

REGULAR EN TIEMPOS REVUELTOS

► Caso Práctico El Déficit del Sector Eléctrico

Decisiones a tomar

Dpto. Regulación y Estudios ► 02/11/2017

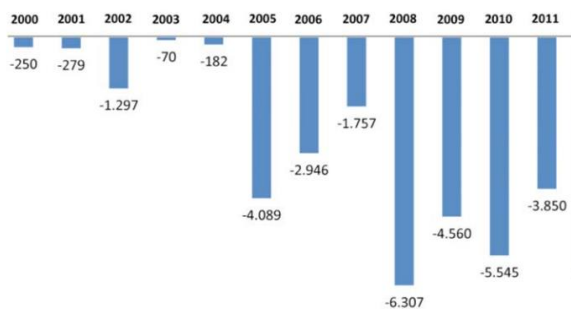
Caso Práctico El Déficit del Sector Eléctrico

Decisiones a tomar

A finales del año 2011 el Partido Popular ganó las elecciones con uno de los mejores resultados obtenidos de su historia, con 186 escaños frente a los 350 disponibles. El país se encontraba sumido en una profunda crisis económica y se debían tomar medidas. La mayoría absoluta alcanzada facilitaba dicha labor.

Una de las grandes preocupaciones del nuevo gobierno era poner en orden el sistema eléctrico, que arrastraba un déficit de tarifa que amenazaba con convertirse en un problema de primer nivel para la economía española.

Figura 1: Déficit del sistema eléctrico generado anualmente en el periodo 2000-2012*



Fuente: CNE

El importe de la deuda acumulada a finales de 2011 estaba próximo a los 24.000 millones de euros, es decir, casi el 2,5% del PIB y las previsiones no hacían más que empeorar.

El recién nombrado Secretario de Estado de Energía fue llamado al despacho del Presidente del Gobierno. Debía analizar cuidadosamente el problema del déficit y empezar a tomar medidas lo antes posible.

¿Qué había pasado en el sector eléctrico en los últimos años?

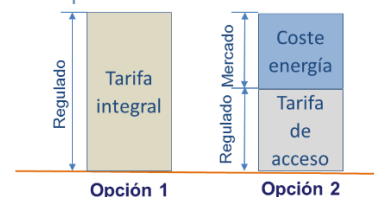
Liberalización del sector

En 1997, con la ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se produjo la liberalización del mismo. Hasta esa fecha el Gobierno calculaba el coste del suministro eléctrico y lo repercutía a los consumidores en su factura a través de una tarifa integral. Esta tarifa, denominada tarifa integral, incorporaba sin desglosar conceptos el coste de generación, costes de transporte y distribución y el resto de costes del sistema eléctrico.

Con la liberalización, las actividades que podían ser desarrolladas en competencia (generación y la comercialización de energía), establecían sus precios mientras que el resto de actividades seguían percibiendo unos ingresos fijados anualmente por el Gobierno que se recuperaban mediante los peajes o tarifas de acceso a la red.

Por otra parte, los consumidores podían elegir entre una tarifa integral regulada fijada por el Gobierno, o por el contrario optar por un suministro en el mercado a través de un comercializador, comprando la energía por un lado y pagando las tarifas de acceso fijada por el Gobierno por otro.

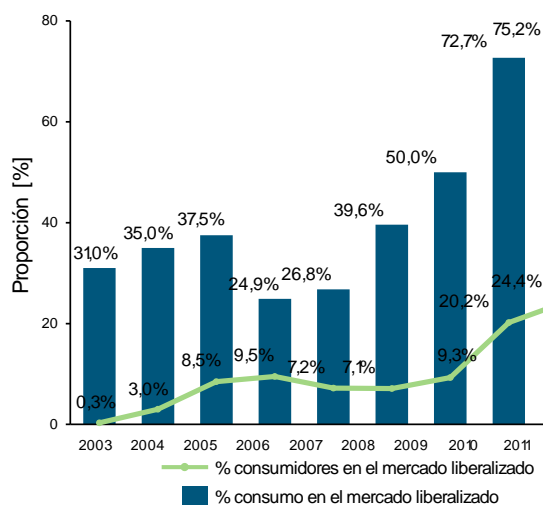
Figura 2: Opciones de consumo tras la liberalización



Fuente: Elaboración propia

A finales del 2011 tan solo 6 millones de consumidores habían elegido la contratación en el mercado libre mientras que 21 millones seguían contratando la tarifa regulada, mayoritariamente consumidores domésticos.

Figura 3: Evolución liberalización del mercado



Fuente: Energía y Sociedad

Orígenes del déficit

En el año 2000 la Administración se encontró con que, por primera vez desde el inicio del nuevo entorno liberalizado, no podía hacer frente a los costes reales del suministro eléctrico con los ingresos que estaban pagando los clientes a través de las tarifas integrales y tarifas de acceso reguladas.

