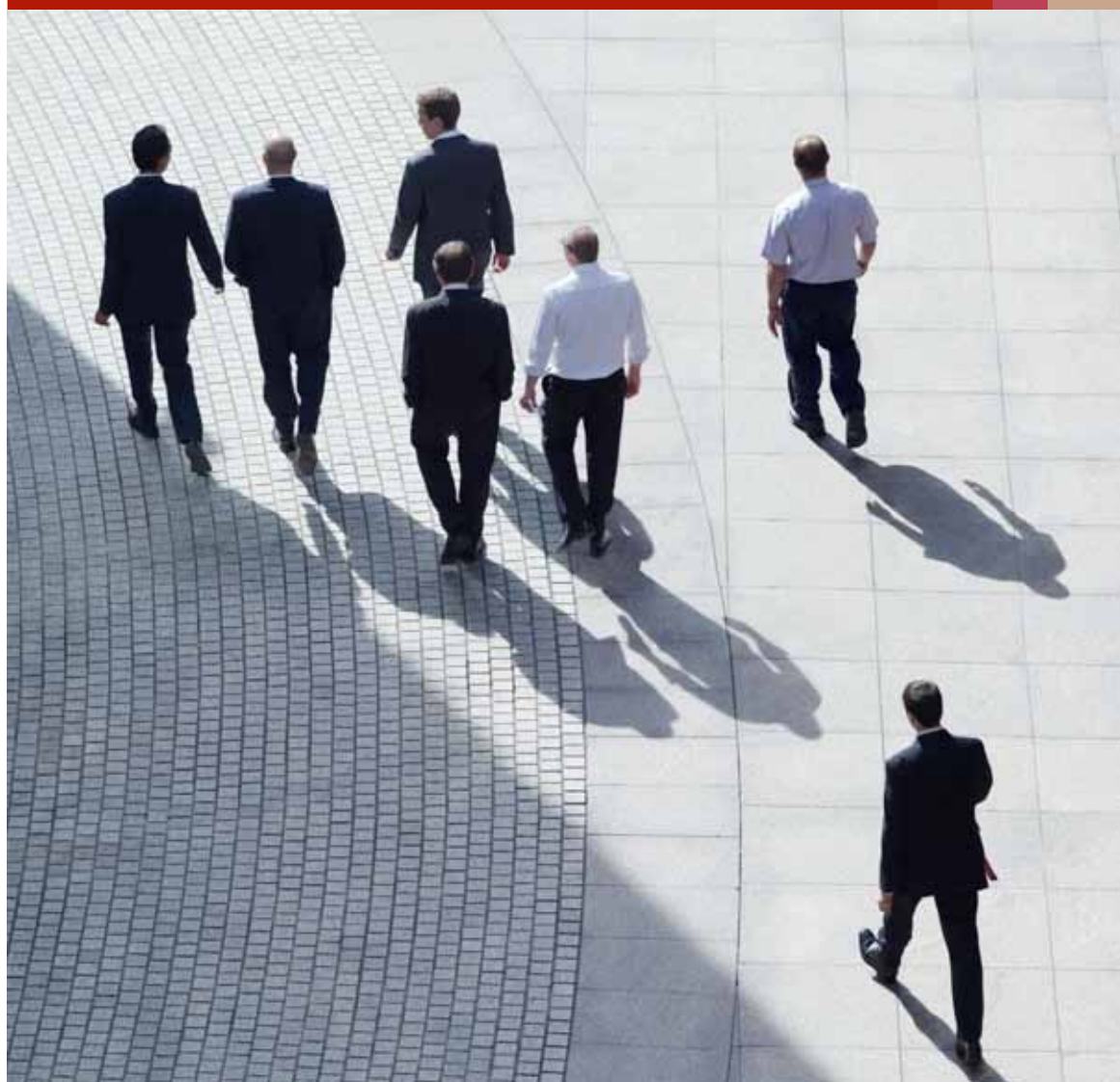


Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012

Crecimiento Inteligente



Índice

Presentación	3
Resumen ejecutivo	4
Los diez temas candentes	
1. Seguridad jurídica y buenas prácticas de regulación	8
2. Una política tarifaria coherente con el déficit cero en 2013	14
3. Titulización del déficit	20
4. Un mercado mayorista adaptado al nuevo mix de generación	24
5. Mix de generación y mecanismos para garantizar el suministro	30
6. La política medioambiental y el desarrollo de las energías renovables	36
7. La extensión de la vida útil de las centrales nucleares	44
8. El modelo eficiente de retribución de las redes	50
9. La liberalización efectiva del mercado minorista	58
10. La eficiencia energética: ¿cómo alcanzar los objetivos?	64
Índice de figuras	70
Contactos	73

El presente documento fue elaborado por el equipo de consultoría de Energía de PwC. Sin embargo, para su confección se tuvieron en cuenta las valiosas y ricas aportaciones realizadas por un grupo de expertos en la sesión celebrada el 10 de octubre de 2011, sin las cuales hubiera sido simplemente imposible acometer esta tarea.

Con todo, esto no significa que los participantes en la reunión, de deliberada composición plural, tengan que identificarse con la literalidad del documento final, ni siquiera con la selección de los temas identificados

como candentes. Desde PwC queremos agradecer las aportaciones de los participantes en la sesión: nada menos que su valioso tiempo, sus amplios conocimientos y su dilatada experiencia.

La relación de los participantes fue la siguiente:

Participantes:

- **Alberto Carbajo**, director general de Operación de Red Eléctrica de España
- **Alfonso Pascual**, director de Estrategia y Desarrollo de Negocio de GDF Suez Energía España

- **Carmen Becerril**, presidenta de Acciona Energía
- **Claudio Aranzadi**, experto, ex-ministro del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
- **Enrique de Leyva**, socio fundador de Magnum
- **Fernando Móner**, presidente de CECU
- **Fernando Navarrete**, director de Economía y Políticas Públicas de FAES
- **Fernando Soto**, director general de AEGE
- **Gustavo Nombela**, responsable del Área de Economía y Sostenibilidad de Fundación Ideas

Presentación

Mediante la elaboración de la serie de informes “Diez temas candentes”, PwC pretende realizar su aportación a la identificación de los principales problemas, a analizar sus implicaciones, y a identificar las alternativas de actuación, en determinados sectores clave para el futuro de la economía española.

La política energética se rige por criterios, en ocasiones contradictorios, como son la seguridad de suministro, la independencia energética, la competitividad del precio de la energía, la salud de la balanza por cuenta corriente del país, la fortaleza de las empresas que actúan en el sector y el impacto medioambiental de la actividad, entre otros factores. Como consecuencia de lo anterior, el sector eléctrico presenta una regulación compleja y una intrincada serie de problemas que no son fáciles de resolver y cuyo análisis requiere una visión multidisciplinar. Con este informe PwC quiere contribuir a hacer accesible el entendimiento de la problemática del sector eléctrico al conjunto de la opinión pública española.

El 10 de octubre de 2011 reunimos a un grupo de expertos y destacadas personalidades del sector eléctrico para mantener con ellos una sesión de trabajo con el fin de identificar los temas que urge resolver en el sector. Tras este foro, PwC ha elaborado el presente documento, que profundiza en los aspectos críticos que afectan al sector y en las posibles alternativas para su desarrollo futuro. Nadie busque en este documento un enfoque exhaustivo, se trata de una presentación ágil y directa, pero a la vez rigurosa, de los temas que estarán en la agenda del sector en 2012.

Hemos tenido en cuenta que los problemas del sector eléctrico afectan a un amplio número de agentes: las empresas del sector, las administraciones central, autonómica y local, las empresas y los ciudadanos como clientes de un servicio que tiene la condición de universal. La articulación armónica de los intereses de todos estos agentes en el marco de una estrategia sectorial, es clave para que el sistema eléctrico pueda cumplir su misión al servicio de nuestro país.

El sector eléctrico español está atravesando un momento clave que determinará su futuro. En PwC consideramos que es fundamental que los agentes del mercado y la Administración aborden, sin demora, las cuestiones cruciales que determinan el funcionamiento de una pieza fundamental para el engranaje de nuestro desarrollo futuro como país.

- **Jordi Dolader**, presidente de Mercados Energy Market International
- **José Bogas**, director general de España y Portugal de Endesa
- **José María Egea**, director general de Planificación Energética de Gas Natural Fenosa
- **Juan Araluce**, presidente del área Mediterránea de Vestas
- **Luis Amusátegui**, socio fundador de Cygnus Asset Management
- **Pedro Mejía**, presidente del Operador del Mercado Eléctrico
- **Pedro Larrea**, consejero delegado del Grupo Ferroviario
- **Xavier Labandeira**, catedrático de

economía de la Universidad de Vigo y director de Economics for Energy

Moderador:

- **Jordi Sevilla**, senior advisor de PwC, ex-ministro de Administraciones Públicas

Responsables de la preparación del documento por parte de PwC:

- **Iñaki Goiriena**, socio responsable de Energía de PwC España
- **Joaquín Coronado**, socio responsable de Consultoría y Transacciones de PwC España

- **Blanca Perea**, senior manager de Energía en Consultoría
- **Gerardo Fernández**, gerente de Energía en Consultoría

Agradecimientos

Este informe ha sido realizado por profesionales de PwC. La firma agradece a todos ellos su aportación, especialmente a: Alejandro Aller, Alicia Olivas, Borja González-Velayos, Daniel Gullías, David Rodríguez, Eduardo Reyes, Esther Martínez, Ignacio García-Vaquero.

Resumen ejecutivo

El sector eléctrico español es estratégico y tractor para la economía, se trata de una actividad intensiva en inversiones –más de 60.000 millones de euros en los últimos cinco años–, que tiene carácter anti-cíclico, que es generadora de empleo, y que impacta de forma considerable en la competitividad y dinamismo de nuestro país.

Las empresas españolas que intervienen en el sector eléctrico han demostrado su liderazgo tanto a través de su presencia internacional en Europa, Norteamérica e Iberoamérica; como mediante su desarrollo industrial y tecnológico en el campo de las energías renovables. Además, el conjunto de las empresas que intervienen en el sector eléctrico suponen casi el 20% de la capitalización total actual del Ibex 35. Se trata, por tanto, de un sector en el que participan empresas que son vitales para el presente y futuro de España.

El sector eléctrico español se encuentra en la actualidad en un momento crucial. Una política regulatoria, llevada a cabo por los distintos gobiernos, centrada de forma prioritaria en el control del precio final de la electricidad, ha situado al sector en una situación de crisis sin precedentes, agravada por el entorno económico en el que estamos inmersos, que requiere tomar decisiones difíciles sobre los tres ejes que deben regir una buena política energética:

- La seguridad de suministro
- La minimización del impacto medioambiental de la actividad
- La eficiencia económica para todos los agentes: empresas y clientes

La seguridad jurídica y la regulación son precisamente el primer “tema candente” que se identifica en este informe, estando en el mismo el origen de los otros nueve.

El sistema regulatorio español es inseguro por ser impredecible y porque algunas de las normas que se publican en ocasiones no se cumplen. Por otro lado, el proceso de definición regulatorio español adolece de falta de transparencia y de una participación escasa de los agentes del sector. Además, el regulador no es independiente de las políticas o intereses públicos, ya que no ejerce la función esencial de la fijación de las tarifas o de la aprobación de la metodología para su establecimiento.

Este es el primer tema que requiere una decisión urgente: el regulador español debe ser independiente y la seguridad jurídica debe quedar fuera de toda duda, con el objetivo de restaurar la confianza de los inversores en las empresas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico de nuestro país.

Las decisiones de los distintos gobiernos en la materia regulatoria han tenido como consecuencia que España sea el único país del mundo en el que los clientes mantienen una deuda con el conjunto del sector eléctrico, que se acumula creciendo de forma crónica año a año, porque los costes de las actividades reguladas son superiores a

lo que cada ejercicio se recauda para cubrirlos a través de los peajes de acceso. A esta deuda, que comenzó a generarse hace más de una década, se le denomina déficit tarifario y a finales de 2011 superará los 28.800 millones de euros, casi un 3% del PIB español.

Los clientes de electricidad pagan en la actualidad una cantidad próxima a los 2.650 millones de euros anuales para sufragar el déficit, y continuarán haciéndolo en los próximos 15 años. Es necesario implantar las medidas necesarias para cumplir con el compromiso establecido por Real Decreto Ley de alcanzar un equilibrio entre los costes y los ingresos regulados en 2013.

Hasta ahora las distintas disposiciones que han intentado atajar el problema del déficit se han incumplido de forma sistemática. La causa de este incumplimiento es simple: existen dos mundos desconectados en la normativa que regula la actividad eléctrica. Por un lado, mediante la planificación y las normas de cada actividad regulada, se determinan sus inversiones y retribución, es decir, se determinan los costes regulados del sistema. Por otro, el Gobierno aprueba unos peajes de acceso insuficientes para dar cobertura a dichos costes preestablecidos.

Este déficit está financiado desde hace una década por cinco empresas eléctricas: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico y E.ON. A pesar del compromiso de llevar a cabo su titulización antes de junio de 2011, la realidad es que en la actualidad estas empresas siguen financiando en sus

balances una cantidad de 9.612 millones de euros, lo que requiere que el nuevo compromiso de llevar a cabo la titulización antes de junio de 2012 se vea esta vez cumplido.

La solución del problema del déficit pasa inevitablemente por la subida de los peajes de acceso, que deberían incrementarse en un 30% en 2012 y un 17% en 2013 para cumplir con la última senda de déficit aprobada por el Gobierno en 2010. Estas subidas implican un aumento del precio final de la electricidad para el cliente doméstico de un 23% en 2012 y un 18% en 2013; mientras que para el cliente industrial el incremento sería de un 8% en 2012 y de un 4% en 2013. Aunque estas subidas resultan muy llamativas, una vez aplicadas, el coste de la electricidad representará el 3% de los gastos totales de los hogares españoles, y será equivalente, a modo de ejemplo, al gasto en telecomunicaciones. Retrasar la toma de decisión respecto a los peajes implica acumular más déficit, más coste para financiarlo, y mayor incremento en el precio de la electricidad a medio y largo plazo.

En este contexto se están poniendo en cuestión aspectos fundamentales del funcionamiento del sector eléctrico y de su planificación a largo plazo.

El papel del mercado, el *mix* de generación, la contribución al mismo de las renovables, la necesidad de garantizar el suministro mediante potencia firme, y cómo se deben tomar las decisiones al respecto de la potencia nuclear existente, son cuestiones sobre las que se ha suscitado un intenso debate en el que se extreman las posiciones.

Desde PwC pretendemos contribuir con este documento a encuadrar cada una de estas cuestiones, realizando un análisis cuantitativo sobre cada una de ellas, y aportando alternativas que consideramos deberían constituir un punto de partida para una solución conjunta para el sector. Todo ello partiendo del principio básico de que es necesario no volver a tomar medidas retroactivas que han provocado que España se sitúe en el puesto 97 en el índice global de protección al inversor que publica el Banco Mundial.

En este entorno se sitúa la discusión sobre el rol de las renovables. Es claro que las energías renovables juegan un papel imprescindible para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂, que su contribución es esencial para reducir nuestra dependencia energética del exterior y que, como consecuencia, realizan una aportación fundamental para disminuir el déficit por cuenta corriente de la economía española. Además, España ocupa una posición de liderazgo internacional en las energías renovables: tres de los cinco primeros operadores de renovables del mundo tienen su sede en nuestro país, y nuestras empresas de equipamiento e ingeniería son líderes en tecnología eólica y solar.

El nuevo PER 2011-2020 fija una senda y un objetivo de penetración renovable para 2020 que es superior al establecido por la Comisión Europea. Es posible diseñar escenarios alternativos que permitan alcanzar los compromisos europeos, retrasando la entrada de la potencia, aprovechando la evolución de costes que experimentarán estas tecnologías.

El desarrollo de las energías renovables ha venido acompañado de un incremento de los costes regulados, las primas han experimentado un crecimiento acumulado anual medio del 16% desde 2002 alcanzando los 7.067 millones de euros en 2010, parte de este coste podría haberse evitado si se hubiera implantado un modelo retributivo eficiente que hubiera tenido en cuenta la curva de evolución de costes de las distintas tecnologías (efecto precio) y el volumen máximo a recibir prima en cada momento (efecto cantidad). El nuevo PER 2011-2020 lleva consigo un importe de 69.075 millones de euros de primas acumuladas en dicho periodo.

Es necesario que el Gobierno tome las decisiones oportunas para financiar la senda y el objetivo de penetración renovable finalmente establecido, y en este documento se proponen alternativas que permiten reducir el impacto sobre el buen funcionamiento del mercado y sobre los clientes.

La consecuencia directa de la alta penetración de renovables es que el rol principal de las centrales térmicas e hidráulicas regulables queda relegado al de respaldo, siendo secundaria su función como aportadoras de energía.

La transformación profunda del *mix* en los últimos 15 años con la incorporación de 27.000 MW de renovables y 25.000 MW de ciclos combinados de gas ha cambiado el contexto en el que se diseñó el mercado mayorista. El precio de mercado ha dejado de proporcionar señales adecuadas para la inversión, y es necesario tener en cuenta que el *mix*

español requiere la incorporación de al menos 4.700 MW de potencia firme hasta 2020 para garantizar el suministro. Por tanto, en este informe se plantea la necesidad de revisar a corto plazo la cuantía del pago por capacidad actualmente en vigor para las instalaciones que proporcionan la potencia de respaldo al sistema, y la necesidad de eliminar las restricciones ajenas al mercado que han llevado a poner en cuestión su adecuado funcionamiento.

De igual forma, consideramos que es necesario garantizar que las decisiones al respecto de la extensión de la autorización de explotación del parque nuclear español, cuya vida media es de 27 años y que generó el 22% de la producción eléctrica bruta en 2010, se van a producir exclusivamente atendiendo a criterios de seguridad que deben ser definidos y evaluados por el Consejo de Seguridad Nuclear. En España no podemos permitirnos prescindir de una tecnología que aporta competitividad al precio de la electricidad, que contribuye a nuestra independencia energética, y que proporciona una potencia libre de emisiones que tiene un rol esencial en la seguridad de suministro. Además, consideramos que la posible imposición de una tasa a la producción eléctrica nuclear no sería más que un ejemplo adicional de inseguridad jurídica en nuestro país.

El Gobierno ha elaborado una planificación indicativa para el conjunto de las actividades del sector eléctrico y un PER sobre la base de una proyección de demanda del 2,33%, sin embargo, por efecto de la crisis económica, la

demanda de electricidad en 2010 fue inferior a la de 2007, y en los diez primeros meses de 2011 se ha producido una contracción del 1%. En este entorno es necesario replantear todas las inversiones a realizar en el corto plazo, adaptándolas al nuevo escenario de demanda, y en consecuencia evitando costes adicionales que en este momento son innecesarios.

Como complemento a las medidas sobre la producción de electricidad, es necesario dar un paso adelante en la liberalización del mercado de comercialización, para ello se plantea bajar el umbral de potencia contratada de la TUR desde los 10 kW actuales hasta 3 kW, lo que supondría que 19 millones de clientes dejarían de tener un precio fijado por el Gobierno. El hecho de que la TUR dejara de constituir la principal referencia de precio de la electricidad en el mercado minorista, debería facilitar que los reguladores cumplieran con el requisito de suficiencia de las tarifas de acceso y establecieran los peajes dando cobertura a todos sus costes.

Adicionalmente, es necesario mejorar la transparencia para los clientes del proceso de formación del precio de la electricidad. Para la mayoría de los clientes resulta difícil comprender cómo bajadas en el precio de los combustibles (o incluso en el mercado mayorista) no conllevan bajadas en el precio de la electricidad, de igual forma a lo que ocurre con otros productos energéticos. La estructura del precio de la electricidad mediante un componente de energía y otro de peajes, no traslada de forma directa al cliente el impacto en precio de las decisiones de política

energética y medioambiental. Para resolver esta situación, debería considerarse que el precio de los peajes reflejara exclusivamente los costes de uso de la red e incluir un nuevo concepto al que podría denominarse “impacto en el coste de la política medioambiental y energética” que incluyera los costes de las primas del régimen especial.

Esta medida tiene que ser complementada con la protección de los clientes más vulnerables, de esta forma los colectivos que se benefician de la congelación de la TUR desde julio de 2009 mantendrían este beneficio que alternativamente debería pasar a ser financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado como ocurre con el resto de políticas sociales.

Hay dos cuestiones más que se identifican entre los “diez temas candentes” del sector eléctrico español para 2012.

De una parte, la necesidad de retribuir de manera suficiente y cierta las inversiones a acometer en las redes eléctricas con el fin de acometer la modernización de las mismas para que se conviertan en verdaderas “redes inteligentes”, y para asegurar que se lleven a cabo las interconexiones internacionales con el objetivo de que España deje de ser una “isla energética” en el contexto europeo.

De otra, el establecimiento de objetivos para que la eficiencia energética realice su contribución clave para lograr simultáneamente los objetivos de mejorar la competitividad de nuestra economía, reducir las emisiones de

gases de efecto invernadero y disminuir nuestra dependencia energética del exterior.

Para terminar, queremos dejar claro que hay muchas más alternativas y medidas que las que se presentan en este informe. Desde PwC hemos identificado aquellas sobre las que consideramos que se podría establecer el acuerdo de todos los agentes para resolver una problemática que no permite más aplazamientos. Nuestro fin último es contribuir a informar al conjunto de la sociedad, aportando análisis y datos.

1

Seguridad jurídica y buenas prácticas de regulación

Estabilidad regulatoria para un sector tractor de la economía

El sector eléctrico es estratégico y tractor para la economía, intensivo en inversiones –más de 60.000 millones de euros en los últimos cinco años– con largos periodos de recuperación, que requiere por tanto una estabilidad regulatoria que dé certeza a los inversores.

Una regulación estable no debe entenderse como una regulación estática, incapaz de adaptarse a la evolución inevitable de los retos del sector, sino que significa que exista un proceso regulatorio definido, modelos transparentes para las distintas actividades, unas

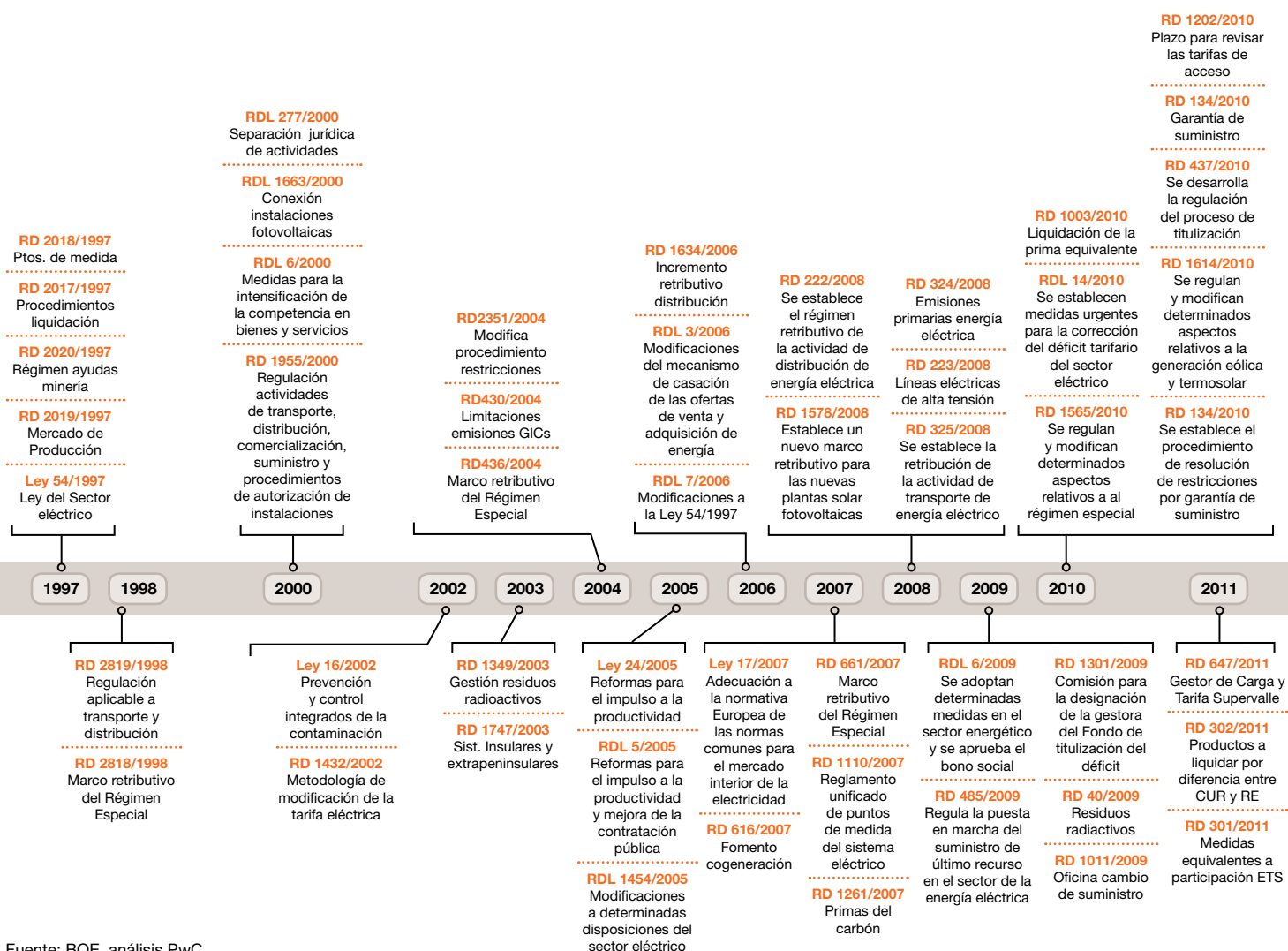
responsabilidades claras de los distintos organismos que no sean contradictorias entre sí, un compromiso de que la normativa será aplicada y una cierta predictibilidad de cómo reaccionará el regulador ante los cambios de entorno citados.

Complejidad normativa. La regulación del sector eléctrico es compleja, ya que su aplicación debe satisfacer diversos objetivos que, aun estando vinculados, pueden ser incompatibles entre sí. La regulación debe hacer frente a los tres ejes de la política energética –garantía del suministro, eficiencia económica y sostenibilidad medioambiental–, debe fijar una retribución de las actividades reguladas suficiente para su nivel de inversión, debe garantizar una

competencia efectiva en las actividades liberalizadas y, todo ello, asegurando un precio de la electricidad competitivo para el cliente final.

La arquitectura de la regulación vigente en el sector eléctrico español, al amparo de las directivas europeas, tiene como punto de partida la Ley 54/1997 que iniciaba el camino hacia la liberalización del sector eléctrico. Esta Ley se desarrolla en múltiples Reales Decretos que regulan las actividades de transporte y distribución, incentivan la liberalización de los mercados mayorista y minorista, y establecen el marco económico del régimen especial, completados con una serie de Reales Decretos Ley de medidas urgentes y órdenes ministeriales (Figura 1).

