

## Resumen

El déficit tarifario en el sector eléctrico español es la diferencia entre los costes reconocidos a las empresas eléctricas y los ingresos obtenidos a través de las tarifas reguladas que pagan los consumidores. Su cuantía, 28.000 millones de euros a finales de 2012, evidencia los problemas regulatorios del sector eléctrico español. En este artículo se discute el diagnóstico del déficit y se aportan algunas reflexiones sobre posibles soluciones al problema.

*Palabras clave:* déficit tarifario, sector eléctrico, energías renovables.

## Abstract

The Tariff Deficit in the Spanish electricity sector arises as the difference between the regulated costs of the electricity firms and the revenues obtained through regulated tariffs paid by consumers. Its volume, 28.000 M€ by the end of 2012, highlights the main regulatory problems of the Spanish electricity sector. In this article we provide a diagnosis of the Tariff Deficit and discuss potential solutions to the problem.

*Key words:* tariff deficit, electricity sector, renewable energies.

*JEL classification:* L51, L94.

# EL DÉFICIT TARIFARIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Natalia FABRA PORTELA

*Universidad Carlos III de Madrid*

Jorge FABRA UTRAY

*Economistas Frente a la Crisis*

## I. INTRODUCCIÓN

EL déficit tarifario en el sector eléctrico español —la diferencia entre los derechos de cobro reconocidos a las compañías eléctricas y lo ingresado a través de las tarifas eléctricas— asciende a aproximadamente 24.000 millones y superará los 28.000 millones cuando cierre el ejercicio 2012. Este déficit se ha ido acumulando desde el año 2000, a pesar de que los precios de la electricidad que paga el consumidor final han crecido más del 70 por 100 en los últimos seis años, situándonos en el tercer puesto de la lista de países europeos en los que la electricidad es más cara.

Pero el déficit tarifario no es más que un síntoma del problema de fondo: la regulación del sector eléctrico español es inadecuada, y sus deficiencias se acentúan en la coyuntura actual, a medida que crece el peso de las renovables en el *mix* energético. El Gobierno ha intentado solucionar el déficit de tarifa introduciendo impuestos sobre la generación de electricidad, pero la carga de los nuevos impuestos en realidad recaerá principalmente sobre los consumidores y sobre el régimen especial (renovables y cogeneración). La verdadera reforma que necesita el sector eléctrico en España sigue pendiente.

La reforma regulatoria debería garantizar la convergencia de precios, costes y tarifas de tal

modo que una situación como la presente no se vuelva a repetir. Las soluciones tienen que ser de distinta índole, según se trate de la retribución a las centrales ya existentes o de la retribución para las nuevas incorporaciones de potencia. Para las primeras sería adecuado respetar el marco retributivo vigente cuando los inversores llevaron a cabo sus inversiones; de lo contrario, se estaría atentando contra la seguridad jurídica que debiera proteger a ambas partes del «contrato regulatorio», es decir, a empresas y a consumidores. Una vía para hacerlo, sin alterar el funcionamiento del mercado, es introducir *contratos por diferencias* que permitieran compatibilizar la retribución que reciben las centrales en el mercado con la retribución que les debiera corresponder. Para las nuevas centrales, habría que contemplar el uso de subastas o concursos que admitieran que también los consumidores se beneficiasen de la reducción de costes que obtienen las nuevas tecnologías —principalmente, renovables— por la explotación de sus curvas de aprendizaje. Estas soluciones ya se han llevado a cabo en Brasil y están siendo contempladas en Reino Unido.

En este artículo se desarrollan algunas de estas ideas en mayor detalle. En la sección II se abordan algunas cuestiones que dificultan la comprensión del problema del déficit tarifario. En la sección III se

discute el origen del déficit tarifario, y en la IV se aportan algunas reflexiones sobre posibles soluciones al problema.

## II. EL DÉFICIT TARIFARIO: DEFINICIÓN Y MALENTENDIDOS

Con frecuencia se define el déficit tarifario como la diferencia entre los costes de la electricidad y la tarifa que pagan los consumidores. Pero esta definición no es correcta: el déficit tarifario es la diferencia entre los costes de la electricidad reconocidos por las normas regulatorias y las tarifas reguladas que pagan los consumidores. La diferencia entre una definición y otra es la referencia a «costes» frente a «costes reconocidos».

Según la primera definición, el déficit tarifario sería un déficit económico: las tarifas que pagan los consumidores no alcanzarían a retribuir de forma adecuada los costes en los que incurren las empresas para el suministro eléctrico. La cuestión es si los costes que reconocen las normas regulatorias reflejan o no los costes efectivos del suministro. Porque si los primeros superan a los segundos, o si los costes efectivos resultaran ineficientes, estaríamos ante un déficit cuyo origen habría que buscarlo no tanto en la falta de una remuneración suficiente, sino, muy al contrario, en las normas regulatorias que determinan una retribución excesiva o ineficiente. En este segundo caso, el déficit sería, al menos en parte, un déficit regulatorio.

También de forma incorrecta se suele afirmar que el déficit tarifario lo generan las actividades reguladas. Por ejemplo, la CNE (2012) ha afirmado que «el déficit estructural del sistema eléctrico [es] debido a que los costes reco-

nocidos a las distintas actividades reguladas han sido (y siguen siendo) superiores a los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores». Pero esta asociación entre el déficit tarifario y «los costes de las actividades reguladas» es producto de la contabilidad regulatoria y nada, o poco, tiene que ver con la realidad económica que subyace bajo el déficit tarifario.

En concreto, la regulación establece que los ingresos por venta de electricidad se liquiden siguiendo este orden: primero se retribuye el coste de la electricidad a precios de mercado y las primas de las centrales del régimen ordinario; y solo después se retribuyen los costes de las actividades reguladas (los denominados peajes), entre los que se ubican los costes del transporte, de la distribución y, contra toda lógica, las primas fijas y variables de las tecnologías renovables y de alta eficiencia (eólica, fotovoltaica, solar-térmica, cogeneración y otras). Como los ingresos de la tarifa son insuficientes para cubrir ambas partidas, el déficit de ingresos respecto a los costes reconocidos aparece contablemente en el lado de los peajes. De aquí que el déficit se atribuya a las primas del régimen especial, dificultando el que se realice un adecuado diagnóstico del origen y naturaleza del déficit tarifario.

Si la contabilidad regulatoria estableciese un orden inverso, ¿diríamos que el déficit de tarifa se origina en el mercado y no en las actividades reguladas? Como no hay nada que justifique que los costes que soportan los consumidores por la compra de la electricidad a precios de mercado hayan de retribuirse antes o después que los costes que pagan por las actividades reguladas, tampoco hay razón para asignar, por esta vía, el

déficit a unos u otros. Y si las primas a las renovables, que retribuyen energía igual que los precios de mercado retribuyen la energía generada en las centrales convencionales, apareciesen en el término energía y no en los peajes, ¿les eximiríamos de responsabilidad en la generación del déficit tarifario? En definitiva, la contabilidad (que es una convención) no debe de ser confundida con la economía (que es una ciencia).