Como el desvío en aquellos momentos era pequeño (algunas decenas de millones de euros) y provenía esencialmente de un desajuste temporal entre ingresos y costes, provocado porque las tarifas solo se revisaban una vez al año y las mismas no podían corregirse ante previsiones incorrectas realizadas a principios del año, la Administración decidió establecer un sistema de financiación, asimismo temporal, para solventar dicha coyuntura. Para ello, obligó a las cinco principales empresas generadoras a financiar dichos desajustes pequeños y coyunturales, con la garantía de recuperar sus aportaciones en pocos meses, cuando se realizase la siguiente revisión anual de tarifas.

Estos pequeños desajustes se mantuvieron en los años posteriores, pero fue a partir de 2005 cuando el déficit se disparó hasta un importe superior a 5.000 millones de euros (esto es, casi el 0,5% del PIB), como consecuencia del incremento del coste de la

energía en el mercado de generación, que se situó por encima de los 60 €/MWh frente a un precio en torno a los 35-40 €/MWh de los años precedentes y previsto para el cálculo de la tarifa integral.

En ese momento clave, el Gobierno, con criterio no económico sino político, tomó la decisión de no repercutir el mayor coste de generación en la tarifa integral asumiendo, ahora sí, la creación de déficit y regulando su mecanismo de financiación y de devolución de deuda generada en 15 años. De esta forma convirtió al déficit en un nuevo concepto de coste del sector cuyo pago se difería en el tiempo y se trasladaba a los futuros consumidores de energía eléctrica.

En el año 2007 el Gobierno, ante la evidencia de que el déficit era consecuencia de no repercutir en las tarifas integrales reguladas el coste real del mercado de producción, decidió corregir dicho error y que las tarifas de ese año considerasen un coste de 60 €/MWh en lugar del coste “ficticio” 42 €/MWh que se había considerado en años anteriores. Sin embargo, para evitar el incremento del importe total de la tarifa, se redujeron las tarifas de acceso. Esta reducción de las tarifas de acceso, llevada a cabo sin una minoración paralela de los costes de acceso o costes regulados, implicaba el reconocimiento de la existencia de un montante de déficit ya en el propio cálculo de la tarifa, al que se denominaba déficit ex-ante. A partir de este momento, en el cálculo de la tarifa de los años posteriores, 2008, 2009, 2010 y 2011 se reconocía explícitamente un desequilibrio entre ingresos y costes regulados, que tenía su origen en la reducción arbitraria de las tarifas de acceso con las que se debía financiar dichos costes, aplicada para compensar el incremento del coste del mercado de producción.

En este contexto, era cada vez más evidente la necesidad de diferenciar en la tarifa integral la parte de la misma destinada a financiar el coste de la energía en el mercado y la parte destinada a financiar los costes regulados o costes de acceso.

La desaparición de la tarifa integral regulada y su sustitución por una tarifa aditiva regulada se hizo efectiva a mediados del año 2009, con la creación de la Tarifa de Último Recurso (TUR), compuesta por

un coste de generación resultante de un procedimiento de subastas de adquisición de energía para los comercializadores de último recurso (subastas CESUR), más la correspondiente tarifa de acceso. La TUR se revisaba trimestralmente para recoger los nuevos costes de generación resultantes de las subastas CESUR, que se celebraban cada 3 meses para subastar la energía del siguiente trimestre y de las que salía un coste de generación de referencia a incluir en la TUR.

Con la introducción de la TUR se hizo aún más transparente en los años siguientes el desequilibrio entre los ingresos obtenidos a partir de unas tarifas de acceso recortadas en el año 2007 por razones ajenas a la evolución de los costes que deben cubrir, y unos costes a sufragar por dichas tarifas que además comenzaban a incrementarse significativamente, fundamentalmente por el crecimiento exponencial de las primas al régimen especial.

Además, el desajuste latente entre los ingresos procedentes de las tarifas de acceso y los costes de acceso se vio acentuado por la actuación del regulador, que en algunas revisiones tarifarias utilizó las tarifas de acceso como variable de ajuste para compensar incrementos de los costes de generación, evitando así incrementos de la TUR difícilmente asumibles desde el punto de vista político.

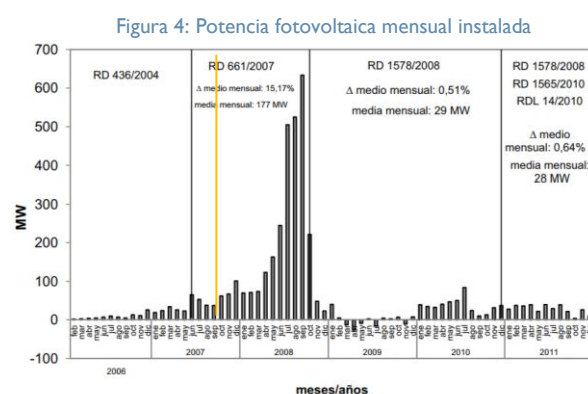
La regulación de las renovables

La regulación española, desde la ley del Sector Eléctrico de 1997¹, había distinguido un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que contribuían a la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. Estas instalaciones, que constituían el “régimen especial” se dotaban de cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones conocidas como “régimen ordinario” para promover su instalación.