Figura 1.
Regulación del sector eléctrico en España (ilustrativo)



Fuente: BOE, análisis PwC.

El empleo de los distintos rangos normativos y de regulación cruzada, así como la falta de textos refundidos de la Ley, hacen que el acceso a la misma resulte harto complejo. Además, esta organización denota cómo se ha hecho un uso un tanto excesivo de los Reales Decretos Ley como medidas de anuncio y señal política de toma de decisiones y cómo lejos de moverse por directrices sostenibles a largo plazo, se han limitado a responder a los cambios acontecidos en el mercado con el fin último de controlar el precio final de la electricidad que ha prevalecido como objetivo sobre el control del déficit tarifario crónico del sector eléctrico español.

Inseguridad jurídica. El sistema regulatorio español es inseguro por ser impredecible y porque algunas de las normas que se publican en ocasiones no se cumplen. Ejemplos de ello son el incumplimiento de los Reales Decretos Ley que establecen los límites de déficit establecidos (Real Decreto Ley 6/2009 y Real Decreto Ley 14/2010) y en consecuencia del principio de suficiencia tarifaria fijado por Ley, la aprobación en diciembre de 2010 de medidas de retroactividad impropia respecto a la retribución del régimen especial o, más

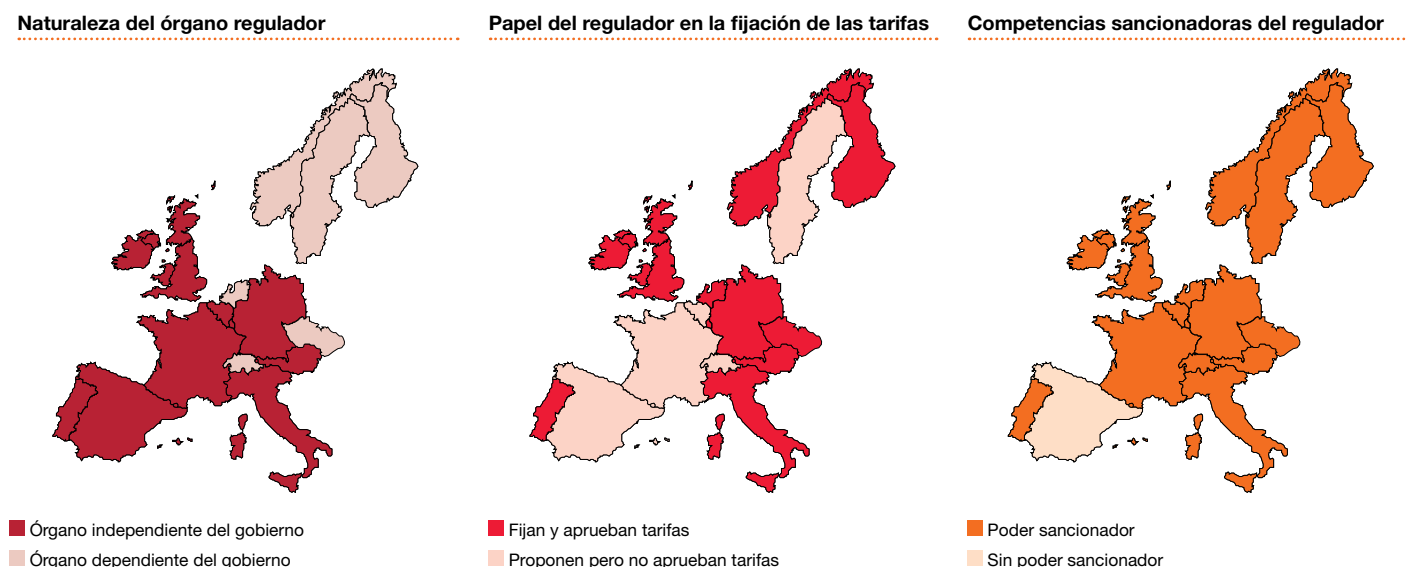
recientemente el establecimiento de procedimientos de resolución de restricciones para priorizar la producción térmica con carbón nacional provocando distorsiones en el mercado mayorista.

Como se puede comprobar, en muchas ocasiones estas decisiones han respondido a los problemas coyunturales de forma aislada (y en ocasiones a problemas ajenos al propio sector eléctrico) mediante soluciones de corto plazo, en lugar de resolverlos de forma sistémica y teniendo en cuenta todos los impactos sobre los distintos agentes que operan en un sistema eléctrico interconectado.

Por otro lado, el proceso de definición regulatorio español sufre de falta de transparencia y de una participación escasa de los agentes del sector. Si bien la Comisión Nacional de Energía (CNE) involucra a los agentes a través de sus Consejos Consultivos cuando tiene que emitir una recomendación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, esta participación no deja de ser parcial y puntual y está lejos de constituir un proceso formal con la suficiente profundidad y plenamente participativo.

Figura 2.

El papel de los reguladores europeos en la fijación de tarifas



Fuente: Organismos reguladores nacionales, análisis PwC.

La “captura” del regulador

En España, las tarifas, así como otros muchos parámetros básicos para el sector eléctrico, son fijadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, con un papel meramente consultivo de la Comisión Nacional de la Energía. La independencia del regulador no sólo se logra por medio de medidas orgánicas, sino haciendo que el ejercicio de las competencias propias del regulador (entre ellas la potestad tarifaria) no se vean influenciadas por otras políticas o intereses públicos. Esto es lo que ha pretendido la Directiva 2009/72/CE cuando dispone como función esencial del regulador la fijación de tarifas o la aprobación de la metodología para su establecimiento, limitando la posibilidad de que los gobiernos puedan asumir esta función.

Esta configuración, en la que el regulador no goza de independencia, ha favorecido la aplicación de una política regulatoria destinada principalmente a la contención del precio final de la electricidad que ha generado un déficit acumulado de 25.800 millones de euros en el sector eléctrico español.

En Europa, países como Portugal, Reino Unido, Austria, Alemania o Italia cuentan con un regulador independiente, esto es, con capacidad para fijar tarifas y con poder sancionador (Figura 2), lo que ha resultado en una legislación clara, transparente y predecible.

Una Administración bicéfala.

Aunque la regulación y la fijación de las tarifas es responsabilidad de la Administración Central, las Comunidades Autónomas han incluido en sus Estatutos de Autonomía disposiciones que les permiten regular determinadas condiciones de prestación del servicio eléctrico en su territorio. Esta responsabilidad bicéfala sobre las actividades eléctricas provoca distorsiones entre los costes de prestación del servicio en algunas comunidades y su reconocimiento en las tarifas por el regulador central. Ejemplos de estas distorsiones son la obligación de soterramiento de líneas de distribución eléctrica que no está reconocido en el modelo retributivo de la actividad, la fijación de cánones para el desarrollo industrial de la región impuesta en los concursos eólicos promocionados por las Comunidades Autónomas o la imposición de tributos medioambientales sobre las

actividades eléctricas en algunas regiones.

Los episodios de incertidumbre y las medidas retroactivas han penalizado el atractivo inversor

Un informe recientemente publicado por Citigroup identifica 27 decisiones regulatorias sobre el sector eléctrico que han tomado algunos gobiernos europeos cuyo coste ha ascendido a 200.000 millones de euros. De estas 27 medidas 11 han tenido lugar en nuestro país (Figura 3). En dicho informe se identifica a España como el país europeo con mayor riesgo regulatorio en el sector eléctrico, debido a las decisiones gubernamentales citadas, a la incertidumbre de la política tarifaria y a la dificultad para titulizar el déficit tarifario acumulado.

Figura 3.

Once grandes cambios regulatorios que aumentan la inseguridad jurídica en España desde el año 2010

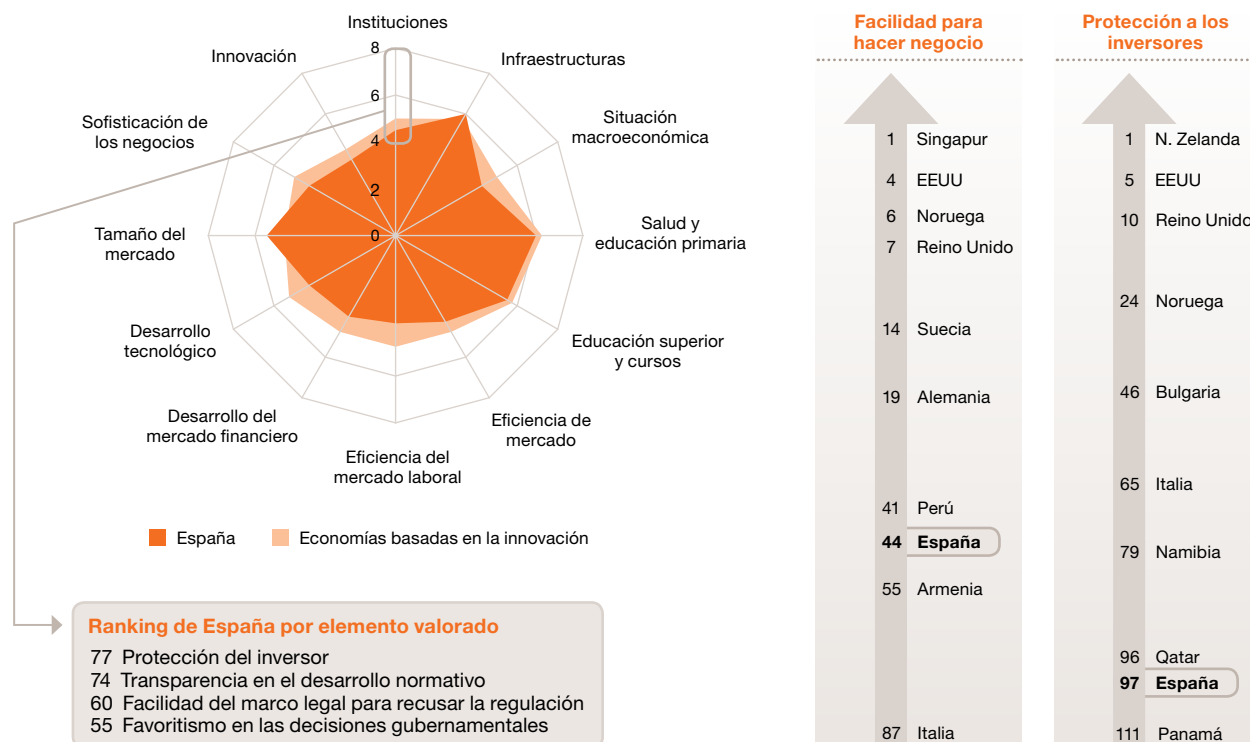
Ene. 2010	1	Incremento de la TUR en un 2,6%, insuficiente para finalizar con el déficit tarifario
Dic. 2010	2	Peaje para productores: 0,5 €/MWh
Dic. 2010	3	Las eléctricas deben subvencionar hasta 2013 el bono social (6 meses más respecto al inicial). Impacto de 150 M€
Dic. 2010	4	Las eléctricas asumirán directamente los costes del Plan E4, desde el 1 de enero del 2011, durante 3 años. Impacto de 670 M€
Dic. 2010	5	Limitación del número de horas de funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica. Ahorro anual para consumidores finales de 740 M€
Dic. 2010	6	Reducción de la prima para la energía eólica para las instalaciones instaladas a partir del 1 de enero de 2008
Dic. 2010	7	Las instalaciones termosolares no pueden acogerse a la opción de mercado + prima en su primer año de operación
Dic. 2010	8	Nuevos límites de déficit tarifario: 5.500 M€ en 2010 (previamente 3.000 M€), 2.000 M€ en 2011 y 1.500 M€ en 2012, déficit cero en 2013
Sep. 2010	9	Aprobación de la Unión Europea de las ayudas al carbón nacional (impacto negativo para las eléctricas, ya que se introduce una distorsión en el mercado liberalizado y ven reducidas las horas de funcionamiento de los CCTG)
Abr. 2010	10	Se mantiene el precio de la TUR, a pesar del decremento de los costes de energía, incrementándose las tarifas de acceso en un 10%
Jun. 2010	11	Informe de la CNE sugiriendo que el extracoste asociado a la titulización sea en parte financiado por las eléctricas, no exclusivamente el consumidor final

Fuente: Citigroup, análisis PwC.

De hecho, España ha perdido 5 puestos en la última edición del ranking *Ease of doing business* publicado por el Banco Mundial, y ha pasado a ocupar el puesto 97 de 183 en su nivel de protección al

inversor, comparándose con países como Armenia, Líbano, Lituania o Chipre. Esta percepción la confirman otros análisis como el efectuado por el World Economic Forum (Figura 4).

Figura 4.
Posición de España en el ámbito institucional a nivel global (izquierda) y atractivo para inversores (derecha)



Fuente: World Economic Forum, Banco Mundial, análisis PwC.



Alternativas e implicaciones

1. Transparencia, predictibilidad y estabilidad regulatoria

La Ley 2/2011 de Economía Sostenible reconoce la necesidad de mejorar la calidad regulatoria en España, adecuando la normativa a los principios de buena regulación en cuanto a: necesidad, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, accesibilidad, simplicidad y eficacia.

Para lograrlo, el regulador debe ser independiente, lo que principalmente se traduce en su capacidad para fijar y aprobar la tarifa eléctrica y para sancionar. Un regulador independiente debe, asimismo, establecer mecanismos formales para la participación de todos los agentes del sector en el proceso regulatorio (Figura 5).

Figura 5.

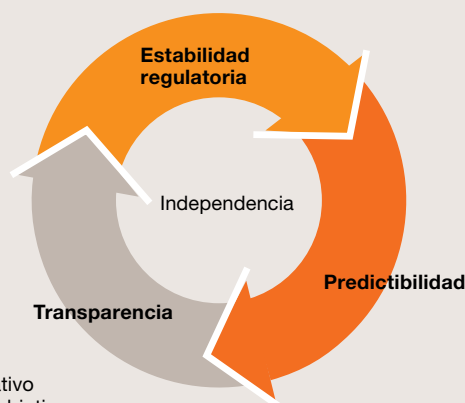
Principios de buena regulación

La estabilidad regulatoria se fomenta:

- Elaborando y respetando planificaciones a largo plazo
- Evitando incurrir en cambios normativos frecuentes y contradictorios
- Analizando los efectos de las decisiones regulatorias de un modo sistémico
- Respondiendo a la evolución de los retos del sector con racionalidad
- Adquiriendo el compromiso de que la normativa producida será aplicable

La transparencia se puede incrementar:

- Definiendo un proceso regulatorio participativo
- Estableciendo y respetando unos criterios objetivos y contrastables en los que se basen los modelos regulatorios para las distintas actividades
- Implantando metodologías de estimación y cálculo claras y fácilmente replicables



La predictibilidad permitirá:

- Atraer el volumen de inversión necesario para garantizar el suministro energético
- Garantizar el coste mínimo de capital extranjero y por tanto el menor coste para el consumidor final
- Entender las decisiones históricas y respetarlas

Fuente: Análisis PwC.

2. Unificación del régimen general en un texto refundido de la Ley

La evolución del mercado, el desarrollo de las energías renovables y la aparición de nuevos y distintos actores en el sector, entre otros factores, determina que la estructura, sistemática y enfoque de la Ley 54/1997 hayan quedado obsoletos y la normativa dispersa, fragmentada y falta de sistema. En primer lugar, se considera imprescindible unificar y clarificar el régimen general a través de un texto refundido. En segundo lugar, se debe unificar y clarificar la ordenación económica del sector y la del régimen especial, dado que nada tiene que ver la situación actual con la que nuestro legislador dibujó en la Ley 54/1997.

3. Definición clara y coherente de las competencias atribuibles a cada organismo

Dentro de los límites que permite la jurisprudencia constitucional (STC 18/2011), deben definirse de forma inequívoca y coherente las competencias de cada organismo. Se debe elaborar un listado de competencias y funciones para cada organismo: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las Comunidades Autónomas, y la Comisión Nacional de Energía, dotando a cada uno de la capacidad técnica suficiente para llevar a cabo su cometido, y asegurando que todas sus decisiones se incorporan a la regulación, garantizando un correcto régimen retributivo de las distintas actividades.

4. Establecimiento de códigos de conducta

Todos los organismos reguladores deben dotarse de un código de conducta que asegure que tienen la misión de preservar el buen funcionamiento del sector energético.

Los códigos de conducta para los profesionales de los organismos reguladores deben reflejar las obligaciones y procedimientos de actuación tanto con las empresas del sector (en la elaboración de disposiciones, resoluciones o informes), como con el cliente final (en defensa de sus intereses).

2

*Una política tarifaria coherente
con el déficit cero en 2013*

El déficit tarifario: ¿un problema sin solución?

España es el único país del mundo en el que los clientes mantienen una deuda con el conjunto del sector eléctrico, que se acumula creciendo de forma crónica año a año, porque los costes de las actividades reguladas son superiores a lo que cada ejercicio se recauda para cubrirlos a través de los peajes de acceso que aprueba el Gobierno. A esta deuda, que comenzó a generarse hace más de una década, se le denomina déficit tarifario.

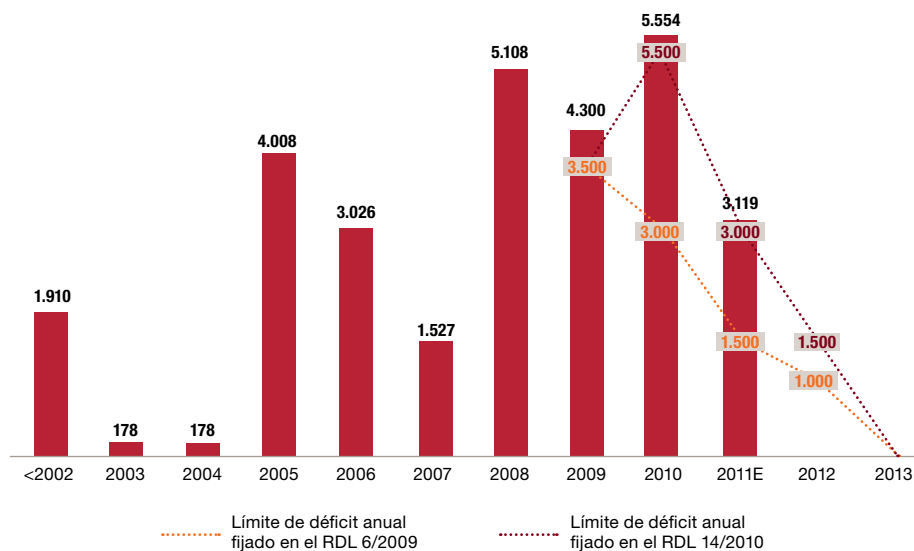
La previsión es que el déficit acumulado supere la cifra de 28.800 millones de euros a finales de 2011, casi un 3% de PIB español. El déficit registrado a 31 de diciembre de 2010 ascendía a 25.800 millones de euros, después de un incremento en el año de 5.554 millones de euros. Se estima que en 2011 se

produzca un incremento adicional de 3.120 millones de euros.

Este problema se originó por primera vez en 2002, año en que el déficit tarifario ascendió a 1.910 millones de euros. Toda la regulación que se ha desarrollado desde entonces no ha conseguido atajar el problema del déficit. En 2009, mediante el Real Decreto Ley 6/2009, se fijó una senda de reducción, estableciendo topes anuales para conseguir la eliminación del déficit en 2013. Un año después, debido a que los peajes aprobados seguían sin reflejar el coste de las actividades reguladas, mediante el Real Decreto Ley 14/2010 se fijó una nueva senda, una vez que en dicho ejercicio se alcanzó una cifra record de déficit anual. En 2011 la previsión es volver a incumplir el límite establecido para la cifra de déficit (Figura 6).

La causa principal de este déficit es simple: existen dos mundos desconectados en la normativa que regula la actividad eléctrica. Por un lado, mediante la planificación y las normas de cada actividad regulada, se determinan sus inversiones y retribución, es decir, se determinan los costes regulados del sistema. Por otro, el Gobierno aprueba unos peajes de acceso insuficientes para dar cobertura a dichos costes preestablecidos.

Figura 6.
Déficit anual generado [M€]



Fuente: CNE, BOE, análisis PwC.

¿Por qué se produce déficit tarifario?

El déficit tarifario generado hasta el año 2007 se debía a que la tarifa eléctrica vigente en esos años no recogía adecuadamente el coste de adquisición de la energía. A partir de julio del 2008, el déficit tarifario es la diferencia que se produce cada año entre los ingresos que se obtienen de los peajes que pagan los clientes y los costes reconocidos a las actividades reguladas del sector eléctrico: transporte, distribución, primas del régimen especial, coste de la generación extra peninsular, la propia anualidad de recuperación del déficit y otros costes regulados de menor magnitud.

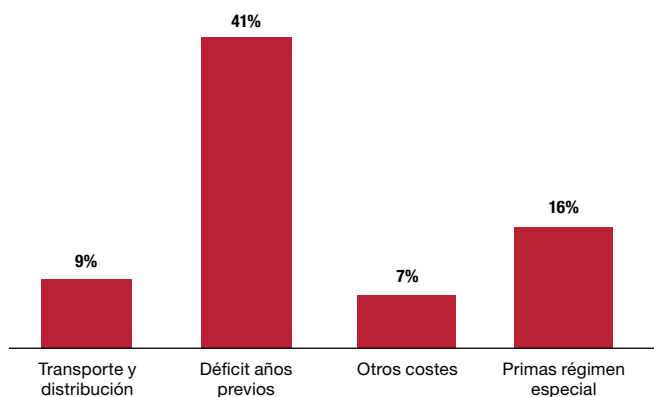
El déficit generado anualmente se recupera en los siguientes 15 años con cargo a los peajes de acceso, incluyendo los costes financieros asociados. En el

período 2005-2010 los clientes han pagado ya más de 8.000 millones de euros por este concepto, y representa actualmente un 7% de la factura anual media doméstica.

Evolución de los costes regulados.

Los costes regulados se han prácticamente triplicado en el periodo 2002-2010, pasando de 6.800 millones de euros en 2002 a 18.300 millones de euros en 2010. Desde 2002, las partidas de costes regulados que más han crecido han sido las destinadas a la recuperación del déficit de años anteriores, con un 41% de incremento anualizado medio, y las primas del régimen especial, con un 16% (Figura 7), alcanzando en 2010 los 2.649 y 7.067 millones de euros respectivamente (Figura 8). En ambos casos, estas partidas no están asociadas al uso de las redes, sino que recogen costes derivados de la política medioambiental y energética.

Figura 7.
Crecimiento medio anual de los costes regulados en el período 2002-2010 [%]



Fuente: CNE, análisis PwC.

Figura 8.
Costes regulados incluidos en los peajes de acceso 2010 [M€]

Retribución Transporte	1.397 M€	8%
Retribución Distribución	5.498 M€	30%
Otros costes (Tasa CNE, Omel, etc)	159 M€	
Regularizaciones y ajustes de otros años	248 M€	
Extracoste Generación Extrapeninsular	1.066 M€	
Saldo Neto Pagos Capacidad	-485 M€	
Costes regulados del suministro	7.883 M€	43%
Interrumpibilidad	402 M€	
Primas Régimen Especial	7.067 M€	39%
Anualidad del déficit	2.649 M€	14%
Plan Estrategia de Ahorro y E.E.	309 M€	
Costes política energética	10.427 M€	57%
Costes regulados	18.310 M€	

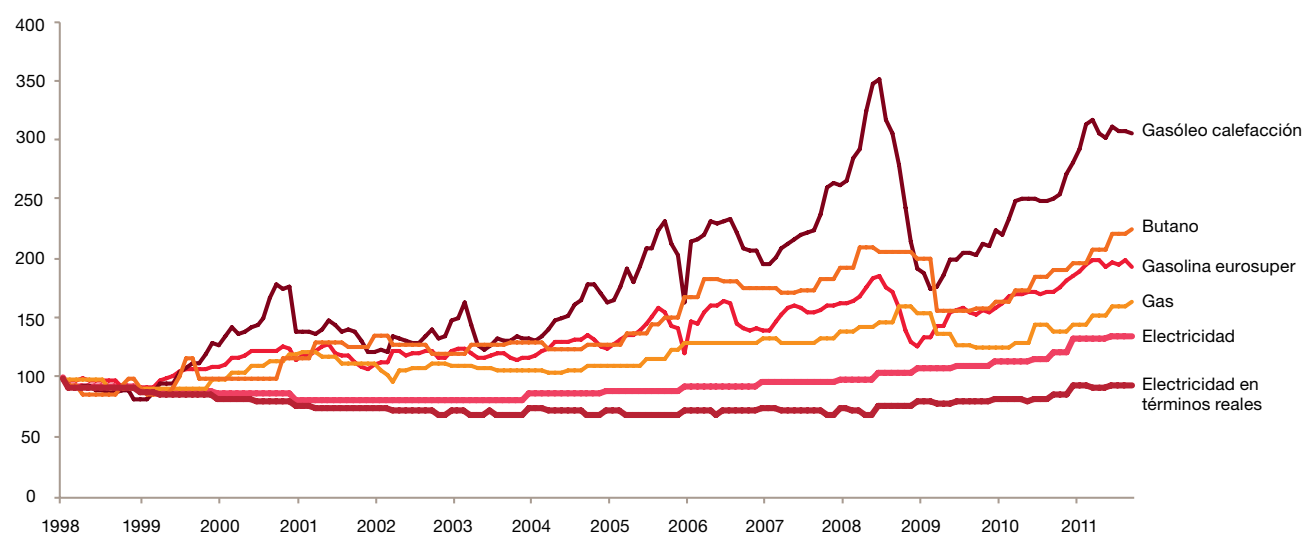
Fuente: CNE, análisis PwC.



Evolución del precio de la electricidad. Si se analiza la evolución desde 1998 del precio final de la electricidad (coste de la energía, margen de comercialización y peaje de acceso) en comparación con otros productos

energéticos, se puede comprobar que la electricidad es el producto energético con menor incremento en términos nominales e, incluso, se observa un decremento del 7% en términos reales (Figura 9).

Figura 9.
Evolución del precio de la electricidad frente a otros productos energéticos [Base 100]



Fuente: BOE, análisis PwC.

El peaje de acceso debe ser suficiente para cubrir los costes regulados

Para cumplir la senda de déficit fijado en el Real Decreto Ley 14/2010 y evitar su aumento a partir de 2013, será necesario incrementar los peajes de acceso en un 30% en 2012 y un 17% en 2013 (Figura 10).

