversión.

4.2.2. Modificaciones al caso base

En primer lugar, se ha analizado la influencia de los distintos sistemas de asignación de permisos de emisión. Así, se han considerado:

- reparto según las emisiones históricas de CO₂;
- reparto según las emisiones previstas en el periodo;
- reparto según tasas de generación de electricidad en el pasado, y
- reparto por subasta (únicamente con ánimo de servir de referencia, ya que, como se ha comentado, no está prevista su utilización en Europa).

CUADRO 4.6: Primas para las tecnologías renovables

Tecnología	Prima c€/MWh
BIO1	2.932
BIO2	2.932
BIO3	2.932
MINH	2.932
COG	2.199
EOL1	2.932
EOL2	2.932
EOL3	2.932
SOLT	18.326

A continuación se han modelado sucesivamente distintos mecanismos de promoción de renovables, así como el régimen de comercio de emisiones de CO₂ establecido en la Directiva Europea 2003/87. Los datos considerados en relación con estos mecanismos han sido los siguientes:

- Promoción de las energías renovables mediante el mecanismo de primas. Las primas consideradas para las centrales renovables nuevas han sido las que vienen definidas en el Real Decreto 436/2004 de régimen jurídico y económico del Régimen Especial. Estas primas vienen determinadas como un porcentaje de la Tarifa Media de Referencia

(TMR). La TMR considerada ha sido la del año 2005, que se ha establecido en 7,3304 c€/kWh. Por lo tanto las primas que han sido consideradas en las tecnologías renovables futuras han sido las reflejadas en el cuadro 4.6.

- Promoción mediante el establecimiento de un mercado de certificados verdes. En relación con este mercado se han realizado dos estudios diferentes:
 - Establecimiento de la restricción de energía mínima de forma que se obtenga una cantidad de producción con las energías renovables igual a la del caso con primas. Este estudio se realiza para comparar, supuesta una misma cantidad de energías renovables, los efectos de las primas y de los certificados verdes en el precio de la electricidad y en los costes y beneficios del sector.
 - Promoción de las energías renovables mediante el mercado de certificados verdes de forma que se consiga un 17,5% de penetración de energías renovables en el año 2010 (tal y como se propone en la Directiva Europea 2001/77/CE de promoción de energías renovables).

Debido al establecimiento de este nuevo mercado debe fijarse la nueva demanda eléctrica (demanda eléctrica del caso base menos la potencia equivalente que se corresponde con la energía que se cubrirá con energías renovables). Para la transformación de la energía que participará en el mercado de certificados verdes en su potencia equivalente se ha considerado la hipótesis de que se distribuye de forma proporcional al perfil de potencia de la demanda original en los diferentes bloques de carga.

- Establecimiento del mercado de derechos de emisión. En relación con el mercado de derechos de emisión se ha de considerar el coeficiente específico de emisión por empresa y tecnología, la cantidad de permisos asignados a los distintos sectores en España según el Plan Nacional de Asignación establecido por el Real Decreto 60/2005, y la

curva de demanda agregada de permisos del resto de los sectores españoles que participan en el mercado de derechos de emisión.

- **Coefficientes de emisión.** Los coeficientes de emisión de CO₂ para cada tecnología se han estimado en función de los combustibles utilizados, ya que mantienen una relación lineal con el contenido en carbono del combustible. Sólo se han considerado las emisiones directamente asociadas a la etapa de generación eléctrica (y por tanto, se supone que la energía nuclear e hidráulica no tienen emisiones directas de CO₂, aunque sí se les pueden asociar emisiones asociadas a otras etapas como la construcción, el reprocesamiento del combustible (nuclear) o la descomposición de materia orgánica en los embalajes). Para la biomasa también se han considerado emisiones nulas de CO₂.
- **Asignación de permisos.** La asignación anual en promedio para 2005-2007 que establece el Plan Nacional de Asignación para el conjunto de sectores que participan en el MDE es de 160,28 Mt. Por lo que la asignación para el primer superperiodo, correspondiente a los años 2005-2007 será de 480,84 Mt. Para el resto de superperiodos formados por bloques de cinco años, es decir 2008-2012, 2013-2017, etc., la cantidad de permisos que se asignarán aún no ha sido determinada. El escenario básico de cumplimiento establece que entre 2008 y 2012 el promedio de las emisiones no deberá sobrepasar un 24% las emisiones del año 1990, cifra resultante del objetivo de limitación del Protocolo de Kyoto (15%), la estimación de la absorción por sumideros (un máximo de un 2%) y los créditos procedentes del mercado internacional (7%). Basándose en ese escenario y en el dato de que en 1990 las emisiones del conjunto de sectores era de 119,17 Mt, se obtiene que en el año 2012 la cantidad de emisiones debe ser 147,77 Mt. Por lo que se obtiene que la asignación

para cada uno de los superperiodos de cinco años será de 738,85 Mt.

- **Demanda de permisos del resto de sectores:** La función de demanda agregada de permisos de emisión del resto de sectores que participan en España en el MDE se ha obtenido del modelo PRIMES (Capros et al 2001). Esta función representa el coste de reducción de emisiones de los sectores participantes en el MDE en España exceptuando el sector eléctrico español. Los parámetros que determinan esta función de reducción de forma linealizada son el punto inicial (cantidad de permisos demandados para precio cero del permiso) y la derivada o pendiente de la función.

En otros estudios como los ya citados de Hindsberger et al. (2003) o Jensen y Skytte (2003) se plantea estudiar cuánto cuesta conseguir un cierto objetivo de reducción de CO₂ sólo mediante la promoción de energías renovables. Sin embargo, esto no es posible en nuestro estudio, ya que no es posible conocer cuánto tiene que reducir el sector eléctrico, al ser una cantidad variable que depende del precio del permiso en el mercado de comercio de emisiones, en el que también participan más agentes.

Todos los casos se han simulado considerando tanto una remuneración marginalista como una remuneración basada en el coste de servicio.

En el esquema 4.7 se detalla la relación de casos ejecutados así como la nomenclatura que se va a emplear en las diferentes tablas de resultados que se encuentran en el apartado 4.3.

Para todos los casos considerados se han analizado los siguientes indicadores:

- precio del mercado eléctrico;
- precio del permiso de emisión (en su caso);
- precio del certificado verde (en su caso);
- emisiones de CO₂ procedentes del sector eléctrico;
- potencia instalada por tecnología;
- electricidad producida por tecnología;
- costes de producción;

- costes para el consumidor, y
- beneficios de las empresas generadoras.

En el apartado 4.3 se presentan y comentan los resultados obtenidos.

ESQUEMA 4.7: Relación de casos ejecutados y sus nomenclaturas

Caso A. Se trata del *caso base*; se resuelve el mercado oligopolista de electricidad sin consideración de las primas a las energías renovables, sin mercado de certificados verdes y sin mercado de derechos de emisión.

Caso B. Se trata de la ejecución de un caso sin primas y sin mercado de certificados verdes, pero en el cual sí se ha considerado el mercado de derechos de emisión. Dentro del análisis de este caso se llevará a cabo un estudio especial sobre los diferentes mecanismos de asignación de los derechos de emisión.

Caso B0. Asignación inicial en función de emisiones históricas.

Caso B1. Asignación inicial en función de emisiones previstas.

Caso B2. Asignación inicial en función de la energía histórica.

Caso B3. Asignación inicial por el procedimiento de subasta.

Caso C. Las ejecuciones realizadas bajo este epígrafe corresponden a las realizadas con la consideración de los mecanismos de promoción de las energías renovables (primas y certificados verdes), pero sin considerar el mercado de derechos de emisión.

Caso C1. Se han considerado únicamente las primas a las energías renovables.

Caso C2. Ejecución del modelo considerando el mercado de certificados verdes de forma que se obtenga la misma producción de energías renovables que mediante el sistema de primas del caso C1.

Caso C3. Ejecución del modelo eléctrico con mercado de certificados verdes obligando a que la energía renovable producida alcance una cuota del 17,5% de la demanda.

Caso D. Este caso es similar al caso C, pero considerando el mercado de derechos de emisión.

Caso D1. Ídem caso C1 incluyendo el mercado de derechos de emisión.

Caso D2. Ídem caso C2 incluyendo el mercado de derechos de emisión.

Caso D3. Ídem caso C3 incluyendo el mercado de derechos de emisión.

4.3. Análisis de resultados

A continuación se desarrolla el análisis de los indicadores considerados para el conjunto de casos mencionados. Los resultados se han obtenido mediante la programación del modelo teórico presentado con anterioridad. Este modelo se ha programado en el lenguaje de optimización GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Para la resolución del modelo del problema complementario mixto utilizado para la representación del mercado eléctrico se utiliza el optimizador PATH, y para la resolución del problema de minimización de costes que representa el mercado de derechos de emisión se emplea CPLEX.

Es importante señalar que todos los valores monetarios mostrados corresponden a euros del año 2004, no habiéndose considerado la inflación para poder observar mejor los efectos de las distintas políticas.

En primer lugar, se observa en el caso base un aumento del precio de la electricidad debido al aumento de la demanda, lo que hace que entren tecnologías más caras (como el carbón supercrítico) que son las que marcan el marginal. Así, los precios aumentan un 5% hasta el 2012. A partir de entonces se estabilizan, ya que es el carbón supercrítico el que marca continuamente el coste marginal del sistema.

Esta situación cambia evidentemente al entrar el comercio de emisiones, que hace que suban los precios al tener que recoger el precio de la electricidad el precio del permiso. Así, los precios suben un 10% hasta 2012, y un 30% hasta 2020. En esta segunda etapa la presión sobre la limitación de emisiones es mayor, por el crecimiento de la demanda, lo que hace que el precio del permiso aumente mucho, como se verá posteriormente, y a su vez se traduzca en un mayor precio de la electricidad.

Los sistemas de promoción de renovables no afectan especialmente al precio (salvo en los primeros años, en que sí consiguen una pequeña reducción al desplazar tecnologías de generación con alto coste variable). Este hecho se debe a que en todos los casos sigue siendo el carbón supercrítico el que marca el precio marginal aunque se incorporen más renovables al sistema.

TABLA 4.1: Precio del mercado eléctrico (€/MWh)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
2005	25,94	26,78	24,90	24,80	25,03	24,90	24,80	25,03
2006	25,94	26,99	25,24	25,03	25,30	25,24	25,03	25,30
2007	25,95	27,03	25,79	25,49	25,66	25,79	25,49	25,66
2008	26,31	29,23	26,31	25,90	26,11	28,62	28,80	28,78
2009	26,96	29,41	26,96	26,74	26,68	28,85	28,95	28,92
2010	26,98	29,59	26,98	27,02	27,01	29,02	29,10	29,07
2011	27,01	29,80	27,01	27,07	27,05	29,18	29,27	29,23
2012	27,04	30,04	27,04	27,08	27,08	29,36	29,45	29,41
2013	27,10	31,47	27,10	27,09	27,08	30,10	30,15	29,69
2014	27,11	31,86	27,11	27,14	27,09	30,37	30,42	29,91
2015	27,11	32,30	27,11	27,21	27,14	30,65	30,71	30,15
2016	27,16	32,77	22,16	27,28	27,19	30,98	31,03	30,42
2017	27,23	33,28	27,23	27,28	27,26	31,33	31,39	30,71
2018	27,29	34,66	27,29	27,28	27,28	33,38	33,23	32,11
2019	27,30	35,39	27,30	27,28	27,28	33,92	33,80	32,56
2020	27,30	36,13	27,30	27,29	27,28	34,56	34,39	33,05

En cuanto al efecto combinado de los sistemas de promoción de renovables y de comercio de emisiones, vemos que hacen que baje el precio de la electricidad con respecto al caso de comercio de emisiones sin promoción de renovables, ya que parte de la reducción de emisiones se consigue con energías renovables y, por tanto, el precio del permiso de emisión es menor, lo que a su vez se traduce en un menor precio de la electricidad. Esta reducción de precio es mayor cuanto mayor sea el porcentaje de energías renovables en el sistema, como se puede observar en el caso D3.

Por último, cabe señalar que, aunque en teoría los precios del mercado eléctrico deberían ser los mismos bajo sistemas de promoción de energías renovables equivalentes (casos C1 y C2 o D1 y D2), esto no es así en nuestros resultados (aunque de forma poco significativa). Esto puede deberse a indeterminaciones en el modelo por causa de la energía de la biomasa: efectivamente, la biomasa tiene un cierto coste variable que los productores pueden elegir recuperar entre el mercado eléctrico o el mercado de certificados verdes, y, por tanto, la energía de la biomasa puede

contribuir en ocasiones a marcar el precio marginal del sistema en el mercado eléctrico, cosa que no pasa en caso de tener un sistema de primas. En otros estudios este efecto no se ha observado, pero hay que señalar que sólo se ha considerado la energía eólica, que tiene un coste variable despreciable.