## III. EL ORIGEN DEL DÉFICIT TARIFARIO

Sin un diagnóstico del origen del déficit tarifario no es posible aportar soluciones adecuadas para evitar que se acumule más déficit en el futuro. Distintos factores confluyen en el origen del déficit tarifario, y seguramente resulte imposible encontrar un único culpable. Pero la aritmética del déficit tarifario no presenta matices. Definido el déficit de tarifa como la diferencia entre los costes reconocidos y los ingresos que se obtienen a través de la tarifa, su origen se debe sin duda a que los consumidores han pagado una cuantía inferior al valor de los costes reconocidos a las empresas. Pero lo relevante para determinar las verdaderas causas del déficit es saber si 1) los consumidores pagan menos por la electricidad de lo que cuesta producirla, o/y si 2) las empresas tienen derechos de cobro que superan los costes del suministro, o/y si 3) el suministro eléctrico incorpora costes ineficientes y por tanto prescindibles.

### 1. Evolución de los costes y de los ingresos regulados

Ciertamente, discernir entre estas posibles causas no es sencillo, pero algunos datos pueden

arrojar algo de luz al asunto. Para empezar, desde 2005 se vienen efectuando continuas subidas tarifarias que, en conjunto, alcanzan el 70 por 100: 4,5 por 100 en 2005; 3,6 por 100 en 2006; 3,3 por 100 en 2007; 15,8 por 100 en 2008; 4,6 por 100 en 2009, 13,3 por 100 en 2010, y 18,8 por 100 en 2011. Estos incrementos tarifarios han hecho que España sea uno de los países europeos en los que los consumidores domésticos pagan los precios más elevados por la electricidad, solo detrás de Chipre y Malta. La comparación de precios con otros países sería incluso más negativa para España si se incluyera el déficit de tarifa, cuya amortización se lamina durante 15 años.

Las subidas de tarifas se han traducido en un aumento acumulado, entre 2006 y 2010, de un 70 por 100 en el ingreso medio por peajes de acceso (CNE, 2012). La crisis económica ha mitigado

el efecto de las subidas tarifarias sobre los ingresos del sistema, porque la bajada de la demanda de electricidad ha retrocedido en 2012 a niveles de 2005. Esta menor demanda ha significado, a precios actuales, 5.000 millones de euros menos de ingresos (1).

En contraposición con el aumento de los ingresos medios por peajes, el aumento de los costes regulados ha sido más acentuado, de un 140 por 100. Las tres partidas de costes de acceso más significativas fueron las primas de régimen especial (que representaron el 40,3 por 100 de los costes totales en 2010), los costes de redes (39,8 por 100) y las anualidades para la financiación de déficit tarifarios de años anteriores (10,5 por 100).

Pero no hay que olvidar que los consumidores pagan en sus tarifas los costes de acceso y el coste de la energía, y que a los sucesivos gobiernos, a la hora de

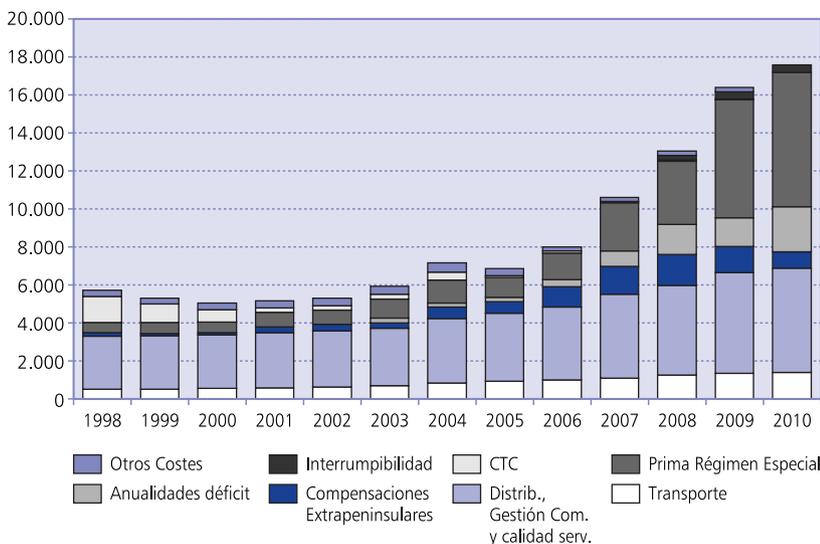
determinar el nivel de los peajes, lo que les importa es la factura total. Esto explica por qué no se han producido subidas de peajes en momentos en los que se encarecía el coste de la energía en el mercado y, al revés, se han subido cuando bajadas en los precios de la energía abrían hueco a subidas de los peajes sin que la suma de ambas partidas subiera. Por tanto, no se puede desligar el coste de la energía del problema del déficit tarifario y de la razón por la que los ingresos del sistema a través de los peajes no han sido suficientes para cubrir los costes regulados del sistema.

## 2. Sobrerretribución del parque histórico de generación

Recientemente, la Comisión Europea (2012) ha afirmado: «Una competencia insuficiente en el sector energético ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit tarifario al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas».

Efectivamente, el origen del déficit tarifario hay que buscarlo, al menos en parte, en una regulación inadecuada que ha permitido «la apertura de una importante brecha entre los precios que determina el mercado para la generación de la electricidad y los costes de generar esa misma electricidad», como afirmó la CNE en 2008. Los precios que genera el mercado eléctrico español no alcanzan a revelar los costes del suministro eléctrico y están generando desajustes en las rentabilidades de unas y otras tecnologías. Ello es así porque la regulación ha obviado dos características que son consustanciales

GRÁFICO 1  
EVOLUCIÓN DE LOS COSTES REGULADOS DEL SISTEMA (1998-2010)

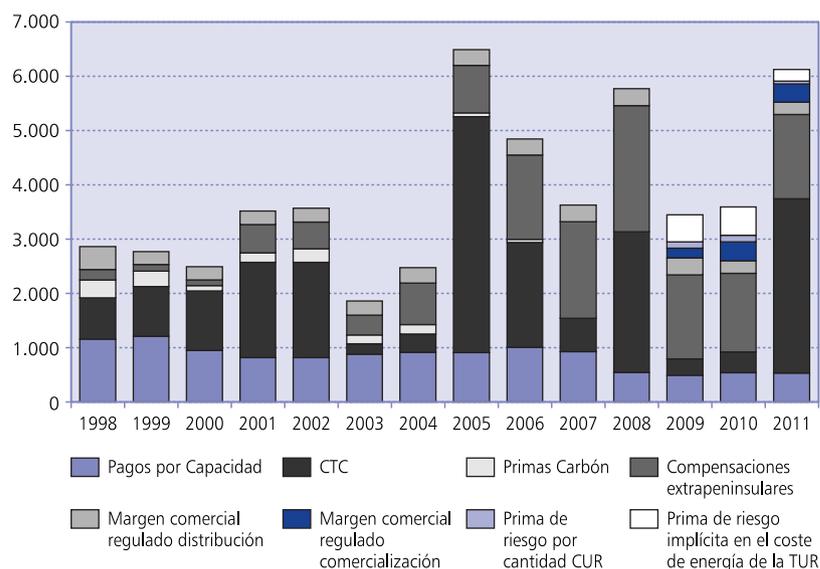


Fuente: Liquidación 14, CNE.

al suministro eléctrico: la diversidad tecnológica —que implica heterogeneidad en los costes de las distintas plantas que concurren en el suministro— y la homogeneidad de producto —lo que implica que todos los MWh producidos, independientemente de su origen, se vendan al mismo precio—. La consecuencia es que las centrales históricas inframarginales, cuyas inversiones han sido recuperadas a través de la percepción de cobros regulados, antes y después de la Ley del Sector Eléctrico vigente desde 1997, y elevados precios de mercado a partir de ese año, estén sobrerretribuidas (solo en concepto de los denominados «Costes de Transición a la Competencia», han percibido más de 12.000 M€, esto es, 3.000 M€ más del máximo permitido por la ley). En órdenes de magnitud, la sobrerretribución de estas centrales, típicamente nucleares e hidroeléctricas, podría fijarse en 3.000 M€ anuales, dependiendo de los precios del mercado. Véase el cuadro n.º 1.