Este incremento de los peajes podría suponer, si asumimos que el reparto de

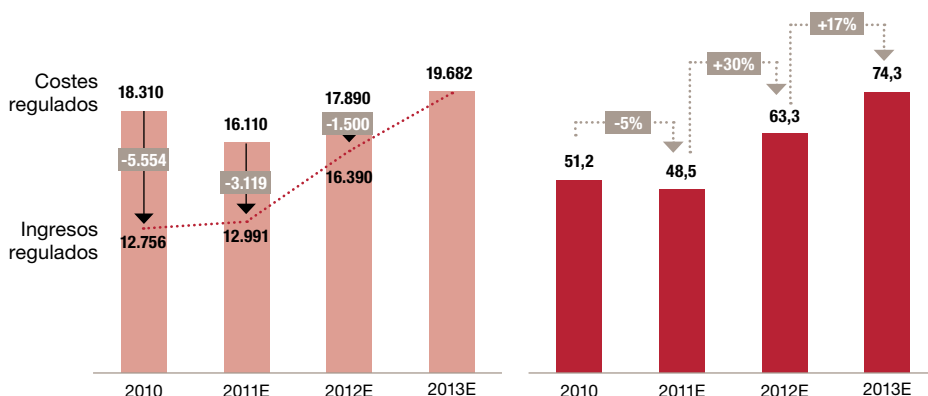
la bolsa de la tarifa de acceso se efectúa según los peajes de acceso de 2011 normalizados con el consumo de energía para cada tipo de tarifa, un aumento del precio final de la electricidad para el cliente doméstico de un 23% en 2012 y un 18% en 2013; mientras que para el cliente industrial el incremento sería de un 8% en 2012 y de un 4% en 2013.

Con estos incrementos, el consumo eléctrico pasaría de constituir el 2,5% del gasto doméstico a representar el 3,0%, y sería equivalente al gasto de

telefonía (3,1%) e inferior al gasto en carburantes (4,4%) (Figura 11).

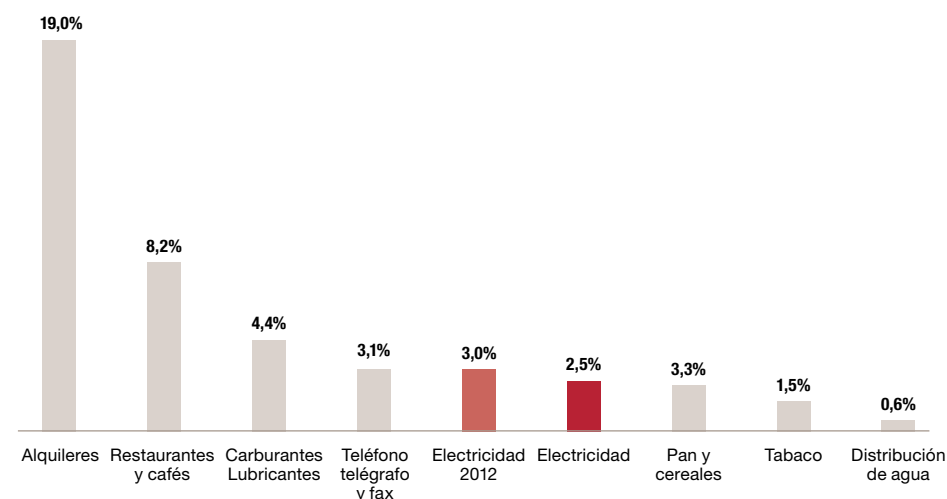
En el sector industrial el impacto de las subidas sobre una empresa media equivaldría al que tendría un incremento del 0,7% en los costes de personal, teniendo en cuenta que la electricidad tiene un peso relativo medio del 1,4% sobre el total de los costes de explotación (Figura 12).

Figura 10.
Ingresos frente a costes regulados para déficit cero en 2013 [M€] y evolución del peaje de acceso medio en función de la demanda prevista y los costes comprometidos según la planificación energética del MITyC [€/MWh]



Fuente: MITyC, análisis PwC.

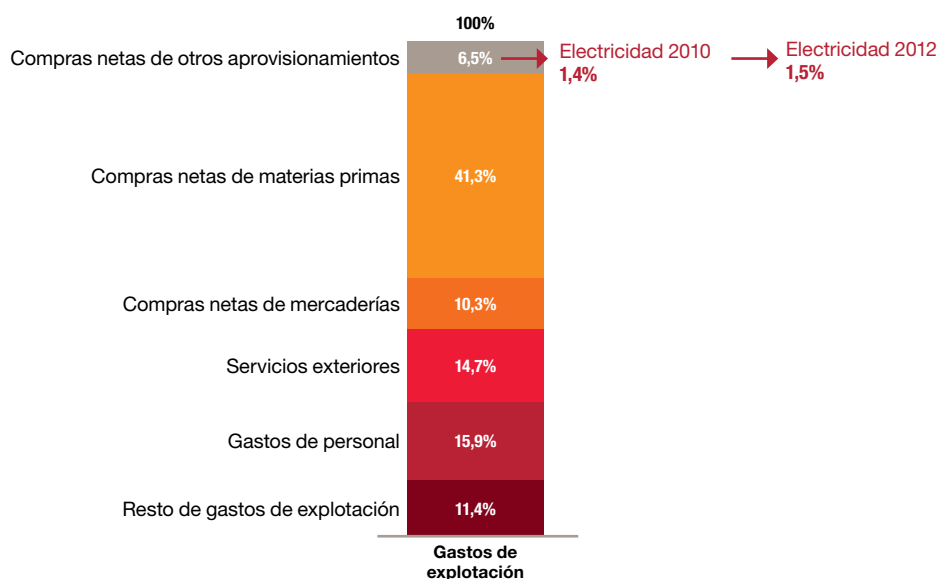
Figura 11.
Comparación del peso de la electricidad frente a otros productos en la cesta de la compra [%]



Fuente: INE, análisis PwC.

Figura 12.

Impacto del incremento del precio final de la electricidad para el cliente industrial [%]



Fuente: INE, análisis PwC.

Alternativas e implicaciones

1. Incremento de los peajes de acceso en un 30% en 2012

En primer lugar hay que decir que la eliminación del déficit en 2013 pasa irremediablemente por la subida de los peajes de acceso en un 30% en 2012 y un 17% en 2013.

2. Racionalización de las inversiones del sector en el corto plazo

A continuación, en un contexto económico como el actual, teniendo en cuenta que la evolución de la demanda de electricidad será previsiblemente inferior al 2,33% de crecimiento acumulado medio anual previsto en la planificación energética, debe plantearse una racionalización de las inversiones previstas para los próximos años, tanto las de generación en régimen ordinario y en régimen especial, como las de redes de transporte y distribución, garantizando su eficiencia y adaptándolas de forma rigurosa a las necesidades de cada momento.

3. Desligar los costes de la política medioambiental y energética de los peajes de acceso

Con objeto de dotar de una mayor transparencia a estas subidas, se podría plantear como alternativa la inclusión de un nuevo concepto en la factura eléctrica que recogiera los costes de la política medioambiental y energética, que en 2010 suponen un 57% de los costes regulados. De esta forma, los peajes pasarían a reflejar principalmente el coste de las redes de transporte y distribución y su cálculo debería permitir recuperar íntegramente dichos costes.

Independientemente de lo anterior, en caso de que finalmente no se decidiese extraer determinados costes de los peajes de acceso, éstos deben calcularse de forma objetiva, permitiendo recuperar el total de costes regulados.

4. Acuerdo entre todos los agentes para garantizar un sistema eléctrico sostenible

Por último, el compromiso de subida de los peajes de acceso y de replanteamiento de las inversiones, debería implicar un acuerdo entre los reguladores y todos los agentes del sector eléctrico con el objetivo de racionalizar a futuro los costes por prestación del servicio.

3

Titulización del déficit

El déficit de tarifa acumulado por el sector eléctrico ascendía a casi 25.800 millones de euros al cierre de 2010. Este déficit está financiado desde hace una década por cinco empresas eléctricas: Endesa, Iberdrola y Gas Natural Fenosa –que asumen un 93%–, Hidroeléctrica del Cantábrico y E.ON (adicionalmente Elcogás participa en dicha financiación con una cantidad marginal).

El déficit tarifario tiene como impacto directo el incremento del endeudamiento de dichas empresas, perjudicando directamente su *rating* y, por tanto, su capacidad para financiar las inversiones asociadas a las actividades eléctricas que son muy intensivas en capital.

La titulización del déficit consiste en transmitir a terceros (entidades financieras o fondos de titulización de activos) la deuda acumulada en los balances de las empresas, convirtiendo los derechos de cobro de dicho déficit en un título negociable a cambio de un tipo de interés. Hay que destacar que el proceso de titulización no supone la obtención de ingresos o beneficios adicionales para las empresas, sino exclusivamente eliminar de su balance una deuda que tiene su origen en decisiones del Gobierno, tal y como se ha descrito en el capítulo 2 de este documento.

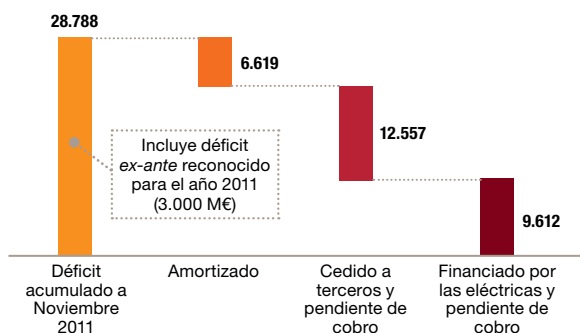
Hasta 2008 las empresas titulizaron una parte del déficit acumulado transmitiéndolo de forma directa a entidades financieras. Sin embargo, el inicio de la crisis provocó que las subastas del déficit *ex-ante* quedaran desiertas a partir de septiembre de dicho año. En 2009 se estableció el punto de partida para un nuevo sistema de financiación del déficit con la publicación del Real Decreto Ley 6/2009 por el cual, aunque las compañías eléctricas continúan siendo las financiadoras del déficit en primera instancia, se permite la cesión de los derechos pendientes de cobro al

Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), cuya función es la emisión de instrumentos financieros para la colocación de la deuda a terceros.

En enero de 2011 se constituyó FADE, una vez que contó con el aval del Estado (hasta ese momento la volatilidad de los mercados había impedido la constitución del fondo y la realización de la primera emisión). El importe de los derechos de cobro inicialmente cedidos por las empresas al FADE ascendió a 16.694 millones de euros (que incluían los 3.000 millones de euros de déficit *ex-ante* de 2011). Desde entonces, se han conseguido titularizar 8.950 millones de euros.

Si bien el compromiso de FADE era titularizar íntegramente los 16.694 millones de euros antes de julio de 2011, la actual crisis de la deuda soberana ha obligado a retrasar dicho objetivo hasta julio de 2012, obligando a las empresas a continuar financiando el déficit. Con fecha 1 de noviembre de 2011 las empresas eléctricas todavía financiaban en su balance una cantidad de 9.612 millones de euros, a la que habrá que añadir el déficit que se genere en el año 2012 (Figura 13).

Figura 13.
Financiación del déficit, noviembre 2011 [M€]



Fuente: CNE, BOE, análisis PwC.

Alternativas e implicaciones

Debe titulizarse el déficit pendiente

Debe asegurarse que se cumple el objetivo de titular el déficit pendiente de 9.612 millones de euros, así como el nuevo que se genere, lo antes posible. En cualquier caso, esta titulación debería llevarse a cabo antes de julio de 2012.

Hay que tener en cuenta que el déficit lo genera el conjunto del sistema eléctrico pero que, sin embargo, la obligación legal de financiarlo recae únicamente en seis de sus agentes. El cumplimiento de dicha obligación legal lleva aparejado el indefectible derecho de cobro, tanto del

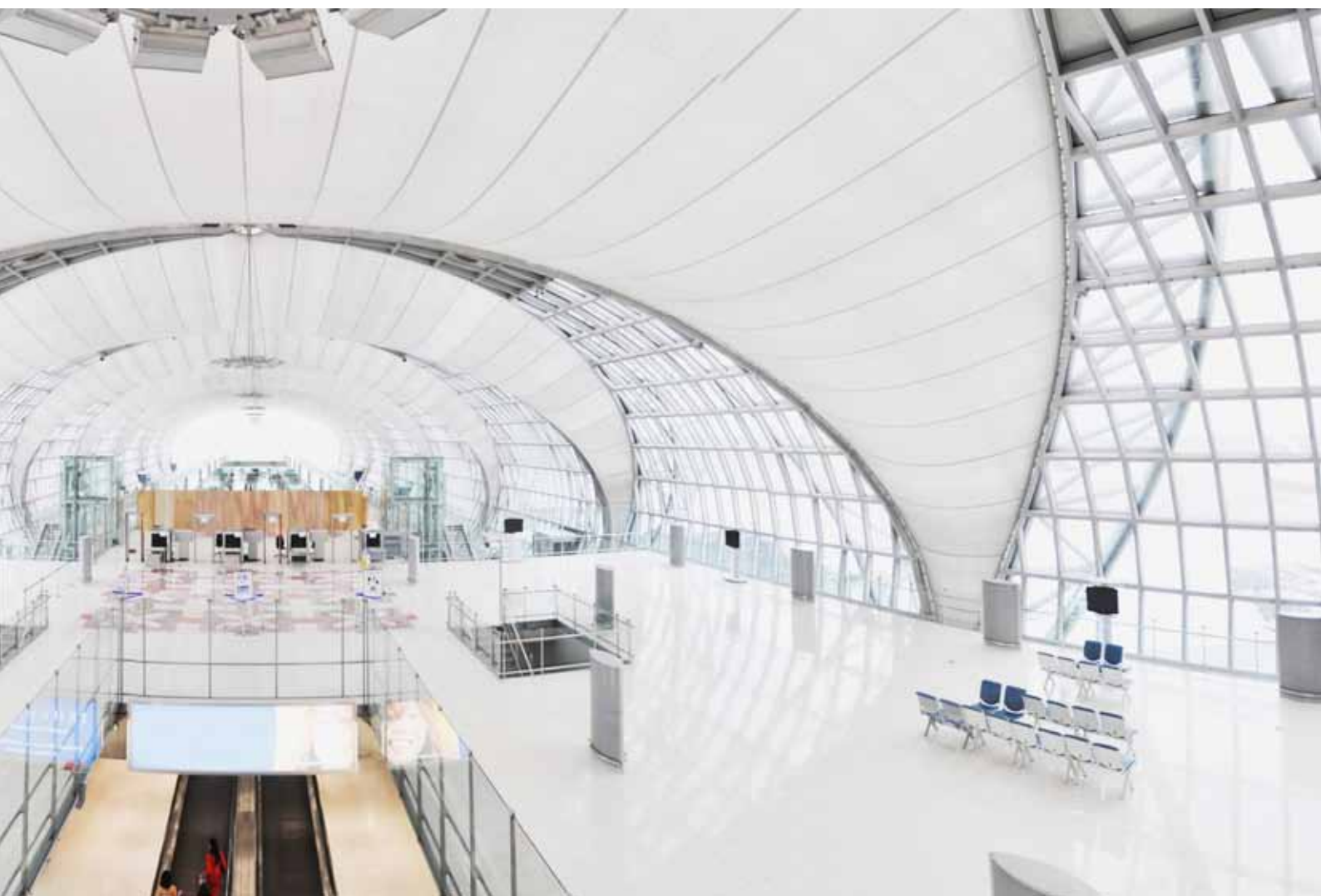
déficit como del coste de financiación asociado.

En efecto, cualquiera que sea el estado de ese derecho de cobro contra el sistema, haya sido cedido o no, sea o no titulizable, genera un necesario derecho a la restitución íntegra de lo financiado y un interés de mercado. Así lo han consagrado expresamente tanto la disposición adicional vigésimo primera de la LSE, como el Real Decreto 437/2010, y así lo ha confirmado la Sentencia del Tribunal Supremo de 16 de marzo de 2011. La modificación, limitación o merma de un derecho de cobro, en los términos



definidos en dichas normas, constituiría una privación de un derecho adquirido o una “*expropiatio*” del contenido del derecho de cobro, no siendo constitucionalmente admisible (art 9.3, art 31, art 33 y 106 CE).

La existencia de este derecho de cobro pendiente en el balance de las compañías eléctricas y la incertidumbre sobre el proceso de titulización, incrementa su perfil de riesgo, lo que condiciona su actuación en los mercados financieros y de capitales, dificultando su capacidad de inversión.



4

*Un mercado mayorista
adaptado al nuevo mix
de generación*

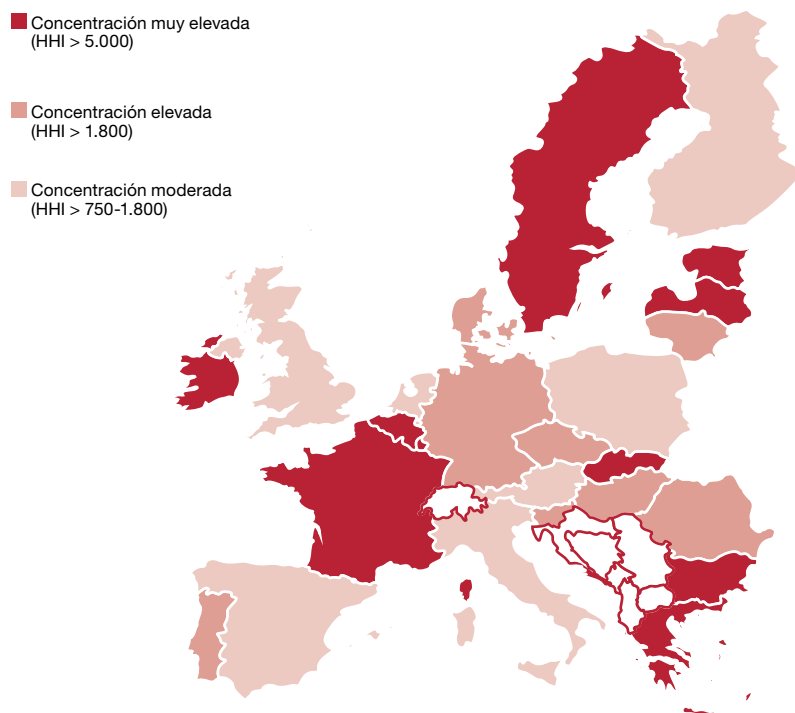
El mercado mayorista ha funcionado de forma competitiva

Desde su puesta en marcha en enero de 1998, el mercado mayorista de la electricidad (el “pool”) ha funcionado de forma competitiva:

- El mercado proporcionó en su momento las señales de precio que incentivaron una entrada de potencia de ciclos combinados que ha permitido satisfacer la demanda con índices de cobertura superiores al 1,1.
- Esta adecuada señal precio ha propiciado la entrada de nuevos agentes, como se demuestra por el descenso de la concentración

horizontal del mercado de generación hasta alcanzar en niveles inferiores a la media europea. En 2010 la cuota sumada de los tres primeros agentes está por debajo del 55% del mercado total de generación. Esta tendencia se produce de igual forma en el mercado de generación en régimen ordinario, donde ha tenido lugar la entrada de nuevos agentes como Gas Natural (antes de su fusión con Unión Fenosa), Electrabel, AES, Global 3 o recientemente ALPIQ con la adquisición de una central de ciclo combinado a Gas Natural Fenosa (Figura 14). En 2010 ningún operador ha tenido la condición de pivotal, es decir, en ninguna hora del año ha existido un agente cuya generación fuera indispensable para garantizar la cobertura de la demanda.

Figura 14.
Concentración en el mercado de generación en Europa (2009)

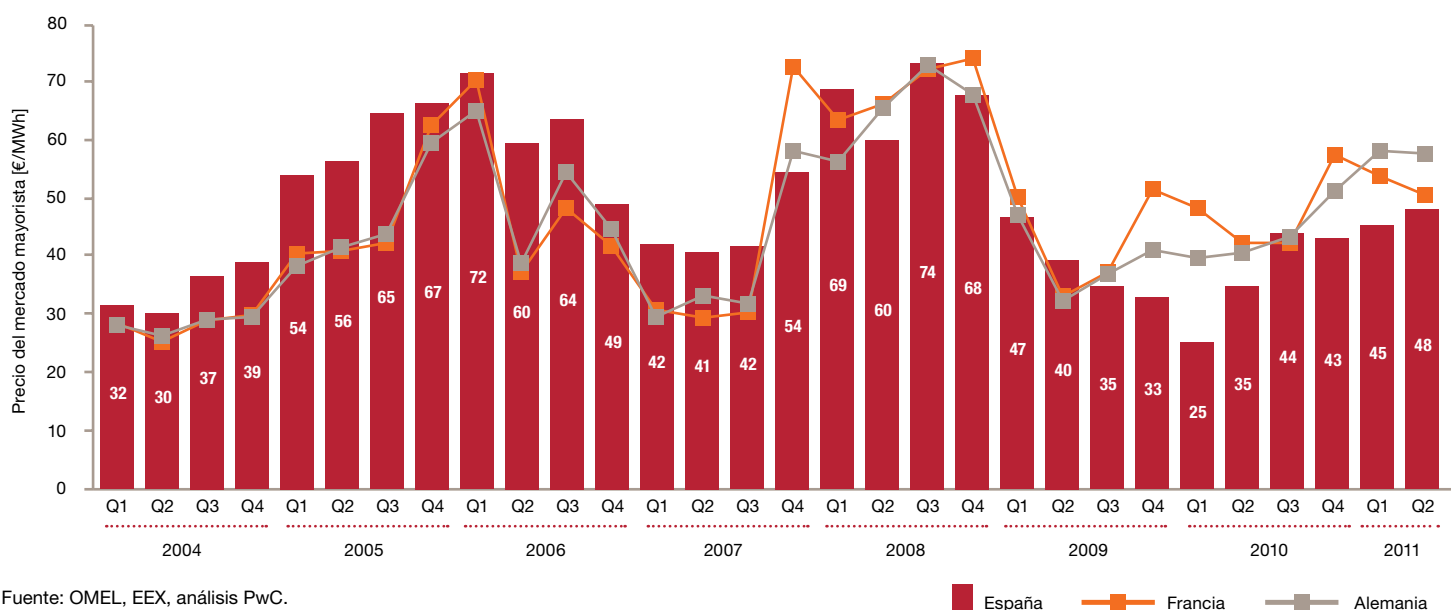


Fuente: Comisión Europea.

- El mercado eléctrico español ha mantenido históricamente precios competitivos para el cliente final en comparación con otros mercados europeos (Figura 15).
- Ha sido la herramienta de integración del Mercado Ibérico de la Electricidad que se puso en marcha a partir de 2007. Los resultados de esta

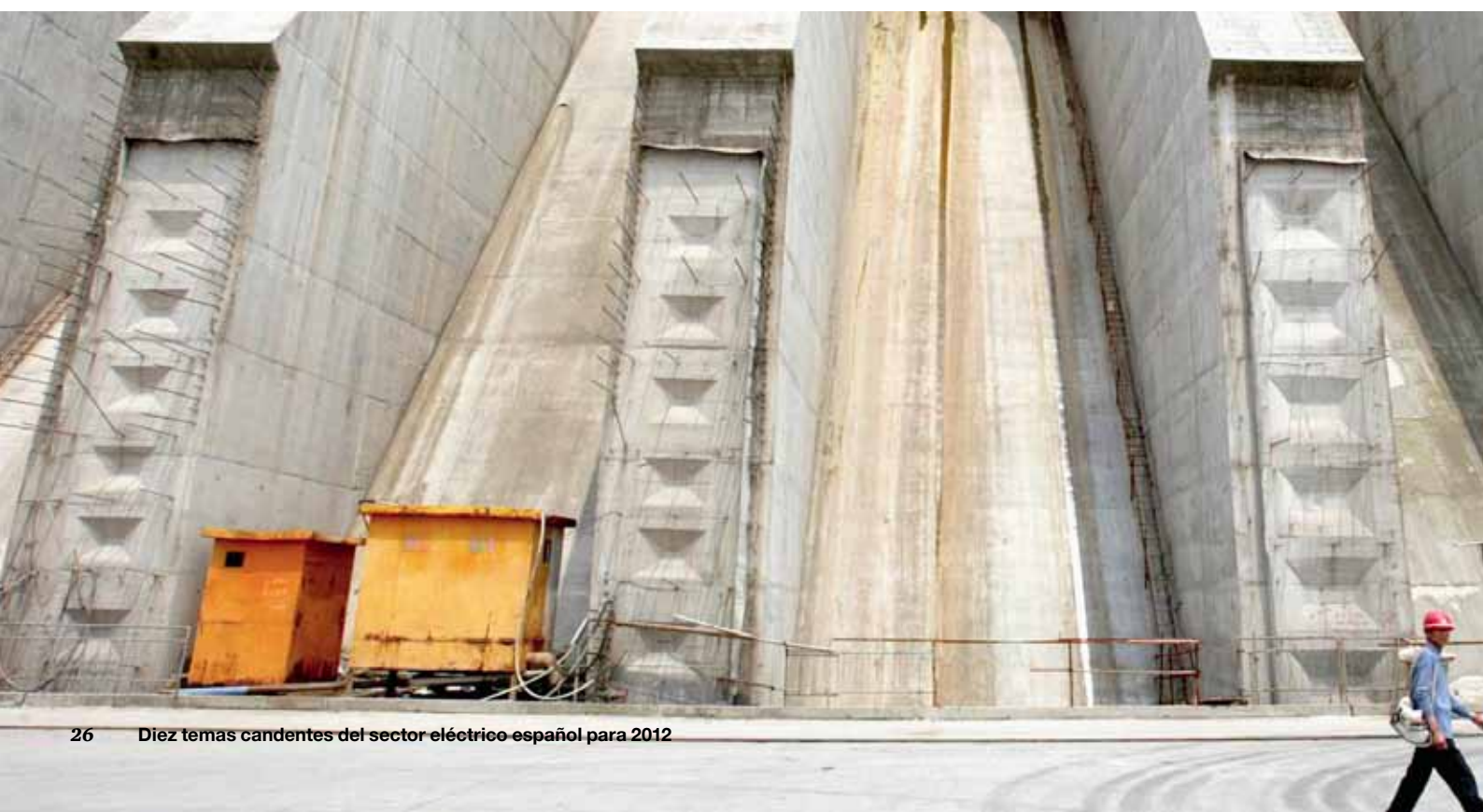
integración son evidentes: mientras que en el segundo semestre de 2007 el diferencial medio de precios entre el sistema eléctrico portugués y español era de 10 Euros/MWh, esta diferencia bajó a 0,3 Euros/MWh en 2010, con más de un 80% de las horas en las que los precios fueron idénticos en ambos lados de la frontera.

Figura 15.
Evolución del precio del mercado mayorista en el período 2004-2011



Fuente: OMEL, EEX, análisis PwC.

■ España ■ Francia ■ Alemania



El mercado de la electricidad varía en cada momento

A la hora de analizar el mercado de producción de electricidad no se pueden pasar por alto determinadas características singulares de la electricidad y sus importantes implicaciones en el correcto funcionamiento de los mercados.