Dado que el coste de estas energías era superior que el de las energías tradicionales, se estableció una “sobre retribución” frente al resto de tecnologías del

mercado, que podía articularse bien cobrando una prima sobre el precio del mercado o una tarifa regulada. En cualquier caso, ya fuese de una forma u otra, el sobre coste que esto suponía se trasladaba como un coste más de los peajes de acceso.

La elevada retribución para fomentar estas tecnologías, más concretamente para la energía fotovoltaica, atrajo a numerosos inversores generando un efecto burbuja. Se había establecido un límite de potencia instalada a partir del cual las instalaciones dejarían de obtener esta sobre-retribución. Alcanzado el 85% de este límite estaba previsto un periodo de prórroga superior a un año. En septiembre del 2007 se alcanzó dicho límite para fotovoltaica (fijado en 371 MW). En el siguiente gráfico se puede ver la evolución de la potencia instalada en el periodo de prórroga:

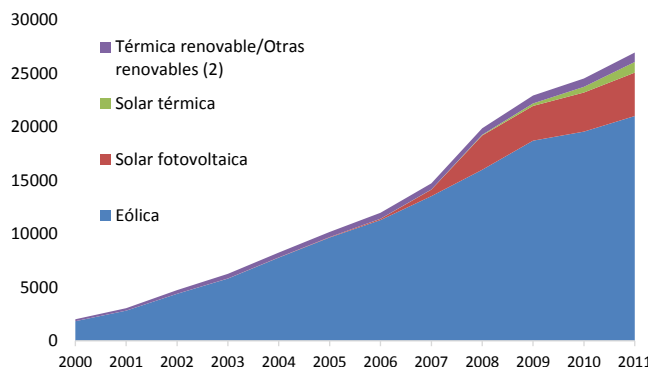


Fuente: CNE y revista SICE

Como consecuencia de este crecimiento en la potencia instalada, el sistema debía hacer frente a un impresionante volumen de primas que no se habían previsto.

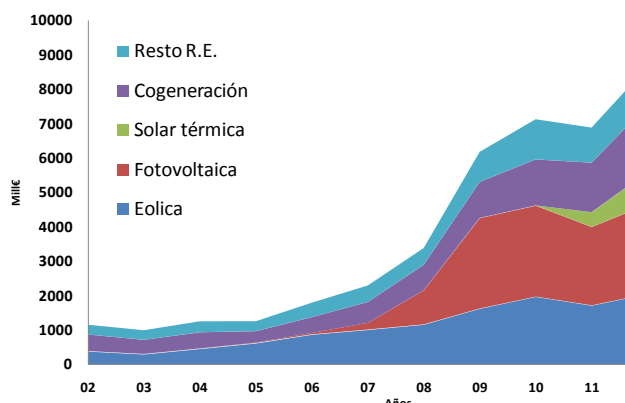
¹ Ley 54/1997

Figura 5: Evolución de potencia instalada de R.E (MW)



Fuente: CNE y revista SICE

Figura 6: Evolución volumen de primas R.E.

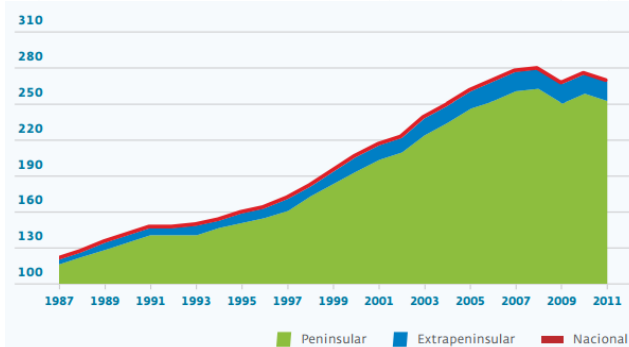


Fuente: Elaboración propia

Sobrecapacidad del parque de generación:

El aspecto más significativo del comportamiento del sistema eléctrico español en el 2011 había sido el descenso de la demanda de energía eléctrica hasta situarse en un nivel comparable al del 2006.

Figura 7: Evolución de la demanda de energía eléctrica en b.c. (TWh)

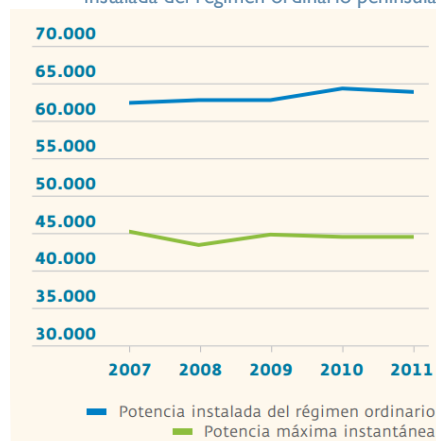


Fuente: REE - Informe sistema eléctrico 2011

Por otro lado, la potencia instalada en el parque generador del sistema eléctrico peninsular español registró en 2011 un aumento neto de 2.057 MW, cifra que situaba la capacidad total del sistema al finalizar el año en 100.168MW.