TABLA 4.2: Precio del permiso de emisión (€/t)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
2005	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	6,01	-	-	-	4,50	4,76	4,68
2009	-	6,01	-	-	-	4,50	4,76	4,68
2010	-	6,01	-	-	-	4,50	4,76	4,68
2011	-	6,01	-	-	-	4,50	4,76	4,68
2012	-	6,01	-	-	-	4,50	4,76	4,68
2013	-	12,77	-	-	-	8,68	8,90	7,49
2014	-	12,77	-	-	-	8,68	8,90	7,49
2015	-	12,77	-	-	-	8,68	8,90	7,49
2016	-	12,77	-	-	-	8,68	8,90	7,49
2017	-	12,77	-	-	-	8,68	8,90	7,49
2018	-	22,05	-	-	-	18,28	18,02	14,71
2019	-	22,05	-	-	-	18,28	18,02	14,71
2020	-	22,05	-	-	-	18,28	18,02	14,71

El precio del permiso en el caso de comercio de emisiones (B) vemos que va aumentando, desde 6 € hasta 22. Estos precios son coherentes con otras estimaciones realizadas en la literatura, y con los precios que se observan actualmente en el mercado de permisos. Es interesante señalar que el precio del permiso es despreciable en los tres primeros años, dado que la reducción de emisiones exigida es muy poco significativa.

Cuando se incorporan sistemas de promoción de renovables, vemos que el precio del permiso baja (y en mayor medida al aumentar el porcentaje de energías renovables en el sistema) ya que las energías renovables contribuyen en parte a lograr la reducción de emisiones exigida, y por tanto reducen el coste marginal

de reducción de emisiones. Como ya se comentó anteriormente, lo que realmente se está produciendo es una incorporación de parte del precio del permiso en la prima o en el certificado verde, como veremos posteriormente.

Hay que señalar que estos precios corresponden al mercado de emisiones español, tal como se ha modelado. Sin embargo, en principio el mercado de emisiones tiene un alcance europeo (o incluso mundial, a partir de 2008), aunque no se ha incorporado en el modelo debido a la dificultad de conocer los costes marginales de reducción y los límites a las emisiones en otros países. En cualquier caso, sí se puede estimar que la ampliación del mercado de emisiones debería resultar en una reducción del precio del permiso con respecto a los aquí expuestos, al hacerse disponibles más opciones de reducción más baratas.

También podría causar una reducción del precio del permiso la utilización de mecanismos de desarrollo limpio (CDM) o implementación conjunta (JI) previstos en el Protocolo de Kyoto. Sin embargo, actualmente estos mecanismos presentan unos altos costes de transacción, por lo que a los precios actuales no son competitivos con la compra de permisos.

El precio del certificado verde, como ya se ha explicado anteriormente, es la diferencia entre el coste marginal de la energía renovable y el precio del mercado eléctrico, es decir, es la ayuda necesaria para que el productor marginal de energías renovables cubra sus costes a largo plazo. Sólo aparece asociado a una cuota de energías renovables, ya que en el caso de las primas la ayuda se establece de antemano. En esta tabla podemos observar dos efectos.

El primero es que el certificado verde aumenta a medida que aumenta el porcentaje de energías renovables (los porcentajes se pueden observar en tablas posteriores), por dos razones: por una parte, aumenta el coste marginal de producción, y por otra parte, el precio del mercado eléctrico disminuye. Esto se puede observar en los casos C1 y C2 o D1 y D2 a partir del 2012 (que es cuando aumenta el porcentaje de renovables).

El segundo efecto es que al aparecer un comercio de emisiones, el precio del certificado disminuye, ya que aumenta el precio del mercado de electricidad. Esto se puede observar comparando

los casos C3 y D3. Los casos C2 y D2 no son tan fácilmente comparables, ya que el porcentaje de renovables es distinto, y, por tanto, se están mezclando varios efectos: por una parte, el precio del mercado eléctrico aumenta con el comercio de emisiones, pero por otro lado el porcentaje de renovables, también aumenta, por lo que no hay un efecto claro sobre el precio del certificado verde.

TABLA 4.3: Precio del certificado verde (€/MWh)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
2005	-	-	-	28,01	14,98	-	15,21	14,98
2006	-	-	-	27,78	14,72	-	27,78	14,72
2007	-	-	-	27,32	14,36	-	27,86	14,36
2008	-	-	-	26,91	27,25	-	25,05	24,57
2009	-	-	-	26,07	26,68	-	23,86	24,43
2010	-	-	-	25,79	26,35	-	24,25	24,28
2011	-	-	-	25,74	26,31	-	24,09	24,12
2012	-	-	-	25,73	26,27	-	23,90	23,94
2013	-	-	-	25,72	40,73	-	40,25	38,12
2014	-	-	-	25,67	40,73	-	34,58	37,90
2015	-	-	-	25,60	40,68	-	33,91	37,66
2016	-	-	-	25,53	40,63	-	21,78	37,40
2017	-	-	-	25,53	40,56	-	50,20	37,11
2018	-	-	-	25,53	40,54	-	19,58	35,71
2019	-	-	-	25,53	56,59	-	19,01	51,31
2020	-	-	-	25,52	56,59	-	33,42	50,82

En cuanto a la cuantía del certificado en sí, vemos que el orden de magnitud es similar a las primas actuales (29 €/MWh para la eólica y biomasa). Ahora bien, se observa que en los casos C2 y D2 el precio del certificado es inferior a la prima, lo que podría indicar una sobreestimación de éstas. De hecho, como luego se comprobará en la tabla de costes, el coste para el consumidor es inferior con un sistema de certificados que con un sistema de primas, para una misma capacidad instalada. El aumento del precio del certificado en los casos C3 y D3 respecto de C2 y D2 respectivamente indica el extracoste que supone el aumento de la cuota de renovables.

TABLA 4.4: Emisiones de CO₂ del sector eléctrico (Mt)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
2005	90,61	89,67	75,11	75,82	80,17	75,11	75,82	80,17
2006	94,77	92,28	79,93	80,07	83,18	79,93	80,07	83,18
2007	99,02	94,79	84,18	84,64	85,86	84,15	84,61	85,86
2008	103,00	80,48	88,15	88,90	88,33	78,70	79,81	81,37
2009	106,11	81,14	91,25	92,45	90,52	80,47	80,79	81,29
2010	108,86	80,85	94,03	95,38	92,44	81,85	80,90	80,58
2011	111,75	81,53	96,89	98,21	94,80	82,00	81,79	81,10
2012	114,68	82,24	99,82	101,08	97,15	82,82	82,62	81,54
2013	117,68	79,55	102,82	104,00	99,60	78,62	78,83	80,32
2014	120,71	81,05	105,86	106,89	102,09	79,78	79,85	80,67
2015	123,85	81,43	109,00	109,82	104,48	81,01	80,93	81,16
2016	126,93	82,39	112,07	112,74	106,98	82,72	82,66	81,66
2017	129,99	83,59	115,14	115,50	109,46	84,81	84,73	82,60
2018	133,01	80,50	118,15	118,33	111,87	80,60	80,60	80,20
2019	135,92	80,40	121,06	121,23	114,26	80,26	81,60	81,49
2020	138,20	81,09	124,04	124,21	116,71	81,38	80,49	81,72

En el caso base se puede observar la evolución prevista de las emisiones en ausencia de políticas medioambientales: las emisiones aumentarían un 26% con respecto a las de 2005 en 2012, y un 53% en 2020 (un 86% y un 225% respectivamente con relación a las emisiones del año 1990). Este gran crecimiento se debe fundamentalmente al alto crecimiento de la demanda eléctrica.

Cuando se introduce la limitación a las emisiones de CO₂ con comercio de emisiones se observa cómo las emisiones se reducen mucho, situándose en torno al 30% de aumento con respecto al año 1990 (salvo los tres primeros años en que la reducción exigida es mucho menor). Vemos que este aumento es mayor que el previsto para el total de los sectores (un 22% aproximadamente), lo que quiere decir que el sector eléctrico reduce menos de lo que le correspondería, o visto de otra forma, el resto de los sectores encuentran formas más baratas de reducir las emisiones que el sector eléctrico y, por tanto, realizan un mayor esfuerzo de reducción. Sin embargo, sí se observa una pequeña mejora en el comportamiento del sector con respecto al año 2005, en el que sus emisiones supo-

nen un 57% del total, comparado con las emisiones finales que son un 55%.

Cuando se introducen mecanismos de promoción de energías renovables, las emisiones también decrecen, debido a la mayor participación de éstas en el sistema. Pero esta reducción no es suficiente para lograr los objetivos de reducción previstos. Así, en 2012 las emisiones serían un 62% mayores que en 1990, y un 203% en 2020. Estos porcentajes son similares incluso alcanzando los objetivos previstos en la Directiva de Renovables. Por tanto, vemos que las medidas actuales de promoción de renovables no son suficientes por sí mismas para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones.

En cuanto al efecto conjunto de ambos mecanismos sobre las emisiones, vemos que no es significativo, el sector mantiene las mismas emisiones que en ausencia de sistemas de promoción de renovables (como veremos posteriormente, la mayor entrada de renovables se compensa con menor inversión en ciclos combinados y mantenimiento de los carbones nacionales). Por tanto, la combinación de mecanismos no influye en las emisiones, aunque como vemos en el resto de tablas, sí en el coste de la electricidad y en el desarrollo de las energías renovables.

Vemos en la tabla 4.5 que en el caso base la expansión del sector eléctrico se realiza invirtiendo en ciclos combinados y carbón supercrítico. La introducción de un régimen de comercio de emisiones supone la desaparición de las inversiones en carbón, y su sustitución por más ciclos y por residuos agrícolas y energía eólica en buenos emplazamientos. También se observa cómo la cantidad instalada aumenta mucho (posiblemente debido al mayor precio de la electricidad, y como veremos en la tabla 4.6, por la sustitución de centrales existentes).

Los sistemas de promoción de renovables por sí mismos consiguen estimular la entrada en el sistema de residuos agrícolas, y eólica en buenos y medios emplazamientos. Cuando se exige una mayor cuota de renovables (caso C3) también entran en el sistema los cultivos energéticos, los residuos forestales, y la eólica en *malos* emplazamientos. En el primer caso, se mantiene la inversión en ciclos combinados y también hay una pequeña

inversión en carbón supercrítico, pero al aumentar la cuota de renovables disminuye la cantidad instalada de ciclos y desaparece el carbón.

La combinación de mecanismos resulta en una mayor potencia instalada de energías renovables, apareciendo desde el principio la energía eólica de peor rendimiento. Por decirlo así, el efecto combinado es la suma de los anteriores.

TABLA 4.5: Potencia instalada en el año 2020 por tecnología (MW)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
CCGT	9.988	18.967	9.988	9.215	7.310	16.256	16.028	12.723
NCLAV	-	-	-	-	-	-	-	-
CSC	2.333	-	213	266	-	-	-	-
BIO1	-	-	-	-	1.021	-	-	1.021
BIO2	-	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094	1.094
BIO3	-	-	-	-	225	-	-	225
COG	-	-	-	-	-	-	-	-
EOL1	-	2.206	2.206	2.206	2.206	2.206	2.206	2.206
EOL2	-	-	3.308	3.308	3.308	3.308	3.308	3.308
EOL3	-	-	-	-	5.513	2.315	2.315	5.513
Total	12.321	22.267	16.808	16.088	20.676	25.179	24.950	26.089

En la tabla 4.6 se puede observar la contribución de cada una de las tecnologías a la energía demandada por el sistema. Se observa cómo en el caso base los ciclos contribuyen en un 25% a cubrir la demanda, la nuclear existente (se ha supuesto que no se retira capacidad al menos hasta 2020) cubre otro 20%, los carbones nacionales un 23%, y el resto se reparte entre energía hidráulica, renovables y cogeneración y carbón supercrítico. Es necesario recordar que se ha supuesto que no se realizan nuevas inversiones en centrales nucleares debido al incierto entorno regulatorio.

La entrada del comercio de emisiones supone un desplazamiento casi absoluto de los carbones nacionales y su sustitución por los ciclos combinados (que alcanzan hasta un 55% de cobertura de la demanda). También supone la desaparición del carbón supercrítico y su sustitución por residuos agrícolas y eólica de alto rendimiento.

Cuando se combinan ambos mecanismos, el porcentaje de energías renovables en el sistema aumenta hasta el 13% con el sistema actual, aunque se produce un efecto interesante, y es que, comparado con el caso sin apoyo a las renovables, el gas no participa tanto, y los carbones nacionales se mantienen en mayor medida. Este efecto es mayor a medida que aumenta la cuota de renovables. Es decir, bajo el sistema de comercio de emisiones un aumento de la cuota de renovables va en detrimento del gas y no de los carbones nacionales (posiblemente debido a la bajada de precios del mercado eléctrico que hacen menos rentable las nuevas inversiones).