La electricidad no es un producto almacenable, lo cual implica que en cada momento es necesario que la producción y el consumo se igualen. Además, se requiere que exista capacidad excedentaria capaz de soportar las fuertes variaciones de la demanda y la volatilidad de la generación (tanto por la variabilidad y no previsibilidad de las energías renovables, como por las indisponibilidades sobrevenidas de los generadores en general).

El funcionamiento del mercado mayorista viene determinado en cada momento por la estructura del *mix* de generación, por la capacidad de importación, por el mallado imperfecto de la red, por la inelasticidad de la demanda y por el margen de reserva del

sistema. El diseño de las reglas de mercado puede hacer que el funcionamiento del mismo sea algo más o menos eficiente, pero en ningún caso puede compensar desviaciones significativas en los parámetros anteriores.

El mercado debe proporcionar señales a la inversión y a la demanda

El precio de mercado debe proporcionar señales adecuadas para la inversión. Una señal adecuada de precio a largo plazo debería contribuir a mitigar el impacto de los ciclos que alternan periodos de escasez de generación, precios elevados y riesgo para la garantía de suministro, con otros de sobrecapacidad, precios bajos e incertidumbre sobre la recuperación de las inversiones.

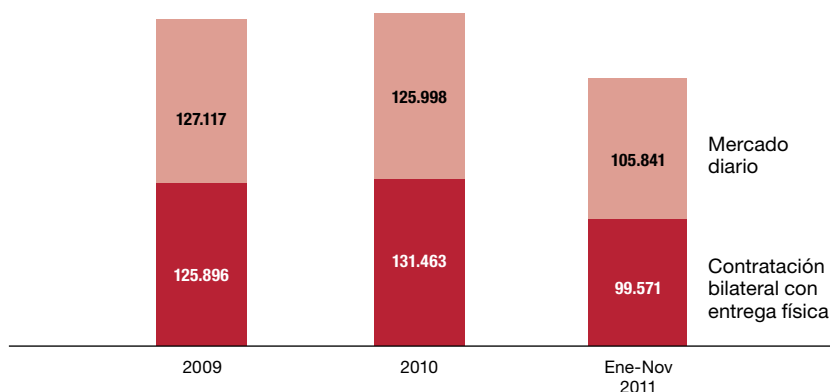
De la misma forma, el precio de mercado debe proporcionar la información suficiente para que los clientes puedan tomar sus decisiones de consumo a corto y largo plazo. Adicionalmente, se deben arbitrar los procedimientos para que los clientes puedan participar de una manera efectiva y eficiente en el mercado.

Situación actual: el precio de mercado está distorsionado

Desde la apertura a la competencia del mercado de generación en enero de 1998 y hasta 2005, la casi totalidad de las transacciones de energía al por mayor se realizaban en el pool. Los mercados a plazo y de contratación bilateral han ido desarrollándose paulatinamente con la evolución de la regulación. De esta forma, en los últimos años, la energía que participa en el mercado diario gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad) ha oscilado entre el 45%-55% de la demanda, mientras que el resto ha optado por la contratación bilateral (Figura 16).

A pesar de la reducción de las cantidades negociadas en el mercado diario, su precio sigue representando la principal referencia visible del precio de la energía, así como el subyacente para la liquidación de los contratos bilaterales, del mercado OTC (“Over the Counter”) y de los mercados a plazo organizados por OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Portugal).

Figura 16.
Participación en el mercado diario y contratación bilateral física [GWh]



Fuente: REE, análisis PwC.

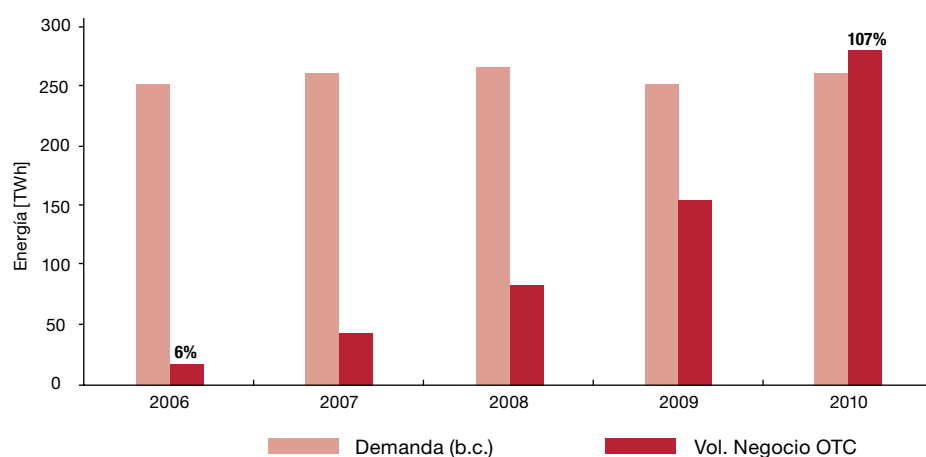


En este contexto también cabe señalar el significativo aumento de las negociaciones en el mercado financiero a plazo OTC. El volumen de energía negociado en este mercado ha pasado de constituir el 6% de la demanda nacional en 2007 al 107% en 2010 (Figura 17).

Los bajos precios del mercado mayorista español en comparación con sus homólogos europeos han venido reflejando el peso de las tecnologías de generación “precio aceptantes”. Como ejemplo ilustrativo cabe señalar lo

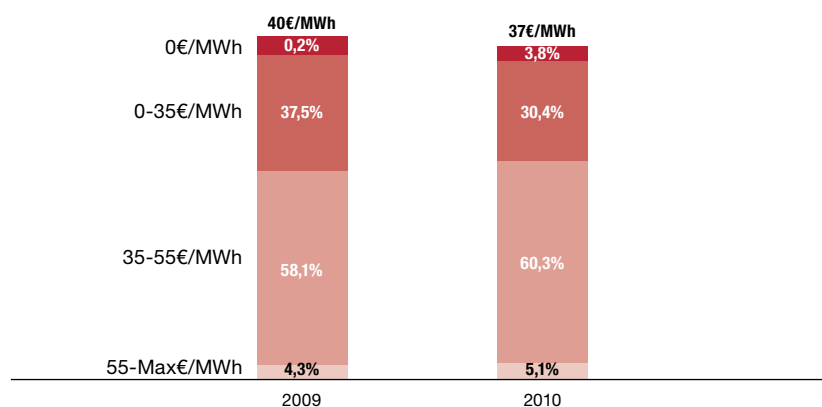
ocurrido en el periodo diciembre 2009 a marzo 2010: el precio del mercado mostró una caída muy importante, incluso por debajo de los precios de combustibles, alcanzando un valor medio de 19,6 Euros/MWh en Marzo de 2010, como consecuencia, entre otros factores, de precios de 0 Euros/MWh en casi 300 horas (Figura 18). Las causas fueron una reducción de la demanda del 1,91%, y el gran crecimiento de la producción eólica que coincide con una intensa hidraulicidad.

Figura 17.
Volumen de energía negociado en el mercado financiero a plazo OTC vs. demanda b.c en el periodo 2006-2010



Fuente: Intermoney.

Figura 18.
Comparación 2009 frente a 2010 de la estructura de precios de casación del precio del mercado mayorista [%]



Fuente: OMEL.

Alternativas e implicaciones

1. El mercado es competitivo y funciona de forma adecuada

El mercado ha funcionado históricamente de manera correcta, si bien en los últimos años la entrada masiva de tecnologías “precio aceptantes” ha distorsionado su correcto funcionamiento. Esto está provocando una reducción del precio del mercado mayorista, que, unido a una reducción del hueco térmico, no está trasladando las señales económicas adecuadas para acometer inversiones en nueva capacidad.

Esta situación se acrecentará a futuro, ya que la previsión de des-carbonización progresiva del *mix* de producción implica mayor presencia de las energías renovables de carácter no gestionable, relegando a las tecnologías térmicas a cumplir un rol principal de respaldo de potencia y un rol residual como aportador de energía, lo cual pone en entredicho la recuperación de las inversiones realizadas.

Tal y como se desarrolla en el capítulo 5 de este informe, el incentivo a la inversión y el servicio de disponibilidad recientemente fijado en la Orden ITC/3127/2011, no transmiten la señal económica suficiente para fomentar la inversión de nuevas centrales de respaldo destinadas a funcionar en el entorno de 500 horas anuales, lo que pone de relieve la necesidad de revisar dicho importe.

2. Las alternativas que se plantean no garantizan una mejora del funcionamiento del mercado

De forma recurrente, se suscita la discusión sobre el impacto que podría tener el remunerar a cada unidad casada según su propia puja y no según el precio marginal del sistema (es decir, reemplazar la subasta de precios uniformes por una subasta de precios discriminatorios, el denominado mecanismo de “*pay as you bid*”).

Lo primero a tener en cuenta es que una alteración de las reglas del mercado

determina necesariamente un cambio en el comportamiento de la oferta: lo que puede resultar óptimo bajo unas reglas, dejará de serlo bajo otras. Así, pagar a cada unidad según su puja no implicaría un ahorro igual a la diferencia entre ésta y el precio marginal, porque las unidades infra-marginales elevarían sus pujas para acercarse al precio marginal esperado. Por ello, si bien bajo el sistema actual los generadores tienen el incentivo de revelar sus costes de oportunidad, la implantación de un mecanismo “*pay as you bid*” unido a la volatilidad de las energías renovables, haría que el precio fuera muy difícil de prever, lo que se traduciría en un mercado muy ineficiente, siendo el sistema actual más transparente para el control de los reguladores.

3. Es necesario eliminar las restricciones exógenas al mercado que alteran su funcionamiento

En particular, aquellas como el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro que se introduce en 2011 con el objetivo de garantizar un nivel de consumo de carbón autóctono coherente al establecido en el Plan de la Minería (que justifica el funcionamiento de estas centrales por seguridad de suministro y en la capacidad de cada estado de dar prioridad a fuentes autóctonas hasta un máximo del 15% de la producción). Este cambio regulatorio, que ha entrado en vigor en febrero de 2011, implica que la generación de carbón autóctono es retribuida (10 centrales que totalizan 4.700 MW) mediante un precio regulado, mientras que la producción retirada en el proceso de equilibrio producción-demanda (carbón importado y ciclos combinados) no recibe compensación alguna.

Adicionalmente, esta medida tendrá un impacto en el déficit y, por tanto, en los clientes, que podría ascender a 500 millones de euros anuales, a lo que hay que añadir su impacto medioambiental.

5

Mix de generación y mecanismos para garantizar el suministro

Cambio estructural del mix de generación

El mix de generación español ha sufrido una transformación profunda en los últimos 15 años con la incorporación de 27.000 MW de renovables y 25.000 MW de ciclos combinados de gas (Figura 19), que han complementado el parque de generación hidráulica, nuclear y térmica de carbón que se construyó fruto de la planificación vinculante previa a la liberalización de la actividad.

El resultado es un mix de producción diversificado y que ha garantizado desde

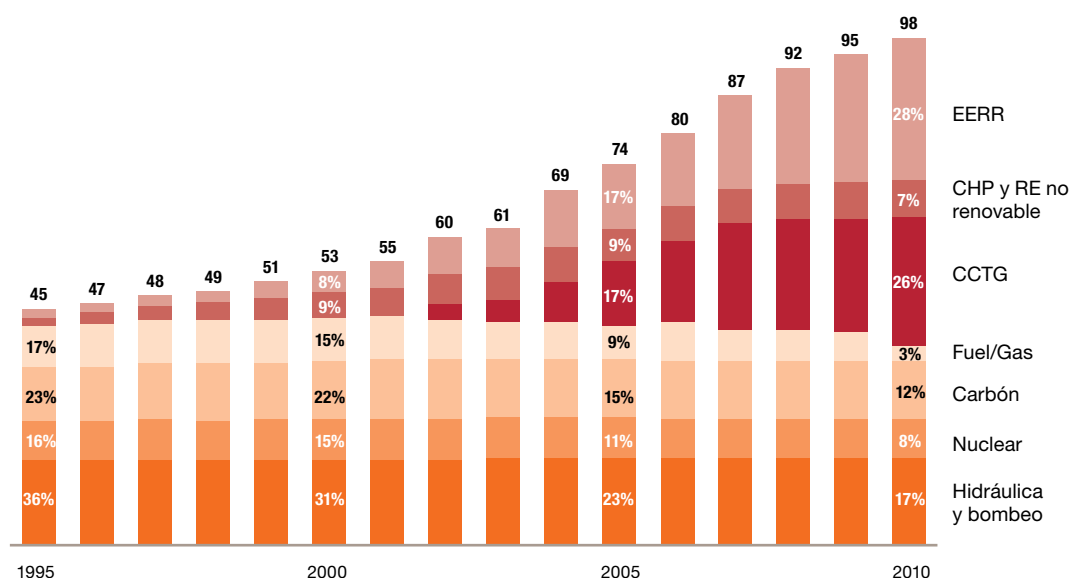
el año 2001 la cobertura de la demanda con un margen de reserva (relación entre punta de demanda y potencia firme del parque) suficiente, alcanzando un 1,34 en 2010 (frente a un mínimo deseable del 1,1).

España, con un 77%, es uno de los países de la Unión Europea que tiene una mayor dependencia energética del exterior, a pesar de que la penetración de las energías renovables ha permitido rebajar dicho porcentaje en un 4,5%. Para compensar el riesgo derivado de nuestro bajo índice de autoabastecimiento, la política energética española ha

fomentado la producción eléctrica a partir de combustibles variados y con diversas procedencias. A modo de ejemplo, el gas natural consumido en 2010 provino de diez países productores diferentes y entró en nuestro territorio a través de seis plantas de regasificación y varios gasoductos.

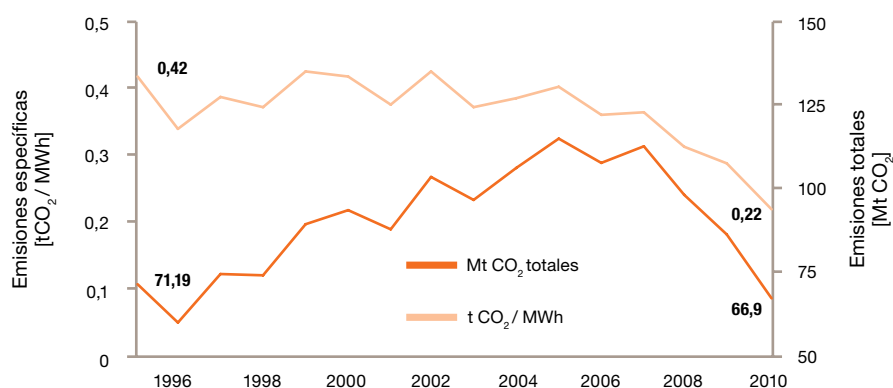
Como consecuencia de la alta penetración de renovables, la emisión específica media de nuestro parque de generación eléctrico ha alcanzado los 0,22 tCO₂/MWh (Figura 20), siendo la mitad que en 1995.

Figura 19. Potencia instalada en España por tecnología en el periodo 1995-2010 [GW]



Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.

Figura 20. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero totales y específicas del sistema eléctrico español (1995-2010)



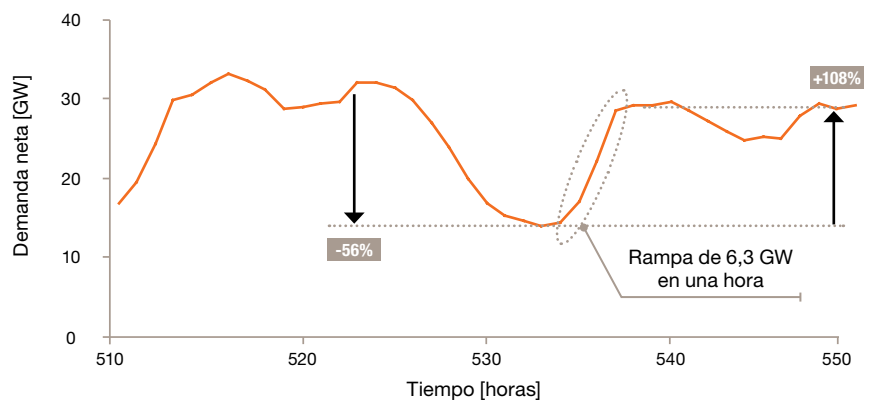
Fuente: REE, DG Tren, análisis PwC.

El cambio de *mix* ha hecho más compleja la operación del sistema

Por otro lado, la operación del sistema ha tenido que sofisticarse para integrar una masiva producción renovable no gestionable, haciendo más exigente la respuesta de la generación térmica e hidráulica regulable de respaldo (Figura 21).

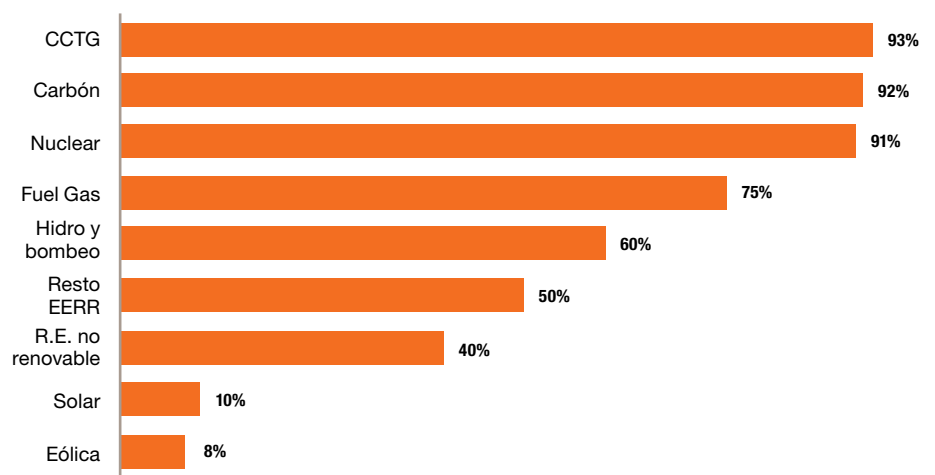
En este sentido, las tecnologías térmicas convencionales no sólo deben aportar firmeza garantizando un alto grado de disponibilidad para compensar la volatilidad del recurso renovable (Figura 22), sino que también deben responder ágilmente a una demanda neta difícilmente previsible.

Figura 21.
Ejemplo de rampas de demanda en 2009



Fuente: REE, análisis PwC.

Figura 22.
Disponibilidad por tecnología [%]



Fuente: MITyC, análisis PwC.

Necesidad de 4,6 GW de potencia firme y flexible a 2020

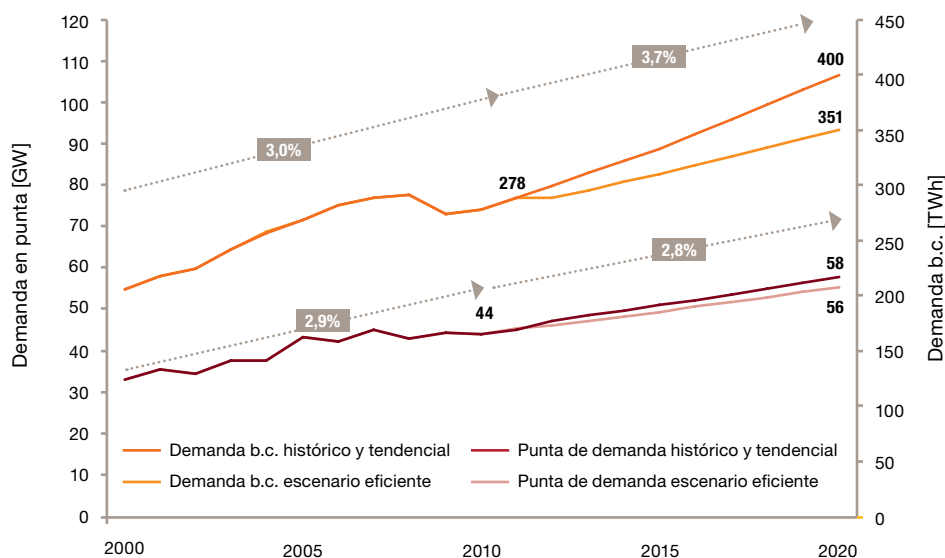
La planificación energética, en su escenario tendencial, prevé un crecimiento acumulado medio de la demanda en

barras de central del 2,33% hasta 2020, que se corresponde con un crecimiento acumulado medio de la demanda punta del 2,77%, previéndose que dicha potencia alcance los 58 GW en 2020 (Figura 23).

Esta planificación prevé la incorporación de 25 GW de nueva potencia renovable

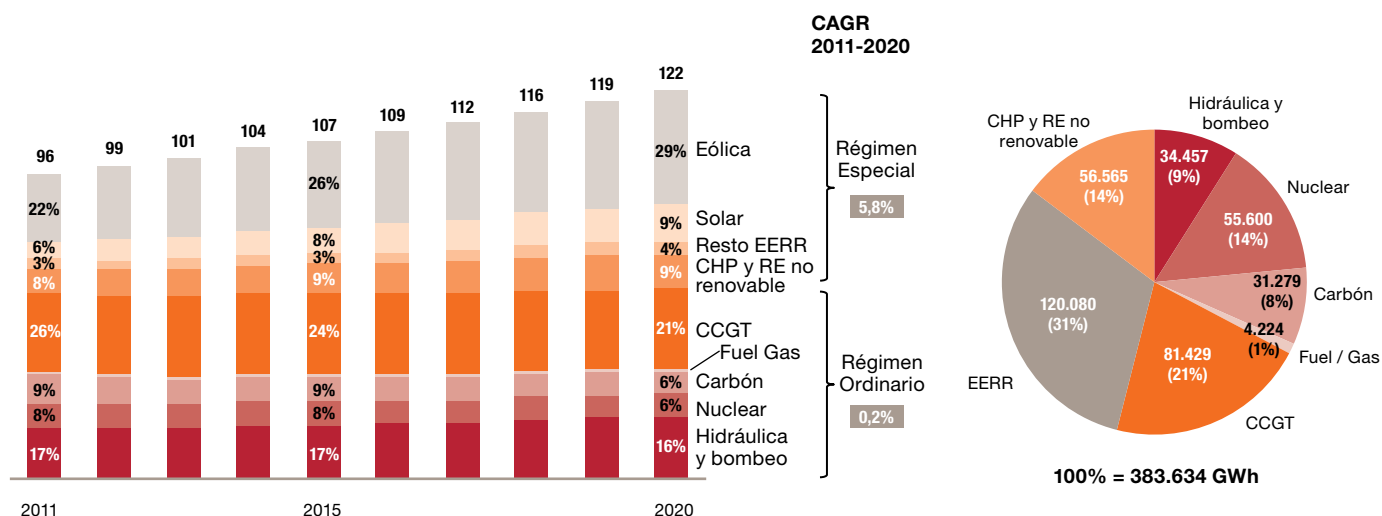
hasta 2020 (Figura 24) que, considerando el cierre de la central de Garoña (466 MW) en el año 2013, así como el cierre progresivo de determinadas centrales de carbón y fuel gas (6.400 MW en el período 2011-2020), requerirá aproximadamente de 4,6 GW de nueva potencia firme para garantizar

Figura 23.
Demanda y punta de demanda nacional en el periodo 2000-2020



Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.

Figura 24.
Potencia instalada en España [GW] por tecnología en el período 2011-2020 (izquierda) y producción bruta [GWh] en 2020 por tecnología (derecha)



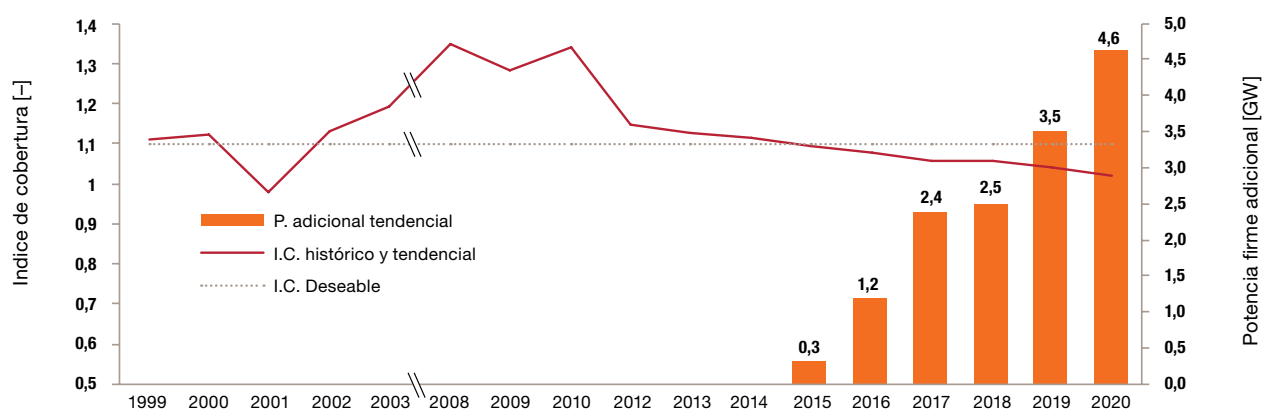
Fuente: MITyC, análisis PwC.

el suministro y mantener un índice de cobertura mínimo del 1,1 (Figura 25).

En este contexto de alta de penetración de renovables, el rol principal de las centrales térmicas e hidráulicas regulables queda relegado al de respaldo, siendo secundaria su función como

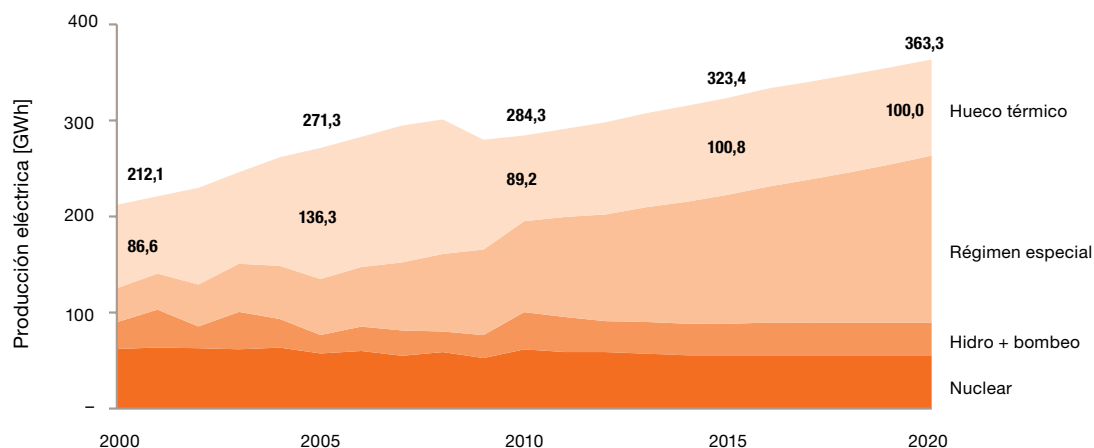
aportadoras de energía. A modo de ejemplo, la evolución del hueco térmico –energía a cubrir por centrales de carbón, gas y fuel– ha pasado de más de 136 TWh en 2005 a 90 TWh en 2010 y la previsión es que no supere los 100 TWh en 2020 (Figura 26).