Las barreras a la entrada que existen para el acceso a estos segmentos tecnológicos (la de facto moratoria nuclear y la inexistencia

GRÁFICO 2  
PAGOS REGULADOS PERCIBIDOS POR EL RÉGIMEN ORDINARIO  
(Millones de euros, 1998-2011)



Fuente: Elaboración a partir de datos de CNE y OMEL.

de nuevos recursos hídricos que puedan ser explotados con costes competitivos frente a sus alternativas térmicas) imposibilitan que su sobrerretribución se diluya por efecto de la competencia. Además, tales beneficios no han sido nunca ni disputados ni «ganados»

por quienes ahora los ostentan, porque los derechos de explotación de ambas tecnologías se concedieron bajo marcos regulatorios anteriores, sin que los inversores asumieran riesgos, y sin que mediara competencia alguna entre los posibles pretendientes bajo la expectativa del cambio regulatorio que supuso la mencionada Ley del Sector Eléctrico de 1997. En cualquier caso, esa ley cambió de manera radical el valor de las concesiones hidroeléctricas y de los activos nucleares.

Además, las centrales del régimen ordinario han recibido, desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico, diferentes pagos regulados que han contribuido a la recuperación de sus inversiones. Las cuantías de estos pagos, que en conjunto desde 1998 a 2011 han ascendido a 51.000 M€, se reflejan en el gráfico 2.

CUADRO N.º 1

BENEFICIOS DE MERCADO DE LAS CENTRALES NUCLEARES E HIDROELÉCTRICAS

Tecnología	Energía Producible media (GWh)*	Retribución media (€/MWh)**	Coste variable (€/MWh)	Beneficios regulatorios (M€)	Total beneficios regulatorios (M€)
Hidroeléctrica...	30.007	66	11	1.670	3.361
Nuclear .....	59.888	50	22	1.692	
Hidroeléctrica...		59		1.452	2.830
Nuclear .....		45		1.377	
Hidroeléctrica...		53		1.257	2.335
Nuclear .....		40		1.078	

Notas:

(\*) Para hidroeléctrica corresponde al producible medio 1920-2009 (datos REE). Para nuclear corresponde a la producción media 2000-2009 (datos CNE).

(\*\*) Valores medios para el periodo 2005-2009. Retribución hidroeléctrica igual a 1,31 veces la retribución nuclear.

En este punto es necesario advertir que, en contra de la falsa idea que se trasmite, las inversiones no se recuperan solo a través de los fondos de amortización sino también a través de los beneficios que se distribuyen, de las provisiones y de la constitución de reservas. Si la contabilidad de las empresas no representa la realidad económica de los procesos de recuperación de las inversiones —si estos se han producido en términos económicos—, la gestión económica de las empresas, bajo la responsabilidad de sus ejecutivos, debe ser calificada de imprudente. Este tipo de comportamientos suele estar incentivado por la búsqueda de resultados cortoplacistas, tan buscados por los accionistas anónimos y episódicos de las grandes empresas, en quienes encuentran, casi siempre, amparo.

En su conjunto, la suma de la diversidad tecnológica, homogeneidad del producto y las barreras a la entrada han dado lugar a un *mix* de generación subóptimo, bajo el que el cambio regulatorio del 1997 ha generado beneficios regulatorios que no pueden ser absorbidos por efecto de la entrada. Ello ha devenido en una situación de insostenibilidad económica que ni garantiza la maximización de los excedentes ni la distribución equitativa del excedente entre empresas y consumidores. Este problema, que es un problema de eficiencia y de equidad, ha introducido una dificultad política insalvable para que la tarifa refleje el precio de mercado, generando déficit tarifario (2).

### 3. Inversión en energías renovables

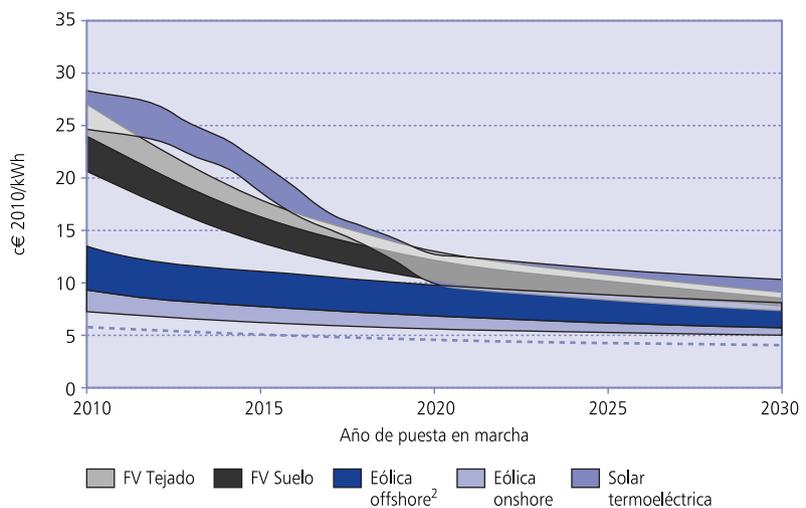
No cabe duda de que la fuerte inversión en energías renovables

que durante los últimos años se ha llevado a cabo en España también ha contribuido al aumento de los costes del suministro eléctrico. Pero este incremento en los costes es de muy distinta naturaleza al aumento de costes generado por la sobrerretribución del parque histórico de generación. Y ello no es solo por las fuertes externalidades que generan la inversión en energías renovables, entre las que cabe destacar la contención de las emisiones de gases contaminantes y la contribución a la mayor madurez de estas tecnologías, que está permitiendo ya fuertes bajadas en sus costes y con ello en su retribución. También es de diferente naturaleza porque las normas a las que se acogieron los inversores de la nueva potencia renovable estaban vigentes en el momento de la inversión. En otras palabras, no eran normas sobrevenidas, como sí lo eran las que han gene-

rado beneficios regulatorios para el parque histórico de generación.