TABLA 4.7: Costes de producción (miles de €, suma actualizada 2005-2020)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
Total	32.661	36.840	35.216	34.972	37.578	38.662	38.528	39.731

Los costes de producción como vemos aumentan al introducir las distintas políticas medioambientales, un 13% debido al comercio de emisiones, sobre un 8% por la promoción de energías renovables (15% si el objetivo es del 17,5%), y un 18% por la combinación de mecanismos (un 21% en el caso de lograr un 17,5% de renovables). Vemos que la combinación de mecanismos tiene un sobrecoste inferior a la suma de los anteriores, por lo que parece que es una combinación interesante, ya que la promoción de renovables por sí misma, que es más barata que el comercio de emisiones, no logra reducir las emisiones al nivel requerido.

Se puede observar cómo los mecanismos basados en certificados verdes tienen un coste inferior a las primas, tal como se apuntó ya al analizar el precio de los certificados verdes. Sin embargo, como ya se comentó en el apartado teórico, aquí no se han modelado los aspectos relacionados con el riesgo de inversión, por lo que no debe extraerse de este comentario la conclusión de que son instrumentos más deseables.

También se observa que a medida que aumenta la cuota de renovables aumenta el coste de producción, debido a que el coste

marginal de producción de energías convencionales no disminuye tanto como aumenta el extracoste por la cuota de renovables.

TABLA 4.8: Costes para el consumidor (miles de €, suma actualizada 2005-2020)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
Total	66.462	74.258	71.007	70.162	72.783	77.039	76.380	76.838

En la tabla 4.8 se presentan los distintos costes para el consumidor de las distintas combinaciones de mecanismos, suponiendo un sistema de retribución marginalista. En caso de que el sistema retributivo fuese por coste de servicio, los costes para el consumidor serían similares a los costes de producción ya comentados.

Se puede comprobar cómo el sistema de retribución marginalista supone siempre unos costes mayores para el consumidor, aunque, por otra parte, incorpora una señal económica de largo plazo que, si está bien ajustada (es decir, si no hay *windfall profits* innecesarios) es necesaria para la adaptación del sistema productivo.

Como se puede observar, la opción más barata es el caso base, pero evidentemente este caso supone un elevado nivel de emisiones y un bajo nivel de penetración de energías renovables. La introducción de un régimen de comercio de emisiones supone un 12% de aumento de costes para el consumidor (en términos actualizados). Por otra parte, los sistemas de promoción de energías renovables también suponen un mayor coste para el consumidor (de un 7% aproximadamente en el caso con primas, y de un 10% para lograr el objetivo del 17,5%). Sin embargo, y como ya hemos visto, estos sistemas de apoyo no consiguen reducir las emisiones al nivel requerido, por lo que no se pueden considerar una opción más barata para conseguir reducir las emisiones tal y como se plantea en el análisis teórico.

La combinación de mecanismos presenta unos costes aún mayores, aunque es cierto que presenta sinergias: el conseguir simultáneamente la reducción de emisiones prevista y una penetración elevada de renovables supone un 15% de aumento de costes actualizados, es decir, sólo un 3% más que el caso con

comercio de emisiones únicamente. Por tanto, sí parece una opción interesante, ya que consigue los dos objetivos con un sobrecoste inferior a la suma de los dos sobrecostes por separado.

Por último, cabe señalar que, al igual que para los costes de producción, el coste de la promoción de renovables mediante cuotas es ligeramente inferior al caso con primas, lo que supone que las primas parecen estar algo sobreestimadas. También es interesante señalar que en este caso de retribución marginalista, el extracoste de aumentar la cuota de renovables es muy pequeño (no como en el caso de los costes de producción). En este caso se observa en cierta medida el posible efecto apuntado en teoría de reducción de costes para el consumidor por aumento de la cuota de renovables. Esto también puede verse comparando el extracoste unitario por promoción de renovables (16 €/MWh) con la prima o certificado verde (unos 25 €/MWh): el extracoste global es menor que el específico por promoción de renovables.

Por supuesto, y en relación a estos sobrecostes, siempre será posible preguntarse hasta qué punto éstos compensan la externalidad positiva producida por el desarrollo de energías renovables o la reducción de emisiones. En el caso de la reducción de emisiones, vemos que se sitúa alrededor de las 520-550 Mt, lo que supone un extracoste unitario de unos 15 €/t (las estimaciones más recientes de la externalidad de la emisión de CO₂ se sitúan entre 5 y 20 €/t, véase Tol 2002). Para las energías renovables el extracoste unitario se sitúa en 16 €/MWh, aunque en este caso no hay estimaciones fiables de la externalidad positiva lograda. El caso D3, como hemos visto, sería la opción más interesante, pero en este caso es difícil discernir qué parte del extracoste sería atribuible a la reducción de CO₂ por sí misma y qué parte al aumento de renovables.

Es necesario señalar que, para calcular estos costes, al igual que para estimar los beneficios de las empresas presentados en la tabla 4.9, se ha supuesto que la tarifa eléctrica en vigor, a la que pueden acogerse muchos consumidores, recoge de forma adecuada los incrementos de costes y de precios en el mercado mayorista de electricidad.

Vemos que, para las empresas generadoras, bajo un régimen de retribución marginalista, la introducción de políticas medioambientales del tipo propuesto es beneficiosa, ya que en todos casos aumentan sus ganancias (de nuevo, siempre que se suponga que la tarifa recogerá los costes del mercado y no se limitará artificialmente). Esto se debe al carácter cerrado del mercado eléctrico, en el que es relativamente sencillo trasladar los aumentos de costes a los consumidores. Así, vemos que el régimen de comercio de emisiones supone un aumento del beneficio de los productores en un 11%, similar al obtenido en el caso conjunto de comercio de emisiones y promoción de renovables. En caso de únicamente considerar la promoción de renovables, el aumento de beneficio es algo inferior, de un 5%.

TABLA 4.9: Beneficios de las empresas generadoras

(miles de €, suma actualizada 2005-2020)

	A	B	C1	C2	C3	D1	D2	D3
1	9.205	10.288	9.100	9.031	9.063	9.817	9.767	9.736
2	10.394	11.051	10.208	10.077	10.136	10.542	10.450	10.501
3	2.690	2.895	3.309	2.708	2.787	3.786	2.964	3.019
4	100	251	574	179	248	613	306	340
5	715	875	1.177	600	670	1.252	827	826
6	-153	392	284	33	101	607	238	234
Otros	-135	89	212	45	64	181	82	77
Regesp ¹	10.984	11.578	10.927	12.518	12.136	11.578	13.217	12.373
Total	33.800	37.418	35.791	35.190	35.205	38.376	37.853	37.107

Nota: ¹ En Regesp se han atribuido a los productores de energías renovables todos los ingresos por la venta de certificados verdes, aunque esto no tiene por qué ser así.

Se observa también que la utilización de primas para promover las energías renovables es también más beneficiosa para los productores, ya que sus beneficios aumentan (no debe tenerse en cuenta en este caso la distribución de beneficios por empresa, ya que la atribución de ingresos por certificados verdes no ha sido posible hacerla por empresa). Este hecho puede justificar, en parte, el efecto dinámico de carácter ya positivo introducido por Menanteau et al. (2003), por el cual los mecanismos basados en primas proporcionan más incentivos al productor de

energías renovables para invertir en nuevos desarrollos o capacidad industrial.

En cuanto a la distribución de beneficios por empresa, sí se puede observar una cierta redistribución, aunque los datos correspondientes a los casos con certificados verdes no son significativos. El efecto más relevante aquí es la distribución previa de permisos de emisión, tal y como se discute a continuación.

TABLA 4.10: Beneficios de las empresas para el caso B, en función de diferentes sistemas de asignación inicial (miles de €)

	B0	B1	B2	B3
1	10.288	10.316	11.784	9.826
2	11.051	11.170	11.555	9.250
3	2.895	3.019	2.445	887
4	251	368	-322	-1.663
5	875	998	306	-1.123
6	392	510	-35	-1.583
Otros	89	145	-159	-868
Regesp	11.578	12.000	14.726	10.715
Total	37.418	38.526	40.300	25.441

En la tabla 4.10 se presenta la distribución de beneficios por empresa en función del sistema de asignación escogido. Vemos cómo unos sistemas benefician a unas empresas más que a otras, aunque el juego no es de suma nula, por cuanto los beneficios totales también varían. En todo caso, el reparto basado en energía es más beneficioso para la empresa 1, similar para la 2, y perjudicial para el resto de empresas. El reparto basado en subasta es muy perjudicial para todas, ya que reduce los beneficios con respecto al caso base en un 25%, aunque de nuevo las más perjudicadas son las empresas 3, 4, 5 y 6.

En este contexto también es necesario señalar los posibles efectos dinámicos de esta asignación, ya que pueden condicionar el comportamiento de las empresas frente a posibles repartos futuros: así, si se considera que el reparto en un período futuro se va a hacer en función de las emisiones del período anterior, las empresas tendrán un menor incentivo a reducir, ya

que querrán seguir emitiendo para tener derecho a una mayor asignación en el período siguiente. Igualmente, habría que tener en cuenta que, si no se permite vender los permisos de las instalaciones que se cierran, el incentivo a cerrarlas desaparece. Sin embargo, esto no se ha considerado en el modelado, en el que se supone que el reparto para todos los períodos es conocido desde el principio del horizonte temporal considerado y que los permisos de instalaciones que cierran se pueden vender o reutilizar.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

En este estudio se ha analizado la influencia de dos políticas medioambientales en los mercados eléctricos europeos, el régimen de comercio de emisiones de CO₂ y la promoción de energías renovables mediante primas o mediante cuotas, con objeto de identificar las políticas públicas más eficientes en el ámbito de la energía y del medio ambiente.

En primer lugar, es necesario recordar que el análisis se ha realizado a nivel nacional, dadas las dificultades de modelar en detalle el mercado eléctrico europeo y sus políticas medioambientales, como ya se comentó en la introducción. En cualquier caso, las conclusiones que se van a exponer a continuación son fácilmente generalizables en el ámbito regional.

La conclusión principal, evidentemente, es que ambas políticas van a producir impactos significativos en el mercado. Así, los precios de la electricidad en el mercado mayorista aumentarán significativamente en el caso de la introducción de un régimen de comercio de emisiones (hasta un 30% en el 2020), debido a la aparición de un precio del permiso de emisión de CO₂. Los valores estimados para este permiso de emisión coinciden con los presentados por otros autores, aunque no con los existentes en estos momentos (mayo de 2005) en el mercado. Aunque a este respecto hay que comentar que los precios actuales parecen excesivamente altos por varios factores: el hecho de que algunos sectores (p. ej., los países del Este) están siendo muy conservadores en la venta de sus permisos y el mercado está principalmente dirigido por la demanda; o la elevada incertidumbre (p. ej., en la asignación de permisos aceptada por la Comisión Europea). Todo parece indicar que los precios bajarán próximamente a los niveles estimados.

Hay que señalar en cualquier caso que estos precios corresponden al mercado de emisiones español, tal como se ha modela-

do. Sin embargo, en principio el mercado de emisiones tiene un alcance europeo (o incluso mundial a partir de 2008), aunque no se ha incorporado en el modelo debido a la dificultad de conocer los costes marginales de reducción y los límites a las emisiones en otros países. En cualquier caso, sí se puede estimar que la ampliación del mercado de emisiones debería resultar en una reducción del precio del permiso con respecto a los aquí expuestos, al hacerse disponibles más opciones de reducción más baratas.

También podría causar una reducción del precio del permiso la utilización de mecanismos de desarrollo limpio (CDM) o implementación conjunta (JI) previstos en el Protocolo de Kyoto. Sin embargo, actualmente estos mecanismos presentan unos altos costes de transacción, por lo que no son competitivos con la compra de permisos.

Cuando a este régimen de comercio de emisiones se añade un instrumento de promoción de renovables, los precios del mercado eléctrico disminuyen, aunque esto no implica un descenso de los costes para el consumidor, ya que hay un extracoste por la promoción de las energías renovables. Por tanto, tenemos una disminución de la señal de reducción de emisiones enviada al mercado, y un mayor coste para el consumidor (aunque, por otra parte, se consigue un aumento de las energías renovables, lo que tiene beneficios añadidos).

Los principales afectados por estas políticas son los consumidores, ya que los costes que tienen que pagar aumentan bastante, hasta un 15% según los casos, con unos extracostes específicos de 15 €/t de CO₂ evitada, y de 16 €/MWh de energía renovable promovida (lo que como hemos visto, para el caso del CO₂, está en el mismo orden de magnitud de la externalidad evitada). Es interesante señalar que en el caso de retribución marginalista, el extracoste de aumentar la cuota de renovables es muy pequeño, no como en el caso de los costes de producción. En este caso se observa en cierta medida el posible efecto apuntado en la teoría de reducción de costes para el consumidor por aumento de la cuota de renovables.