Figura 25.
Evolución esperada del índice de cobertura y de la potencia firme adicional requerida para alcanzar una cobertura del 1,1 en el periodo 1999-2020



Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.

Figura 26.
Evolución de la producción eléctrica y del hueco térmico en el periodo 2005-2020



Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.

Además, hay que tener en cuenta que, por efecto de la crisis económica, la demanda de electricidad en 2010 fue inferior a la de 2007 y que en los diez primeros meses de 2011 la demanda ha decrecido un 1% (demanda bruta corregida por laboralidad y temperatura), por lo que es altamente probable que el hueco térmico siga reduciéndose en los próximos años.

La disminución del hueco térmico ha determinado que el factor de utilización medio de las centrales de ciclo combinado de gas en 2010 haya sido del 29% (que se corresponde con 2.500 horas anuales), lo cual, unido a una reducción del precio del mercado mayorista impide la recuperación de los costes fijos de unas centrales que fueron diseñadas para un régimen de funcionamiento mínimo superior al 60% de las horas anuales. De la misma forma, el funcionamiento de las centrales de carbón ha disminuido en 2010 hasta las 2.000 horas anuales.

Asimismo, como resultado de la entrada en vigor en febrero de 2011 del Real Decreto 134/2010, por el cual se prioriza en el mercado mayorista la venta de energía producida con plantas de carbón nacional, una parte importante del hueco térmico se cubrirá con carbón autóctono, como mínimo hasta 2014, desplazando a las centrales de carbón importado y de ciclo combinado. Por todo ello, es previsible que el funcionamiento que se requiera de la nueva potencia que se construya a futuro para garantizar la cobertura de la punta de demanda no supere de media las 500 horas anuales.

En esta situación y dada la incertidumbre de la evolución de la demanda, cabe cuestionarse la necesidad, al menos a corto plazo (en los próximos 3 años), de instalar nueva capacidad. De la misma forma, no resulta evidente que la nueva potencia que se requiere para proporcionar la cobertura de la demanda punta deba construirse en base a la tecnología de ciclo combinado de gas, sino tal vez empleando bombeo o turbinas en ciclo abierto.

Incentivos para asegurar la incorporación de potencia firme

Tal como se desarrolla en el capítulo 4 de este informe, el mercado ha dejado de proporcionar la señal de precio adecuada para la inversión, de forma que un mercado de sólo energía no garantiza el binomio inversiones-garantía de suministro. Además, se pone de manifiesto la necesidad de poner en marcha un mecanismo eficaz para retribuir la inversión a largo plazo en nueva capacidad firme.

Dado que se considera necesaria la disposición de potencia firme adicional a partir de 2015, la señal económica debe ser inminente, ya que la toma de decisión de inversión debe realizarse en breve, así como considerando los plazos

necesarios para la construcción y la realización de los trámites administrativos.

El sistema actual de pago de la capacidad recientemente aprobado en la Orden ITC/3127/2011, establece para los ciclos combinados un incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo de 26.000 Euros/MW durante los primeros diez años y un servicio de disponibilidad a medio plazo del orden de 4.500 Euros/MW (para las centrales de carbón, ciclo combinado de gas, fuel-oil e hidráulicas de bombeo y embalse). Si a esta cuantía se le unen las reducidas expectativas de funcionamiento de la nueva potencia requerida, resulta obvio concluir que en este marco no se acometerán las inversiones de 4,6 GW en nueva capacidad firme necesaria para garantizar el suministro hasta 2020 con un índice mínimo de cobertura del 1,1.

Alternativas e implicaciones

1. Revisión de la cuantía del actual pago por capacidad a corto plazo

A corto plazo, se considera necesario revisar al alza la cuantía del pago por capacidad actualmente en vigor.

La reducción del número de horas de funcionamiento de los ciclos combinados por la entrada de tecnologías precio aceptantes, provoca que no recuperen su inversión a través de los ingresos obtenidos por la venta de energía en el mercado mayorista.

Dado que se trata de tecnologías necesarias para aportar firmeza y flexibilidad, el pago por capacidad debería permitir recuperar la totalidad de los costes fijos asociados. Esto supondría elevar el pago por capacidad actual hasta un valor anual de aproximadamente 80.000 Euros/MW,

extendiéndolo a toda la vida de las plantas de generación (25 años).

2. Definición de la tecnología idónea para cubrir la punta de demanda en el largo plazo

A futuro, se considera necesario analizar cuál debería ser la tecnología idónea para cubrir la punta de demanda hasta 2020, teniendo en cuenta que esta nueva potencia podría ser necesaria no más de 500 horas anuales de media.

La estructura de costes de un ciclo combinado de gas, con elevados costes fijos relativos, indica que ésta puede no ser la tecnología más apropiada. De hecho, una turbina de gas en ciclo abierto, con costes fijos inferiores, podría responder mejor al nuevo escenario.

6

La política medioambiental y el desarrollo de las energías renovables

Los objetivos renovables nacionales se apoyan fundamentalmente en el sector eléctrico

Es indiscutible que las energías renovables juegan un papel imprescindible para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂, que su contribución es esencial para reducir nuestra dependencia energética del exterior y, como consecuencia, que realizan una aportación fundamental para disminuir el déficit por cuenta corriente de la economía española.

La contrapartida de estas claras ventajas son el incremento del precio final de la electricidad para los clientes, lo que afecta a nuestra competitividad como país y su contribución a la generación del déficit económico del sistema eléctrico como consecuencia de los extra-costes que conllevan tanto en términos de primas pagadas a la electricidad

producida, así como por las inversiones asociadas a su integración en el sistema: acceso a la red y capacidad de respaldo.

El desarrollo de las renovables en España viene marcado por los objetivos globales que establece la Unión Europea en su política de lucha contra el cambio climático. Así, el PER (Plan de Energías Renovables) 2005-2010 daba respuesta al objetivo indicativo del 10% de penetración renovable de la Directiva 2001/77/CE, estableciendo para España un objetivo más ambicioso del 12% sobre el consumo final en el año 2010.

El PER 2005-2010 se diseñó para lograr esta meta pidiendo un sobre esfuerzo al sector eléctrico, planificando que un 30,3% de la producción eléctrica se llevara a cabo con energías renovables, mientras que otros sectores como el transporte limitaban su objetivo a sólo un 5,8%.

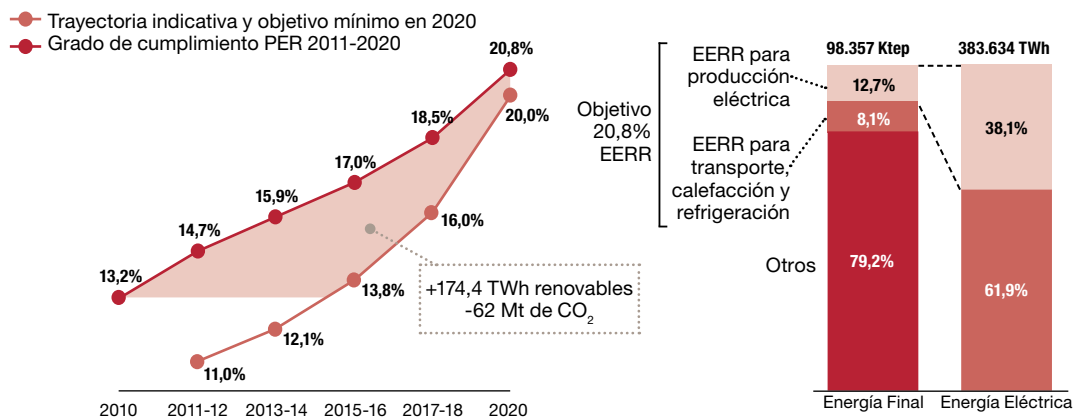
De hecho el sector eléctrico ha superado el objetivo fijado, de manera que la

penetración renovable en 2010 ha alcanzado el 32,3% debido al desarrollo por encima de lo planificado de determinadas tecnologías y, en particular, de la solar fotovoltaica. Los efectos positivos de la incorporación de este volumen de energía renovable en el período 2005-2010 han sido: una reducción de emisiones de 52,3 Mt CO₂, una mejora del grado de autoabastecimiento en un 4,5% y un ahorro de energía primaria de 40.200 ktep.

En el nuevo PER 2011-2020 se ha vuelto a establecer un objetivo que supera el compromiso del 20% de penetración renovable establecido por la Directiva 2009/28/CE para 2020. El Plan centrará de nuevo los esfuerzos en el sector eléctrico, que producirá un 38,1% de la electricidad con fuentes renovables (Figura 27).

Figura 27.

Objetivos de penetración de fuentes renovables sobre energía final para España por subsector



Fuente: PER 2011-2020, MITyC, análisis PwC.

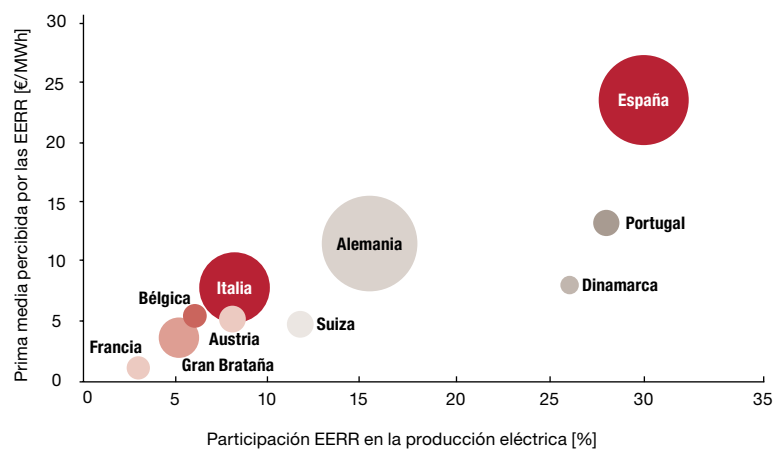
La ejecución de los Planes de Energías Renovables ha implicado importantes sobrecostes que no se han trasladado a los precios

La implantación del PER 2005-2010 y lo que llevamos de PER 2011-2020, ha posicionado a España como el país europeo con mayor participación renovable en el mix de generación, mayor volumen total de apoyo (junto a Alemania) y con el mayor coste unitario de subvención (22,5 Euros/MWh, duplicando el de Alemania) (Figura 28).

Además, el incremento de los costes regulados se ha traducido en una importante presión sobre el precio de la electricidad y el déficit tarifario.

Efectivamente, si examinamos la evolución de la estructura de costes regulados desde el 2005, mientras que el crecimiento acumulado medio de costes ha sido del 17%, las primas del régimen especial han crecido un 21% y la partida anual de recuperación de déficit un 63%. En concreto, las primas del régimen especial han subido más de 4.450 millones de euros en términos absolutos en el período 2005-2010.

Figura 28.
Comparativa europea del volumen de apoyo que reciben las EERR excluyendo para España los apoyos a la cogeneración (2010)



Fuente: CEER.

Una de las principales razones para este crecimiento ha sido el experimentado por la solar fotovoltaica impulsada por el marco económico favorable del Real Decreto 661/2007. Esta tecnología ha sobrepasado en más de un 800% su objetivo inicialmente fijado para 2010, lo que ha conllevado un coste adicional sobre lo planificado del orden de 2.300 millones de euros (Figura 29), a soportar durante los próximos 30 años. La tecnología fotovoltaica ha recibido en 2010 el 46% del total de primas atribuidas a las energías renovables (unos 5.500 millones de euros), mientras que sólo ha representado el 10% de la producción con estas tecnologías. Estas cifras hablan por sí solas.

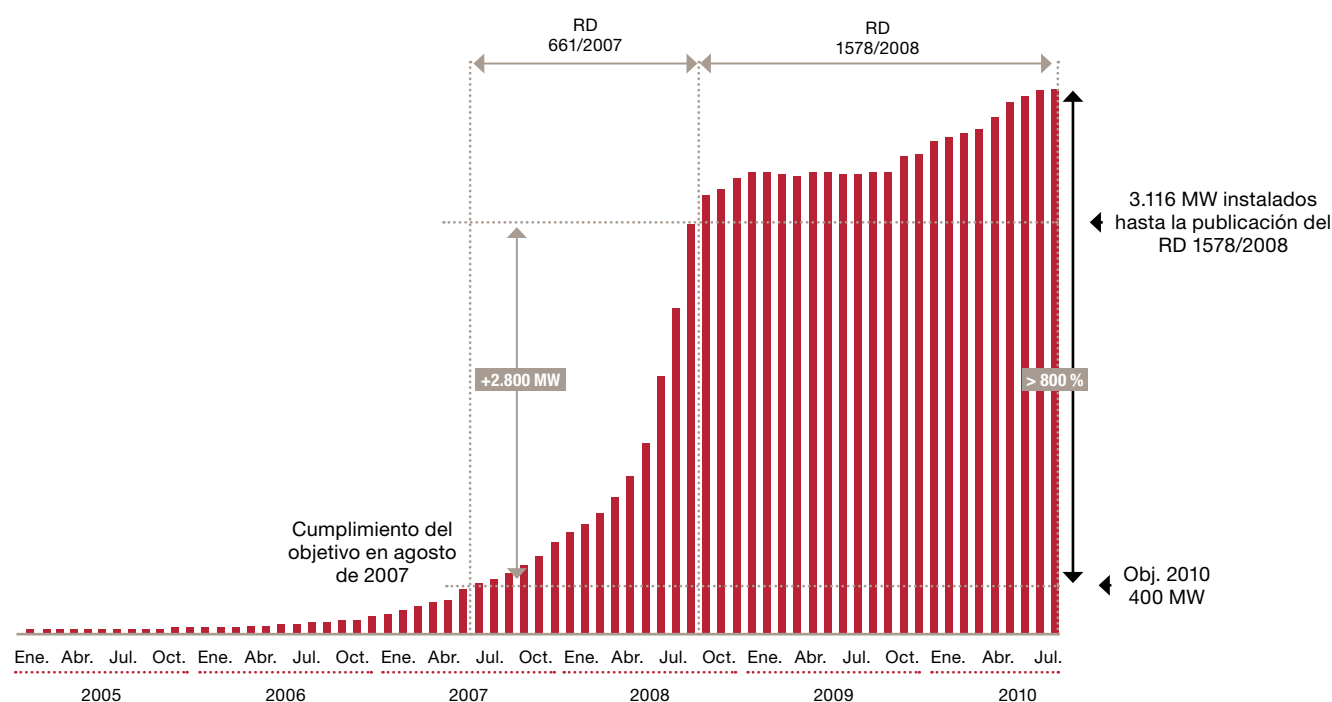
Las causas de tal desviación han sido el descontrol de las autorizaciones de

instalación, debido a la dualidad de competencias entre las Comunidades Autónomas y el Estado Central, y un régimen retributivo muy generoso que no fue modificado de acuerdo a la evolución de reducción de costes que estaba experimentando la tecnología. Esta situación hace patente la necesidad de adecuar el ritmo de instalación de las distintas tecnologías renovables a su evolución en las curvas de experiencia y de escala, sin renunciar por ello a impulsar determinadas tecnologías que contribuyan al desarrollo industrial español (aunque éste no ha sido el caso de la fotovoltaica que ha llevado a cabo su desarrollo basándose en importaciones de fabricantes asiáticos primordialmente con un impacto negativo en la balanza por cuenta corriente española).

Además, es preciso reflexionar sobre una regulación que pretende determinar precio y cantidad (planificación y primas), frente a la alternativa de la determinación del volumen de entrada de las tecnologías y que el precio se fije de forma competitiva. El impacto de esta segunda opción se ha visto con la evolución de la solar fotovoltaica, que ha fijado una prima de 124 Euros/MWh en la última licitación de 2011, frente a los 442 Euros/MWh de partida en 2007.

En el caso de la tecnología termosolar, se ha producido también una expansión muy por encima de los objetivos inicialmente fijados. El PER 2005-2010 fijaba un objetivo de 500 MW operativos al final del período, sin embargo, tras la creación del pre-registro de asignación mediante el Real Decreto Ley 6/2009, el

Figura 29.
Potencia solar fotovoltaica instalada (2005-2010)



Fuente: CNE, análisis PwC.

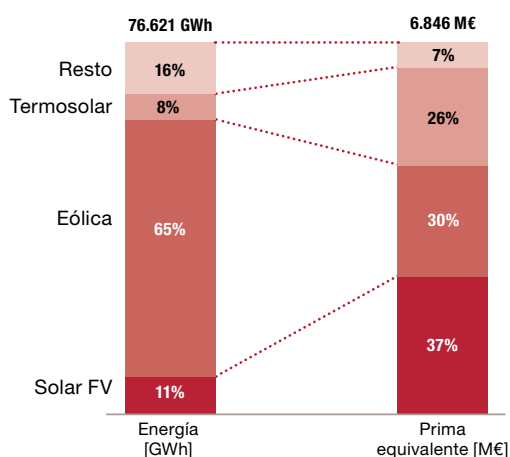
Gobierno aprobó la instalación de hasta 2.081 MW entre 2011 y 2013. La entrada en funcionamiento de esta potencia termosolar implica el incremento en aproximadamente 1.800 millones de euros en pago de primas a las renovables, lo que exige un aumento en idéntica cantidad de los peajes de acceso. En lo sucesivo debería revisarse el mecanismo de fijación de la prima para esta tecnología, adaptándola a la evolución de sus costes de inversión, con el fin de que su ritmo de instalación respete la senda que se decida por el Gobierno.

Con el desarrollo del PER 2011-2020 se incrementará la potencia renovable en 25.000 MW con el siguiente desglose por tecnología: la eólica onshore con 14.000 MW (+69% respecto a 2010), la termosolar con 4.200 MW (+659% respecto a 2010), y la solar fotovoltaica con 3.463 MW (+91% respecto a 2010).

Este crecimiento de potencia instalada supondrá que la producción eléctrica renovable alcanzará los 146 TWh en 2020, lo cual implicará un coste de primas de 9.600 millones de euros (4.000 millones de euros más que la

cantidad percibida en 2010). Las tecnologías solares percibirán el 82% de las primas asociadas a nuevas instalaciones en el período, lo que supondrá que en el año 2020 recibirán el 78% de las primas produciendo el 16% de la energía renovable. En el año 2013, con la puesta en servicio de las instalaciones previstas en el registro de pre-asignación, las primas a las tecnologías solares representarán el 63% del coste de las primas a las renovables (Figura 30).

Figura 30.
Volumen de primas a percibir por las tecnologías respecto a su producción en 2013



Fuente: CNE, análisis PwC.

Sin embargo, el desarrollo de las renovables también ha tenido, y tendrá, efectos que implican una disminución del precio final de la electricidad. De esta forma, la participación de las renovables en el mercado mayorista de generación deprimió el precio en aproximadamente 1,8 Euros/MWh en 2010 (sobre un precio medio de 37 Euros/MWh), y se estima que reducirá el precio del pool en al menos 8 Euros/MWh sobre la previsión para 2020 (sobre un precio medio de 73 Euros₂₀₁₀/MWh). Esta reducción hay que compararla con el impacto de las primas que se estima en 30 Euros/MWh.

El resultado nos lleva a preguntarnos si el modelo es económicamente sostenible

Mientras que el impacto del desarrollo de las energías renovables sobre la sostenibilidad medioambiental de nuestro país es claro, su impacto en el sobrecoste de la electricidad, vía precios o vía déficit, nos lleva a preguntarnos si este desarrollo renovable es igualmente sostenible desde el punto de vista económico.

Cabe por tanto cuestionarse: si los ambiciosos objetivos medioambientales,

definidos en un contexto económico muy distinto al actual, son coherentes y vigentes ahora; si es eficiente que, como consecuencia de las exigencias que impone el marco europeo, la industria se deslocalice a otros países con menor eficiencia medioambiental y energética para que como resultado el régimen global de emisiones de gases de efecto invernadero se incremente; si el actual modelo de primas español es adecuado para garantizar un desarrollo renovable acorde con las sendas establecidas y si la financiación de las renovables a través de los costes regulados del sistema eléctrico es la más adecuada en el contexto en el que nos encontramos.

Alternativas e implicaciones

1. Modificación de la senda de entrada de las tecnologías renovables

Dado que la senda de penetración de energía renovable del PER 2011-2020 es superior a la indicativa fijada por la Comisión Europea y que se ha elaborado considerando unas previsiones de demanda no acordes al escenario de contracción de demanda actual, es posible diseñar un escenario alternativo que permite alcanzar los compromisos

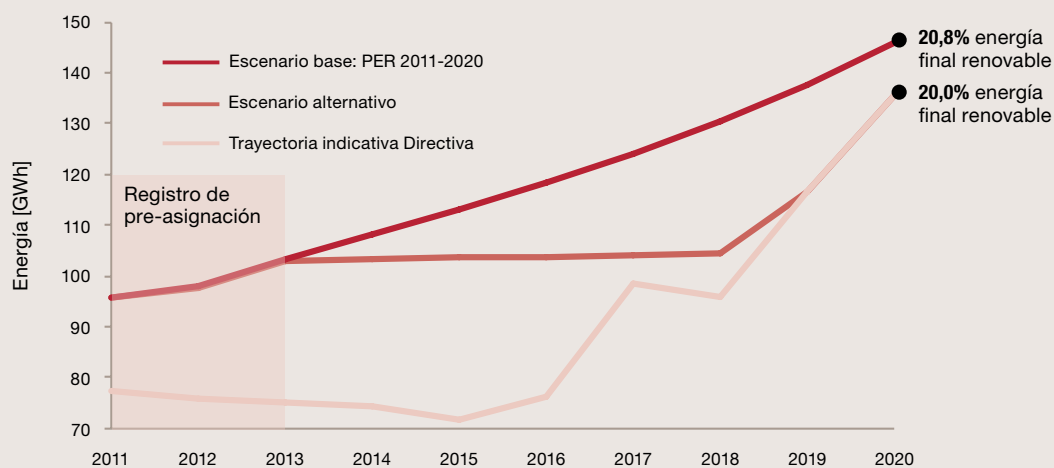
europeos, retrasando la entrada de la potencia aprovechando la evolución de costes que experimentarán estas tecnologías (Figura 31). Esta senda debería cubrirse con las tecnologías más eficientes en cada momento.

Dicho escenario, que respetaría el registro de pre-asignación, permitiría rebajar las primas acumuladas en el período 2011-2020 en aproximadamente 7.300 millones de

euros, lo que supone una reducción del 11% respecto a los 69.075 millones de euros constantes 2010 que implica el PER.

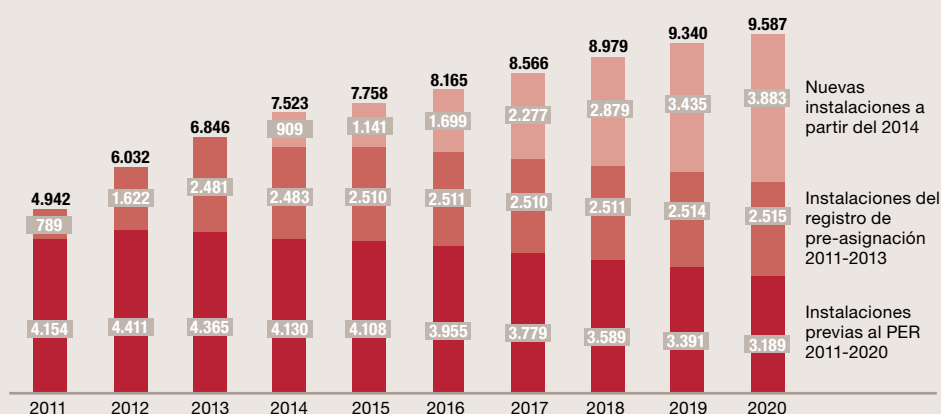
Este impacto es moderado y pone de relieve que respetar el registro de pre-asignación 2011-2013 implica comprometer más de 2.400 millones de euros en primas hasta 2020 (el 30% del importe total primas en dicho año) (Figura 32).

Figura 31.
Sendas alternativas de producción renovable en el período 2011-2020



Fuente: Directiva 2009/28/CE, PER 2011-2020, análisis PwC.

Figura 32.
Volumen de primas en el período 2011-2020 en función del período de puesta en marcha [M€]



Fuente: CNE, PER 2011-2020, análisis PwC.

En la actualidad, existe la discusión sobre la posibilidad de un tercer escenario en el que no se respetaran los compromisos establecidos en el registro de pre-asignación. La valoración de esta alternativa debe venir ligada a un análisis coste-beneficio en el que se tenga en cuenta no únicamente el importe de la reducción de primas neto de las posibles compensaciones a los agentes, sino también el impacto en el riesgo regulatorio del sistema eléctrico español, ya de por sí cuestionado y en consecuencia el encarecimiento de los costes de financiación del conjunto de las empresas.

2. Mecanismos alternativos de financiación

El sistema español de financiación del coste de las energías renovables mediante su inclusión en los peajes de acceso que pagan los clientes ha sido efectivo desde el punto de vista del desarrollo renovable. Sin embargo, la presión sobre el coste de la electricidad abre el debate sobre mecanismos alternativos de financiación.

La financiación de las primas de las renovables mediante partidas específicas de los Presupuestos Generales del Estado, eliminaría de una vez el impacto de las mismas sobre el déficit tarifario. Sin embargo, supondría traspasar este coste al déficit del Estado en un contexto internacional de consolidación fiscal, lo que resulta prácticamente inviable, si bien debe notarse que el déficit del sector eléctrico tiene tratamiento de déficit público. Además, si dicha transferencia tuviera lugar, se considera que este nuevo mecanismo tendría serias implicaciones negativas sobre la financiación de la actividad renovable, debido a las dudas que el nuevo sistema provocaría en los mercados financieros y de capitales.

Otra alternativa podría ser la financiación parcial mediante los ingresos originados por la venta de derechos de emisión de CO₂ al sector eléctrico una vez que haya finalizado el

período de asignación gratuita del PNAE (Plan Nacional de Asignación de Emisiones) 2008-2012. Como consecuencia de la entrada en vigor de la Directiva 2009/29/CE, que impulsa el mecanismo de la compraventa por subasta, al menos un 50% de los ingresos originados deben destinarse a iniciativas destinadas a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero, desarrollo de las renovables, etc. Los ingresos por este concepto, teniendo en cuenta las emisiones del sector eléctrico esperadas para el año 2013, ascenderían a unos 1.130 millones de euros, por lo que su impacto en la financiación sería muy marginal.

