

## A LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

D<sup>a</sup> Rocío Hortigüela, mayor de edad, provista del DNI nº 27.307.287-P, y D. Antonio Navarro Aranda con DNI 85082794 K, ambos con domicilio a efectos de notificaciones en Madrid, calle Doctor Arce 14 (28002), copresidentes de la Federación “Unión Española Fotovoltaica” (UNEF) y en su nombre y representación.

UNEF fue constituida el 27 de septiembre de 2011 por las cuatro asociaciones sectoriales de carácter nacional: Asociación Empresarial Fotovoltaica –AEF-, Asociación Nacional de Productores e Inversores de Energías Renovables –ANPER-, Sección Fotovoltaica de la Asociación de Productores de Energías Renovables –APPA-, y la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF).

Se trata de una federación que integra a las asociaciones representativas de la práctica totalidad del sector solar fotovoltaico español. A los efectos de presentación de estas consideraciones, se hace constar, de manera expresa, que, en el marco de UNEF, APPA forma parte del Consejo Consultivo de la Electricidad.

Dentro del proceso de consulta pública, concedido por la Comisión Nacional de Energía, en relación con las **MEDIDAS DE AJUSTE REGULATORIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO**, realizan las siguientes CONSIDERACIONES:

## I.- CONSIDERACIONES GENERALES

Queremos agradecer la oportunidad que nos brinda la Comisión Nacional de la Energía de aportar nuestras ideas para mejorar el Sistema Eléctrico Español. La fuerte presión a la que ha estado sometido el sector eléctrico, a causa del déficit inducido, ha llevado a algunos centros de decisión pública a tratar de buscar una vía de escape en las energías renovables, en general, y, de forma especialmente acusada, en la tecnología fotovoltaica. Estas vías, lejos de resolver el problema, lo han incrementado, pues el aparente ahorro ha sido a costa de generar - aparte de los efectos colaterales negativos de destrucción de tejido empresarial y de espacios de desarrollo laboral - una imagen muy negativa de nuestro país, en cuanto al cumplimiento de sus compromisos con los inversores. Ello impacta ya muy negativamente en el coste de las inversiones, nacionales e internacionales, pues se incrementa el coste medio de capital por la mayor percepción de riesgo regulatorio.

En UNEF (Unión Española Fotovoltaica) creemos firmemente que el problema del déficit del Sistema Eléctrico se puede resolver sin que toda la carga recaiga sobre los consumidores. Tanto el proceso que concluye con la lamentable aprobación del Real Decreto Ley 14/2010, como la certeza de que esto no era ninguna solución, sino más bien lo contrario, ha llevado al sector fotovoltaico a un profundo análisis de todos los costes del Sistema Eléctrico. A través de este proceso, hemos identificado numerosos aspectos que deben de ser revisados por los expertos y consejeros de la Comisión y también del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de modo que, en nuestro modesto entender, permitirían un Sistema Eléctrico mucho más eficiente y competitivo.

Los principios que nos han guiado en esta reflexión han sido los del respeto a la seguridad jurídica y el entendimiento de que una mayor electrificación de nuestra sociedad es posible,

necesaria y muy compatible con los objetivos de eficiencia. Además creemos que la mejor garantía, a largo plazo, para disponer de un Sistema seguro, competitivo y sostenible medioambientalmente es un sistema que combine las tecnologías existentes, introduciendo competitividad allí donde se den las condiciones para la competencia y regulando en donde éstas no se dan.

Por último, antes de pasar a las medidas concretas, en UNEF pensamos que nuestro Sistema Eléctrico -con los altos niveles de seguridad de suministro que ya presenta, y con los ajustes regulatorios necesarios, para responder eficientemente a la realidad tecnológica actualmente previsible - deja el espacio suficiente para avanzar en la introducción de las nuevas tecnologías, que, como la fotovoltaica, generan riqueza y empleo autóctonos, y son parte fundamental de la respuesta a un nuevo Sistema que, sin renunciar a las claves anteriores -incluso mejorándolas - debe ser, además, social, económica y medioambientalmente mucho más sostenible.

## **II.- CONSIDERACIONES A LAS PREGUNTAS FORMULADAS**

### **BLOQUE 1 ¿CUÁLES SON LAS MEDIDAS QUE CONSIDERA NECESARIAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO, TANTO DESDE UNA PERSPECTIVA DE CORTO, COMO DE LARGO PLAZO?**

#### **1. Tasa temporal de eficiencia aplicable a los costes reconocidos.**

Previa derogación de los aspectos retroactivos contenidos en los RD 1614/2010, RD1565/2010 y RDL 14/2010 -sin perjuicio del resto de propuestas incluidas en este documento-, como aportación a la difícil situación económica del país y en aras a su reactivación, se plantea aplicar una reducción lineal no superior al 5%, a todos los costes reconocidos del sistema eléctrico, bien entendido que este factor de eficiencia se aplicaría una vez restablecida la retribución previa a la entrada en vigor de los RD anteriormente citados.