Las empresas, en cambio, no resultan afectadas, sino que más bien son capaces de aumentar sus beneficios, debido a la facilidad de trasladar al consumidor los aumentos de coste. En

cualquier caso, esta afirmación debe manejarse con cuidado, ya que pueden existir en los distintos contextos dificultades para trasladar los precios al consumidor (en el caso de los países con tarifas reguladas). Así pues, será el regulador el que finalmente pueda determinar la cuantía de aumento de beneficios mediante el ajuste de la tarifa.

Esto, por supuesto, siempre que la opción de asignación de permisos de emisión escogida sea el reparto gratuito o *grandfathering*, ya que si se procediera a una subasta de los permisos los beneficios disminuirían hasta un 25% con respecto al caso base, incluso con libertad de fijación de precios en el mercado. El mantenimiento de una tarifa limitada no haría sino aumentar esta disminución de beneficios.

Como hemos observado, el sistema de asignación de permisos de emisión produce una redistribución de los beneficios de las empresas no sólo dentro del sector sino también con respecto al resto de sectores cubiertos por la Directiva. En cualquier caso, hay aspectos no modelados que también pueden influir en este aspecto, como el ya comentado del incentivo negativo a la reducción en caso de decidir las asignaciones de los períodos futuros en función de las emisiones de los períodos precedentes o de no permitir vender los permisos sobrantes de instalaciones que se cierran.

También es necesario señalar que estos resultados se basan en el supuesto de que la tarifa eléctrica recoge adecuadamente los costes del mercado mayorista. Si la tarifa se limita por otras razones, los costes para el consumidor y los beneficios para las empresas serían menores, al venir determinados por esta tarifa. Sin embargo, esto presentaría problemas graves, ya que podría impedir la recuperación de costes para los productores y, por tanto, generar desequilibrios financieros en las empresas. Si bien se puede argumentar que si los permisos de emisión se han repartido gratuitamente se podría limitar la tarifa en la misma cuantía, esto puede producir distorsiones graves en los mercados que habría que tener en cuenta.

En lo que se refiere a los objetivos de reducción de emisiones y de promoción de energías renovables, se puede concluir que la reducción de emisiones sólo en base a la promoción de energías

renovables resulta muy complicada en las condiciones actuales de demanda, incluso en un país de gran potencial como España. Y por otra parte, la reducción de emisiones por sí misma tampoco consigue estimular las renovables al nivel deseado. Por tanto, parece imprescindible mantener simultáneamente ambos mecanismos para alcanzar los objetivos.

En este sentido, se observa que la combinación de objetivos permite lograr sinergias en el coste de alcanzarlos: los resultados indican que la combinación de instrumentos consigue los dos objetivos con un sobre coste inferior a la suma de los dos sobre costes por separado. Esta sinergia parece mayor en el caso de remuneración marginalista comparada con la remuneración basada en costes de producción.

Por último, cabe señalar que el coste para el consumidor de la promoción de renovables mediante cuotas es ligeramente inferior al caso con primas, lo que supone que las primas parecen estar algo sobreestimadas en el caso estudiado. En este sentido, puede producirse un dispendio excesivo por parte del Estado si no se recalculan las primas a la vista del mayor ingreso de los productores renovables cuando existe un régimen de comercio de emisiones.

Como comentario final, hay que señalar que en todo este ejercicio se ha considerado el sector eléctrico en un contexto cerrado (excepto para el intercambio de permisos de emisión) y, por tanto, los efectos reales pueden diferir en algo de los estimados. Así, por ejemplo, se pueden producir efectos de sustitución entre fuentes energéticas al alterarse los precios relativos de éstas (p. ej., posible sustitución de gas y carbón por electricidad). Para poder recoger estos efectos sería necesario utilizar un modelo de equilibrio general de la economía, que actualmente no está disponible.

5.2. Recomendaciones

Se señalan a continuación algunas recomendaciones con objeto de identificar las políticas públicas más eficientes en el ámbito de la energía y del medio ambiente.

En lo que respecta al control de las emisiones de CO₂, se puede observar cómo los mecanismos propuestos elevan el precio de la electricidad, pero también los beneficios de las empresas (de nuevo, suponiendo que la tarifa no está limitada artificialmente). Parte de estos beneficios pueden considerarse como una señal de adaptación al parque eléctrico hacia tecnologías con menores emisiones de CO₂. Sin embargo, cuando estos beneficios son percibidos por tecnologías agotadas o por centrales existentes sujetas a compromisos retributivos previos (como la hidroeléctrica, o la nuclear en algunos aspectos), la señal no es eficiente y, por tanto, debería ser corregida por el regulador.

Estos beneficios se ven afectados significativamente por el método de asignación de permisos. Así, si los permisos se asignan por subasta, hay una transferencia de rentas de las empresas al Estado que reduce los beneficios de éstas. Evidentemente, esto es más beneficioso para el consumidor. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el régimen de comercio de emisiones se puede considerar como un cambio regulatorio que debe ser compensado (en cuanto al posible lucro cesante) y, por tanto, no está claro qué mecanismo de asignación es más justo.

Posiblemente la solución más equitativa sería aquella que estableciera la proporción de permisos a subastar de tal forma que los beneficios de las empresas se mantuvieran similares a los que obtendrían en ausencia de limitaciones a las emisiones de CO₂. En el caso estudiado, esto correspondería a una situación más cercana a la asignación basada en emisiones históricas, aunque con un cierto porcentaje de subasta (la asignación basada en subasta reduce mucho los beneficios de las empresas en comparación con la situación sin limitación a las emisiones). Si bien ya se ha realizado una asignación para el período 2005-2007, quizá esta idea pudiera considerarse para el siguiente período 2008-2012.

En cuanto a la promoción de las energías renovables, la recomendación fundamental es que es necesario mantener instrumentos específicos de apoyo, ya que el comercio de emisiones por sí mismo no es capaz de promover su instalación hasta los niveles requeridos.

La elección del mecanismo más adecuado presenta algunas dificultades. Por una parte, se ha demostrado la mayor eficiencia

económica (aunque no especialmente significativa) de los certificados verdes frente a las primas actuales. Sin embargo, existen aspectos no modelados como la influencia del riesgo asociado a las cuotas en las nuevas inversiones, o el efecto dinámico de las primas sobre la inversión en investigación y desarrollo o el desarrollo industrial nacional que podrían hacer cambiar esta relación.

Por tanto, la recomendación en este sentido sería más bien tendente a conservar las primas, adoptando los mecanismos de revisión y de ajuste a la producción necesarios para no encarecerlas excesivamente, o bien, en caso de que se optara por una solución basada en certificados verdes (lo que políticamente es más sencillo en algunos países europeos), utilizar certificados verdes asociados a contratos a medio-largo plazo, con el fin de reducir la volatilidad en el precio de éste y por tanto el riesgo en el mercado de certificados verdes.

Así pues, como hemos dicho anteriormente, parece que para conseguir tanto los objetivos de reducción de emisiones como los de promoción de energías renovables es preciso combinar ambas políticas.

La pregunta relevante en este aspecto es: ¿son compatibles los instrumentos de promoción de renovables y de control de emisiones de CO₂? Y si lo son, ¿cómo deben combinarse para lograr los menores costes para la sociedad?

La contestación a la primera pregunta reside en los objetivos de los dos instrumentos: ¿son complementarios o sustitutivos? Si sólo nos fijásemos en las emisiones evitadas por las energías renovables, podríamos pensar que los dos instrumentos son alternativas válidas para lograr un mismo fin. Pero hay que señalar que las energías renovables tienen más beneficios que la reducción de emisiones: contribución a la seguridad energética, desarrollo industrial y rural local, etc. Por tanto, parece evidente que es necesario promocionar las renovables por sí mismas, además de tratar de controlar las emisiones de CO₂, pues los objetivos son complementarios.

Una posibilidad para esta coexistencia, ya apuntada por Jensen y Skytte (2003), es utilizar sólo un instrumento para lograr los dos objetivos. Se podría utilizar, como ya se ha comentado, un

instrumento de control de CO₂ para promocionar indirectamente las energías renovables. Sin embargo, se puede observar cómo los regímenes actuales de comercio de emisiones no consiguen promocionar las renovables al nivel deseado, la reducción del diferencial de costes entre energías renovables y convencionales no es suficiente.

Sí parece más factible utilizar las cuotas de renovables (o las primas) para controlar las emisiones de CO₂, ya que, como hemos visto, bajo determinadas circunstancias, puede ser una medida más barata que la coexistencia de los dos instrumentos. Sin embargo, esto tiene dos inconvenientes:

- en primer lugar, su mayor eficiencia no está garantizada, ya que depende de las condiciones del resto de tecnologías. En nuestro estudio hemos visto que, primero, no es posible reducir las emisiones al nivel requerido sólo con promoción de energías renovables, y segundo, incluso en estas condiciones, los costes no son inferiores al caso de comercio de emisiones, y
- en segundo lugar, en mercados pequeños de emisiones desaparece la señal de cambio del *mix* de producción eléctrica (o se ve muy atenuada).

Por lo tanto, parece que ambos instrumentos deben coexistir. Y además, esta coexistencia debería ser *pacífica* siempre que el mercado de emisiones sea lo suficientemente grande con respecto al desarrollo de las energías renovables, de forma que un aumento de éstas no influya significativamente en el precio del permiso. Parece razonable suponer que ésta es la situación actual en Europa, con un mercado de emisiones de carácter europeo (o global a partir del 2008) y sistemas de apoyo a las renovables de carácter nacional.

Así, los productores de energías renovables recibirían los beneficios de la reducción del CO₂ a través de un mayor precio del mercado eléctrico, y las primas o los certificados verdes sólo reflejarían el beneficio local adicional de las energías renovables. En el caso de los certificados verdes, el ajuste ante cambios en el precio del permiso es automático, pero no así en el caso de

las primas, por lo que sería necesario establecer mecanismos de revisión apropiados.

En el caso de mercados pequeños de CO₂ (un posible caso sería un mercado europeo de CO₂ y otro del mismo rango de promoción de renovables), los precios de los certificados sí pueden *camuflar* el precio de los permisos de emisión, y por tanto, el precio del permiso puede ser inferior y el coste para el consumidor también. Esto evidentemente es beneficioso para el sistema. Sin embargo, se presentan dos problemas:

- no es posible saber cuál es el precio sombra del CO₂, al estar integrado dentro del precio del certificado verde o la prima, y
- ligado a esto mismo, no hay una señal de eficiencia al mercado en general para reducir las emisiones de CO₂.

Por tanto, en este caso parece necesaria una intervención del regulador. Sería necesario o bien regular los *windfall profits* (en el caso de que no estén bien ajustados), o bien regular los instrumentos de promoción de renovables para impedir que se desarrollen excesivamente en lugar de otras opciones de reducción de CO₂ más baratas.

Apéndice: formulación del modelo

A.1. Notación

A.1.1. Índices

b	Centrales de bombeo puro
ce	Centrales existentes
cn	Centrales de nueva creación
e	Empresas
f	Centrales hidráulicas fluyentes
h	Centrales hidráulicas regulables
n	Niveles de demanda
p	Periodos
$recs$	Centrales participantes en el Mercado de Certificados Verdes
s	Subperiodos
sp	Superperiodos

A.1.2. Parámetros

$A_{h,p,s}$	Aportaciones de energía en el periodo p , subperiodo s , en la central h [tWh]
$\bar{b}_b, \underline{b}_b$	Potencia máxima y mínima de bombeo de la central b [GW]
c'_{cn}	Coste de instalación de potencia adicional en la central cn , incluyendo el coste de O&M fijo [miles de € por MW]
D_n	Duración del nivel de carga n [kh]
$d'_{p,s,n}$	Pendiente de la función lineal de la demanda en el nivel n del periodo p , subperiodo s [€ por kWh por GW]

$d_{sp}^{B,n'}$	Pendiente de la función lineal de la demanda no eléctrica de derechos en el superperiodo sp [miles de € por Mt CO ₂]
$E_{p,recs}$	Energía mínima generada en el periodo p por las tecnologías $recs$ que participan en el mercado de certificados verdes [tWh]
$F_{f,p,s,n}$	Potencia fluyente de la central hidráulica f , en el nivel de carga n , periodo p , subperiodo s [GW]
$g_{p,s,n}^0$	Potencia para precio dado, en el nivel de carga n , periodo p , subperiodo s [GW]
$\bar{h}_h, \underline{h}_h$	Potencia máxima y mínima de turbinación de la central h [GW]
$\bar{h}_b, \underline{h}_b$	Potencia máxima y mínima de turbinación de la central b [GW]
$\bar{I}_{cn,p=2020,\tilde{ult}}$	Potencia máxima a instalar en centrales nuevas para los periodos 2020 y último [GW]
$INVMAX_{e,sp}$	Inversión máxima de la empresa e en el superperiodo sp [miles de €]
o'_{ce}, o''_{ce}	Término lineal [Mcal por kWh] y cuadrático [Mcal por MW ² h] de la función de consumo de la central t
o'_{cn}, o''_{cn}	Término lineal [Mcal por kWh] y cuadrático [Mcal por MW ² h] de la función de consumo de la central cn
$\bar{p}_{ce}, \underline{p}_{ce}$	Potencia máxima y mínima generada en la central existente ce [GW]
$\bar{p}_{cn}, \underline{p}_{cn}$	Potencia máxima y mínima generada en la central nueva cn [GW]
$prima_{ce}$	Prima que reciben las instalaciones existentes [c/MWh]
$prima_{cn}$	Prima que recibirán las centrales nuevas [c/MWh]
$q_{e,sp}^{ini}$	Asignación inicial de derechos de emisión de la empresa e para el superperiodo sp [Mt de CO ₂]
$q_{sp}^{n,0}$	Demanda no eléctrica de derechos para precio cero [Mt de CO ₂]
\bar{R}_b	Nivel de reservas máximo de la central b [tWh]

\bar{R}_h, R_h	Nivel de reservas máximo y mínimo de la central h [tWh]
t_p	Tasa de actualización de los flujos monetarios para el periodo p [p.u.]
t_{sp}	Tasa de actualización de los flujos monetarios para el superperiodo sp [p.u.]
te_{cn}, te_{ce}	Tasa de emisión de la central existente ce o central nueva cn [Mt CO ₂ por MW]
u_{ce}, u_{cn}	Coste del combustible de la central existente ce o central nueva cn [€ por Mcal]
$\pi_{p,s,n}^0$	Precio de la energía para demanda de potencia dada, en el nivel de carga n , periodo p , subperiodo s [€ por kWh]
ρ_b	Rendimiento del ciclo bombeo-turbinación de la central b [p.u.]
ρ_{ce}, ρ_{cn}	Coefficiente de utilización de la potencia instalada en centrales existentes ce y en centrales nuevas cn [p.u.]