Como resultado del aumento de la capacidad de generación durante los últimos años y de la caída de la demanda provocada por la crisis, existía un gran exceso de capacidad instalada. A finales de 2011 España disponía en territorio peninsular de más de 100.000 MW de capacidad instalada, de los cuales 59.000 eran firmes (es decir, no dependían del viento ni del sol), mientras que la demanda punta apenas superaba en los últimos años los 44.000 MW.

Figura 8: Comparación entre potencia máxima instantánea y potencia instalada del régimen ordinario peninsular



Fuente: REE - Informe sistema eléctrico 2011

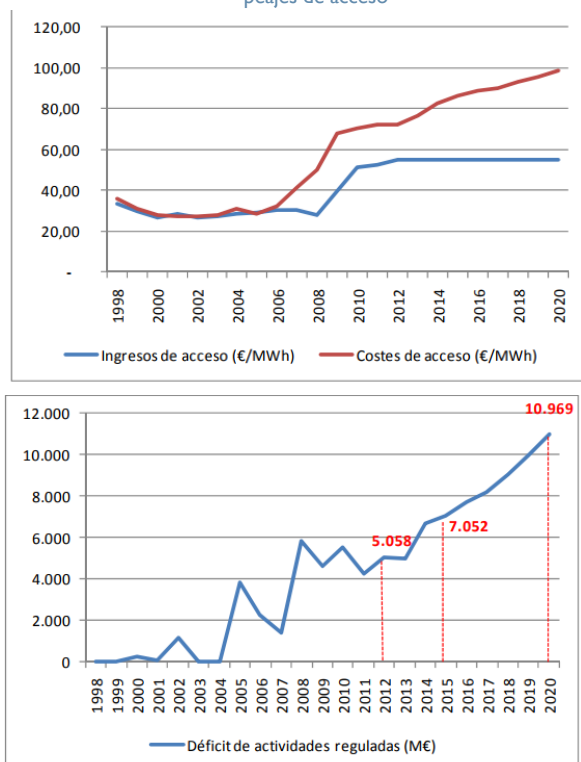
Las compañías eléctricas debían mantener disponibles sus plantas de producción eléctrica de fuentes tradicionales, por si la ausencia de viento, sol o agua embalsada impidiese producir a las renovables. Sin embargo estaban prácticamente inactivas cuando, por circunstancias climatológicas, la producción de las renovables era abundante y, como ocurría en aquel momento, la demanda de electricidad era escasa. Esta falta de producción impedía a las compañías rentabilizar su inversión en tales plantas, por lo que el Gobierno había implantado unos incentivos regulados para que las compañías las mantuvieran activas, los pagos por capacidad.

¿Qué cabía esperar para los años siguientes?

Según un estudio² facilitado por la CNE, (Comisión Nacional de la Energía), la única partida de coste con una disminución esperada en el horizonte del año 2020 correspondía a la compensación extrapeninsular³, dado que la mitad de este coste se iba a trasladar a los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo con una norma del 2009⁴.

El resto de partidas o bien se mantendrían o incrementarían. En el siguiente gráfico se muestra como, de no tomarse medidas, la brecha entre el coste medio y el ingreso medio de acceso aumentaría en el tiempo y el déficit crecería de forma tendencial.

Figura 9: Evolución de los ingresos y costes medios (€/MWh consumidor) y déficit de las actividades reguladas, si no se incrementan peajes de acceso

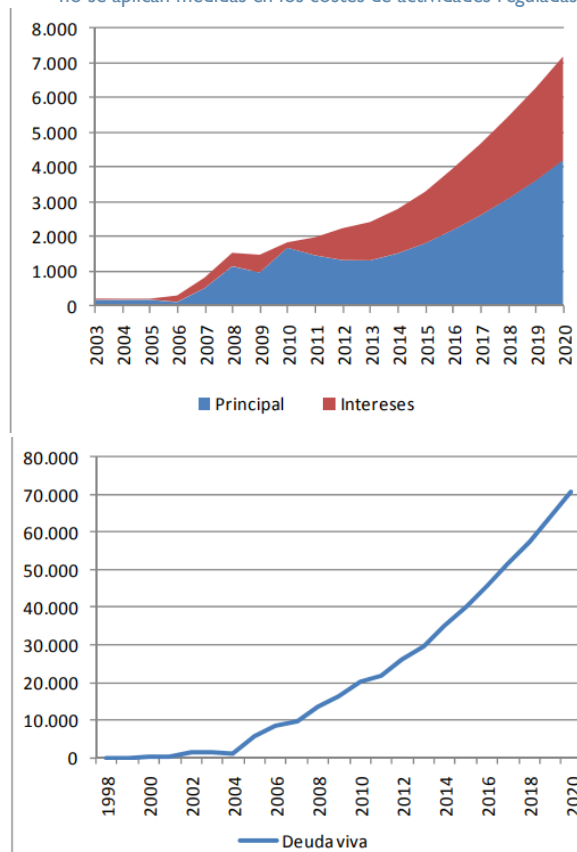


Fuente: CNE

De mantenerse la tendencia que se refleja en los gráficos anteriores, se generaría cada vez más deuda

con sus correspondientes intereses, con lo que las anualidades para la financiación del déficit cargadas en los peajes de los consumidores aumentarían en el tiempo y, pese a ello, la deuda acumulada del sistema también aumentaría hasta superar los 70.000 M€ en 2020, valor equivalente a 4,5 veces los ingresos de acceso previstos para dicho año.