La tasa podría mantenerse hasta que el producto interior bruto crezca por encima del 2% durante dos trimestres consecutivos, circunstancia que la desactivaría de forma permanente, al haber desaparecido la necesidad y coyuntura con la que se creó.

De mantenerse durante todo el ejercicio 2012, implicaría reducir, alícuotamente, unos 172 millones de euros por cada punto porcentual de rebaja aplicada. Esta mejora debería constar de forma explícita en las facturas de los consumidores.

#### **2. Fomento de la competencia**

El artículo 14.1 de la Ley 54/1997 estableció la obligación de que las entidades mercantiles separasen sus actividades de generación, comercialización y distribución. No obstante, se toleró que los grupos empresariales pudiesen desarrollar todas estas actividades, siempre y cuando las mismas fuesen ejercidas por sociedades diferentes. El espíritu de la norma buscaba que la separación redundase en un sistema abierto, transparente y de libre competencia.

Desgraciadamente, la evolución natural del mercado eléctrico ha derivado en un sistema en el que un lobby empresarial, formado por cinco grandes grupos, controla, a través de diversas sociedades vinculadas, la generación, distribución y comercialización de electricidad en el estado español, lo que les permite:

- Influir de manera significativa en la determinación del precio mayorista de la electricidad.

- Empujar al alza los costes reconocidos de las actividades de distribución de energía eléctrica. Solo durante el periodo comprendido entre 1998 y 2010, la retribución a la actividad de distribución se han incrementado en más de un 95%<sup>1</sup>. Este porcentaje, coincide rigurosamente con la evolución del IPC del periodo y el incremento de energía vehiculada -47%- . Sin embargo, no guarda relación alguna con el incremento real de las infraestructuras de distribución, ni con la evolución de los costes de explotación que, no solo no se han incrementado con el IPC durante estos quince años, sino que, de hecho, se han deflactado en los montos globales.

En resumen, no parece eficiente un criterio basado en incrementar la retribución a la distribución en los porcentajes anteriores, cuando los estándares de calidad se han mantenido estables, la inversión en infraestructuras ha sido poco significativa y, además, en un porcentaje elevado, costeada por terceros.

- Incrementar artificialmente el coste de la energía para el consumidor final, utilizando para ello las subastas CESUR. En un elevado porcentaje, las empresas demandantes de energía –bien en primera instancia o actuando como coberturistas de operaciones derivadas– pertenecen al mismo grupo empresarial que las oferentes, de forma que disponen de sobrada capacidad para orientar y alterar el coste de la energía; sin que ello les perjudique en forma alguna, más bien lo contrario, dado que el generador cobrará la energía cedida al precio acordado y el comercializador trasladará el mismo -con su margen añadido- al consumidor final.

Por todo ello, parece necesario que se limite la participación en el mercado eléctrico a los grupos empresariales que integren, de forma vertical u horizontal, las actividades de generación, distribución y comercialización. A estos efectos, entendemos que se forma grupo empresarial o hay vinculación, cuando se supera el criterio establecido en el artículo 16.3 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

Por otro lado, llama la atención la cuota del mercado eléctrico que concentran estos cinco grupos. Según cálculos propios, controlan más del 70%, 90% y 80% de la generación, distribución y comercialización de electricidad en España, respectivamente.

Téngase presente que la factura eléctrica anual pagada por el conjunto de los hogares y empresas españolas ronda los 30.000 millones de euros, antes de impuestos. De estos, cerca de 24.000 millones son facturados por estos cinco grupos empresariales. Hay que destacar que, de esta cifra, perciben 5.000 y 11.000 millones de euros en concepto distribución y generación, respectivamente. Lo cual, a todas luces, contradice el espíritu de liberalización que emanaba de la Ley 54/1997.

---

<sup>1</sup> 463.816 millones de pesetas en 1998, según ECO/1588/2002 y 5.457 millones de euros en 2011 según la previsión de costes de la CNE.

### **3. España exportadora de energía verde y derechos de emisión**

La potencia del régimen ordinario actualmente instalada en España, podría elevar significativamente su grado de cobertura o utilización, si dispusiera de más y mejores interconexiones internacionales, especialmente con Francia.