El regulador —y todos los órganos competentes, incluyendo el IDAE y la CNE— pudieron equivocarse en su evaluación de la retribución que necesitaban las energías renovables para despejar en España. Y es que esta tarea no era sencilla: poco antes de la aprobación del Real Decreto 661/2006, bajo el que se produce el *boom* de las renovables en España, la inversión en renovables era escasa, y estábamos lejos de cumplir los compromisos en materia de renovables contraídos con la Unión Europea y contenidos en los sucesivos Planes de Energías Renovables (PER). La fuerte caída en los costes de inversión en renovables (ver gráfico 3) —unido a la coyuntura económica del país y al bajo coste del crédito— provocó que en poco tiempo se sobrepasaran los objetivos de potencia instalada

GRÁFICO 3  
**COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA, SOLAR TERMOELÉCTRICA Y EÓLICA EN FUNCIÓN DE SU AÑO DE PUESTA EN MARCHA**



Fuente: MITyC.

fotovoltaica. Por ejemplo, desde 2004 hasta finales de 2009, la potencia solar fotovoltaica pasó de 37 a 3.501 MW, cuando el objetivo PER para 2010 era de tan solo 400 MW; cuestión esta, por otra parte, completamente ajena a los inversores, que se limitaron a confiar en las normas regulatorias.

Pero el sector de las renovables es un conjunto heterogéneo y, aunque existan ciertas tecnologías cuyas inversiones hayan excedido las previsiones, habiendo alcanzado un elevado grado de madurez, no se puede obviar que existen otras fuentes renovables para las que no se puede decir lo mismo. Por ejemplo, la potencia instalada de biomasa, biogás y tratamiento de residuos a 31 de diciembre de 2009 era un 25 por 100 inferior al objetivo PER 2005-2010; y los 500 MW previstos de nueva potencia solar-térmica todavía no se habían construido. Estas disparidades llevaron a que, en conjunto, la potencia renovable instalada en España a finales de 2009 fuera inferior a los objetivos establecidos en el PER 2005-2010. También es preciso constatar que las previsiones en cuanto a la potencia instalada en ciclos combinados de Gas Natural también se quedaron muy por debajo de la realidad. Si bien el Ministerio de Economía preveía que en 2005 habría 14.800 MW instalados, a finales de 2009 la potencia en ciclos combinados ascendía a 22.243 MW (3).

Este problema también podía haber sido mitigado con normas regulatorias distintas, normas que hubieran permitido cierta flexibilidad para que también los consumidores se beneficiasen, vía la reducción de tarifas, de los cada vez menores costes en renovables. Por ejemplo, si en vez de establecer tarifas fijas estas se hubieran determinado a través de

subastas trimestrales, la mejora de la eficiencia sin duda se hubiera trasladado al consumidor y el peso del coste de las renovables en la tarifa hubiera sido menor.

En cualquier caso, es preciso notar que la posibilidad de realizar en estos momentos inversiones en, por ejemplo, energía solar fotovoltaica a menos de la mitad del coste en que incurrieron los inversores en 2007, no quiere decir que estos ahora estén teniendo elevados beneficios. La razón es que los costes de las tecnologías renovables son, casi en su totalidad, costes fijos, y por tanto costes ya incurridos. Por ello, reducciones en las retribuciones como las que se les ha aplicado desde hace dos años, que ascienden a un 30 por 100 de su retribución, tienen un carácter retroactivo al que no se le pueden poner adjetivos que lo suavicen.

#### 4. Normas costosas pero prescindibles

Ciertamente, la sobrerretribución de algunas tecnologías en el mercado y el aumento del peso de las renovables en el *mix* energético no son las únicas razones que explican el origen del déficit tarifario. La regulación eléctrica está cautiva de otras normas inadecuadas —unas de menor y otras de mayor entidad— que, sin aportar valor alguno al suministro eléctrico, suman en conjunto varios millones de los que la factura eléctrica podría prescindir. Sin la pretensión de ser exhaustivos, la lista incluye las siguientes partidas prescindibles o normas mejorables:

- Costes de colocación y financiación del déficit tarifario.
- Mecanismo de resolución de restricciones técnicas.

- Asignación gratuita de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

- Cuantía de los pagos por capacidad.

- Precios de intervención de la generación de las centrales que consumen carbón nacional.

- Sobrecostes insulares y extrapeninsulares.

- Sobrecostes generados por la regulación CUR-CESUR-TUR para la determinación de la Tarifa de Último Recurso.

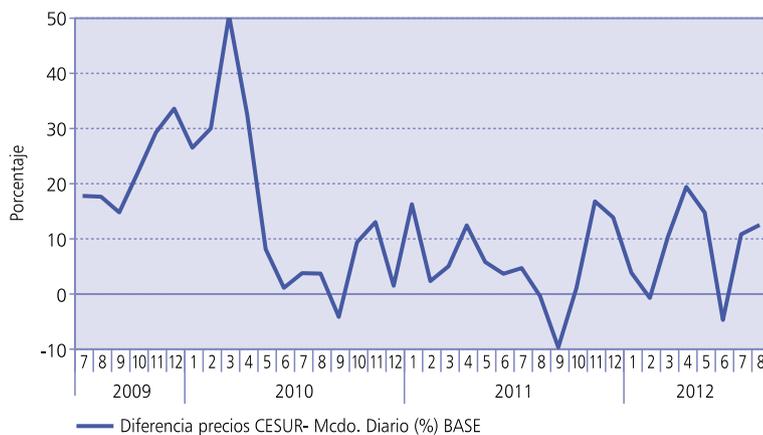
Por su importancia, aquí nos detendremos en esta última.

#### 4.1. Tarifa de Último Recurso

La Tarifa de Último Recurso (TUR) afecta a más de 22 millones de consumidores, y constituye la referencia del precio que pagan las pymes y las grandes empresas. Pero sistema de fijación de la TUR, a través de las subastas CESUR, ha demostrado ser inadecuado, al haber contribuido a la inflación de los precios de la electricidad. En concreto, si la TUR se hubiera fijado en función de los precios del mercado de producción eléctrica, y no en función de los precios de las subastas CESUR, el coste de la energía para los consumidores hubiera sido un 10 por 100 inferior (ver gráfico 4).

¿Qué explica este sobreprecio? El precio que sirve para fijar el coste de la energía en la TUR se determina a través de las subastas CESUR. En ellas se subastan dos productos: Carga Base Trimestral (para el suministro de electricidad durante las 24 horas del día durante el periodo de entrega) y Carga Punta Trimestral (desde las 8 a las 20 horas de

GRÁFICO 4  
**DIFERENCIA ENTRE LOS PRECIOS EN LAS SUBASTAS CESUR  
 Y LOS PRECIOS EN EL MERCADO DIARIO (PORCENTAJE)-PRODUCTO  
 BASE**



Fuente: OMEL.

lunes a viernes), según una subasta del tipo «reloj descendente». Participan del lado de la demanda los comercializadores de último recurso (denominados CUR, que por decisión del regulador son: E.ON, Endesa, Gas Natural, Hidrocarbónico e Iberdrola). Los CUR están integrados verticalmente con la generación, y horizontalmente con los comercializadores del mercado libre (es decir, pertenecen a grupos empresariales con filiales que también están presentes en el segmento de la generación y de la comercialización a precios no regulados). Mientras que la demanda en esta subasta es pasiva (los CUR no participan en la subasta y reciben unos porcentajes predeterminados de la electricidad finalmente vendida), los vendedores participan de forma activa indicando, en cada ronda de la subasta, la cantidad de cada producto que están dispuestos a vender al precio de la ronda. La subasta finaliza cuando las cantidades ofrecidas por los vendedores por

cada producto son iguales o inferiores a la cantidad total demandada por el regulador; el precio de cada producto, que es el mismo para todos los adjudicatarios, es el precio de la última ronda. Los derechos de cobro o las obligaciones de pago resultantes de la subasta se liquidan por diferencias, hora a hora, entre los precios de la subasta CESUR y los del mercado diario de generación (4).