Por último, se plantea que el sobrecoste de las primas de las renovables no forme parte de los peajes de acceso, sino que éstos fueran calculados únicamente en función de los costes regulados asociados a las redes de transporte y distribución. Esto obligaría a incluir una nueva partida en la factura eléctrica que podría denominarse “impacto en el precio de la electricidad de la política energética y medioambiental” que haría que su traslado a los clientes fuera más transparente y abriría la puerta a un reparto de dicho coste que fuera más eficiente, de acuerdo con la política industrial de nuestro país.

3. Mecanismos alternativos a las primas

El sistema español de fijación de primas (en inglés *feed in tariff*) y de planificación de instalación de la potencia renovable para cada tecnología durante los periodos de vigencia de los distintos PER, ha sido efectivo desde el punto de vista del desarrollo renovable. Sin embargo, la existencia de resultados muy dispares en cuanto a su eficiencia en las distintas tecnologías abre el debate sobre mecanismos alternativos a las primas, que podría variar en función del grado de madurez de cada tecnología. Para el caso de tecnologías que están reduciendo sus costes de inversión a gran velocidad, los

mecanismos de subastas podrían plantearse como una alternativa válida. Aunque este mecanismo ha fracasado en países como Irlanda, Reino Unido o Francia, que se han visto obligados a adoptar nuevamente un sistema regulado de primas, se considera que podría ser positivo introducir mecanismos de fijación del precio por el mercado para volúmenes predeterminados de incorporación de potencia por cada tecnología renovable. Estos sistemas deberían exigir de los agentes las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de los compromisos de instalación. Este mecanismo eliminaría la absorción por los precios de la electricidad de otros costes asociados a la política industrial y de empleo de las Comunidades Autónomas, que deberían ser financiados por otras vías.

Por último, se considera que la aplicación de incentivos fiscales o de subsidios a la inversión son igualmente inviables en un entorno en el que prevalece la consolidación fiscal. Sin embargo, se entiende que podrían ser mecanismos viables, una vez superado el contexto económico actual, para el fomento al desarrollo de nuevas tecnologías. La introducción de estos apoyos tiene la ventaja de que no suponen una interferencia al funcionamiento del mercado mayorista de la electricidad.



7

La extensión de la vida útil de las centrales nucleares

Necesidad de un debate a nivel europeo centrado en la seguridad

El incidente de Fukushima ha provocado que algunos países reconsideren sus planes tanto de incorporación de nueva potencia nuclear, como de alargamiento de la vida de las centrales operativas. Alemania ha acordado un apagón nuclear en 2022 que supondrá el incremento del precio de la electricidad y de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 6% y un 9% respectivamente. Sin embargo, otros países europeos, EEUU y otras potencias como China, Rusia, India o Brasil, no sólo han apostado por un

alargamiento de la vida de las centrales hasta los 60 años, sino que están inmersos en planes de construcción de nucleares de nueva generación.

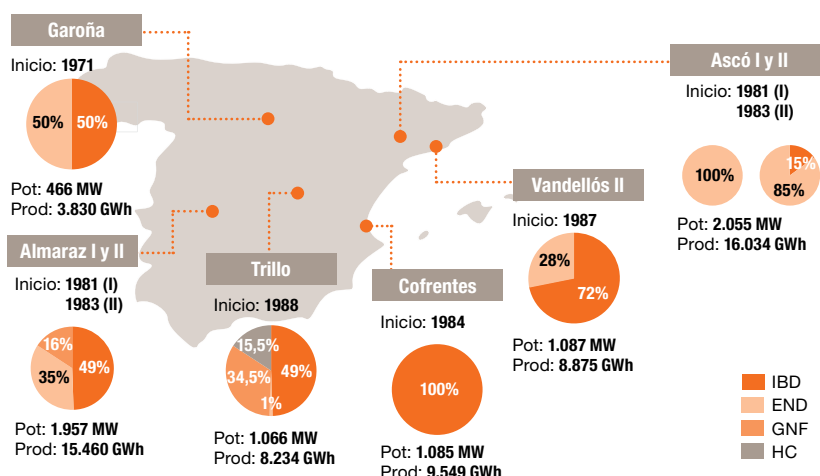
En España no somos ajenos a esta discusión: a corto plazo, se deben clarificar los criterios para la renovación de las autorizaciones de operación de las centrales existentes. A largo plazo, se debe decidir qué rol debe desempeñar la energía nuclear en el *mix* de generación y en función de la decisión, establecer las condiciones que permitan la construcción de nuevos grupos nucleares.

El parque nuclear español, cuya vida media es de 27 años, cuenta con 7.716 MW

de potencia instalada y generó el 22% de la producción eléctrica bruta en 2010 (Figura 33). En el periodo 2021-2028 el parque nuclear alcanzará los 40 años de vida de diseño (Figura 34). La vida útil de una central, que está sujeta a la autorización del MITyC, debería depender únicamente de criterios de seguridad según la evaluación realizada por el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Sin embargo, el ejemplo de Garoña, cuya autorización fue renovada por el Gobierno hasta 2013 a pesar de contar con el informe favorable del CSN para operar hasta 2019, pone de manifiesto que los criterios de renovación de las autorizaciones no están objetivamente definidos.

Figura 33.

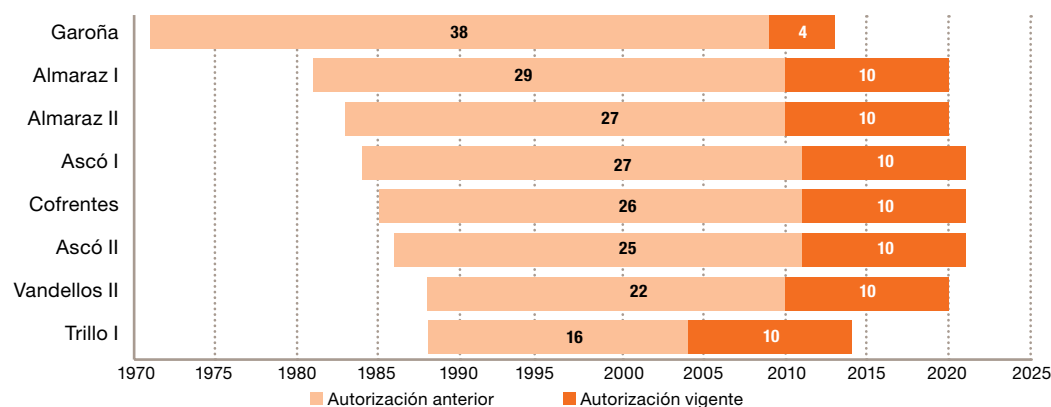
Titularidad, puesta en marcha, potencia instalada y producción de los grupos nucleares en 2010



Fuente: REE, UNESA, Foro Nuclear.

Figura 34.

Puesta en marcha de las centrales, fecha de obtención y duración de las últimas autorizaciones



Fuente: MITyC, análisis PwC.

El tsunami japonés ha recordado los riesgos que puede entrañar la actividad nuclear, empeorando una percepción pública que se había ido mostrando más favorable en los últimos años gracias a la divulgación de sus beneficios y los progresos tecnológicos ligados a la gestión de residuos. Cualquier decisión sobre la energía nuclear debe, necesariamente, tomar en cuenta la evolución de la opinión pública.

Por otro lado, el impacto de los riesgos nucleares va más allá de las fronteras nacionales, lo que exige que el debate, centrado en la seguridad, se lleve a cabo a nivel europeo, donde actualmente se observan posturas encontradas, y más aun en un contexto de integración en un mercado único de la electricidad.

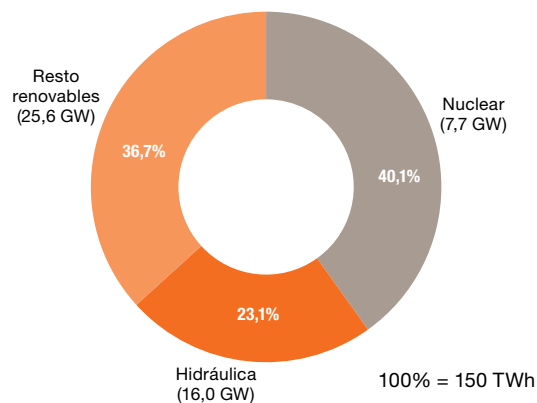
¿Podemos renunciar a la nuclear?

La tecnología nuclear aporta muchos beneficios al sistema eléctrico y en consecuencia a la economía española: asegura unos costes de generación competitivos sin emisiones de CO₂, aporta seguridad del suministro, y reduce la dependencia energética, erigiéndose como una tecnología clave para la descarbonización de la economía.

La producción nuclear representó en 2010 el 40% de la electricidad libre de emisiones, evitando casi 21 millones de toneladas de CO₂ anuales –un tercio de las emisiones totales del parque español– valoradas en 320 millones de euros (Figura 35).

Figura 35.

Peso de la producción nuclear sobre el total de la electricidad libre de emisiones en 2010

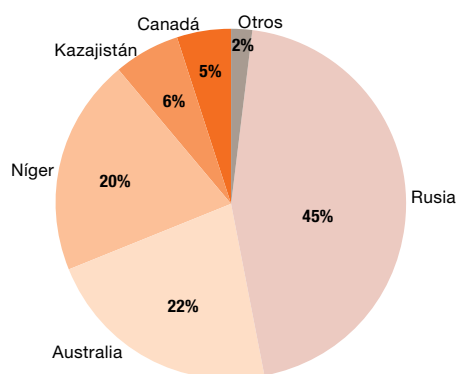


Fuente: REE.

En términos de seguridad de suministro, la alta densidad energética del uranio –70.000 veces la de gas natural u 80.000 veces la del carbón– permite almacenar cantidades de energía que aseguran el funcionamiento de las centrales durante un tiempo lo suficientemente largo como

para asumir que se trata de una materia prima autóctona. Además, el aprovisionamiento diversificado del uranio, con procedencia de más de cinco mercados, reduce la vulnerabilidad del mismo (Figura 36).

Figura 36.
Mercados de abastecimiento de uranio (2010)



Fuente: MITyC, Foro Nuclear, análisis PwC.

El coste medio actual de producción de las centrales nucleares es de aproximadamente 55 Euros/MWh (de los que 11 euros corresponden a coste variable) es el más bajo del parque de generación español. Adicionalmente hay que destacar que dicho coste medio es muy competitivo en comparación con los reactores de tercera generación, que están actualmente en construcción, ya que éstos tendrán costes un 35% superiores. Además, al participar como precio aceptante en el mercado mayorista, reduce su precio medio, sin incrementar los costes regulados del sistema al no estar primada, lo que conlleva un impacto muy positivo en la competitividad de nuestra economía.

Permitir el alargamiento de la vida de las centrales nucleares en condiciones de seguridad hasta los 60 años tiene beneficios económicos y medioambientales indiscutibles. No

aprovechar esta oportunidad supondría tener que realizar inversiones adicionales del orden de 6.300 millones de euros hasta 2030, e incrementar el coste medio de producción y las emisiones del parque de generación en 5 Euros/MWh y en 24 millones de tCO₂ anuales respectivamente. La construcción de nuevas centrales de ciclo combinado como alternativa a la extensión de vida del parque nuclear supondría reducir 21 puntos porcentuales nuestro grado de autoabastecimiento.

Alternativas e implicaciones

1. Extensión de la autorización de funcionamiento de las centrales atendiendo a criterios de seguridad

En primer lugar, sería necesario asegurar que la extensión de la autorización de explotación de las centrales se va a producir exclusivamente atendiendo a criterios de seguridad que deben ser definidos y evaluados por el Consejo de Seguridad Nuclear.

En Europa, países como Francia, Bélgica, Suiza, Holanda y Suecia han optado por la operación a largo plazo de sus nucleares. En EEUU, 71 reactores ya han sido autorizados a operar hasta los 60 años, de los cuales 24 son similares en diseño y antigüedad a la central española de Garoña.

2. No debe aplicarse una tasa a la generación nuclear

En España se ha suscitado la discusión sobre la aplicación de una tasa a la energía nuclear basándose en el argumento de que estas centrales se benefician de unos supuestos “*windfall profits*” debido a que se encuentran completamente amortizadas, lo cual se contradice con la información financiera auditada de las compañías eléctricas.

Las propuestas que abogan por la reducción de unos supuestos “*windfall profits*” carecen de sentido en un mercado de generación eléctrica liberalizado como el español y, además, no resuelve el problema del déficit tarifario, puesto que el coste de la generación lo pagan directamente los clientes mediante el término de energía de la factura.

El precedente de la tasa nuclear alemana no es aplicable en España, ya que en Alemania la tasa surge como consecuencia de la revocación de una moratoria nuclear, situación que no se da en nuestro país.

La imposición de una tasa nuclear no sería más que un ejemplo adicional de inseguridad jurídica en España, contribuyendo al deterioro de la percepción de nuestro riesgo regulatorio con su consiguiente impacto en el coste de la financiación para el conjunto del sector, tal como se viene argumentado en este informe para otras medidas de naturaleza similar.

3. Tomar la decisión de construcción de nuevas centrales nucleares

Actualmente en el mundo hay unos 200 nuevos grupos nucleares planificados,



30 de ellos en EEUU, de los que 66 ya se encuentran en construcción. En Europa, Francia, Bulgaria, Eslovaquia y Finlandia están construyendo reactores nucleares de nueva generación; Reino Unido ha dado luz verde a la construcción de nuevas centrales y Suecia ha eliminado la prohibición de construcción de nuevas centrales acordada por referéndum en 1980.

Aunque en España no se considera necesaria a medio plazo una tecnología de generación no modulable como la nuclear, a largo plazo la descarbonización del parque de

generación eléctrico pasa necesariamente por un *mix* con una alta componente nuclear y renovable. Por tanto, se considera necesario definir unas condiciones adecuadas para permitir la construcción de nuevas centrales nucleares.

Dado que el periodo de construcción de una central nuclear es cercano a los 10 años, la decisión sobre la necesidad de nueva potencia no debería demorarse mucho. No hacer este planteamiento a tiempo podría resultar en la implantación de otras tecnologías basadas en combustibles fósiles y, por

tanto, dependientes del exterior no óptimos a largo plazo.

4. Información ciudadana

Finalmente, se debe abrir un debate completo e informado sobre la cuestión nuclear, de forma que la población conozca los riesgos, costes e impacto sobre el medio ambiente y la seguridad de suministro derivados de la extensión de la vida de las centrales existentes y de la construcción de nueva capacidad.



8

El modelo eficiente de retribución de las redes

Distribución: la gran olvidada

La distribución eléctrica ha sido la “gran olvidada” por la regulación desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, hasta que en 2008 se aprobó el Real Decreto 222/2008 que establecía los principios para un marco retributivo predecible, transparente, y que dotaba al inversor de las garantías adecuadas para llevar a cabo la actividad.

Durante 10 años, desde la aprobación del Real Decreto 2819/1998, la retribución de la actividad de distribución eléctrica estuvo basada en un sistema de limitación de los ingresos de las compañías distribuidoras (en inglés, “*revenue cap*”) que revisaba cada año la remuneración en

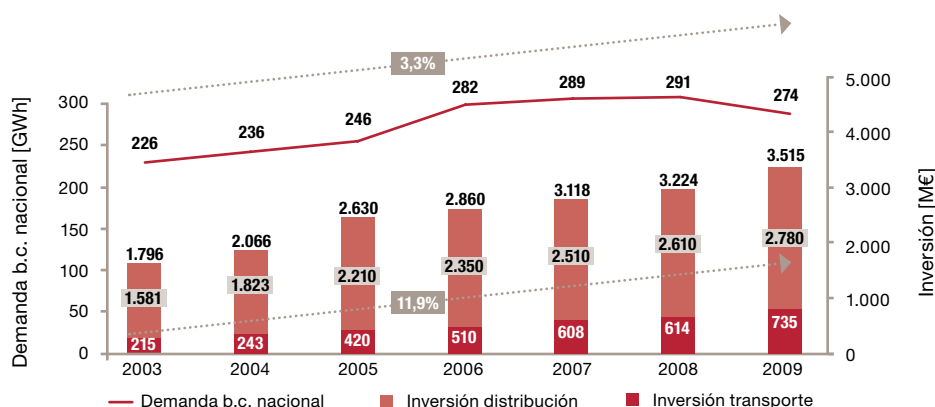
función del *IPC-1* y de la demanda global del sistema multiplicada por un factor de eficiencia *Fe* (cuyo valor era 0,3, y que pretendía ser un factor de escala). La retribución anual era calculada en función de los valores previstos de inflación y demanda (sin revisión posterior en función de la realidad).

El resultado de este sistema fue que, durante muchos años, la rentabilidad de la actividad de distribución eléctrica era substancialmente inferior a su coste ponderado medio de capital (en inglés, *WACC*), lo que se tradujo en una continua destrucción de valor.

Esa década de “olvido” de la distribución eléctrica se caracterizó en España por un gran crecimiento económico que llevaba

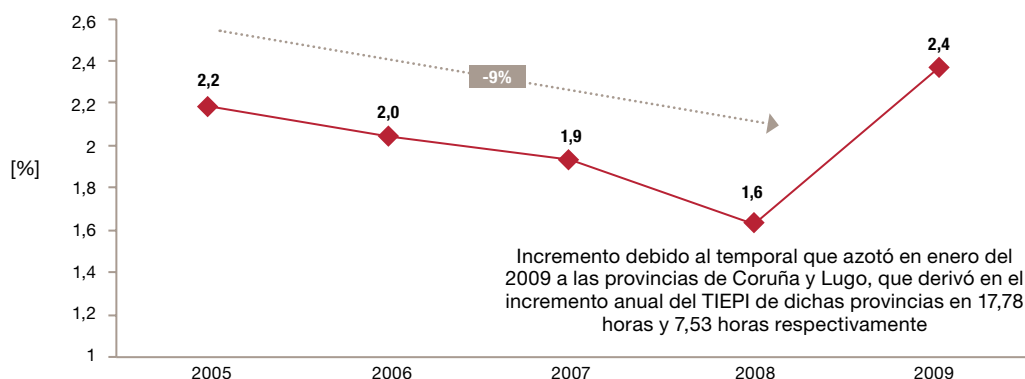
aparejado, además, la intensificación de la demanda eléctrica mostrando crecimientos anuales muy superiores a los del producto interior bruto. Fueron años en los que las empresas de distribución tuvieron que realizar inversiones muy importantes, insuficientemente retribuidas, a la vez que llevaban a cabo una mejora continua en la calidad de servicio tomando como índice de referencia el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada). De esta forma, la inversión en redes de transporte y distribución tuvo un incremento anual medio del 11,9%, frente a un incremento de la demanda de sólo el 3,3% (Figura 37), que se vio acompañado de una evolución decreciente del TIEPI (-9%) en ese mismo periodo (Figura 38).

Figura 37.
Inversiones efectuadas en redes de transporte y distribución en España desde 2003 hasta 2009 versus la demanda b.c. nacional



Fuente: UNESA.

Figura 38.
Evolución del Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) desde 2005 a 2009



Fuente: MITyC.

Adicionalmente, es importante señalar el carácter bicéfalo de las competencias en el ámbito de la distribución eléctrica. Mientras que las Comunidades Autónomas tienen capacidad normativa que incide directamente sobre las inversiones en las redes que discurren por su territorio (por ejemplo, estableciendo requisitos de calidad adicionales) el régimen económico de las actividades es fijado por el Gobierno central. Esta dualidad ha provocado que costes crecientes en la inversión y operación de las redes de transporte y distribución (por ejemplo, como consecuencia de leyes de Comunidades Autónomas que obligan a soterrar redes e infrautilizar instalaciones para tener márgenes operativos, coste de autorizaciones, etc.) no hayan sido convenientemente reflejados en la retribución de dichas actividades.

El Real Decreto 222/2008: un primer paso para una retribución objetiva y transparente

Esta situación retributiva no cambia de manera relevante hasta 2008 con la aprobación del Real Decreto 222/2008. Previamente, mediante el Real Decreto 1634/2006, la Administración realizó una actualización del nivel de remuneración de la distribución incrementando la retribución de referencia del conjunto del sistema en 500 millones de euros a partir del ejercicio 2007, lo que supuso un primer reconocimiento de la insuficiencia de ingresos que acumulaba la actividad.

Con la aprobación en 2008 del Real Decreto 222, el regulador da un paso adelante para el establecimiento de una metodología de cálculo de la retribución de la distribución eléctrica objetiva y transparente. La norma establece unos ingresos por compañía que responden a su esfuerzo inversor particular, introduce incentivos a la eficiencia y a la calidad de servicio, y contempla tanto los costes de operación y mantenimiento de las redes,

como otros relacionados con la gestión comercial o la Tasa de Ocupación de la Vía Pública (TOVP).

Con la nueva norma, el regulador comienza a aplicar el Modelo de Red de Referencia (MRR), una herramienta de contraste técnico que calcula el esquema ideal de la red de distribución. Este esquema se convierte en una referencia económica mediante la aplicación de costes unitarios de inversión estándar medios por tipología de instalación.

Como consecuencia de la aplicación del RD 222, en 2009 se produce un nuevo incremento del nivel de remuneración de 222 millones de euros, lo que confirma, esta vez con soporte metodológico, la insuficiencia de ingresos histórica de la retribución regulada de la distribución eléctrica en España.

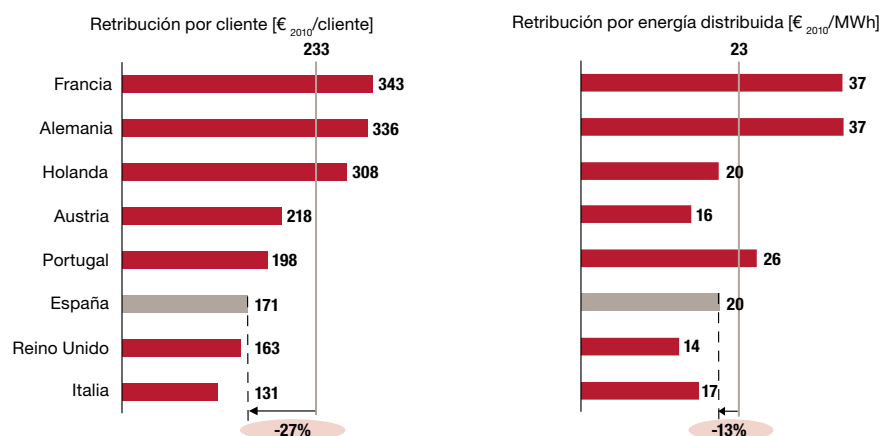
A pesar de estas dos actualizaciones y de los pasos dados en los últimos años, la distribución eléctrica sigue remunerada por debajo de la media de los países de la Unión Europea (Figura 39).

Aunque el RD 222 ha significado un paso adelante, ya que por primera vez se tienen en cuenta las inversiones que acometen las compañías, persisten problemas que deberían resolverse antes de que finalice el primer periodo regulatorio (2008-2012):

- El MRR es una herramienta opaca que no calcula adecuadamente las inversiones acometidas por las compañías.
- A pesar de que la retribución de los agentes está ahora ligada a su esfuerzo inversor, queda pendiente lograr que exista certidumbre sobre el reconocimiento retributivo de las inversiones acometidas por cada distribuidora, ya que en la actualidad dicho reconocimiento se produce una vez que éstas ya han sido realizadas.

Figura 39.

Comparación europea de la remuneración de la actividad de distribución para el año 2010



Fuente: Análisis PwC.

Los retos del futuro de las redes: interconexiones, redes inteligentes e integración de generación distribuida

Lejos de ser independientes, las redes de transporte y distribución se integran para garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico, siendo el elemento vertebrador del sistema que permite la existencia del mercado.

En los últimos años, el sector eléctrico español ha sufrido numerosos cambios, entre los que destaca un espectacular desarrollo de la generación distribuida, en especial la procedente de fuentes renovables. Este efecto impone a las redes de distribución requisitos de gestión más exigentes, ya que deben soportar una gran cantidad de generación eléctrica no gestionable. Este efecto podría hacer que se lleguen a producir flujos en el sentido inverso al habitual, es decir, que vayan desde los centros de consumo a la red de transporte.

Por este motivo, las redes de transporte y distribución están obligadas a contribuir

de forma significativa para lograr los objetivos 20/20/20 de la Unión Europea. Con el fin de responder a este reto, se les pide que se doten de los activos y recursos que permitan:

- Una gestión activa de la demanda a través de las redes inteligentes (en inglés “*smart grids*”).
- La conexión eficiente de la generación distribuida, especialmente la de tipo renovable.
- La integración del mercado eléctrico español en el ibérico (a través de la interconexión con Portugal) y en el europeo (mediante el refuerzo de la capacidad bidireccional de interconexión con Francia).

De nuevo, cabe preguntarse si el sector dispone del marco adecuado para abordar este proceso de modernización que, necesariamente, lleva aparejado un nuevo y significativo esfuerzo inversor.

Redes inteligentes y generación distribuida

La implantación de redes inteligentes en España supondrá unos beneficios netos para el conjunto de la economía de más de 25.000 millones de euros, que se reparten asimétricamente entre los distintos agentes involucrados (Figura 40). La reducción de la demanda y el trasvase de energía desde las horas pico a las horas valle que se puede lograr gracias a las redes inteligentes, permitirá al cliente final reducir su factura eléctrica hasta lograr ahorros agregados de más de 32.000 millones. Para hacer esto posible las empresas de distribución eléctrica deberán incurrir en inversiones del orden de 4.000 millones de 2011.

El modelo retributivo actual de la actividad de distribución no responde a una tipología de red capaz de gestionar flujos bidireccionales de energía e información. La red del futuro, más allá de líneas y centros de transformación, tendrá que dotarse de complejos sistemas de medida y control en media y baja tensión soportados por modernas redes de telecomunicaciones. Además estas

infraestructuras deberán ser adaptadas a una nueva topología que permita la conexión eficiente de la generación distribuida, la integración del coche eléctrico o la ubicación de dispositivos de almacenamiento, dando lugar a un ecosistema eléctrico más eficiente, tanto desde el punto de vista energético como medioambiental.