Figura 10: Evolución de las anualidades para la financiación del déficit y de la deuda viva del sistema si no se incrementan los peajes de acceso y no se aplican medidas en los costes de actividades reguladas.



Fuente: CNE

La senda financiera prevista del sistema era pues insostenible. Si no se adoptaban medidas ni sobre los ingresos (aumentos en las tarifas de acceso) ni sobre los costes de acceso, el problema no haría más que agravarse y pasaría de ser un problema del sistema eléctrico a un problema financiero a nivel país. El nuevo presidente no estaba por la labor y así se lo hizo saber a su recién nombrado Secretario de

² CNE – Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico

³Compensación por el sobrecoste de producir energía en los territorios de fuera de la península (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla).

⁴ Real Decreto-ley 6/2009

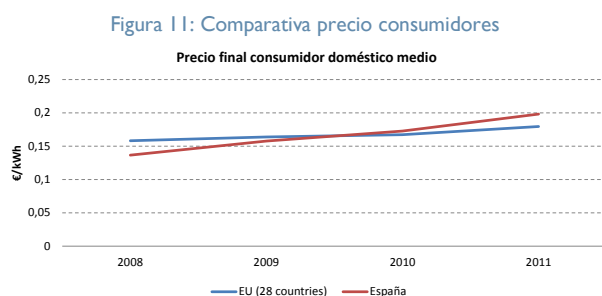
Estado de Energía. Éste debía hacer frente a este reto de forma inmediata.

El Presidente, ya le había marcado el camino anunciando una política energética basada en la reducción de costes para evitar que el esfuerzo por equilibrar las cuentas del sistema eléctrico recayese íntegramente sobre el consumidor

"Tendremos que aplicar una política basada en frenar y reducir los costes medios del sistema", afirmó Rajoy en el discurso inicial del debate de investidura, antes de decir que las decisiones se tomarían "sin demagogia" y utilizando todas las tecnologías disponibles, sin excepciones y con el objetivo primordial de mejorar la competitividad de la economía. "Si no se emprenden reformas, el desequilibrio será insostenible y los incrementos de precios y tarifas colocarían a España en la situación de mayor desventaja en costes energéticos de todo el mundo desarrollado", afirmó Rajoy.

Ya sea por motivos electoralistas o por no dañar más la competitividad de la industria y los hogares españoles, el Secretario de Estado de Energía tenía claro que de entre las posibles medidas a tomar, podía descartar una subida del precio final del consumidor para acoplarlo a la realidad de los costes.

Esta conclusión venía avalada porque España tenía ya un precio medio del suministro de electricidad superior a la media europea, a lo que se unía que la subida de las tarifas de acceso necesaria para equiparar costes a ingresos sería del 42%.



Fuente: Eurostat

El único margen político que disponía en este sentido era subidas moderadas de la parte regulada de la TUR, es decir de las tarifas de acceso. Sin embargo, con subidas de éstas, del orden del 2% anual, el desajuste entre ingresos y costes del sistema seguía siendo un problema estructural.

Figura 12: Evolución hipotética déficit anual

	2012	2013	2014	2015	2016
Variación de peajes	2%	2%	2%	2%	2%
Déficit anual (M€)	-3.313	-4.281	-5.240	-4.818	-4.444

Fuente: CNE

La Comisión Europea por su parte, advirtió a España que si no tomaba cartas en el asunto y solucionaba el problema eléctrico podía incluir el déficit de tarifa como déficit público, lo que agravaría aún más la crisis de la deuda soberana que por entonces presionaba al Gobierno.

Desde Bruselas también se criticaba la existencia de tarifas reguladas en España, que habían provocado un quebranto tanto en los balances de las eléctricas, a las que la regulación obligaba a financiar los déficits, como sobre los consumidores, que se convertían en deudores indirectos de las empresas eléctricas al tener que devolver los déficits financiados en años sucesivos.

Por otra parte, la Comisión también exigía el cumplimiento del objetivo de integración de energías renovables del 20% fijado para el año 2020. España no iba mal encaminada en este sentido, pero debía seguir avanzando por el camino emprendido sin cargar más las cuentas del sector eléctrico.

Parecía que el Secretario de Estado no debía preocuparse por contener el crecimiento descontrolado de años anteriores. Sin embargo, como consecuencia de este crecimiento, el sistema debía hacer frente a un impresionante volumen de primas, y esto sí que representaba un importante problema.

Otro tema que se estaba cuestionando eran los incentivos a las centrales de producción eléctrica de fuentes tradicionales para que estuvieran disponibles en aquellos momentos que por menor producción renovable fueran necesarias, los pagos por capacidad.