Las empresas eléctricas integradas verticalmente tienen un triple interés en que el precio resultante de las subastas CESUR sea lo más elevado posible. Por una parte, las ofertas de los comercializadores en el mercado libre suelen estar referenciadas a descuentos sobre la TUR (5). Es decir, cuanto mayor sea el precio CESUR mayor será el margen de beneficios del que dispondrán los comercializadores en el mercado libre, también integrados en los mismos grupos empresariales. Por otra parte, los CUR reciben del regu-

lador unos pagos por la venta de energía a los consumidores acogidos a la TUR iguales al producto entre el precio CESUR y el 50 por 100 de sus ventas, teniendo que comprar el 50 por 100 restante en otros mercados (6). Es decir, cuanto mayor sea el precio CESUR, mayor será el margen de beneficios que obtiene el grupo integrado a través de sus compras netas en otros mercados. Por último, pero no por ello menos importante, los generadores y los *traders* de electricidad asumen riesgo al vender parte de su energía a plazo, y por ello exigen una prima de riesgo en forma de precios superiores a los precios esperados en el mercado diario (y no al contrario, como puede ocurrir en otros mercados). Ello es así porque los costes de generación de electricidad fluctúan día a día, y esas fluctuaciones se trasladan a los precios del mercado al contado, generando así una cobertura natural a aquellos generadores que venden su electricidad en el mercado *spot*. Quienes la venden a plazo, a precios que no variarán con las fluctuaciones de los costes, se exponen así a una mayor volatilidad en sus márgenes. Los *forward premia* que se están verificando en las CESUR no resultan sorprendentes, como establece la literatura económica y evidencia empírica al respecto (7), cuando son los vendedores quienes demandan la cobertura del riesgo de precio, y no los compradores.

Pues bien, si efectivamente las empresas integradas verticalmente tienen un triple incentivo a elevar los precios CESUR, ¿cómo pueden influir sobre las subastas CESUR? (8). Por dos vías. Primera vía: retirándose de la subasta, es decir, eliminando presión competitiva. Desconocemos la identidad de las empresas finalmente adjudicatarias en las subastas CESUR, porque existe un inexplicable alto

grado de opacidad en torno a ellas (a diferencia de lo que ocurre con el mercado de producción de electricidad, que es un ejemplo por la cantidad y la calidad de los datos que hace públicos). Pero sí sabemos que el 90 por 100 de la energía suministrada en las subastas del último año corresponde a empresas diferentes a las cinco grandes eléctricas, lo cual es consistente con la idea aquí apuntada. Segunda vía: los días previos a la celebración de la subasta, elevando de forma artificial el precio de los mercados OTC, poco líquidos y opacos, para así alterar las expectativas sobre los precios futuros de la electricidad, y con ello generando inflación sobre los precios de las subastas CESUR (9).

A todo esto hay que añadir la existencia de una elevada retribución regulada (primas de riesgo por cantidad y margen comercial de los CUR) que han incrementado aún más los beneficios de los CUR y del grupo al que pertenecen, y con ello los costes para el consumidor.

Parece por tanto que el sobreprecio que los consumidores están pagando por la electricidad por efecto de las subastas CESUR responde a un problema de diseño regulatorio, y es, en esa medida, atajable (10).

El Gobierno ha anunciado recientemente su intención de reducir el número de consumidores con derecho a la Tarifa de Último Recurso (TUR) con el objetivo de «liberalizar en profundidad el sector eléctrico». A pesar del funcionamiento insatisfactorio del sistema de fijación de las TUR, como ya se ha discutido, liberalizar el sector eléctrico tiene que ver poco con esto. Liberalizar allí donde no hay competencia, no es la solución. Si de ofrecer «elec-

ción» a los consumidores se trata, sería preferible que los comercializadores estuvieran obligados a ofrecer, en su cartera de productos, un «contrato de suministro básico» que replicara los precios del mercado eléctrico. Este contrato constituiría una referencia competitiva para los comercializadores, que se verían obligados a batir con mejores precios o mejores servicios el contrato de suministro básico. Porque de no poder hacerlo, ¿qué valor añadido aportarían los comercializadores de electricidad? (11).

#### IV. SOLUCIONES AL DÉFICIT TARIFARIO

Se ha pretendido «solucionar» el déficit tarifario traspasando partidas de los costes del sector eléctrico a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Ya se hizo con los costes extrapeninsulares, y ahora se ha pretendido hacer también con las primas a las renovables. Pero claramente esta no es la solución. No ver esas partidas porque estén en otra casilla no quiere decir que no existan, sino simplemente que se pagan a través de otras vías. Por ejemplo, el Gobierno propuso financiar una parte de las primas de las renovables a través de los PGE —lo que la patronal UNESA recibió con satisfacción, y las empresas de renovables con cautela—, propuesta sin embargo que no ha sido finalmente aprobada por el Parlamento. Similar solución es contabilizar como ingresos del sistema eléctrico ingresos que en realidad pertenecen a la economía en su conjunto. Tal es el caso de los ingresos que generan las subastas de permisos de emisión de CO<sub>2</sub>, que, siguiendo directrices comunitarias, van a empezar a celebrarse a partir de enero de 2013 con ingresos esperados de 450 M€/anuales.

#### 1. Nueva fiscalidad energética

Una de las medidas de mayor calado que ha adoptado el Gobierno con el objetivo de paliar el déficit tarifario es la nueva fiscalidad energética, introducida en septiembre de 2012 a través del Anteproyecto de Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética, ya aprobado por el Parlamento en noviembre del 2012. El presidente del Gobierno ya anunció la intención de modificar la fiscalidad energética en julio de 2012, cuando anunció en el Parlamento que «la solución del déficit de tarifa, que ya está por encima de los 25.000 millones de euros, vendrá de un reparto del déficit entre los diferentes sectores implicados a través de un nuevo esquema de fiscalidad energética».

La nueva ley introduce una serie de medidas regulatorias e impuestos sobre la generación eléctrica, que pueden resumirse así: 1) impuesto general del 7 por 100 sobre la facturación de la energía eléctrica, independientemente de su origen; 2) impuestos al consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica (carbón, gas y fueloil); 3) impuestos a la producción en centrales nucleares, y 4) canon del 22 por 100 a la producción hidráulica.

Gravar el Gas Natural con un impuesto del 7 por 100 dará lugar a una doble imposición a los consumidores, una vez como consumidores de gas y otra como consumidores eléctricos, pues al ser repercutido en las ofertas al mercado de las centrales de gas, que fijan el precio de mercado, va a elevar el precio de casación entre 6 y 8 €/MWh. Así, por un lado las centrales de gas se desprenderán del efecto impositivo en sus compras (lo que no podrá hacer la industria) al trasla-

dar casi en su totalidad el impuesto a precios, a la vez que darán lugar a un incremento en el precio percibido por el resto de las tecnologías cuya retribución depende de los precios de mercado.