A.1.3. Variables de decisión

$b_{b,p,s,n}$	Potencia consumida en la central b en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$h_{b,p,s,n}$	Potencia consumida en la central h en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$h_{h,p,s,n}$	Potencia generada en la central h en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$I_{e,cn,p}$	Potencia instalada en la central nueva cn de la empresa e en el periodo p [GW]
$Irecs_{cn,p}$	Potencia de certificados verdes instalada en la central nueva cn en el periodo p [GW]
$p_{ce,p,s,n}$	Potencia generada en la central ce en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$p_{e,cn,p,s,n}$	Potencia generada en la central cn de la empresa e en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$prec_{ce,p,s,n}$	Potencia de certificados verdes generada en la central ce en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]

$prec_{cn,p,s,n}$	Potencia de certificados verdes generada en la central cn en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
$q_{e,sp}$	Stock de derechos de emisión de la empresa e para el superperiodo sp [Mt de CO ₂]
$R_{h,p,s}$	Reservas hidráulicas en la central h al principio del subperiodo s del periodo p [tWh]

A.1.4. Variables auxiliares

$g_{e,p,s,n}$	Potencia total generada por la empresa e , en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [GW]
q_{sp}^n	Stock de derechos de emisión de las empresas no eléctricas para el superperiodo sp [Mt de CO ₂]
$\pi_{p,s,n}$	Precio de la energía en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [€ por kWh]
π_{sp}^B	Precio del derecho de emisión en el superperiodo sp [€ por kg CO ₂]

A.1.5. Variables duales (en algunas restricciones se indican las variables duales correspondientes mediante el símbolo \perp)

$\mu_{b,p,s,n}^{\bar{b}}$; $\bar{\mu}_{b,p,s,n}^{\bar{b}}$	Cotas de la potencia bombeada del grupo h en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [miles de € por MW]
$\mu_{e,sp}^B$	Tasa de emisiones máxima en un superperiodo sp para una empresa e [miles de € por Mt CO ₂]
$\mu_{e,sp}^B$	Cota del stock de derechos de emisión en el superperiodo sp para una empresa e [miles de € por Mt CO ₂]
$\mu_{b,p,s,n}^{\bar{h}}$; $\bar{\mu}_{b,p,s,n}^{\bar{h}}$	Cotas de la potencia turbinada del grupo h en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [miles de € por MW]
$\mu_{h,p,s,n}^{\bar{h}}$; $\bar{\mu}_{h,p,s,n}^{\bar{h}}$	Cotas de la potencia del grupo h en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [miles de € por MW]

$\mu_{e,cn,p,s,n}^I$	Límite de potencia de generación en función de la capacidad instalada para las centrales nuevas cn de la empresa e en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [miles de € por MW]
μ_e^{IMAX}	Cota superior de inversión para una empresa e [p.u.]
$\mu_{cn,p=2020,\acute{u}lt}^{\overline{Iplan}}$	Límite de la potencia instalada para las centrales nuevas cn para los periodos 2020 y último [miles de € por MW]
$\mu_{ce,p,s,n}^{\underline{p}}, \mu_{ce,p,s,n}^{\overline{p}}$	Cotas de la potencia del grupo ce en el periodo p , subperiodo s , nivel de carga n [miles de € por MW]
$\mu_{b,p,s}^R$	Equilibrio bombeo-turbinación de la central b en el periodo p , subperiodo s [miles de € por GWh]
$\mu_{h,p,s}^R$	Gestión de las reservas hidráulicas de la central h en el periodo p , subperiodo s [miles de € por GWh]
$\mu_{h,p,s}^{\underline{R}}, \mu_{h,p,s}^{\overline{R}}$	Cotas de la variable de reservas del grupo h , en el periodo p , subperiodo s [miles de € por GWh]
$\mu_{b,p,s}^{\overline{R}}$	Límite de energía turbinada en la central b en el periodo p , subperiodo s [miles de € por GWh]
$\mu_{e,cn,p}^{TA}$	Potencia instalada siempre creciente en la central cn en el periodo p [miles de € por MW]

A.2. Formulación general

Como ya se ha indicado en páginas anteriores, la formulación del modelo se va a realizar mediante el Problema Complementario Mixto (MCP). La formulación mediante el problema complementario mixto tiene una serie de ventajas y desventajas que se enumeran a continuación.

La gran ventaja de esta formulación es que se resuelven directamente todos los equilibrios del mercado eléctrico y del mercado de derechos de emisión, frente a otros métodos que se basan en iteraciones. Como mayor desventaja puede citarse que el problema debe tener restricciones lineales y función objetivo polinómica

cuadrática o lineal, lo que limita las variables a considerar en la función objetivo y en las *restricciones*.

Este tipo de formulación no ha sido utilizada normalmente en problemas de planificación sino que más bien se ha usado en la gestión de la operación en el medio plazo, pero la posibilidad de resolver simultáneamente el mercado eléctrico y el mercado de derechos de emisión justifica ampliamente la utilización de esta formulación en este caso.

La formulación más común del problema complementario mixto consiste en formular el lagrangiano de un problema de minimización con la formulación de las distintas restricciones como de menor o igual, con lo que las variables duales asociadas a estas serán negativas.

El modelo está compuesto por una *función objetivo* y un conjunto de *restricciones*.

La *función objetivo* es la función de beneficios de las empresas que forman parte de la generación del sistema eléctrico, y en ella se representan los ingresos y los costes de operación del sistema y de la inversión en nuevas instalaciones. También se incorporan otros ingresos y costes como son los debidos a las primas a las energías renovables y los causados por el mercado de derechos de emisión. Por lo tanto, la función objetivo representa el problema de maximización del beneficio de las empresas. Debido a que la formulación más común del problema complementario mixto se basa en la representación de un problema de minimización, en lugar de maximizar los beneficios se llevará a cabo la minimización de los beneficios negativos.

Las *restricciones* que se han tenido en consideración representan las características y los límites de funcionamiento de las diferentes tecnologías de generación, los límites a las posibles inversiones a realizar y los límites de emisiones relacionados con el mercado de derechos de emisión.

A continuación se exponen la función objetivo y las restricciones del modelo.

A.2.1. Función objetivo

Se describe a continuación la función objetivo de minimización con la que se va a trabajar, para transformar la función de maximización

zación del beneficio en una función de minimización se considerarán los beneficios negativos, es decir: $[- \text{Ingresos} + \text{Costes}]$.

La función objetivo a minimizar consta de los ingresos (ingresos por la venta de energía, ingresos por el cobro de primas de las centrales existentes y nuevas) y de los costes (coste variable o de operación de las centrales existentes y nuevas, coste de inversión en centrales nuevas y costes debidos a las emisiones de CO_2).

Minimizar:

$$\begin{aligned}
 & - \sum_p \sum_s \sum_n D_n \cdot \left(t_p \cdot p_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n} + \sum_{ce \in e} t_p \cdot prima_{ce} \cdot p_{ce,p,s,n} + \sum_{cn \in e} t_p \cdot prima_{cn} \cdot p_{e,cn,p,s,n} \right) + \\
 & + \sum_p \sum_s \sum_n D_n \cdot \left[\sum_{ce \in e} t_p \cdot v_{ce} \cdot \left(o_{ce} \cdot p_{ce,p,s,n} + o_{ce,p,n}'' \cdot p_{ce,p,s,n}^2 \right) + \right. \\
 & \left. + \sum_{cn \in e} t_p \cdot v_{cn} \cdot \left(o_{cn} \cdot p_{e,cn,p,s,n} + o_{cn,p,n}'' \cdot p_{e,cn,p,s,n}^2 \right) \right] + \\
 & + \sum_{cn} \sum_{p>1} t_p \cdot ci_{cn} \cdot \left(I_{e,cn,p} - I_{e,cn,p-1} \right) + \\
 & + \sum_{sp} t_{sp} \cdot p_{sp}^B \cdot \left(q_{e,sp} - q_{e,sp}^{ini} \right) \quad \forall e \quad (A.1)
 \end{aligned}$$

Siendo la generación total $g_{e,p,s,n}$ que representa la suma de la generación de cada una de las tecnologías: las tecnologías existentes, las nuevas, la generación hidráulica de las centrales regulables, la generación neta de las centrales de bombeo (generación menos bombeo) y la generación hidráulica fluyente.

$$\begin{aligned}
 g_{e,p,s,n} = & \sum_{ce \in e} p_{ce,p,s,n} + \sum_{cn} p_{e,cn,p,s,n} + \\
 & + \sum_{h \in e} h_{h,p,s,n} + \sum_{b \in e} \left(h_{b,p,s,n} - b_{b,p,s,n} \right) + \sum_{f \in e} F_{f,p,s,n} \quad \forall e, p, s, n \quad (A.2)
 \end{aligned}$$

El *stock* de derechos de emisión de las empresas eléctricas y no eléctricas debe ser igual al límite máximo disponible de derechos de emisión:

$$\sum_e q_{e,sp} + q_{sp}^n = Q_{sp} \quad \forall sp \quad (A.3)$$

El precio de la electricidad y el precio del derecho de emisión vienen modelados como dos funciones.

El precio de la electricidad $\pi_{p,s,n}$ es una función lineal de la potencia suministrada o demandada.

$$\pi_{p,s,n} = \pi_{p,s,n}^0 - d'_{p,s,n} \cdot \left(\sum_e g_{e,p,s,n} - g_{p,s,n}^0 \right) \quad \forall p,s,n \text{ (A.4)}$$

El precio del permiso π_{sp}^B es una función de la demanda agregada de permisos del resto de sectores que participan en el MDE.

$$\pi_{sp}^B = d_{sp}^{B,n'} \cdot (q_{sp}^n - q_{sp}^{n,0}) \quad \forall s,p \text{ (A.5)}$$

Los precios de la electricidad y del permiso se obtienen actualizados a su valor presente debido a que las dos funciones están multiplicadas por la tasa de actualización en la función objetivo.

Cabe resaltar que por motivos de simplicidad se ha utilizado la misma tasa de interés para todas las empresas. En realidad, se debería considerar una tasa de descuento distinta para cada empresa estudiada, ya que cada una puede valorar de forma distinta el umbral mínimo de rentabilidad de una inversión. La actualización del precio del derecho de emisión depende de las emisiones de una serie de periodos con distintas anualizaciones por lo que también se ha considerado una tasa de actualización para cada uno de los superperiodos.

Para llevar a cabo la actualización de las cantidades dinerarias futuras a su valor actual se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$P = F \cdot \frac{1}{(1+i)^n}$$

Siendo:

P : valor actual;

F : valor en el futuro;

n : número de años de diferencia con el momento actual;

i : tasa de descuento.

A.2.2. Restricciones y cotas de las variables

A continuación se van a desarrollar las restricciones y las cotas que se han considerado en la formulación del modelo.