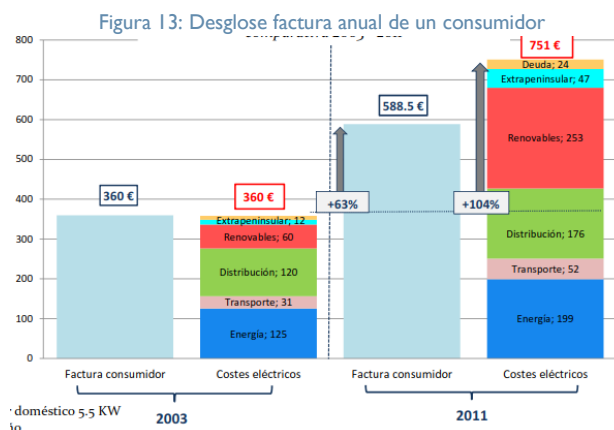
En este sentido, el Secretario de Estado se planteaba si ese incentivo era razonable, si podía recortarse o había alguna otra solución para que los generadores convencionales pudiesen obtener una rentabilidad razonable para sus instalaciones.

Tenía todo un reto entre manos, y la presión por solventar el problema era tremenda. La situación requería tomar decisiones en el corto plazo y exigir esfuerzos a los distintos agentes del sector eléctrico, lo que siempre generaba polémica.

Antes de decantarse por cualquier tipo de medida convenía reunirse con los distintos sectores implicados y escuchar su punto de vista.

El punto de vista de los consumidores

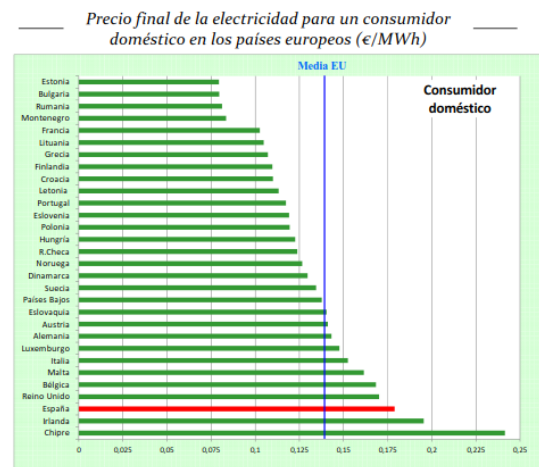
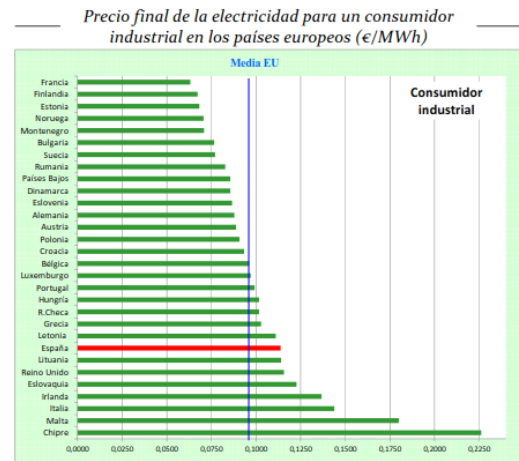
Los consumidores pedían que una subida de tarifas no formase parte de la solución al déficit. Apuntaban además que entre 2003 y 2011 el consumidor medio había visto su factura aumentada un 63% y pese a todo seguía generándose déficit. Ellos no podían realizar más esfuerzos. Su economía estaba ya muy dañada y bajo su punto de vista, la responsabilidad de equilibrar las cuentas no debía recaer en ellos de ningún modo.



Fuente: MINETAD

Recordaban además que tanto el precio de la electricidad pagado por los consumidores domésticos como el de los consumidores industriales eran superiores a los correspondientes precios medios de los países de UE.

Figura 14: Comparativa precio electricidad países europeos



Fuente: MINETAD

Los grandes consumidores industriales pedían además que las arcas públicas sufragasen las primas a las renovables y también que el bono social o los extracostes de los sistemas extrapeninsulares fuesen financiados vía Presupuestos Generales.

El punto de vista de los productores convencionales

Para las empresas productoras tradicionales, el déficit tarifario había sido consecuencia de la falta de adecuación de la tarifa regulada a los crecientes costes regulados, entre los que destacaban las primas satisfechas a los generadores de energía en régimen especial y, en particular, de energías renovables.

El coste agregado de tales primas había crecido con enorme rapidez y, en ausencia de medidas, podría hacerlo todavía más.

Las compañías tradicionales señalaban que mientras que en el período 2005-2010 las tarifas de acceso aplicables a los usuarios subieron un 58%, en ese mismo período el importe agregado de las primas del régimen especial subió un 473%, pasando de 1.246 millones de euros anuales a 7.134 millones de euros.