A su vez, la mejora de las redes de interconexión permitiría, en el medio plazo, exportar a la Unión Europea nuestros recursos renovables, mediante contratos bilaterales de compra-venta de energía y de derechos de emisión de gases con efecto invernadero. Por su parte, el recurso solar del que goza nuestro territorio, unido a la capacidad financiera y tecnológica del sector fotovoltaico español, permitiría consolidar una importante actividad económica sostenible y beneficiosa para nuestra balanza comercial.

Desde UNEF entendemos que, dentro de los posibles recortes que puedan hacerse a los distintos costes del Sistema eléctrico, la inversión en redes de interconexión con Francia no solo debe mantenerse, sino incrementarse de manera significativa. Además, deberán tomarse las medidas necesarias para que la tramitación administrativa y ambiental permita que sean una realidad dentro de esta legislatura.

### **4. Céntimo verde**

El compromiso adquirido por el Estado español para que, en 2020, un porcentaje de, al menos el 20%, de la energía primaria total sea renovable, implica a todos los ciudadanos y a todas las actividades que se desarrollan en su territorio.

El esfuerzo a realizar es algo más fácil y eficiente en la generación eléctrica y térmica de baja temperatura, que en los combustibles utilizados en el transporte en general. Por ello, parece equitativo que este esfuerzo comprometido por el Estado, bajo el principio de que “el que contamina, paga”, recaiga no solo en los consumidores eléctricos.

En modo alguno puede confundirse la aportación específica de solidaridad de los consumidores de combustibles fósiles para un compromiso concreto, con la fiscalidad específica con que se grava cada tipo de hidrocarburo. Corresponde al Gobierno establecer hasta dónde quiere extender o socializar el compromiso de sostenibilidad.

Por otro lado, la aplicación de este mecanismo u otro similar, supondría una señal de mercado para el impulso de una mayor electrificación del transporte y climatización, que, desde UNEF, consideramos muy positivo para los objetivos económicos y medioambientales de nuestro país.

Según cálculos de UNEF sobre datos de la CNE, para un consumo como el actual de productos petrolíferos, el establecimiento de un céntimo por litro adquirido, reportaría al sistema unos ingresos anuales superiores a los 400 millones de euros.

## **5. Liquidación de los costes de transición a la competencia**

La Ley 54/1997, en su disposición transitoria sexta, reconoció el derecho a una serie de instalaciones a percibir, en un plazo máximo de 10 años, una retribución que compensase los costes que no podrán recuperar al pasar al mercado competitivo. Los denominados “Costes de Transición a la Competencia” - en adelante, CTC-, permitían recuperar a las empresas las inversiones acometidas bajo un régimen retributivo obsoleto.

Por su parte, la Orden ECO 1588/2002 cifró estos CTC en 1.441.502 millones de pesetas - 8.663,6 millones de Euros-.

Sin embargo, el importe real que estas instalaciones percibieron por este concepto, antes de su derogación en el RD-L 7/2006, superó los 12.000 millones de euros. Es decir, a los propietarios de las instalaciones beneficiadas con la medida se les ha pagado un sobreprecio de 3.300 millones de euros -un 40% sobre lo inicialmente pactado- sin que a esta fecha haya sido liquidado.

Adicionalmente, deben liquidarse las plusvalías obtenidas por la venta de activos a terceros, concretamente por el caso “Viesgo”, los cuales exceden los 1.200 millones de euros.

Desde UNEF entendemos preciso que estas compañías procedan al reintegro de las cantidades indebidamente percibidas y que ascienden a unos 4.600 millones de euros.

## **BLOQUE 2 ¿QUÉ MEDIDAS PROPONDRÍA EN CONCRETO EN RELACIÓN CON LA REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS TANTO DESDE UNA PERSPECTIVA DE CORTO, COMO DE LARGO PLAZO?**

### **1. Costes reconocidos para toda aquella generación que no compite, de facto, en el mercado mayorista.**

Todas aquellas tecnologías para la producción de energía eléctrica que, por sus características y restricciones técnicas, económicas o medioambientales, no están en condiciones de competir o influir, directa y competitivamente, en la formación del precio unitario de la energía en el mercado mayorista, deben de ser sacadas de dicho mercado, pues tan solo pueden distorsionarlo.

En nuestro modesto entender, estos precios y las condiciones de acceso al mercado, deben estar reguladas, al igual que lo están las tecnologías del régimen especial. El objetivo es reducir los costes de generación a valores que se pueden determinar a partir de retribuciones razonables, en función de las inversiones realizadas, los periodos de vida útil esperados o definidos, y los costes variables de generación de esas energías.