Similar efecto tendrán los impuestos sobre el resto de combustibles fósiles. Los mercados de ajuste también se verán afectados, posiblemente en una cuantía similar, por el efecto de estos impuestos.

Por ello, el efecto de los impuestos sobre los propietarios de las centrales de carbón y de gas será casi neutro, porque los impuestos que recaudará el Gobierno serán a su vez recaudados por las empresas vía el aumento de precios. Quienes en última instancia acabarán pagando los impuestos serán los consumidores.

La cuantificación exacta del traslado de los impuestos a precios depende de diversos factores, pero con una demanda poco sensible al precio, como la eléctrica, cabe esperar que el traslado sea cercano al 100 por 100. En concreto, el impuesto general del 7 por 100 puede suponer un encarecimiento del precio del mercado eléctrico de unos 4 €/MWh, mientras que el impuesto sobre los combustibles fósiles puede incrementar el precio en otros 5 €/MWh. Teniendo en cuenta que el precio medio del mercado eléctrico se sitúa en torno a los 50-60 €/MWh, los impuestos implicarán que este se eleve en un 15-18 por 100. Dado que las tarifas que pagan los consumidores también incluyen otras partidas en los denominados «peajes», cuyo peso en el precio final varía dependiendo del tipo de consumidor, el efecto final sobre las tarifas eléctricas podría rondar el 6-9 por 100 para los consumidores domésticos, y el 10-15 por 100 para los industriales.

Podría pensarse que la integración de los mercados portugués y español, MIBEL, mitigará la capacidad de los productores españoles de traspasar el 100 por 100 del impuesto a precios. Sin embargo, la integración de ambos mercados es parcial dada la poca capacidad de interconexión existente (2.400 MW frente a una demanda punta en España que supera los 40.000 MWh). Los ciclos combinados portugueses seguirán compitiendo con los españoles porque los primeros no tienen capacidad de cubrir todo el «hueco térmico». Por tanto, en la medida en que los ciclos en España sigan marcando el precio del mercado (o lo hagan los portugueses, pero a un precio ligeramente inferior a los nuevos costes de los españoles), cabe esperar que la traslación del impuesto a precios sea casi íntegra. Si no fuera así, estaríamos ante un escenario peor que aquí no se analiza: los precios actuales del mercado no son competitivos, artificialmente elevados por el ejercicio de poder de mercado.

De hecho, los mercados han comprendido inmediatamente

que el impuesto se trasladará a precios. Como puede apreciarse en el gráfico 5, entre junio de 2011 y junio de 2012, los precios de los futuros de electricidad fueron, en promedio, un 2,8 por 100 más baratos en España que en Alemania. Cuando en junio empezaron a correr rumores sobre las medidas de fiscalidad energética que preparaba el Gobierno, el diferencial se disparó, y los precios de los futuros en España pasaron a ser un 6,3 por 100 más caros que en Alemania. Pues bien, desde la aprobación del Anteproyecto el 14 de septiembre de 2012, el diferencial de precios entre España y Alemania ha aumentado al 13,4 por 100. Este diferencial, del orden de unos 5-7 €/MWh, se ha consolidado en los últimos meses. Cuando en diciembre de 2012 el Senado ha aprobado la subida del impuesto general del 6 al 7 por 100, el diferencial se ha disparado hasta los nuevos euros por MWh.

Se estima que los consumidores pagarán 2.200 M€/año más por efecto de las nuevas medidas fiscales, subida que se sumará a

GRÁFICO 5  
COTIZACIÓN DE LOS FUTUROS DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA  
Y ALEMANIA CON ENTREGA EN 2013 (€/MWh)



las ya aplicadas en los últimos siete años, superiores al 70 por 100. El presidente del Gobierno sabía, y así lo hizo explícito en su discurso en el Congreso, que «el coste de la energía condiciona la competitividad de nuestra economía. De hecho, puede llegar a representar hasta el 50 por 100 de los costes de producción de la industria y, además, tiene un fuerte impacto en el IPC». Pero esta preocupación no ha trascendido a las medidas finalmente adoptadas.

Los impuestos sobre nucleares e hidroeléctricas no podrán ser trasladados al precio final, pero sus efectos sobre la cuenta de resultados de las empresas serán compensados, en su mayor parte, por el incremento de los precios percibidos por estas tecnologías. En concreto, el efecto sobre nucleares será en órdenes de magnitud nulo, mientras que la recaudación neta sobre las centrales hidroeléctricas puede alcanzar los 200 M€/año.

Quienes ni podrán traspasar los impuestos al precio ni podrán beneficiarse (total o parcialmente) del incremento del precio del mercado serán las energías renovables y la cogeneración. Estas tecnologías están sujetas a un régimen retributivo distinto al de las tecnologías convencionales, y su retribución varía de unas a otras. Por ejemplo, la energía solar fotovoltaica recibe un precio fijo por cada MWh que produce, mientras que la retribución de otras energías renovables (por ejemplo la eólica, la solar térmica, etc.) depende en mayor o menor medida del precio de mercado. Las primeras absorberán el impuesto del 7 por 100 en su totalidad, mientras que para las segundas el efecto del impuesto se verá parcialmente mitigado por el incremento del precio de mercado que perciben. En el caso de la solar térmica, se modifica la

Ley del Sector Eléctrico para limitar su producción primada. En particular, si bien la ley les permitiría producir hasta un 15 por 100 con gas, ahora se eliminan las primas sobre esta producción.

Se estima que el conjunto de las energías renovables y la cogeneración asumirán un coste de 750 M€ por efecto de las medidas fiscales. Este recorte se suma a la moratoria aprobada por el actual gobierno y a los recortes aplicados a algunas renovables en la legislatura anterior.

En definitiva, de los 3.050 M€ que va a recaudar el Gobierno con las nuevas medidas fiscales, 2.200 M€ los pagarán los consumidores, 750 M€ las renovables y la cogeneración, y 200 M€ las centrales hidroeléctricas. Pero quien realmente sufrirá el coste es el país en su conjunto, por efecto de la fuerte pérdida de competitividad en las empresas —fundamentalmente de los sectores industriales exportadores—, por la detracción de rentas a las familias —cuya demanda reacciona poco ante subidas del precio—, por el freno que todo ello supone al cambio de modelo productivo, y por el daño que se inflige a la percepción de los inversores sobre la seguridad jurídica en España. La evaluación económica de esta última cuestión es de difícil cuantificación, pero no cabe duda que añadirá nuevas primas de riesgo a las inversiones futuras, que acentuarán la pérdida de competitividad de nuestra economía.