Figura 15: Evolución costes sector

		2005	2010	%Incr.
Régimen ordinario	(M€)	12.678	9.175	-28%
Régimen especial	(M€)	3.040	3.072	0%
Total energía (a precio de mercado)	(M€)	15.718	12.247	-22%
Distribución	(M€)	3.881	5.272	36%
Transporte	(M€)	922	1.397	52%
Primas régimen especial	(M€)	1.246	7.134	473%
Anualidades déficit	(M€)	227	1.833	707%
Otros	(M€)	1.175	2.636	124%
Total costes regulados	(M€)	7.451	18.272	145%
Coste medio de acceso	(€/MWh)	31,9	50,3	58%
Déficit acumulado	(M€)	6.274	25.789	311%

Fuente: Endesa

Los productores tradicionales no negaban que, en sus orígenes, el déficit tarifario estuviera ligado al aumento del precio de los hidrocarburos, y que en 2008 se viese incrementado por ese mismo motivo. Pero con posterioridad el precio de los hidrocarburos se redujo y, sin embargo, el déficit siguió creciendo. Por eso afirmaban que el déficit tarifario tenía su principal raíz en la regulación de energías renovables: no se tuvo en cuenta el aumento previsto del coste de las primas del régimen especial y, además, las medidas de fomento de las energías fotovoltaicas y termo-solar que se plasmaron en el Real Decreto 661/2007 estuvieron mal diseñadas.

Desde el punto de vista de los generadores convencionales, en España el sector eléctrico ya había contribuido suficientemente al objetivo del 20% de producción de energía renovable fijado por la Unión europea como objetivo para el año 2020. Era hora de que el resto de sectores energéticos hicieran su aportación.

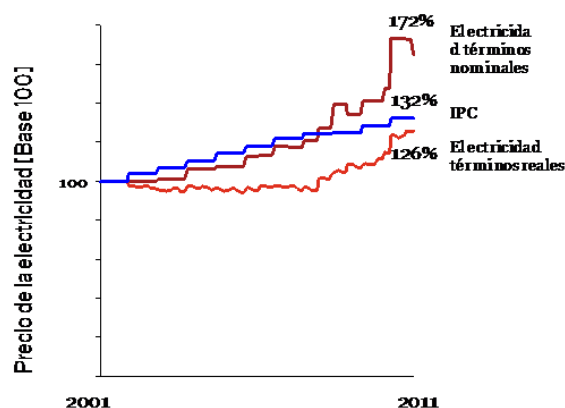
Para los generadores convencionales, no tenía sentido que se siguiese subvencionando la instalación de nueva capacidad productiva en energías renovables, especialmente a la vista del exceso de capacidad de ese momento.

El punto de vista de los productores de energías renovables

Los productores de energía renovable señalaban que el déficit tarifario alcanzó importes muy elevados antes de que las primas a las energías renovables tuvieran una cuantía global apreciable, lo que mostraba que su origen no estuvo en dichas primas, sino en la falta de adaptación de la tarifa eléctrica a las subidas en el coste de la generación de energía convencional.

Destacaban que a principios de la década de los 2000, cuando la demanda eléctrica crecía a un ritmo acumulativo del 4% anual, el objetivo de las autoridades era que la tarifa eléctrica disminuyera todos los años en términos reales, a un ritmo del (IPC-X).

Figura 16: Evolución precios electricidad



Fuente: Energía y sociedad

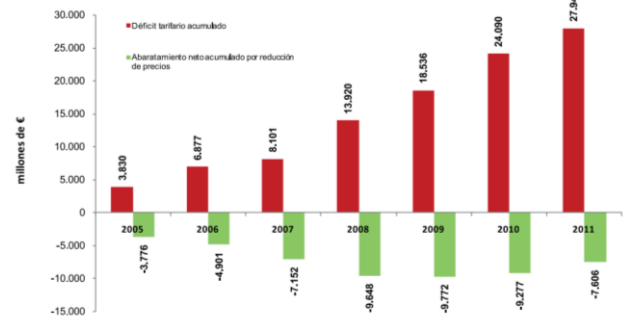
Esa ambición, quedó frustrada cuando el petróleo y el gas natural se encarecieron, de forma que la reticencia de las autoridades a trasladar a la tarifa eléctrica esa subida del precio de los hidrocarburos produjo en el año 2005 el primer déficit tarifario significativo.

Así pues, los productores de energías renovables negaban de plano que las primas a las renovables fuesen la causa principal del déficit. Destacaban que estas primas representaban tan sólo un 15% (unos 25 euros/KWh) de la tarifa total y que éstas generaban ahorros que no se estaban considerando. A título ilustrativo, en 2011, la electricidad generada por las energías renovables del régimen especial permitió evitar la emisión a la atmósfera de 33.500.000 toneladas de CO₂, emisiones que tuvieron un valor de 430 millones de euros. La sustitución de combustibles fósiles también podía cuantificarse económicamente. En 2011 se evitó la importación de 11.739.536 toneladas equivalentes de petróleo con valor de 2.100 millones de euros.⁵

Señalaban además que la generación de electricidad con energías renovables del régimen especial suponía que el precio marginal que se establecía en el mercado fuese inferior al que se obtendría de no existir dichas tecnologías. Las energías renovables sustituían a unidades de generación convencional de coste marginal elevado, que fijarían precios marginales más altos. En 2011, este abaratamiento fue de 3.352 millones de euros (15,67 €/MWh). En el periodo acumulado entre 2005 -2011 las energías renovables del régimen especial habían producido un abaratamiento neto de 7.606 millones de euros, al ser mayor el ahorro en el precio del mercado eléctrico que las primas recibidas en el mismo período.