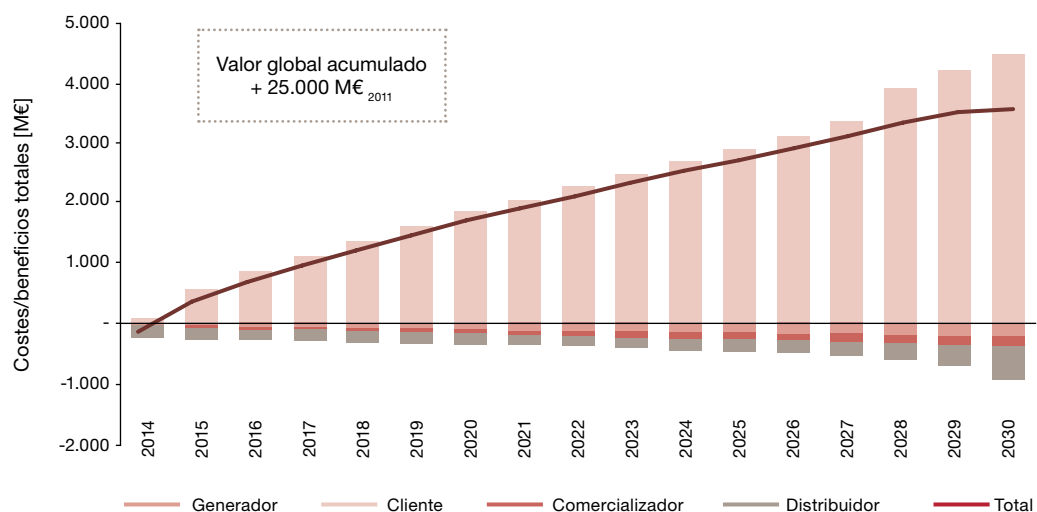
Interconexiones

La red de transporte tiene el reto de incrementar su nivel de interconexiones con los países vecinos para integrarnos en un mercado único europeo más competitivo y capaz de gestionar de forma eficiente la creciente contribución al *mix* español de generación de las tecnologías no gestionables, en particular de las energías renovables.

La nueva planificación de la red de transporte prevé que la capacidad de interconexión del MIBEL con Europa crezca desde el 1,3% actual hasta el 3,1% de la capacidad instalada en el 2020 (Figura 41).

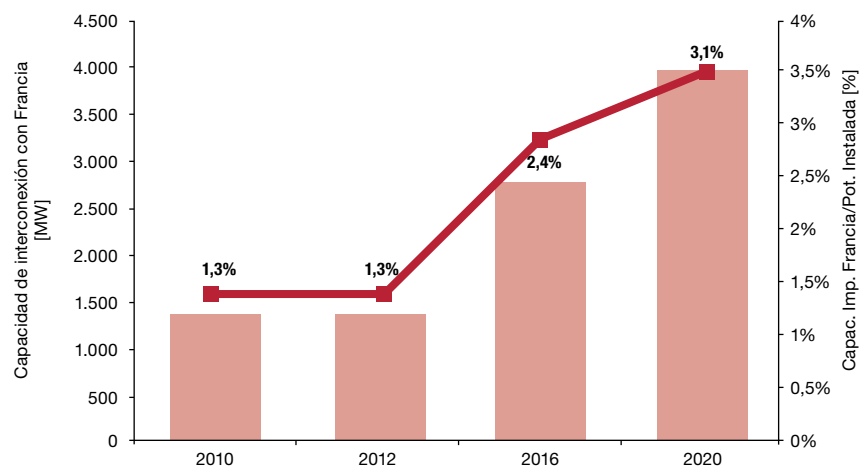
Figura 40.

Análisis coste/beneficio de la implementación de redes inteligentes en España considerando un ahorro del 4,6% de la demanda en 2030 y un trasvase del 1,7% de pico a valle aplicando tarifas supervalles



Fuente: EPRI, análisis PwC.

Figura 41.
Potencia total instalada y capacidad de interconexión frente a la potencia instalada en el periodo 2010-2020



Fuente: REE.



Alternativas e implicaciones

1. Definición de una metodología transparente y predecible para el cálculo de la retribución de referencia

Es clave que antes de que acabe el periodo 2008-2012, el regulador defina la metodología a aplicar para la actualización de la retribución de referencia de la distribución eléctrica. Es imprescindible que se tomen decisiones regulatorias que sienten las bases de una metodología predecible, transparente, que respete las decisiones tomadas en el pasado y que elimine la incertidumbre respecto al futuro.

Las nuevas características de las redes de transporte y distribución exigen recursos financieros muy significativos (a partir de los documentos de planificación energética del MITyC, se estima que en el período 2011-2020 las inversiones en las redes de transporte y

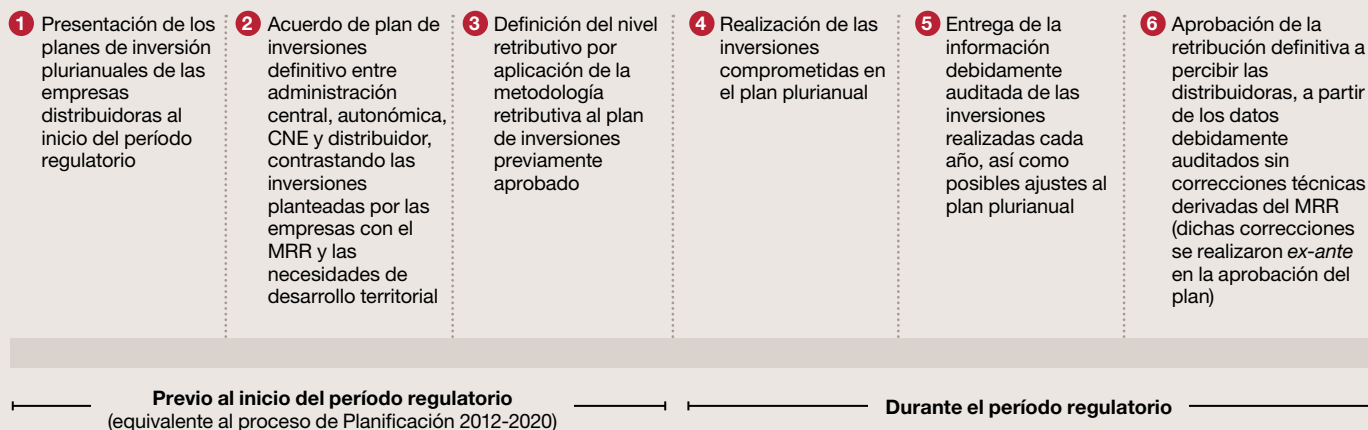
distribución serán de 10.800 y 16.500 millones de euros respectivamente). Sólo si se culmina una metodología transparente y objetiva, podrán las empresas distribuidoras acceder a los mercados financieros para obtener dichos recursos.

2. Reconocimiento retributivo ex-ante de las inversiones en la red de distribución

El distribuidor debe disponer de certidumbre sobre cuál será la retribución a percibir por las inversiones en el desarrollo de la red y en las mejoras de calidad, evolucionando la metodología hacia un reconocimiento ex-ante de las mismas. Aunque se parta del Modelo de Red de Referencia, es preciso que éste sea corregido para que retribuya adecuadamente todas las tipologías de instalaciones que acomete la empresa distribuidora (Figura 42).

Figura 42.

Modelo de reconocimiento de inversiones ex-ante para la actividad de distribución



Fuente: Análisis PwC.

3. Reconocimiento de las inversiones en redes inteligentes y de las reglamentaciones específicas de las Comunidades Autónomas

Las inversiones en la implantación de las redes inteligentes y los nuevos costes de operación y mantenimiento de estos complejos sistemas, deben ser correctamente recogidos en la metodología de cálculo de la retribución eléctrica. Hay que tener en cuenta que las empresas de distribución soportarán el 100% de las inversiones necesarias para implantar las redes inteligentes, mientras que los beneficios repercutirán en todos los agentes del sistema eléctrico y en el cliente final.

Asimismo, deberían ajustarse los parámetros del MRR para que se recogiese el sobrecoste asociado a las reglamentaciones específicas de cada Comunidad Autónoma, de forma que

la red que calcule tenga un grado de soterramiento y longitud similar al realmente acometido. Esto podría retribuirse a través de un complemento territorial específico en los peajes que pagan los clientes de cada Comunidad Autónoma, con el objeto de fomentar la corresponsabilidad entre las distintas administraciones que regulan la actividad de distribución eléctrica.

4. Impulso a las interconexiones

Resulta imprescindible que se mantenga el impulso que han recibido las infraestructuras de interconexión internacional del sistema eléctrico español, que deben seguir siendo una prioridad de nuestra agenda diplomática en la Unión Europea. Además, es preciso dotar al sistema de los recursos económicos y financieros necesarios para que estas infraestructuras sean ejecutadas en el plazo previsto.



9

La liberalización efectiva del mercado minorista

El 1 de julio de 2009 se instaure el suministro de último recurso

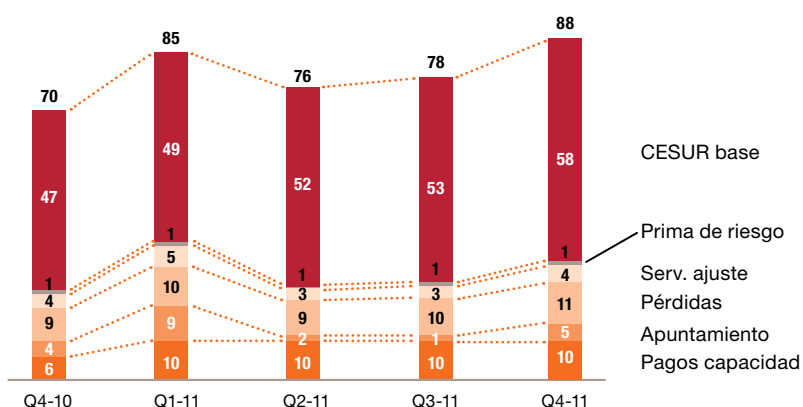
El proceso de liberalización de la comercialización de electricidad se impulsó con la Ley 17/2007, que estableció los mecanismos de acceso eficaz y no discriminatorio a las redes de distribución y un calendario para la supresión gradual de todas las tarifas reguladas. Este proceso se concretó el 1 de julio de 2009, cuando el Real Decreto 485/2009 impuso la obligación de elección de suministrador a todos los clientes.

Coincidiendo con la liberalización completa del mercado minorista, se creó la figura del Comercializador de Último Recurso (los CUR) a los que podían acudir los clientes de baja tensión con potencias contratadas inferiores a 10 kW (esencialmente domésticos) que podían acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR). Este segmento acogido a la TUR representa el 80% de los 27,5 millones de clientes, los cuales consumen aproximadamente un 27% de la energía.

La TUR es una tarifa regulada para el suministro de energía que fija el gobierno y que se calcula sumando los peajes de acceso, el coste de adquisición de energía y el coste regulado de gestión comercial, siguiendo una metodología que establece que dichos peajes deben ser suficientes, aditivos y transparentes, según regula la Orden ITC/1659/2009.

El coste de adquisición de la energía de la TUR se establece mediante un mecanismo competitivo de mercado a través de las subastas CESUR, realizadas trimestralmente. En ellas compran energía no sólo suministradores CUR, sino también otros agentes como entidades financieras, llegando a participar 25 agentes en la última subasta celebrada en 2011. El precio resultante en la CESUR experimenta variaciones al alza y a la baja derivadas de la evolución del precio de los combustibles y de otros factores, (Figura 43), manteniéndose por debajo de otros mercados europeos, tal como se indica en el capítulo 4 de este informe (Figura 15).

Figura 43.
Evolución de los componentes del precio de la energía de la TUR [€/MWh]



Fuente: BOE, OMEL, análisis PwC.

La TUR tiene impacto sobre el déficit tarifario

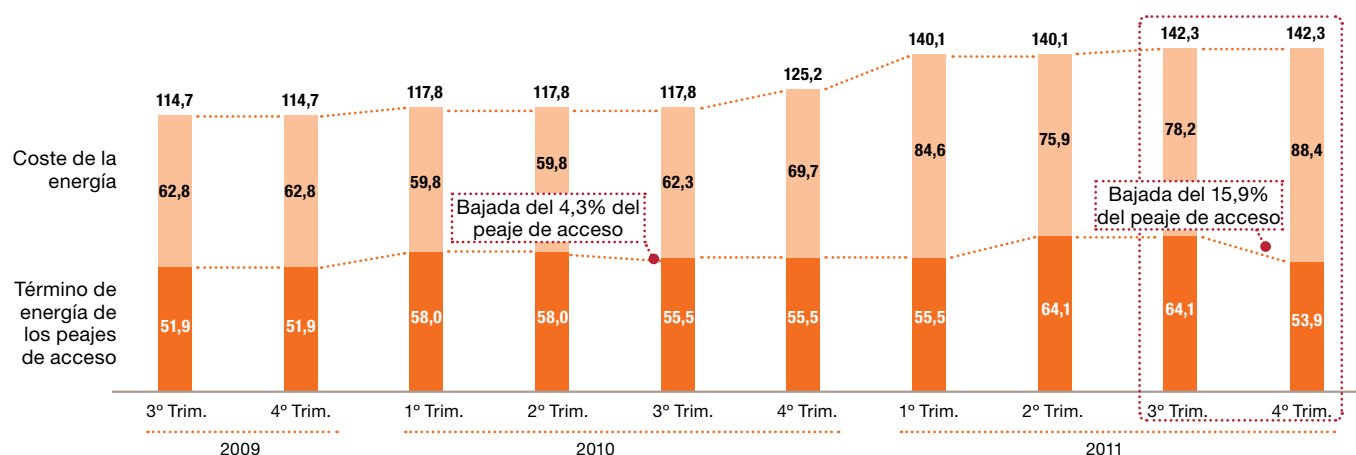
En los últimos trimestres de 2011 el precio de la CESUR ha evolucionado al alza alineado con la subida del precio del gas. Dado que la actuación de los

reguladores está sobre todo enfocada al control del precio final de la electricidad, si bien un incremento del precio de la energía debería verse reflejado en la subida correspondiente del precio de la TUR, éste no ha sido siempre el caso, viéndose estos incrementos compensados en algunas

ocasiones con disminuciones en los peajes de acceso con objeto de moderar el precio final.

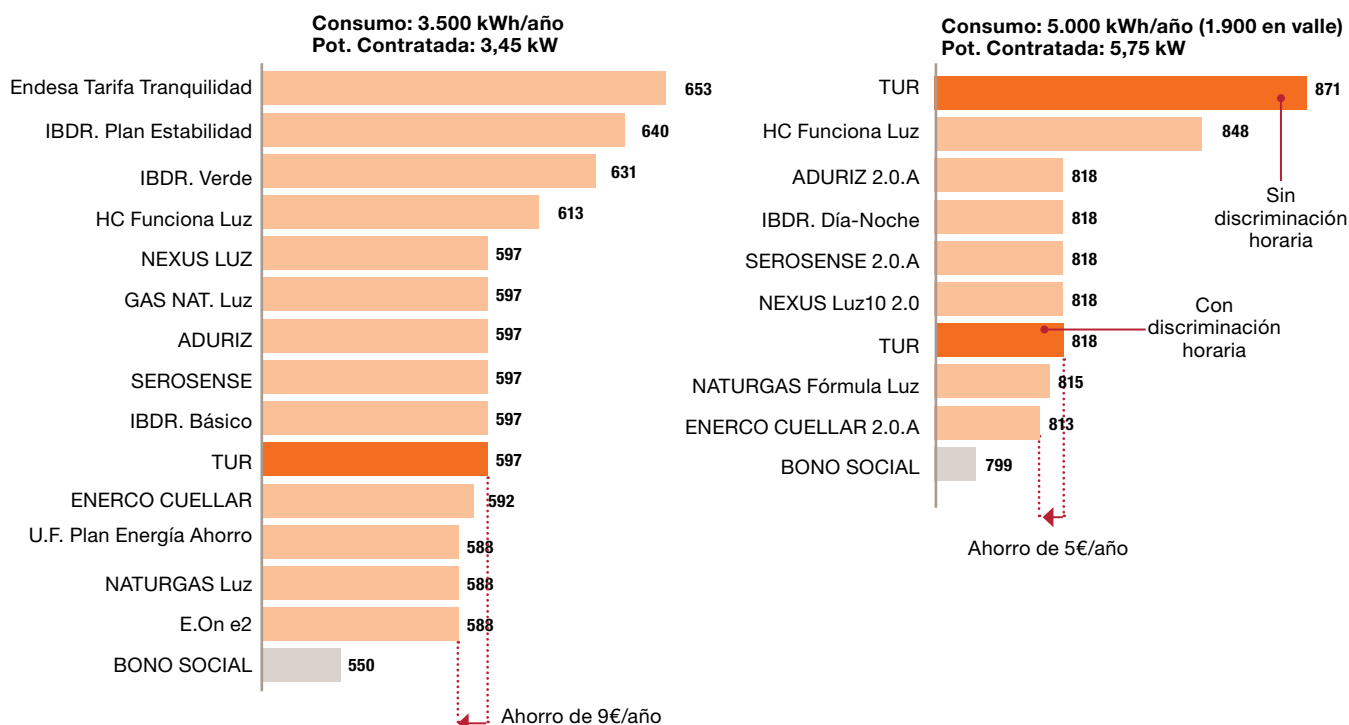
Como ejemplo ilustrativo de lo anterior, en octubre de 2011 los peajes disminuyeron en un 15,9% (Figura 44). Es obvio que los costes recogidos en los

Figura 44.
Evolución del término de energía de la TUR [€/MWh]



Fuente: BOE, CNE, análisis PwC.

Figura 45.
Relación de ofertas de suministro eléctrico para el año 2011 [€/año]



Fuente: CNE, OCU, análisis PwC.

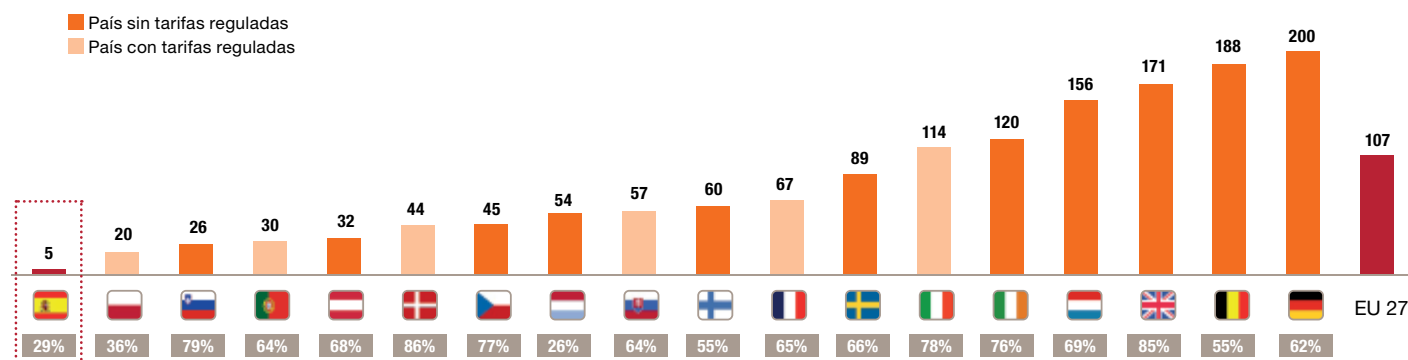
peajes, que vienen determinados fundamentalmente por la retribución de las redes y por el coste total de primas del régimen especial (a los que se añaden otros costes fijos de inferior orden de magnitud), no han bajado en el tercer trimestre de 2011, sino más bien lo contrario.

La TUR es el principal competidor del mercado

La dificultad de encontrar en el mercado libre ofertas mejores que la TUR (Figura 45) pone de manifiesto que ésta es extremadamente competitiva y que constituye una barrera para la liberalización efectiva del mercado minorista.

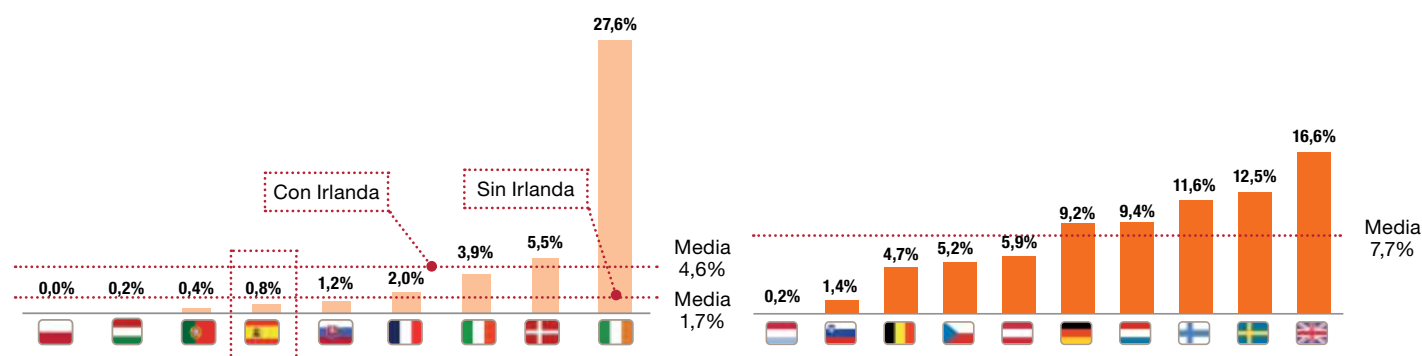
España es uno de los países europeos en el que los clientes tienen mayores dificultades para conseguir ahorros como resultado de la libre competencia (Figura 46), lo cual tiene como consecuencia evidente que nuestro país presente un ratio de cambio de comercializador para los clientes domésticos de tan sólo un 0,8%. Este porcentaje es muy inferior a la media europea, tanto la de los países que tienen tarifas reguladas (4,6%), como la de aquellos que están completamente liberalizados (7,7%) (Figura 47).

Figura 46.
Potencial ahorro anual de un cambio de comercializador para clientes domésticos y porcentaje de clientes que encontraron una oferta más barata a la que acogerse en un período de 10 días (2010) [€/año]



Fuente: London Econometrics.

Figura 47.
Porcentaje de cambio de comercializador (2010)



Fuente: London Econometrics.

Alternativas e implicaciones

1. Liberalización efectiva de los clientes de más de 3 kW

Se plantea bajar el requisito de potencia contratada de la TUR desde los 10 kW actuales hasta 3 kW, de forma que la tutela del precio final de la electricidad se limitara a aquellos clientes vulnerables, pasando a ser efectivamente una tarifa de último recurso.

Esto supondría hacer efectiva la liberalización de casi 19 millones de clientes (69% del total de clientes) que tienen un consumo aproximado de 63 TWh (26% del total de consumo). El hecho de que la TUR dejara de constituir la principal referencia de precio de la electricidad en el mercado minorista, debería facilitar que los reguladores cumplieran con el requisito de suficiencia de los peajes de acceso y establecieran los peajes dando cobertura a todos sus costes.

El precio final de la electricidad dejaría de tener la consideración de precio regulado por el gobierno y, en consecuencia, la presión de los diferentes agentes debería mitigarse.

2. Financiación del bono social

La segunda cuestión a considerar es hasta qué punto el coste del bono social, medida diseñada para proteger a los colectivos más vulnerables que se benefician de la congelación de la TUR desde julio de 2009, debería formar parte del precio de la electricidad y si no sería adecuado que fuera financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. La razón en la que se sustenta esta alternativa es que el coste del bono social está ligado a la política de prestaciones sociales del Estado. Por tanto, nada tiene que ver con los costes de prestación del servicio eléctrico.

Un mecanismo alternativo podría ser que su coste fuera financiado con el importe

resultante de las subastas de CO₂ a partir de 2013.

3. Aumento de la transparencia de la factura eléctrica

Una consideración a tener muy en cuenta es la falta de transparencia para los clientes del proceso de formación del precio de la electricidad. Para la mayoría de los clientes resulta difícil comprender cómo bajadas en el precio de los combustibles (o incluso en el mercado mayorista) no conllevan bajadas en el precio de la electricidad, de igual forma a lo que ocurre con otros productos energéticos.

La estructura del precio de la electricidad mediante un componente de energía y otro de peajes, no traslada de forma directa al cliente el impacto en precio de las decisiones de política energética y medioambiental. Hay que reconocer que resulta anti-intuitivo que la progresiva penetración de las energías renovables, sobre la que existe un consenso social, se refleje en precios al alza de los peajes. Más aún cuando estos peajes evolucionan al alza o a la baja como variable de ajuste del precio final de la electricidad.

Para resolver esta situación, debería considerarse que el precio de los peajes reflejara exclusivamente los costes de uso de la red e incluir un nuevo concepto al que podría denominarse “impacto en el coste de la política medioambiental y energética” que incluyera los costes de las primas del régimen especial. Este nuevo concepto no sólo haría más transparente la factura para el cliente final, sino que permitiría repartir el coste de dicha política medioambiental y energética de forma diferente a los peajes, sobre todo teniendo en cuenta que la industria ya soporta directamente sus propios costes medioambientales.

4. Facilitación del proceso de cambio de suministrador

Por último, se considera que es necesario establecer las condiciones en las que se debe producir la salida al mercado liberalizado de los 19 millones de clientes que dejarían de acogerse a la TUR.

Las obligaciones que impone la Directiva 2009/72/CE sobre la protección de los clientes, no sólo amplían la protección jurídica de los mismos, sino que constituyen un medio para promover la liberalización. En efecto, el acceso a los datos de consumo, precios asociados y costes del servicio, otorgan al cliente una información más precisa sobre los datos de su propio consumo y la posibilidad de que, con dicho conocimiento, pueda buscar ofertas más ajustadas a su perfil de demanda.

Por ello, las compañías eléctricas deberían comprometerse con un estricto código ético, que debería resultar preferentemente de un proceso de auto-regulación, que asegurara la competencia efectiva: haciendo ágil y sencillo el proceso de cambio de suministrador, y posibilitando que estos clientes obtengan las mejores condiciones de mercado en cada momento.

Por su parte, el regulador debería lanzar campañas informando a los clientes de sus derechos y posibilidades en el proceso de salida al mercado, e implantar penalizaciones suficientes y progresivas en la tarifa para aquellos clientes que no hicieran efectiva la elección de oferta en el mercado liberalizado en un plazo razonable.



10

*La eficiencia energética:
¿cómo alcanzar los objetivos?*

Electrificación de la economía para llevar la eficiencia energética a los sectores difusos

La eficiencia energética debe ocupar un lugar prioritario en la política energética española, ya que es la palanca clave para lograr simultáneamente los objetivos de mejorar la competitividad de nuestra economía, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir nuestra dependencia energética del exterior.

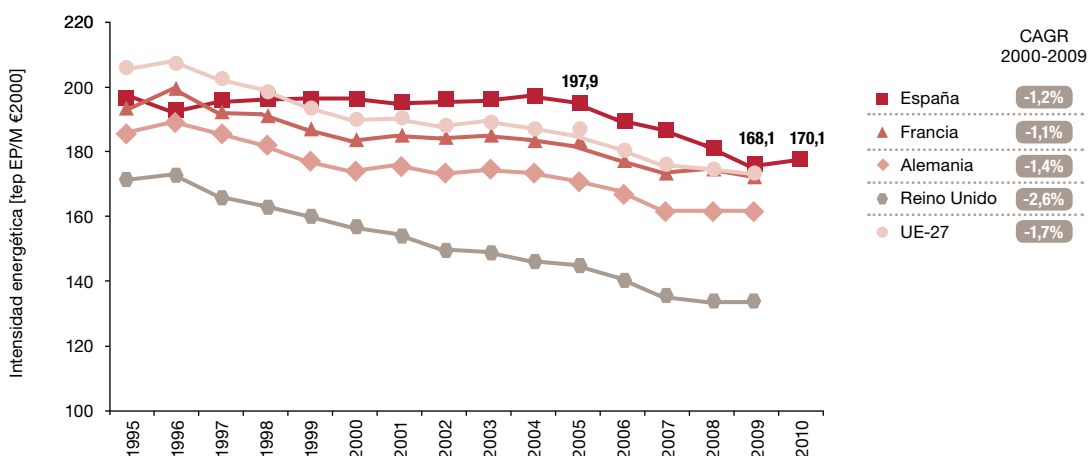
En España, la intensidad energética (energía primaria por unidad de PIB) se ha reducido en menor medida que la media europea lo que, unido a un incremento en 2010, compromete nuestra competitividad respecto a los países vecinos (Figura 48).