Reservas hidráulicas

La energía generada en las centrales hidráulicas en un subperiodo vendrá limitada por las aportaciones en ese subperiodo y por la variación en el nivel de reservas en dicho subperiodo. Se considera como dato el nivel de reservas del primer subperiodo de todos los periodos.

$$\sum_n D_n \cdot h_{h,p,s,n} - R_{h,p,s} + R_{h,p,s+1} - A_{h,p,s} \leq 0 \quad \perp \mu_{h,p,s}^R \quad \forall p,s,h \forall e,e \text{ (A.6)}$$

Bombeo puro

La energía generada o turbinada en los grupos de bombeo vendrá limitada por la energía que haya sido bombeada y por el rendimiento del ciclo turbinación-bombeo del grupo:

$$\sum_n D_n \cdot (h_{b,p,s,n} - \rho_b \cdot b_{b,p,s,n}) \leq 0 \quad \perp \mu_{b,p,s}^R \quad \forall p,s,b \in e,e \text{ (A.7)}$$

El límite absoluto para la energía turbinada está en la capacidad de almacenamiento del vaso de la central de bombeo:

$$\sum_n D_n \cdot h_{b,p,s,n} \leq \bar{R}_b \quad \perp \mu_{b,p,s}^{\bar{R}} \quad \forall p,s,b \in e,e \text{ (A.8)}$$

Potencia instalada

La potencia total instalada en un periodo ha de ser siempre mayor o igual que la del periodo anterior:

$$I_{e,cn,p-1} - I_{e,cn,p} \leq 0 \quad \perp \mu_{e,cn,p}^{TA} \quad \forall p,s,cn,e \text{ (A.9)}$$

La potencia de generación en cada nivel de carga será inferior a la capacidad instalada multiplicada por el coeficiente de utilización (porcentaje de utilización de la central a lo largo de un periodo) de esa central. Restricción similar a la cota de potencia máxima generada, pero siendo en este caso el tope una variable de decisión (capacidad instalada):

$$p_{e,cn,p,s,n} \leq \varphi_{cn} \cdot I_{e,cn,p} \quad \perp \mu_{e,cn,p,s,n}^I \quad \forall p,s,n,cn,e \text{ (A.10)}$$

El nivel de inversión máxima para cada empresa vendrá limitado por la disponibilidad de capital:

$$\sum_{p \in sp} \sum_{cn} c_{i_{cn}} \cdot (I_{e,cn,p} - I_{e,cn,p-1}) \leq INVMAX_{e,sp} \quad \perp \mu_{e,sp}^{IMAX} \quad \forall sp, e \quad (A.11)$$

La potencia instalada en centrales nuevas podrá venir limitada por los límites que se consideren razonables en la capacidad instalada (sobre todo en el caso de las energías renovables) para un periodo intermedio (año 2020) y para el último periodo de la ejecución:

$$\sum_e I_{e,cn,p=2020, \text{últ}} \leq \bar{I}_{cn,p=2020, \text{últ}} \quad \perp \mu_{cn,p=2020, \text{últ}}^{\bar{I}plan} \quad \forall p = 2020_ult, cn \quad \forall sp, e \quad (A.12)$$

Derechos de emisión

La cantidad de emisiones que produzca cada una de las empresas en un superperiodo debe ser igual o inferior a la cantidad de derechos de emisión que posea dicha empresa en el superperiodo que se esté considerando (que a su vez es una variable del modelo):

$$\sum_{p \in sp} \sum_{\substack{ce, cn \in e, \\ s, n}} D_n \cdot (te_{ce} \cdot p_{ce,p,s,n} + te_{cn} \cdot p_{e,cn,p,s,n}) \leq q_{e,sp} \quad \perp \mu_{e,sp}^B \quad \forall e, sp \quad (A.13)$$

Cotas de las variables

A continuación se describen las cotas mínimas y máximas de cada una de las variables:

$$\underline{R}_h \leq R_{h,p,s} \leq \bar{R}_h \quad \perp \mu_{h,p,s}^R; \mu_{h,p,s}^{\bar{R}} \quad \forall p, s, n, h \in e, e \quad \forall e, sp \quad (A.14)$$

$$\underline{p}_{ce} \leq p_{ce,p,s,n} \leq \varphi_{ce} \cdot \bar{p}_{ce} \quad \perp \mu_{ce,p,s,n}^p; \mu_{ce,p,s,n}^{\bar{p}} \quad \forall p, s, n, ce \in e, e \quad \forall e, sp \quad (A.15)$$

$$\underline{h}_h \leq h_{h,p,s,n} \leq \bar{h}_h \quad \perp \mu_{h,p,s,n}^h; \mu_{h,p,s,n}^{\bar{h}} \quad \forall p, s, n, h \in e, e \quad \forall e, sp \quad (A.16)$$

$$\underline{b}_b \leq b_{b,p,s,n} \leq \bar{b}_b \quad \perp \mu_{b,p,s,n}^b; \mu_{b,p,s,n}^{\bar{b}} \quad \forall p, s, n, b \in e, e \quad (A.17)$$

$$\underline{h}_b \leq h_{b,p,s,n} \leq \bar{h}_b \quad \perp \mu_{b,p,s,n}^{\underline{h}}; \mu_{b,p,s,n}^{\bar{h}} \quad \forall p,s,n,b \in e,e \quad (\text{A.18})$$

$$0 \leq q_{e,sp} \quad \perp \mu_{e,sp}^B \quad \forall e,sp \quad (\text{A.19})$$

A.3. Formulación del problema complementario mixto

Las condiciones de optimalidad del problema complementario mixto están formadas por el gradiente del lagrangiano con respecto a las variables de decisión igualado a cero y por las condiciones de complementariedad de holguras.

A.3.1. Gradiente del lagrangiano

Está formado por las derivadas del lagrangiano respecto a las variables de decisión igualado a cero:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial p_{ce,p,s,n}} = & D_n \cdot t_p \cdot v_{ce} \cdot (o'_{ce} + 2 \cdot p_{ce,p,s,n} \cdot o_t'') - D_n \cdot t_p \cdot prima_{ce} + \\ & + D_n \cdot (-t_p \cdot \pi_{p,s,n} + t_p \cdot d'_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n}) - \end{aligned} \quad \forall p,n,s,ce \in e,e \quad (\text{A.20})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial p_{ecn,p,s,n}} = & D_n \cdot t_p \cdot v_{cn} \cdot (o'_{cn} + 2 \cdot p_{ecn,p,s,n} \cdot o_{cn}'') - D_n \cdot t_p \cdot prima_{cn} + \\ & + D_n \cdot (-t_p \cdot \pi_{p,s,n} + t_p \cdot d'_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n}) - \\ & - \mu_{ecn,p,s,n}^I - t_{e_{cn}} \cdot D_n \cdot \mu_{e,sp}^B = 0 \end{aligned} \quad \forall p,n,s,cn \in e,e \quad (\text{A.21})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial h_{n,p,s,n}} = & D_n \cdot (-t_p \cdot \pi_{p,s,n} + t_p \cdot d'_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n} - \mu_{h,p,s}^R) \\ & - (\mu_{h,p,s,n}^{\bar{h}} - \mu_{h,p,s,n}^{\underline{h}}) = 0 \end{aligned} \quad \forall p,n,s,h \in e,e \quad (\text{A.22})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial h_{b,p,s,n}} = & D_n \cdot (-t_p \cdot \pi_{p,s,n} + t_p \cdot d'_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n} - \mu_{b,p,s}^R - \mu_{b,p,s}^{\bar{R}}) \\ & - (\mu_{b,p,s,n}^{\bar{h}} - \mu_{b,p,s,n}^{\underline{h}}) = 0 \end{aligned} \quad \forall p,n,s,b \in e,e \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial L}{\partial b_{b,p,s,n}} = D_n \cdot \left(t_p \cdot \pi_{p,s,n} + t_p \cdot d'_{p,s,n} \cdot g_{e,p,s,n} + \rho_b \cdot \mu_{b,p,s}^R \right) - \left(\bar{\mu}_{b,p,s,n} - \mu_{b,p,s,n} \right) = 0 \quad \forall p,n,s,b \in e,e \quad (A.24)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_{h,p,s}} = \mu_{h,p,s}^R - \mu_{h,p,s-1}^R - \left(\bar{\mu}_{h,p,s}^R - \mu_{h,p,s}^R \right) = 0 \quad \forall p,n,s > 1, h \in e,e \quad (A.25)$$

$$\frac{\partial L}{\partial I_{e,cn,p}} = \left(t_p - t_{p+1} \right) ci_{cn} + \rho_{cn} \cdot \sum_{s,n} \mu_{cn,p,s,n}^I + \mu_{cn,p}^{TA} - \mu_{cn,p+1}^{TA} - ci_{cn} \cdot \sum_{sp/p \in sp} \mu_{e,sp}^{IMAX} = 0 \quad \forall p \neq \left\{ \begin{matrix} \acute{u}lt \\ 2020 \end{matrix} \right\}, cn,e \quad (A.26)$$

$$\frac{\partial L}{\partial I_{e,cn,p}} = \left(t_p - t_{p+1} \right) ci_{cn} + \rho_{cn} \cdot \sum_{s,n} \mu_{cn,p,s,n}^I + \mu_{cn,p}^{TA} - \mu_{cn,p+1}^{TA} - ci_{cn} \cdot \sum_{sp/p \in sp} \mu_{e,sp}^{IMAX} - \mu_{cn,p=2010}^{\overline{Iplan}} = 0 \quad \forall p=2020, cn,e \quad (A.27)$$

$$\frac{\partial L}{\partial I_{e,cn,p}} = t_p \cdot ci_{cn} + \rho_{cn} \cdot \sum_{s,n} \mu_{cn,p,s,n}^I + \mu_{cn,p}^{TA} - ci_{cn} \cdot \sum_{sp/p \in sp} \mu_{e,sp}^{IMAX} - \mu_{cn,p=ult}^{\overline{Iplan}} = 0 \quad \forall p=\acute{u}lt, cn,e \quad (A.28)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_{e,sp}} = \pi_{sp}^B + \mu_{e,sp}^B + \mu_{e,sp}^B = 0 \quad \forall sp,e \quad (A.29)$$

A.3.2. Condiciones de complementariedad de holguras

Las condiciones de complementariedad de holguras están formadas por el conjunto de las restricciones de menor o igual multiplicadas por su multiplicador de Lagrange correspondiente:

$$\left\{ \begin{matrix} \mu_{h,p,s}^R \cdot \left(\sum_n D_n \cdot h_{h,p,s,n} - R_{h,p,s} + R_{h,p,s+1} - A_{h,p,s} \right) = 0 \\ \mu_{h,p,s}^R \leq 0 \end{matrix} \right\} \quad \forall p,s,h \in e,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s}^R \cdot \left(\sum_n D_n \cdot (h_{b,p,s,n} - \rho_b \cdot b_{b,p,s,n}) \right) = 0 \\ \mu_{b,p,s}^R \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,s,b \in e,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s}^{\bar{R}} \cdot \left(\sum_n D_n \cdot h_{b,p,s,n} - \bar{R}_b \right) = 0 \\ \mu_{b,p,s}^{\bar{R}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,s,b \in e,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{e,cn,p}^{TA} \cdot (I_{e,cn,p-1} - I_{e,cn,p}) = 0 \\ \mu_{e,cn,p}^{TA} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,cn,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{e,cn,p,s,n}^I \cdot (p_{e,cn,p,s,n} - \rho_{cn} \cdot I_{e,cn,p}) = 0 \\ \mu_{e,cn,p,s,n}^I \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,s,n,cn,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{e,sp}^{IMAX} \cdot \left(\sum_{p \in sp} \sum_{cn} t_p \cdot ci_{cn} (I_{e,cn,p} - I_{e,cn,p-1}) - INVMAX_{e,sp} \right) = 0 \\ \mu_{e,sp}^{IMAX} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall sp,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{cn,p=2010,ult}^{Iplan} \cdot \left(\sum_e I_{e,cn,p=2010,ult} - \bar{I}_{cn,p=2010,ult} \right) = 0 \\ \mu_{e,cn,p,s,n}^I \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p=2010_ult,cn,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{e,sp}^B \cdot \left(\sum_{p \in sp} \sum_{t,rv,cn,s,n} \left(D_n \cdot te_t \cdot p_{t,p,s,n} + D_n \cdot te_{rv} \cdot p_{rv,p,s,n} \right) - q_{e,sp} \right) = 0 \\ \mu_{e,sp}^B \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall sp,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{h,p,s}^R \cdot (R_h - R_{h,p,s}) = 0 \\ \mu_{h,p,s}^R \leq 0 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{h,p,s}^{\bar{R}} \cdot (R_{h,p,s} - \bar{R}_h) = 0 \\ \mu_{h,p,s}^{\bar{R}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,s,h \in e,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{ce,p,s,n}^p \cdot (p_{ce} - p_{ce,p,s,n}) = 0 \\ \mu_{ce,p,s,n}^p \leq 0 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{ce,p,s,n}^{\bar{p}} \cdot (p_{ce,p,s,n} - \rho_{ce} \cdot \bar{p}_{ce}) = 0 \\ \mu_{ce,p,s,n}^{\bar{p}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall p,s,n, t \in e,e$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{h,p,s,n}^{\underline{h}} \cdot (\underline{h}_h - h_{h,p,s,n}) = 0 \\ \mu_{h,p,s,n}^{\underline{h}} \leq 0 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{h,p,s,n}^{\bar{h}} \cdot (h_{h,p,s,n} - \bar{h}_h) = 0 \\ \mu_{h,p,s,n}^{\bar{h}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \forall p,s,n, \\ h \in e,e \end{array}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s,n}^{\underline{b}} \cdot (\underline{b}_b - b_{b,p,s,n}) = 0 \\ \mu_{b,p,s,n}^{\underline{b}} \leq 0 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s,n}^{\bar{b}} \cdot (b_{b,p,s,n} - \bar{b}_b) = 0 \\ \mu_{b,p,s,n}^{\bar{b}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \forall p,s,n, \\ b \in e,e \end{array}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s,n}^{\underline{h}} \cdot (\underline{h}_b - h_{b,p,s,n}) = 0 \\ \mu_{b,p,s,n}^{\underline{h}} \leq 0 \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \mu_{b,p,s,n}^{\bar{h}} \cdot (h_{b,p,s,n} - \bar{h}_b) = 0 \\ \mu_{b,p,s,n}^{\bar{h}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \begin{array}{l} \forall p,s,n, \\ b \in e,e \end{array}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \mu_{e,sp}^{\underline{B}} \cdot (-q_{e,sp}) = 0 \\ \mu_{e,sp}^{\underline{B}} \leq 0 \end{array} \right\} \quad \forall sp,e$$