## 2. Cambio en el modelo energético y retributivo

La reforma regulatoria en el sector eléctrico debería garantizar la convergencia de precios, costes y tarifas de tal modo que

una situación como la presente no se vuelva a repetir. Las soluciones tienen que ser de distinta índole, según se trate de la retribución a las centrales ya existentes o de la retribución para las nuevas incorporaciones de potencia. Para las primeras sería adecuado respetar el marco retributivo vigente cuando los inversores llevaron a cabo sus inversiones; de lo contrario, se estaría atentando contra la seguridad jurídica que debiera proteger a ambas partes del «contrato regulatorio», es decir, a empresas y a consumidores. Una vía para hacerlo, sin alterar el funcionamiento del mercado, es introducir *contratos por diferencias* que permitieran compatibilizar la retribución que reciben las centrales en el mercado con la retribución que les debiera corresponder. Para las nuevas centrales, habría que contemplar el uso de subastas o concursos que permitieran que también los consumidores se beneficiasen de la reducción de costes que obtienen las nuevas tecnologías —principalmente, renovables— por la explotación de sus curvas de aprendizaje.

Pero ni siquiera la solución al déficit tarifario por estas vías bastaría para solventar los problemas del sector: el cambio de paradigma traído de la mano de las renovables exige un replanteamiento del marco regulatorio que rige la retribución de la energía eléctrica. ¿Cuáles serían los precios del mercado eléctrico tal y como lo conocemos ahora bajo un *mix* al 90 por 100 renovable? ¿Qué tendrían que ver con los costes de las distintas tecnologías los precios de ese mercado, a cero la mayor parte de las horas y seguramente muy elevados durante unas pocas? ¿Qué incentivos habría para que la producción fuera eficiente? ¿Y para las inversiones tanto en nueva potencia renovable, como en centrales térmicas,

necesarias como capacidad de *back-up* o de respaldo ante la variabilidad de la disponibilidad de fuentes energéticas renovables? No hay duda de que, ante la realidad renovable, la inacción regulatoria no haría sino agravar las ineficiencias, ya patentes bajo el esquema actual, hasta hacerlo (si cabe, todavía más) insostenible.

Es urgente definir el modelo energético que queremos y permitir que el sector eléctrico contribuya al cambio del modelo productivo en España. La Unión Europea, a través de su Energy Roadmap, exige que los sectores eléctricos estén libres de emisiones en 2050, y establece una senda paulatina de reducción de las emisiones en los horizontes 2020 y 2030. El cumplimiento de estos objetivos exige que retomemos la apuesta por las renovables porque, de lo contrario, como pone de manifiesto la Comisión Europea en el mismo informe ya mencionado, «la suspensión de las ayudas a las energías renovables [...] hará difícil que España alcance sus objetivos energéticos y climáticos en el marco de la Estrategia Europa 2020». Aquí también habrá que modificar la regulación que determina la senda de incorporación y retribución de las renovables, pero ello no debe ser un obstáculo para el desarrollo de las renovables en España.

Es un hecho que, entre los años 2016 y 2022, las tres tecnologías renovables de mayor importancia (eólica, fotovoltaica y solar de concentración) alcanzarán costes inferiores a sus alternativas térmicas convencionales, contribuyendo así, a medio plazo, a la mayor competitividad del sector. El asunto es trascendente: sin el apoyo a las energías renovables, quedaría comprometida la aportación del sector eléctrico a la

competitividad de la economía. En otras palabras, la mayor competitividad que en un horizonte no muy lejano alcanzarán las renovables será precisamente lo que permita la sostenibilidad económica —no solo la medioambiental— del sector eléctrico.

Para ilustrar esta idea, a continuación comparamos dos escenarios (12), así definidos:

#### 1) Escenario *Business-As-Usual* (BAU):

— Objetivos comunitarios en materia de renovables se cumplen en 2020.

— La regulación retributiva se mantiene.

— Las centrales nucleares no se cierran.

— La cobertura con energía renovable alcanza el 50 por 100 en 2030.

#### 2) Escenario *alternativo*:

— Objetivos comunitarios en materia de renovables se cumplen en 2020.

— La regulación retributiva se revisa.

— Las centrales nucleares se cierran.

— La cobertura con energía renovable alcanza el 60 por 100 en 2030.

— La potencia firme necesaria se completa con ciclos abiertos de muy pocas horas de utilización.

Bajo ambos escenarios, el mercado de electricidad organizado sigue constituyendo uno de los pilares básicos de la competi-

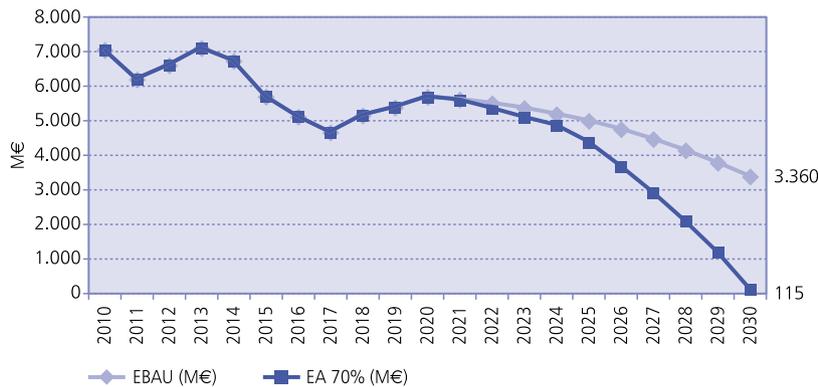
tividad y eficiencia del sistema. Pero el que haya un precio único para toda la electricidad, igual al coste de la tecnología con mayores costes marginales, no es óptimo para que se realicen pagos intra-sistema que ajusten las rentabilidades de tecnologías dispares. Además, en ambos se introducen instrumentos de mercado para la incorporación de la nueva potencia renovable: subastas periódicas para garantizar que la competencia captura para los consumidores la fuerte pendiente de la curva costes de aprendizaje en el desarrollo de las energías renovables.

La comparación entre el escenario *Business-As-Usual* con el escenario *alternativo* —caracterizado por una senda más acelerada de incorporación de renovables y por cambios en la regulación de la retribución—, aporta conclusiones relevantes al respecto: la incorporación creciente de energías renovables va a suponer un esfuerzo inversor que no se podrá acometer sin reformas en la regulación de la retributiva de la generación; pero el aprovechamiento de las curvas de aprendizaje de las energías renovables permitirá que en el horizonte 2030, estas contribuyan a cubrir el mayor coste de las energías fósiles (13).

De hecho, como se percibe en el gráfico 6, el escenario *alternativo* implica una reducción del volumen total de primas a pesar de la incorporación de nueva capacidad. Ello es así porque, gracias a que las renovables empiezan a presentar costes medios inferiores a los costes de las tecnologías térmicas convencionales, las primas equivalentes a las renovables empiezan a ser negativas (es decir, las renovables devuelven dinero al sistema).