El ahorro que se puede alcanzar mediante medidas de eficiencia energética parece indiscutible, pero sin

embargo, no se está haciendo tangible. En generación eléctrica se ha producido un desarrollo notable de la eficiencia por la introducción de renovables y de nuevas tecnologías (ciclo combinado y cogeneración). Sin embargo, la eficiencia energética en la demanda ha tenido un desarrollo limitado, en gran medida porque debe acometerse en sectores difusos, naturalmente atomizados y, por tanto, más difícilmente abordables.

Es precisamente en estos sectores donde la electrificación puede contribuir significativamente a mejorar la eficiencia energética y a la descarbonización de la economía. A modo de ejemplo, esto se logra en el transporte con la introducción del vehículo eléctrico o híbrido, y con el incremento de la participación del ferrocarril. En la edificación se consigue con la sustitución de equipos de climatización por otros más eficientes como la bomba de calor y de los sistemas de iluminación convencionales por lámparas de bajo consumo o *leds*.

Figura 48.
Evolución de la intensidad energética en España



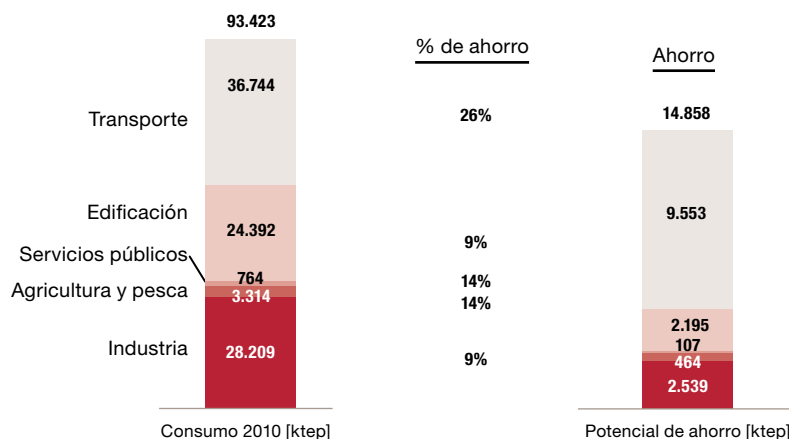
Fuente: Eurostat, MITyC.

Los esfuerzos de eficiencia energética deben concentrarse en el transporte, en la industria y en la edificación, debido a su alto nivel de consumo y significativo potencial de ahorro (Figura 49). La electrificación intensiva de estos sectores provocará que en 2020 el 34,5% de la demanda final de energía sea eléctrica (Figura 50), lo cual conllevará una mejora medioambiental importante ya que estos sectores están hoy todavía muy basados en el uso de combustibles fósiles (Figura 51).

Reducción del consumo final al menor coste: eficiencia al cuadrado

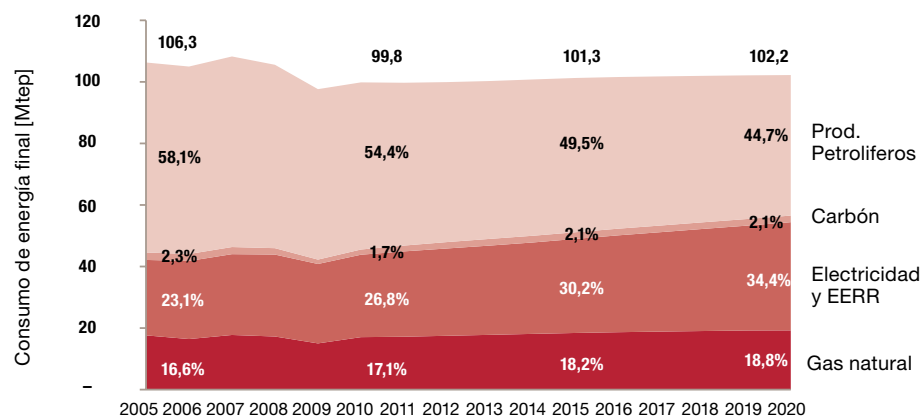
Por lo general, las medidas de ahorro energético aplicadas sobre la demanda son más eficientes económicamente que las aplicadas sobre la generación eléctrica y, además, los incentivos requeridos por tCO₂ evitado son menores que los de algunas tecnologías renovables (Figura 52).

Figura 49.
Consumo final y ahorro potencial por sector



Fuente: IDAE, A3E.

Figura 50.
Evolución de consumo de energía final por fuente



Fuente: MITyC.

Agentes que pueden promover los ahorros en los distintos segmentos

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética tiene como objetivo alcanzar una reducción de aproximadamente 17.850 ktep acumulado en el período 2011-2020, lo que supone una disminución del 15,8% de la energía final en ese año. Estos ahorros están esencialmente localizados en el transporte, en la industria y, en la edificación y, en menor medida, en el sector público (alumbrado) y en la agricultura y pesca.

La principal palanca de la Administración para conseguir el objetivo de ahorro contenido en el plan es la modificación de la normativa y regulación que sirva para promover e incentivar mejoras tecnológicas y en las infraestructuras. La palanca normativa y regulatoria producirá mucho más impacto que las medidas directas de ahorro contenidas en el plan.

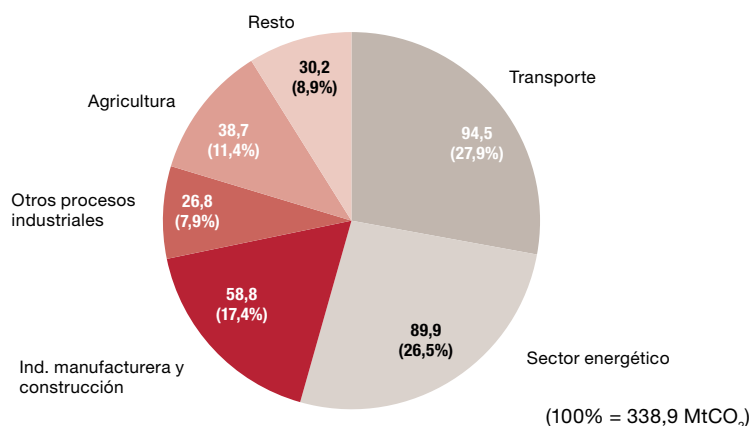
Un ejemplo claro de ello es la implantación del código técnico de la edificación (CTE), que ha permitido lograr ahorros substanciales, muy por encima de las medidas específicas del

plan de acción de renovación de envolventes. En este sentido, se ha perdido una gran oportunidad de ahorro en la edificación en España por la aplicación tardía de dicho código técnico.

Sin embargo, la actuación de la Administración no es suficiente para conseguir el objetivo de ahorro que se fija en el plan, sino que deben implicarse otros agentes en los distintos segmentos de mercado. En el sector industrial deben ser las empresas las que implanten medidas para hacer sus procesos productivos más eficientes para que el ahorro obtenido permita recuperar la inversión en el corto plazo. Por su parte, las empresas de servicios energéticos deben jugar un papel clave en la rehabilitación de la edificación para conseguir llevar a cabo medidas como la mejora de la envolvente y la sustitución de los equipos de climatización o de los sistemas de iluminación.

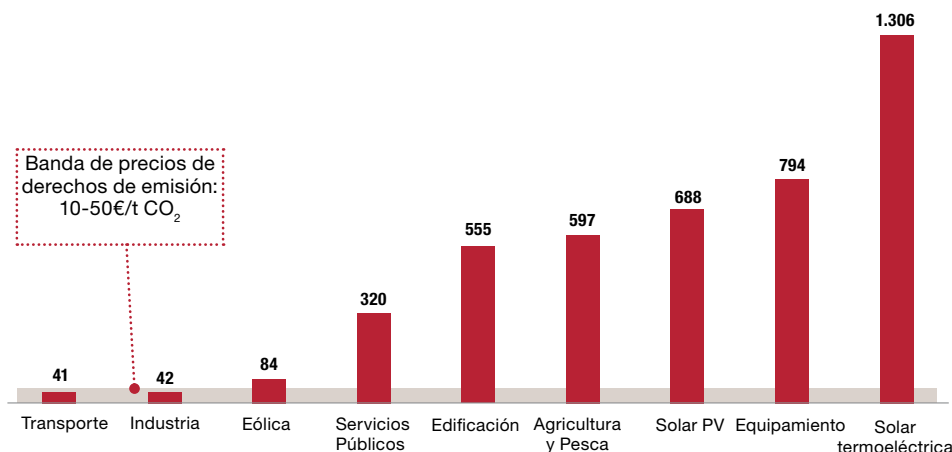
En el sector transporte, el ahorro energético debe ser el resultado de medidas regulatorias y fiscales que incentiven la eficiencia y la electrificación del transporte de pasajeros y mercancías. En concreto, la incorporación de vehículos híbridos convencionales podría ahorrar un 20%-25% de energía primaria, los híbridos enchufables un 35%-40% y los vehículos eléctricos puros en torno al 50-55%. Por otro lado, en lo que respecta al transporte de mercancías, el ferrocarril es claramente el medio de transporte más eficiente, siendo España uno de los países de la Unión Europea que presenta menor penetración de este modo. Su eficiencia energética (medida en tep/tm-km) casi duplica la del transporte fluvial, multiplica por 8 la del transporte por carretera y es 600 veces mejor que la del transporte aéreo.

Figura 51.
Emisiones de CO₂ por subsector en 2009



Fuente: Eurostat.

Figura 52.
Comparación de los apoyos recibidos vs. tCO₂ evitadas, para medidas de eficiencia energética en la demanda y en generación [€/tCO₂]



Fuente: IDAE, MITyC, CNE, análisis PwC.

Empresas de servicios energéticos (ESEs)

El objeto de las ESEs es proporcionar a sus clientes servicios de eficiencia energética, bien en la generación de energía o en la gestión de la demanda, afrontando un riesgo económico. La retribución de la ESE está asociada a los ahorros

conseguidos, mediante esquemas de ahorros garantizados o de ahorros compartidos, en función de contratos de gestión; inversión y financiación, y de operación y mantenimiento, durante un período de tiempo que, según los casos, se extiende entre los 5 y 20 años (Figura 53).

Actualmente, el mercado español de servicios energéticos es todavía joven: los modelos de negocio se han creado *ad hoc*, ligados a una oportunidad o proyecto concreto y, por lo general, no enmarcados en estrategias de medio y largo plazo. Asimismo, se trata de un mercado muy fragmentado (existen más de 350 ESEs registradas en IDAE) en el que participan desde las empresas eléctricas, las empresas de ingeniería, construcción,

instalación y mantenimiento industrial, hasta las ESEs puras y en el que se observa el inicio de un proceso de consolidación y de generación de alianzas estratégicas.

Según la información proporcionada por el IDAE, la facturación de todos los productos y servicios de eficiencia energética alcanzó en 2009 cerca de 21.500 millones de euros y creció aproximadamente un 10% en 2010. El sector público concentró el 70% de la facturación, mientras que el 30% restante se destinó a oficinas, centros comerciales, hoteles, hospitales y plantas industriales. La mayor parte de los servicios se refieren al mantenimiento, mientras que sólo un 23% pueden considerarse de gestión energética propiamente dicha.

Barreras para el desarrollo de la eficiencia energética

A pesar de su atractivo, existen muchas barreras que impiden el desarrollo pleno de la eficiencia energética, entre las que cabe destacar: la deficiente información al cliente final, la falta de una señal adecuada del precio de la energía, la carencia de un contexto normativo claro y las limitaciones financieras o de disponibilidad de una metodología de referencia para la medición de ahorros que dificultan el desarrollo de las empresas de servicios energéticos.

Figura 53.

Tipo de servicios ofertados por las empresas de servicios energéticos, mecanismos de financiación y de recuperación de la inversión

Servicios contratados		¿Inversión?	¿Hasta dónde financiar?
Energy Supply Contracting (ESC)	Contratación de suministro energético durante un periodo acordado, aportando soluciones como DHC, CHP y renovables		Financiación ESE
	Coste fijado según kWh térmico demandado		Financiación mixta entre ESE y contraparte
	Eficiencia entendida como una reducción en la factura y emisiones		Financiación con una tercera parte
Energy Performance Contracting (EPC)	Contratación de servicios con una repercusión directa sobre la demanda (Instalaciones, monitorización y gestión del consumo en tiempo real)	¿Inversión?	Financiación del contratante
	Coste fijado según el ahorro generado		
	Eficiencia entendida como una reducción de la demanda de consumo		
Contrato mixto	Contrato donde se combinan ESC y EPC, ofreciendo una solución energética integral		
			¿Cómo recuperar la inversión?
			Ahorros garantizados <i>Riesgo asumido por la ESE</i>
			Ahorros compartidos <i>Riesgo compartido por la ESE y el contratante</i>

¿Cómo contrata la Administración Pública?

- Contrato mixto: Propuesto por IDAE, combina contrato de suministro y servicios (P1...P2...P5)
- CPP: Contratación Público Privada

Fuente: Análisis PwC.

Alternativas e implicaciones

1. Reflejar el precio real de la energía y mejorar la información y educación del cliente

El hecho de que la señal precio no refleje los costes reales de suministro (déficit tarifario o externalidades como los costes medioambientales y subvenciones) reduce la valoración de los ahorros esperados, no induciendo al cliente final a modificar sus hábitos o a acometer inversiones para lograrlos.

El cliente no está adecuadamente informado de dónde se producen sus consumos, ni de los costes energéticos asociados y, por tanto, no puede valorar adecuadamente la rentabilidad de las inversiones en eficiencia energética. En este sentido, los contadores inteligentes son una oportunidad para informar y valorar adecuadamente estos ahorros.

Para remediarlo, se deberían llevar a cabo campañas de sensibilización, así como aumentar la transparencia de la factura energética. La gestión de la demanda se debería lograr a través de la implantación de precios que incentivarán el trasvase punta-valle, aprovechando para ello la instalación de contadores inteligentes. Las comercializadoras deberían fomentar políticas comerciales basadas en la compartición de los beneficios con los clientes, impulsando el atractivo de las ofertas y dinamizando la competencia en el mercado.

2. Impulso de las empresas de Servicios Energéticos

Eliminación de barreras técnicas, jurídicas y financieras, para el desarrollo de las ESEs, mediante:

- El establecimiento de protocolos de referencia para la medida de los ahorros que aseguren su trazabilidad.
- El acceso a la financiación a través de iniciativas como la 'Green Bank'

desarrollada en el Reino Unido, que en España podría llevar a cabo el ICO mediante líneas específicas para proyectos de eficiencia energética. Esto permitiría la difusión de esquemas de *performance contracting*, donde la inversión corre a cargo de la ESE, en particular para el segmento de las Pymes que tienen una menor capacidad financiera.

- La iniciativa de la Administración Pública, que debería dinamizar el mercado, incrementando el número de concursos y simplificando los procesos de adjudicación. Esto es lo que han pretendido los programas aprobados por el Gobierno para la activación de la eficiencia energética en los edificios públicos (Plan 330 AGE y Plan 2000 ESE), donde se espera que más de 2000 edificios de la Administración Pública acometan medidas de mejora de eficiencia energética.

3. ¿Objetivos vinculantes de eficiencia energética?

A pesar de los ahorros alcanzados hasta el momento, las previsiones realizadas por la Comisión Europea en su Impact Assessment de marzo de 2011 indican que con el ritmo actual solo se logrará la mitad del objetivo del 20% en 2020. En este contexto surge la nueva Directiva de eficiencia energética actualmente en discusión en el Parlamento y el Consejo europeos, con propuestas exigentes que requerirán importantes inversiones tanto por parte del sector público, como del sector privado, todo ello en un contexto de objetivos no vinculantes.

Entre otros, la nueva directiva impone a las comercializadoras y distribuidoras la obligación de ahorrar un 1,5% de sus ventas anuales en volumen de energía. Esto exigiría el desarrollo de mercados de certificados blancos, muy complejos administrativamente y que no han tenido éxito a nivel europeo.

Otra alternativa para articular la gestión de la demanda a través de las comercializadoras sería valorar el precio de la energía no suministrada o, siguiendo la propuesta de mecanismos de 'desacople' aplicada en California para compartir las ganancias del ahorro de energía entre clientes y empresas, de forma que se compensen parcialmente los menores ingresos derivados de eficiencia energética y remunerar la energía ahorrada para lograr objetivos de ahorro.

4. Incremento de los fondos destinados a eficiencia energética y medidas fiscales

Las ayudas para fomentar el uso racional de la energía podrían verse substancialmente incrementados y deberían ser comparables a otras alternativas energéticas menos eficientes como las renovables más caras. Parte de estos fondos deberían dedicarse a la promoción del I+D+i canalizados a través del CDTI y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Adicionalmente, se deberían establecer deducciones fiscales para las inversiones en eficiencia energética o se podría aplicar una reducción del IVA para productos certificados como eficientes energéticamente, entre otras medidas.

Índice de figuras

Figura 1: Regulación del sector eléctrico en España. Fuente: BOE, análisis PwC.	9
Figura 2: El papel de los reguladores europeos en la fijación de tarifas. Fuente: Organismos reguladores nacionales, análisis PwC.	10
Figura 3: Once grandes cambios regulatorios que aumentan la inseguridad jurídica en España desde el año 2010. Fuente: Citigroup, análisis PwC.	11
Figura 4: Posición de España en el ámbito institucional a nivel global (izquierda) y atractivo para inversores (derecha). Fuente: World Economic Forum, Banco Mundial, análisis PwC.	12
Figura 5: Principios de buena regulación. Fuente: Análisis PwC.	13
Figura 6: Déficit anual generado [M€]. Fuente: CNE, BOE, análisis PwC.	15
Figura 7: Crecimiento medio anual de los costes regulados en el período 2002-2010 [%]. Fuente: CNE, análisis PwC.	16
Figura 8: Costes regulados incluidos en los peajes de acceso 2010 [M€]. Fuente: CNE, análisis PwC.	16
Figura 9: Evolución del precio de la electricidad frente a otros productos energéticos [Base 100]. Fuente: BOE, análisis PwC.	17
Figura 10: Ingresos frente a costes regulados para déficit cero en 2013 [M€] y evolución del peaje de acceso medio en función de la demanda prevista y los costes comprometidos según la planificación energética del MITyC [€/MWh]. Fuente: MITyC, análisis PwC.	18
Figura 11: Comparación del peso de la electricidad frente a otros productos en la cesta de la compra [%]. Fuente: INE, análisis PwC.	18
Figura 12: Impacto del incremento del precio final de la electricidad para el cliente industrial [%]. Fuente: INE, análisis PwC.	19
Figura 13: Financiación del déficit, noviembre 2011 [M€]. Fuente: CNE, BOE, análisis PwC.	21
Figura 14: Concentración en el mercado de generación en Europa (2009). Fuente: Comisión Europea.	25
Figura 15: Evolución del precio del mercado mayorista en el período 2004-2011. Fuente: OMEL, EEX, análisis PwC.	26
Figura 16: Participación en el mercado diario y contratación bilateral física [GWh]. Fuente: REE, análisis PwC.	27
Figura 17: Volumen de energía negociado en el mercado financiero a plazo OTC vs. demanda b.c en el período 2006-2010. Fuente: Intermoney.	28
Figura 18: Comparación 2009 frente a 2010 de la estructura de precios de casación del precio del mercado mayorista [%]. Fuente: OMEL.	28
Figura 19: Potencia instalada en España por tecnología en el período 1995-2010 [GW]. Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.	31

Figura 20: Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero totales y específicas del sistema eléctrico español (1995-2010). Fuente: REE, DG Tren, análisis PwC.	31
Figura 21: Ejemplo de rampas de demanda en 2009. Fuente: REE, análisis PwC.	32
Figura 22: Disponibilidad por tecnología [%]. Fuente: MITyC, análisis PwC.	32
Figura 23: Demanda y punta de demanda nacional en el periodo 2000-2020. Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.	33
Figura 24: Potencia instalada en España [GW] por tecnología en el período 2011-2020 (izquierda) y producción bruta [GWh] en 2020 por tecnología (derecha). Fuente: MITyC, análisis PwC.	33
Figura 25: Evolución esperada del índice de cobertura y de la potencia firme adicional requerida para alcanzar una cobertura del 1,1 en el periodo 1999-2020. Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.	34
Figura 26: Evolución de la producción eléctrica y del hueco térmico en el período 2005-2020. Fuente: REE, MITyC, análisis PwC.	34
Figura 27: Objetivos de penetración de fuentes renovables sobre energía final para España por subsector. Fuente: PER 2011-2020, MITyC, análisis PwC.	37
Figura 28: Comparativa europea del volumen de apoyo que reciben las EERR excluyendo para España los apoyos a la cogeneración (2010). Fuente: CEER.	38
Figura 29: Potencia solar fotovoltaica instalada (2005-2010). Fuente: CNE, análisis PwC.	39
Figura 30: Volumen de primas a percibir por las tecnologías respecto a su producción en 2013. Fuente: CNE, análisis PwC.	40
Figura 31: Sendas alternativas de producción renovable en el período 2011-2020. Fuente: Directiva 2009/28/CE, PER 2011-2020, análisis PwC.	41
Figura 32: Volumen de primas en el período 2011-2020 en función del período de puesta en marcha [M€]. Fuente: CNE, PER 2011-2020, análisis PwC.	41
Figura 33: Titularidad, puesta en marcha, potencia instalada y producción de los grupos nucleares en 2010. Fuente: REE, UNESA, Foro Nuclear.	45
Figura 34: Puesta en marcha de las centrales, fecha de obtención y duración de las últimas autorizaciones. Fuente: MITyC, análisis PwC.	45
Figura 35: Peso de la producción nuclear sobre el total de la electricidad libre de emisiones en 2010. Fuente: REE.	46
Figura 36: Mercados de abastecimiento de uranio (2010). Fuente: MITyC, Foro Nuclear, análisis PwC.	47
Figura 37: Inversiones efectuadas en redes de transporte y distribución en España desde 2003 hasta 2009 versus la demanda b.c. nacional. Fuente: UNESA.	51
Figura 38: Evolución del Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) desde 2005 a 2009. Fuente: MITyC.	51

Índice de figuras

Figura 39: Comparación europea de la remuneración de la actividad de distribución para el año 2010. Fuente: Análisis PwC.	53
Figura 40: Análisis coste/beneficio de la implementación de redes inteligentes en España considerando un ahorro del 4,6% de la demanda en 2030 y un trasvase del 1,7% de pico a valle aplicando tarifas supervalle. Fuente: EPRI, análisis PwC.	54
Figura 41: Potencia total instalada y capacidad de interconexión frente a la potencia instalada en el periodo 2010-2020. Fuente: REE.	55
Figura 42: Modelo de reconocimiento de inversiones ex-ante para la actividad de distribución. Fuente: Análisis PwC.	56
Figura 43: Evolución de los componentes del precio de la energía de la TUR [€/MWh]. Fuente: BOE, OMEL, análisis PwC.	59
Figura 44: Evolución del término de energía de la TUR [€/MWh]. Fuente: BOE, CNE, análisis PwC.	60
Figura 45: Relación de ofertas de suministro eléctrico para el año 2011 [€/año]. Fuente: CNE, OCU, análisis PwC.	60
Figura 46: Potencial ahorro anual de un cambio de comercializador para clientes domésticos y porcentaje de clientes que encontraron una oferta más barata a la que acogerse en un período de 10 días (2010) [€/año]. Fuente: London Econometrics.	61
Figura 47: Porcentaje de cambio de comercializador (2010). Fuente: London Econometrics.	61
Figura 48: Evolución de la intensidad energética en España. Fuente: Eurostat, MITyC.	65
Figura 49: Consumo final y ahorro potencial por sector. Fuente: IDAE, A3E.	66
Figura 50: Emisiones de CO ₂ por subsector en 2009. Fuente: Eurostat.	66
Figura 51: Evolución de consumo de energía final por fuente. Fuente: MITyC.	67
Figura 52: Comparación de los apoyos recibidos vs. tCO ₂ evitadas, para medidas de eficiencia energética en la demanda y en generación [€/tCO ₂]. Fuente: IDAE, MITyC, CNE, análisis PwC.	67
Figura 53: Tipo de servicios ofertados por las empresas de servicios energéticos, mecanismos de financiación y de recuperación de la inversión. Fuente: Análisis PwC.	68

Contactos

Albert Vilumara

Socio de Energía de PwC España
albert.vilumara@es.pwc.com
+34 932 532 051

Araceli Zatarain

Socia de Energía de PwC España
araceli.zatarain@es.pwc.com
+34 915 684 466

Carlos Fernández Landa

Socio de Valoración y Estrategia de
PwC España
carlos.fernandez.landa@es.pwc.com
+34 915 684 839

Fernando Calancha

Socio de Energía de PwC España
fernando.calancha.marzana@es.pwc.com
+34 915 685 876

Francisco Martínez

Socio de Energía de PwC España
francisco.martinez@es.pwc.com
+34 915 684 704

Germán Cueva

Socio de Estrategia de PwC España
german.cueva.perotti@es.pwc.com
+34 915 684 703

Helena Lapeyra

Socia de Energía de PwC España
helena.lapeyra@es.pwc.com
+34 944 795 000

Iñaki Goiriena

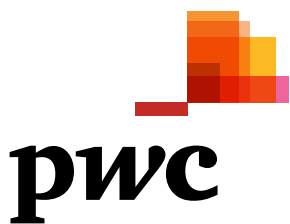
Socio responsable de Energía de PwC
España
inaki.goiriena@es.pwc.com
+34 915 684 469

Joaquín Coronado

Socio responsable de Consultoría y
Transacciones de PwC España
joaquin.coronado.galdos@es.pwc.com
+34 915 684 163

Manuel Martín

Líder de Energía y TICE de PwC España
manuel.martin.espada@es.pwc.com
+34 915 685 017



PwC ayuda a organizaciones y personas a crear el valor que están buscando. Somos una red de firmas presente en 158 países con cerca de 169.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal y consultoría. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.com

© 2011 PricewaterhouseCoopers S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers S.L, firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.