A.4. Modelado del mercado de certificados verdes

El mercado de certificados verdes, como ya se ha mencionado, es un mercado paralelo al mercado de electricidad. Ese mercado se basa en la venta de los certificados que se obtienen en relación con la producción de energía mediante fuentes de energía renovable. Por lo tanto, se deben de resolver dos problemas diferentes pero que a la vez están acoplados entre sí. La relación existente entre el problema del mercado eléctrico y el mercado de certificados viene determinada por la cantidad impuesta por el regulador sobre la producción de energía que debe generarse con fuentes de origen renovable. La cantidad de generación renovable se corresponde con la demanda de certificados en el problema del mercado de certificados verdes y con la cantidad que se debe de sustraer de la demanda total de electricidad para la resolución del mercado eléctrico con el modelo desarrollado con anterioridad.

A continuación se desarrolla el modelo del mercado de certificados verdes para la generación renovable. De forma similar al modelo del mercado eléctrico se representará el modelo de certifi-

cados mediante un problema de optimización, el cual estará compuesto por una función objetivo y un conjunto de restricciones.

Debido a la estructura del mercado de certificados verdes, para el que se ha considerado un elevado número de productores, y por tanto se supone cercanía a un mercado competitivo, la función objetivo es la función de minimización de los costes de generación e inversión de las energías renovables existentes y futuras. En este caso no es necesario realizar una distinción de tecnologías por empresas ya que como se ha mencionado se supone un mercado de competencia perfecta donde el problema que debe resolverse se trata de un despacho de mínimo coste y la propiedad de las tecnologías es irrelevante para el problema.

Las restricciones que se deben considerar son las relacionadas con los límites de producción de las diferentes tecnologías y con las inversiones futuras a desarrollar. Debe mencionarse especialmente la restricción de generación de energía mínima mediante las tecnologías renovables debido a que es la base de funcionamiento del mercado de certificados verdes.

La nomenclatura utilizada en este apartado se corresponde con la del modelo eléctrico, la cual ya ha sido definida anteriormente en A.1.

A.4.1. Función objetivo

La función objetivo del modelo del mercado de certificados verdes es la de minimización de costes de operación e inversión:

Minimizar:

$$\begin{aligned}
 & \sum_{recs} \sum_{ce \in RECS} \sum_p \sum_s \sum_n t_p \cdot D_n \cdot p_{recs}_{\alpha,p,s,n} \cdot v_{ce} \cdot o_{ce} + \\
 & \sum_{recs} \sum_{cn \in RECS} \sum_p \sum_s \sum_n t_p \cdot D_n \cdot p_{recs}_{\alpha,p,s,n} \cdot v_{ce} \cdot o_{ce} + \\
 & \sum_{cn \in RECS} \sum_{p>1} t_p \cdot c_i \cdot (I_{recs}_{cnp} - I_{recs}_{cnp-1})
 \end{aligned} \tag{A.30}$$

A.4.2. Restricciones y cotas de las variables

A continuación se van a desarrollar las restricciones y las cotas que se han considerado en la formulación de este modelo.

La potencia de generación en cada nivel de carga será inferior a la capacidad instalada multiplicada por el coeficiente de utilización (porcentaje de utilización de la central a lo largo de un periodo) de esa central. Restricción similar a las cotas de potencia máxima generada en las centrales existentes y nuevas, pero en el caso de esta restricción el límite máximo depende de una variable de decisión (capacidad instalada):

$$prec_{cn,p,s,n} \leq j_{cn} \cdot Ire_{cn,p} \quad \forall p,s,n,cn \in RECS \quad (A.31)$$

La potencia total instalada en un periodo ha de ser siempre mayor o igual que la del periodo anterior:

$$prec_{cn,p-1} - Ire_{cn,p} \leq 0 \quad \forall p,cn \in RECS \quad (A.32)$$

La potencia instalada en centrales nuevas podrá venir limitada por los límites que se consideren razonables en la capacidad instalada (energías renovables) para un periodo intermedio (2020) y para el último periodo de la ejecución:

$$Ire_{cn,p=2020,\acute{u}lt} \leq \bar{I}_{cn,p=2020,\acute{u}lt} \quad \forall =2020_últ,cn \in RECS \quad (A.33)$$

La energía generada por las centrales existentes y nuevas, que participen en el mercado de certificados verdes, debe ser mayor que el nivel mínimo de generación renovable que establezca el regulador. Esta restricción se formula como una restricción de mayor o igual de la siguiente manera:

$$\sum_{ce} \sum_{s,n} D_n \cdot prec_{ce,p,s,n} + \sum_{cn} \sum_{s,n} D_n \cdot prec_{cn,p,s,n} \geq E_{p,RECS} \quad \forall ce_cn \in RECS,p,s,n \quad (A.34)$$

Cotas de las variables

A continuación se describen las cotas mínimas y máximas de cada una de las variables:

$$\underline{p}_{ce} \leq prec_{ce \in RECS,p,s,n} \leq \varphi_{ce} \cdot \bar{p}_{ce} \quad \forall ce \in RECS,p,s,n \quad (A.35)$$

$$\underline{p}_{cn} \leq \text{prec}_{cn,p,s,n} \leq \varphi_{cn} \cdot \bar{p}_{cn} \quad \forall cn \in RECS, p,s,n \text{ (A.36)}$$

$$\text{prec}_{cn,p,s,n} \geq 0 \quad \forall cn \in RECS, p,s,n \text{ (A.37)}$$

$$Irec_{cn,p} \geq 0 \quad \forall cn \in RECS, p,s,n \text{ (A.38)}$$

A.4.3. Precio del certificado verde

En la formulación de este modelo que representa el mercado de certificados verdes, a diferencia de lo formulado en el modelo del mercado eléctrico, no se modela el precio del certificado verde como una variable auxiliar. En este modelo el precio del certificado se puede obtener a partir del coste marginal de generación *verde* y del precio del mercado eléctrico.

Por un lado se obtiene el coste marginal de generación *verde*, el cual es un resultado implícito de este modelo y se corresponde con la variable dual de la restricción de energía mínima, ecuación (A.34). Por otra parte, de la ejecución del modelo de mercado eléctrico con la demanda reducida en la cantidad de energía renovable impuesta en la restricción de energía mínima del modelo de certificados verdes, se obtiene el precio de la electricidad. La diferencia entre el coste marginal de generación *verde* y el precio de la electricidad determina el precio del certificado verde.

Bibliografía

- ALFSEN, K., H. BIRKELUND y M. AASERUD. «Impacts of a EC Carbon/Energy Tax and Deregulating Thermal Power Supply on CO₂, SO₂ and NO_x Emissions». *Environmental and Resource Economics* 5 (1995): 165-189.
- AMUNDSEN, E. S. y J. B. MORTENSEN. «The Danish Green Certificate System: some simple analytical results». *Energy Economics* 23 (2001): 489-509.
- BARRETO, L. y S. KYPREOS. «Emissions trading and technology deployment in an energy-systems “bottom-up” model with technology learning». *European Journal of Operational Research* 158 (2004): 243-261.
- BAUMOL, W. J. and W. E. OATES. *The theory of environmental policy*. Cambridge: Cambridge University Press (1988).
- BOOTS, M. «Green certificates and carbon trading in the Netherlands». *Energy Policy* 31 (2001): 43-50.
- BUÑUEL, M. «Teoría de la imposición ambiental». En Gago, A. y X. Labandeira (eds.) *Energía, fiscalidad y medio ambiente en España*. Madrid: Instituto de Estudios Fiscales, 2002.
- CRIQUI, P. y L. L. VIGUIER. «Kyoto and technology at world level: cost of CO₂ reduction under flexibility mechanisms and technical progress». *International Journal of Global Energy Issues* 14 (2000): 155-168.
- DALES, J. H. *Pollution, property and prices*. Toronto: University of Toronto Press, 1968.
- DYNER, I. y E. R. LARSEN. «From Planning to Strategy in the Electricity Industry». *Energy Policy* 29 (2001): 1145-1154.
- EEA. «Greenhouse gas emission trends and projections 2005». *EEA Report No. 8/2005*.
- EUROPEAN COMMISSION. Sustainable Energy Technology Reference Information System (SETRIS). Joint Research Centre, European Commission, 2005. <http://www.jrc.es>.
- EWEA [EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION] «Wind power targets for Europe: 75,000 MW by 2010». Briefing, October 2003.
- GARCÍA-ALCALDE, A., M. VENTOSA, M. RIVIER, A. RAMOS y G. RELAÑO. «Fitting Electricity Market Models. A Conjectural Variations Approach». Proceedings 14th PSCC Conference, Seville. July, 2002.
- HINDSBERGER et al. «Co-existence of electricity, TEP and TGC markets in Baltic Sea region». *Energy Policy* 31 (2003): 85-96.
- HOBBS, B. F. «Emissions dispatch under the underutilization provision of the 1990 US Clean Air Act Amendments: Models and analysis». *IEEE Transactions on Power Systems* 8 (1993): 177-183.
- HUANG, W. y B. F. HOBBS. «Optimal SO₂ compliance planning using probabilistic production costing and generalized Benders decomposition». *IEEE Transactions on Power Systems* 9 (1994), 174-180.
- HUNTINGTON, H. G., y J. P. WEYANT. «Modeling energy markets and climate change policy». En Cleveland, C. J. et al. *Encyclopedia of Energy*. Academic Press/Elsevier Science, 2004: 41-53.

- JENSEN, S. G. y K. SKYTTE. «Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emissions permits». *Energy Policy* 31 (2003): 63-71.
- LABANDEIRA, X. y J. LABEAGA. «Combining Input-Output and Microsimulation to Assess the Effects of Carbon Taxation on Spanish Households». *Fiscal Studies* 20 (1999): 303-318.
- LAUBER, V. «REFIT and RPS: options for a harmonised Community framework». *Energy Policy* 32 (2004): 1405-1414.
- LINARES, P. «Integración de Criterios Medioambientales en Procesos de Decisión: Una Aproximación Multicriterio a la Planificación Integrada de Recursos Eléctricos». Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, 1999.
- MCKIBBIN, W. J., M. T. ROSS, R. SHACKLETON y P. J. WILCOXEN. «Emissions trading, capital flows and the Kyoto Protocol». *The Energy Journal, Special Issue: The costs of the Kyoto Protocol* (1999): 287-334.
- MENANTEAU, P., D. FINON y M. L. LAMY. «Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy». *Energy Policy* 31 (2003): 799-812.
- MINER. *Planificación de los sectores de electricidad y gas*. Ministerio de Economía y Hacienda, 2002.
- MORTHORST, P. E. «Interactions of a tradable green certificate market with a tradable permits market». *Energy Policy* 29 (2001): 345-353.
- NAGURNEY, A. y K. K. DHANDA. «Marketable Pollution Permits in Oligopolistic Markets with Transaction Costs». *Operations Research* 48 (2000): 424-435.
- NAGURNEY, A., K. K. DHANDA y J. K. STRANLUND. «General multi-product, multi-pollutant market pollution permit model: a variation inequality approach». *Energy Economics* 19 (1997): 57-76.
- PEARCE, D. W. y R. K. TURNER. *Economía de los recursos naturales y del medio ambiente*. Madrid: Celeste Ediciones, 1995.
- PIGOU, A. C. *The economics of welfare*. Londres: MacMillan, 1920.
- TOL, R. S. J. «Estimates of the damage costs of climate change». *Environmental and Resource Economics* 21 (2002): 47-73 y 135-160.
- VENTOSA M., A. BAILLO, A. RAMOS y M. RIVIER. «Electricity Market Modelling Trends». *Energy Policy* 33 (2005): 897-213.
- VIGUIER, L. L., M. H. BABIKER, J. M. REILLY. «The costs of the Kyoto Protocol in the European Union». *Energy Policy* 31 (2003): 459-481.
- WEITZMAN, M. L. «Prices vs. quantities». *Review of Economic Studies* 41 (1974): 477-491.