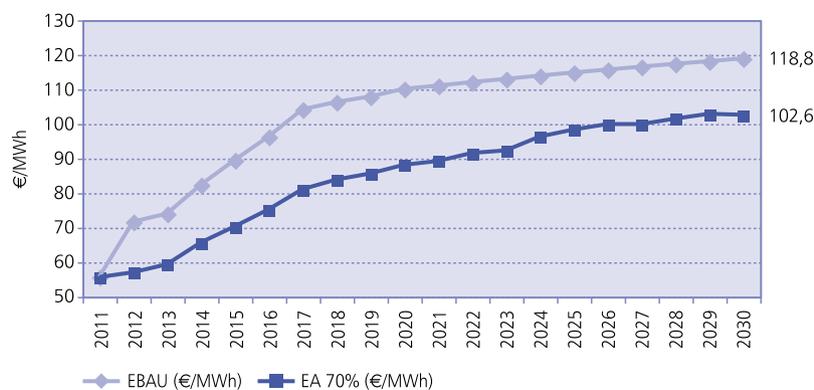
El escenario *alternativo*, con menos nuclear y más renovables,

GRÁFICO 6  
PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL (Millones de euros)



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 7  
PRECIOS AL CONSUMIDOR (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia.

permitiría además durante el periodo 2012-2030 fuertes ahorros para los consumidores frente al escenario *Business-As-Usual*. Como se aprecia en el gráfico 7, los precios al consumidor en el «escenario sostenible» son en 2030 inferiores en más de un 10 por 100 en relación con los precios del escenario BAU. El

área entre ambas líneas representa el ahorro de costes para el consumidor entre el escenario sostenible y el BAU; que bajo los supuestos adoptados, asciende a 100.000 M€. Evidencia adicional de que la sostenibilidad económica y la sostenibilidad medioambiental son indisolu-

## NOTAS

(1) No obstante es necesario advertir que estos menores ingresos implican una menor utilización de las centrales de ciclo combinado y, por tanto, menor consumo de Gas Natural, cuyo coste es el más alto de todo el *mix* de generación que normalmente cubre la demanda diaria de electricidad. Y también hay que advertir que estas centrales sí han mantenido los pagos por capacidad que son independientes de sus horas de utilización y que son liquidados por fuera de los peajes aunque sí sean costes regulados.

(2) Estas cuestiones se discuten en detalle en FABRA PORTELA y FABRA UTRAY (2009).

(3) A finales de 2005 se dispone de una potencia instalada de 10.020 MW. La proyección estimada de la evolución de la potencia máxima y mínima de las centrales de ciclo combinado en 2011 alcanza un valor que varía entre 26.000 y 30.000 MW. Tomado de «Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA, 2006: 39 y 43.

(4) Para una descripción más detallada, véase la Web del administrador de la subastas, OMEL: <http://www.subastascesur.omel.es>.

(5) Véase [www.comparador.cne.es](http://www.comparador.cne.es), el comparador de ofertas de energía de la CNE.

(6) Un cambio normativo reciente exige que los CUR adquieran, por el 50 por 100 restante, la energía al régimen especial, lo cual ha reducido sus márgenes, así como las primas equivalentes del régimen especial.

(7) Véanse LONGSTAFF y WANG (2004), KARAKATSANI y BUNN (2005), BESSEMBINDER y LEMMON (2002). Por ejemplo, en el mercado *forward* de Reino Unido se han verificado *forward premia* del 9 por 100, al igual que en Powernext, donde además se observa que los *premia* se reducen a medida que el contrato se aproxima a su vencimiento.

(8) Ante las sospechas de manipulación, en noviembre de 2010 el Ejecutivo encargó a la CNE una investigación sobre el funcionamiento de las subastas CESUR. La investigación se ha cerrado sin pruebas concluyentes.

(9) En línea con esta idea, en junio de 2010, el presidente de la CNMV declaró: «Los tres días precedentes a las subastas CESUR, el volumen de operaciones con derivados de electricidad OTC crece muy considerablemente —en torno al 90 por 100— respecto al promedio de las restantes sesiones, produciéndose un significativo aumento de precios que vuelven a caer tras la realización de las subastas». Sin embargo, en una reciente investigación, la CNE dice no haber encontrado «indicios de comportamientos que pudieran suponer una manipulación del mercado en junio y septiembre de 2011».

<p>(10) La CNE introduce con frecuencia cambios en las normas y supervisión de las subastas CESUR y es posible que la descripción realizada no responda en alguno de sus detalles a las normas vigentes, pero para nada afectan ni al análisis hecho ni a las consecuencias económicas que han sido subrayadas.</p> <p>(11) Este tema se discute en detalle en FABRA PORTELA y FABRA UTRAY (2010). Véase también JOSKOW (2000).</p> <p>(12) Los datos relacionados con la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables proceden del «Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables 2020-2030», realizado en mayo de 2010 por el IDAE y el BCG. Es necesario advertir que este estudio ha resultado ser conservador en sus previsiones. La pendiente de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables está siendo más acusada en los años 2011 y 2012 que la que este estudio contempló.</p> <p>(13) El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, aprobado por el Gobierno en noviembre de 2011, y su extensión inercial a 2030 constituyen con el estudio del IDAE y el BCG mencionado en la nota anterior, la base de estos caculos. No tienen en cuenta, por consiguiente, la caída de la demanda de electricidad verificada en los años 2011 y 2012 que modificaría las hipótesis de los escenarios BAU y «alternativo», y por consiguiente las es-</p>	<p>timaciones cuantitativas. No obstante las conclusiones cualitativas en las que desemboca el análisis no quedan afectadas, y más si se tiene en consideración que la pendiente de la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables está siendo más acusada que la prevista en el estudio del IDAE/BCG utilizada en la cuantificación de los beneficios de un escenario «alternativo».</p> <p><b>BIBLIOGRAFÍA</b></p> <p>BESSEMBINDER, H., y LEMMON, M.L. (2002), «Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets», <i>Journal of Finance</i>, 57: 1347-1382.</p> <p>COMISIÓN EUROPEA (2011), Communication «Energy Roadmap 2050», diciembre. Disponible en: <a href="http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm">http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm</a>.</p> <p>— (2012), «Evaluación del programa nacional de reforma y del programa de estabilidad de España para 2012», julio.</p> <p>COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2008), «Precios y costes de la generación de electricidad». Disponible en: <a href="http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne82_08.pdf">http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne82_08.pdf</a>.</p> <p>— (2012), «Informe sobre el Sector Energético Español. Parte I: Medidas para garantizar la sostenibilidad económica-financiera del sistema eléctrico», marzo 2012. Disponi-</p>	<p>ble en: <a href="http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf">http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf</a>.</p> <p>FABRA PORTELA, N., y FABRA UTRAY, J. (2009), «Un diseño de mercado para el sector eléctrico español», <i>Papeles de Economía Española</i>, 121: 141-158.</p> <p>— (2010), «Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos», <i>Cuadernos Económicos de ICE</i>, n.º 79.</p> <p>IDAE y BOSTON CONSULTING GROUP (2010), «Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables 2020-2030», mayo.</p> <p>JOSKOW, P. (2000), «Why Do We Need Electricity Retailers? or Can You Get It Cheaper Retail?». Disponible en: <a href="http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/papers">http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/papers</a>.</p> <p>KARAKATSANI, N.V., y BUNN, D.W. (2005), «Diurnal reversals of electricity forward premia», mimeo, Department of Decision Sciences, London Business School.</p> <p>LONGSTAFF, F.A., y WANG, A.W. (2004), «Electricity forward prices: A high-frequency empirical analysis», <i>Journal of Finance</i>, 59: 1877-1900.</p> <p>MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA (2006), «Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011», marzo.</p>
--	---	--