Este abaratamiento neto desmentía la teoría de que las energías renovables habían sido las causantes del déficit tarifario. Sin las energías renovables, este déficit sería aún mayor.

Figura 17: Déficit tarifario acumulado vs abaratamiento neto acumulado por reducción de precios



Fuente: APPA

Por otro lado, solicitaban que se llevase a cabo una auditoría de los costes de las centrales hidráulicas y nucleares. Estas centrales operaban con costes variables muy bajos y sin embargo por el funcionamiento del mercado cobraban el precio de casación de los ciclos combinados. Teóricamente estas centrales ya estaban amortizadas y con este diseño de mercado obtenían unos beneficios sobrevenidos.

La energía producible media de las centrales hidroeléctricas era de 30.000 GWh. Considerando que sus costes remanentes de producción se situaban, bajo hipótesis generosas, en torno a 11 €/MWh, y que sus ingresos se habían situado entre 53 y 66 euros MWh, el conjunto de estas centrales estarían experimentando anualmente, desde junio de 2005 beneficios inesperados superiores a 1.300 millones de euros anuales.

Por otra parte, las centrales nucleares producían de media 60.000 GWh. Considerando que sus costes remanentes de producción se situaban, bajo hipótesis igualmente generosas, en torno a 22 €/MWh, y que sus ingresos se habían situado entre 40 y 50 €/MWh, el conjunto de estas centrales estarían experimentando anualmente, desde junio de 2005

⁵ APPA – Estudio impacto económico renovables en España

beneficios inesperados entre 1.078 y 1.692 M€ anuales⁶.

O bien se establecía un mecanismo específico para estas centrales o se debía impulsar un nuevo diseño de mercado que evitase este problema.

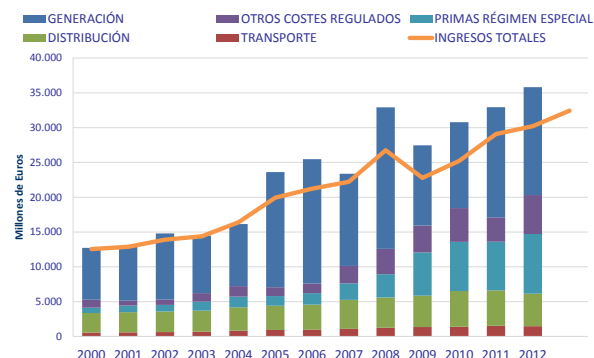
Punto de vista de transportista y distribuidores

Las empresas reguladas, que percibían sus ingresos de las tarifas de acceso fijadas por el Gobierno, señalaban que aunque todos los costes del suministro eléctrico habían crecido, eran los incrementos de los costes de generación (mercado, primas al régimen especial) y la amortización de déficits los que determinaban que el coste total del suministro eléctrico se hubiese casi triplicado ($\times 2,6$) en sólo 11 años, mientras que la demanda creció en el mismo período apenas un 35%.

Era innegable que sus costes también habían incrementado. En el caso del transporte la planificación obligaba al desarrollo de unas nuevas infraestructuras que en muchos casos obedecían a la necesidad de integrar las energías renovables y dar servicio a otro tipo de infraestructuras como el AVE.

En cualquier caso, el crecimiento durante los últimos años de los costes de transporte y distribución había sido muy inferior al del resto de partidas incluidas en las tarifas de acceso, y en particular al de una de ellas, las primas al régimen especial. Por ello, las empresas transportistas y distribuidoras entendían que las eventuales medidas de corrección del déficit estructural del sector debían poner el foco en la actividad de generación, tanto en lo que se refiere al funcionamiento del mercado de producción como en el mecanismo de reconocimiento de primas al régimen especial.

Figura 18: Evolución ingresos y costes del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

La toma de decisiones

Era el momento de tomar decisiones. Nada más asumir el cargo tuvo que aprobar los peajes para el año 2012. Las cuentas volvían a incorporar un importante desajuste para el próximo año:

Figura 19: Escandalo de tarifa 2012

Conceptos	Costes 2012 1 enero
Costes del sistema	17.985
Costes sin deducir déficit ex ante	17.985
Primas régimen especial (*)	7.221
Compensación extrapeninsular	473
Coste transporte	1.722
Coste distribución	5.466
Coste gestión comercial	227
Costes diversif. y seguridad abastecimiento	52
Costes permanentes	62
Gestión demanda interrumpibilidad	561
Anualidades déficits actividades reguladas	2.200
Ingresos	14.281
Ingresos facturación peajes	13.571
Otros ingresos	448
DEFICIT DE TARIFAS EXANTE	-3.704

Fuente: Elaboración propia

El Secretario de Estado debía equilibrar la balanza de ingresos y costes del sector. ¿Qué medidas podía tomar? ¿Cuáles eran justas? ¿Cuáles eran efectivas?

⁶ Jorge Fabra: Ausencia de diagnóstico, alternativas no analizadas, arbitrariedad y discriminación en la nueva regulación del Sector Eléctrico