Índice de cuadros

CUADRO I.1:	Compromisos de reducción de CO ₂ de los países europeos (EEA, 2005).....	12
CUADRO I.2:	Potencia instalada de energía eólica en Europa en 2002 (EWEA, 2003).....	14
CUADRO I.3:	Instrumentos de promoción de renovables aplicadas en los países de la Unión Europea (UE-15).....	15
CUADRO 4.1:	Demanda y precio inicial por subperiodo.....	72
CUADRO 4.2:	Parámetros de las tecnologías térmicas existentes.....	74
CUADRO 4.3:	Parámetros de las tecnologías hidráulicas existentes.....	75
CUADRO 4.4:	Parámetros de las tecnologías existentes renovables.....	75
CUADRO 4.5:	Parámetros de las nuevas tecnologías.....	76
CUADRO 4.6:	Primas para las tecnologías renovables.....	78

Índice de esquemas

ESQUEMA 2.1:	Falta de eficiencia de los métodos tradicionales.....	29
ESQUEMA 2.2:	Impuestos pigouvianos.....	31
ESQUEMA 2.3:	Efecto de un impuesto sobre el mercado eléctrico.....	34
ESQUEMA 2.4:	Mercado de permisos de emisión.....	37
ESQUEMA 2.5:	Mercado de certificados verdes.....	44
ESQUEMA 2.6:	Efecto de la promoción de renovables en el mercado eléctrico.....	46
ESQUEMA 3.1:	Equilibrio de mercado.....	53
ESQUEMA 3.2:	Equilibrio de mercado mediante problema complementario.....	54
ESQUEMA 4.1:	Relaciones entre el comercio de emisiones, promoción de renovables y mercado eléctrico.....	62
ESQUEMA 4.2:	Efecto sobre los costes y beneficios de la promoción de renovables de un impuesto al CO ₂	65
ESQUEMA 4.3:	Efecto de la promoción de renovables en el precio del permiso de CO ₂	67
ESQUEMA 4.4:	Efecto de la promoción de renovables en el precio del permiso de emisión y del certificado verde.....	67
ESQUEMA 4.5:	Efecto de la promoción de renovables y reducción de CO ₂ desde el punto de vista del productor renovable....	68
ESQUEMA 4.6:	Efecto combinado de la promoción de renovables y reducción de CO ₂	69
ESQUEMA 4.7:	Relación de casos ejecutados y sus nomenclaturas.....	82

Índice de tablas

TABLA 4.1: Precio del mercado eléctrico	84
TABLA 4.2: Precio del permiso de emisión	85
TABLA 4.3: Precio del certificado verde	87
TABLA 4.4: Emisiones de CO ₂ del sector eléctrico	88
TABLA 4.5: Potencia instalada en el año 2020 por tecnología	90
TABLA 4.6: Electricidad producida en el año 2020 por las diferentes tecnologías	91
TABLA 4.7: Costes de producción	92
TABLA 4.8: Costes para el consumidor	93
TABLA 4.9: Beneficios de las empresas generadoras	95
TABLA 4.10: Beneficios de las empresas para el caso B, en función de diferentes sistemas de asignación inicial	96

Índice alfabético

- ahorro y eficiencia energética, 70
- asignación inicial, 14, 38, 82c, 96c, 108
- autorizaciones, 12, 22, 27

- banking, 39
- beneficios sobrevenidos, 35, 37, 40, 63, 67, 70, 93, 106
- biomasa, 74, 76, 80, 84, 87

- carbón supercrítico, 76, 83, 89-91
- certificados verdes, 13, 15c, 43, 44c, 55, 58, 62, 66, 68-69, 79, 82c, 84, 92, 95-96, 104-105, 107-110, 120-123
- ciclos combinados de gas, 64, 73
- CO₂, 12, 12c, 13, 16, 27, 34-35, 39, 50, 57-59, 61-71, 78, 80-81, 88, 94, 99-100, 103-106, 108-110, 113
- coeficientes de emisión, 57, 75, 79, 80
- cogeneración, 74, 76, 90
- comercio de emisiones, 12, 39, 40, 49-50, 59, 61-62, 62f, 63, 65-66, 69-71, 78, 81, 83-90, 92-95, 99-100, 102-103, 105
- COMISIÓN EUROPEA, 13, 20, 22-23, 59, 99
- compañías eléctricas, 19, 52
- competencia
 - imperfecta, 50, 51
 - perfecta, 51, 52, 121
- condiciones de optimalidad o de Karush-Kuhn-Tucker, 54, 54f
- coste
 - de servicio, 35, 63-64, 81, 93
 - marginal de largo plazo, 69
 - marginal de producción, 86
 - marginal de reducción, 29, 37, 66
 - marginal externo, 30, 33
- costes
 - medioambientales, 22, 25
 - para el consumidor, 69, 71, 82, 93-94, 93t, 100-101
 - cuota de renovables, 13, 105
 - curva del coste de reducción de emisiones, 59

- demanda eléctrica, 55-56, 79, 88
- desarrollo sostenible, 11
- desregulación, 11
- directiva
 - de grandes plantas de combustión, 11
 - de prevención y control integrados de la contaminación (IPPC), 11, 27
 - europea de comercio de emisiones, 39, 49, 52, 59, 72
- doble dividendo, 32

- efecto cola, 72
- efectos combinados, 15
- eficiencia económica, 13, 35
- electricidad, 11, 20-23, 25-26, 33-34, 44, 46-47, 49, 51, 54, 56, 58, 62, 64, 66, 68-70, 76, 78-79, 81, 82c, 83-84, 86, 89, 91t, 94, 99, 102-103, 113-114, 120, 123
- energía, 12, 15, 34, 43, 46-47, 61, 64, 66, 72c, 79, 93, 99, 102
- energías renovables, 11, 13, 15, 17, 22, 25, 41-42, 44-47, 49, 52, 55, 57-58, 61, 63-66, 68-71, 73, 76, 78-79, 81, 82c, 84-86, 89-96, 99-101, 103-105, 112, 116, 120-123
- eólica
 - energía, 13, 14c, 15, 85, 87, 89-90
 - tecnología, 74, 76
- equilibrio, 34-35, 44, 52-53, 53f, 54, 54f, 59, 66, 101-102, 111
- estándares
 - de calidad, 26
 - de calidad ambiental, 27
 - de emisión, 11, 26, 36, 49
 - de tecnología, 12, 26
- externalidades, 30, 41

gases de efecto invernadero, 11-12, 58-59
grandfathering, 38, 101

hidráulica
energía, 57, 76, 80, 90
tecnología, 35, 73-74, 75c, 76

hulla, 73

impacto medioambiental, 11, 34

implantación conjunta, 39

impuesto
medioambiental, 25, 34
pigouviano, 30, 31f, 37

innovación tecnológica, 32, 41

instrumentos
de política ambiental, 16, 49
económicos, 11, 28, 30, 41

internalización, 25, 30

liberalización, 11, 19-21

lignito, 73

mecanismos
de desarrollo limpio, 39, 86, 100
de promoción de energías renovables, 41, 50, 52, 55, 57, 71, 78, 82c

medio ambiente, 15, 25, 61, 99, 102

mercado
eléctrico marginalista, 35
interior de electricidad y del gas, 11
liberalizado, 15
mayorista, 21, 94, 99, 101

mercados
de emisiones, 11, 39
energéticos, 11, 14

métodos de mandato y control, 26, 28

modelos, 16, 50-51, 62

nuclear
energía, 57, 80, 90
tecnología, 35, 57, 73, 76-77, 80, 90, 103

oligopolista, 16, 49-52, 71, 82c

operación y expansión de la generación eléctrica, 51, 55

permiso de emisión de CO₂, 37, 51, 54, 56, 66-67, 67f, 68, 71, 81, 84, 85t, 99

permisos de emisión negociables, 30, 35, 43, 45

planes nacionales de asignación, 13

política energética, 41

políticas medioambientales, 11, 23, 25, 49, 51, 52, 71, 88, 92, 96, 99

pooling, 39

potencia instalada, 13, 14c, 74c, 75c, 76, 81, 90, 90t, 109, 111, 115-116, 122

precio del mercado, 35, 44, 47, 53, 63, 65, 81, 84t, 86-87, 105, 123

primas, 13, 15c, 42-43, 46-47, 55, 57, 62, 71, 78c, 79, 82c, 85-87, 91-95, 99, 102, 104-106, 112-113

problema complementario mixto, 54, 83, 111-112, 117

promoción de energías renovables, 11, 13, 25, 41, 46, 57, 70-71, 79, 81, 84, 89, 92-93, 99, 101, 104-105

Protocolo de Kyoto, 12, 12c, 13, 35, 39, 59, 66, 80, 86, 100

reducción de emisiones, 13, 28, 37, 40, 53, 59, 63, 66, 81, 84-86, 89, 93-94, 100-102, 104

reforma fiscal verde, 32

sector
eléctrico, 16, 20-21, 25, 27, 33, 50-51, 58, 69-71, 73, 81, 88t, 89, 102
energético, 11, 26, 41

solar
tecnología, 74

solar térmica
tecnología, 76

subasta, 13, 15c, 38, 46, 78, 82, 96, 101, 103

subastas de energía o potencia renovable, 45

tarifa, 19, 22-23, 42, 78, 82, 96, 101, 103

tarifas fijas, 42

Unión Europea, 11-12, 15c, 15-16, 21, 52, 59, 76

variaciones conjeturales, 56

windfall profits. V. beneficios sobrevenidos

Nota sobre los autores

PEDRO LINARES LLAMAS es doctor ingeniero agrónomo por la Universidad Politécnica de Madrid y profesor propio de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI (Universidad Pontificia Comillas). También es subdirector del Instituto de Investigación Tecnológica y coordinador de la Cátedra BP de Desarrollo Sostenible. Actualmente es investigador visitante en la J. F. Kennedy School of Government de la Universidad de Harvard. 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 revistas especializadas como *Journal of the Operations Research Society*, *OMEGA*, *IEEE Transactions on Power Systems* y *The Energy Journal*.

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA es licenciado en Económicas y doctor por la Universidad de Northwestern (EE. UU.). Actualmente es secretario de Estado de Hacienda y Presupuestos del Ministerio de Economía y Hacienda. Con anterioridad ha sido profesor de las Universidades Carlos III de Madrid y de Zaragoza, y ha ocupado distintos puestos en el Tribunal de Defensa de la Competencia, en la Comisión del Sistema Eléctrico y en la Agencia Internacional de la Energía (OCDE). Ha publicado en revistas como *Operations Research*, *International Journal of Banking and Finance*, *International Journal of Regulation and Governance* e *Investigaciones Económicas*. También es autor de varios libros sobre regulación y energía.

JOSÉ IGNACIO PÉREZ ARRIAGA es ingeniero industrial eléctrico del ICAI (Universidad Pontificia Comillas) y PhD y máster of Science en Ingeniería Eléctrica por el Massachusetts Institute of Technology (MIT). Fundador y director durante 11 años del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, en la que ha sido vicerrector de Investigación, actualmente es director de la Cátedra BP de Desarrollo

Sostenible. Es académico de número de la Real Academia Española de Ingeniería y Fellow del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Asimismo, es director y profesor del programa Máster en Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico en Comillas y director del Curso de Formación de Reguladores en la Florence School of Regulation (Universidad Europea en Florencia). Designado por el Gobierno español para elaborar un Libro Blanco para la reforma de la regulación del sector eléctrico en España, ha sido vocal de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. A su dilatada labor en la dirección de proyectos de investigación e impartición de cursos y conferencias internacionales, plasmados en un centenar de publicaciones, se suman sus actividades de consultoría en más de treinta países. Sus áreas actuales de interés se centran en los aspectos económicos y regulatorios del sector eléctrico, incluyendo el diseño y uso de modelos de explotación, planificación y fiabilidad, así como en las implicaciones sobre la sostenibilidad de la transformación y consumo de la energía.

FRANCISCO JAVIER SANTOS PÉREZ es ingeniero industrial por la Universidad Pontificia Comillas y en la actualidad es estudiante de doctorado de Ingeniería Industrial en el Instituto de Investigación Tecnológica. Entre sus áreas de investigación se encuentran la simulación y análisis de los sistemas de energía eléctrica y, más en profundidad, los mecanismos económicos y regulatorios relacionados con la promoción de las energías renovables y el análisis de los efectos del mercado de derechos de emisión en el sector eléctrico. Ha publicado artículos en *The Energy Journal* y en otros medios.