En base a los costes actuales que determinan el precio del mercado mayorista de la electricidad -fundamentalmente gas y carbón- con los que los de la hidroeléctrica o la nuclear, evidentemente no se relacionan, se puede estimar una capacidad de ahorro anual en torno a los 2.000 millones de euros anuales. Estas energías, junto al resto de las del régimen especial deben conformar una protección real de nuestro sistema, frente a potenciales incrementos del precio de los combustibles fósiles.

Las diferencias de costes, positivas y negativas, entre las distintas tecnologías y las térmicas de origen fósil que compiten en el mercado, deben ser meras referencias para evaluar el progreso de las mismas y acelerar o frenar su implantación.

La ortodoxia de este planteamiento, transparente y sencillo, se sustenta en que el conjunto de tecnologías disponibles son necesarias, en la medida que se determine, para conformar un sistema, ante todo, seguro y sostenible, competitiva y medioambientalmente, en el que cada tecnología tiene sus características y su precio.

La adopción de la medida propuesta implicaría una ligera adaptación del mecanismo de casación de ofertas del mercado mayorista de electricidad. UNEF sostiene que, una vez casada la oferta con la demanda de energía en el periodo que corresponda, el precio medio de la energía para el comprador debe ser el resultante ponderado del mix tecnológico que efectivamente haya participado en la generación.

A los efectos de los costes del sistema, la medida conllevaría eliminar de la parte de peajes todos los conceptos que sean inherentes a la generación, incluidas las, hoy mal llamadas, “primas” o “primas equivalentes”.

## **2. Transparencia a los costes de la distribución.**

La distribución, como actividad completamente regulada y con características de oligopolio natural, debe dotarse de métodos rigurosos que ofrezcan una total transparencia acerca de su retribución por reconocimiento de los costes “promedio” o de “mercado” inherentes a la prestación del servicio, excluyendo de la retribución cualquier otra actividad que, directa o indirectamente, realice la empresa distribuidora a filiales, matrices o terceros.

Debe pues, revisarse la evolución de los estándares de inversión unitarios -costes unitarios tipo- utilizados para remunerar las infraestructuras de distribución en explotación. En la evaluación de estos estándares, se debe evitar caer en el continuismo y en las parametrizaciones utilizadas en la última década, adecuando la variación de costes a la realidad de los mercados y de las necesidades ciertas del sistema eléctrico.

Es público que los servicios de mantenimiento -externalizados en su totalidad por las distribuidoras- llevan 15 años sin incrementar el coste global, debido a (i) la contención salarial que las empresas del sector han sabido imponer, (ii) la mecanización y mejora en la eficiencia de los servicios prestados, y por supuesto (iii) a unos equipos y aparataje, cada vez más compactos y que requieren menos actuaciones de mantenimiento.

Por otro lado, proponemos que se actúe sobre el origen de las infraestructuras incorporadas a la de red -acometidas, líneas de enlace, centros de transformación y subestaciones- dado que, en numerosas ocasiones, son sufragadas por terceros tales como promotores inmobiliarios, o de plantas de generación en régimen especial y la propia administración.

Asimismo, es fundamental regular los costes, o establecer mecanismos que garanticen que las infraestructuras de conexión o refuerzo de red se ejecutarán a precios de mercado. En numerosas ocasiones son ejecutadas por las distribuidoras y costeadas por los consumidores o los productores. En la actualidad, la distribuidora goza de una posición de dominio en la negociación que conlleva que el precio de la instalación suele ser algo mayor que el que ofrecen los instaladores “homologados” y el de éstos, a su vez, muy por encima de lo que es el precio habitual de mercado; es corriente que entre la oferta de la distribuidora y la del mercado libre haya diferencias de hasta un 50%.

En esta misma línea, debe evitarse que los servicios de mantenimiento reglamentarios que las distribuidoras imponen -mediante el contrato de condiciones del punto de conexión- a los generadores y consumidores, cuando se trata de posiciones dentro de una subestación o centro de transformación de la distribuidora, sean cobrados varias veces; una al sistema eléctrico y otra al particular. Además, cuando se cobra al particular debe velarse porque se apliquen los mismos “precios tipo” que el sistema reconoce, puesto que, en el mercado actual, es corriente ver precios que superan 6 veces el normal de mercado ó de lo que están pagando estas distribuidoras a las contratadas que realmente ejecutan los trabajos.

En resumen, el beneficio derivado de la disminución de costes por la mejora de eficiencia en la explotación y un adecuado tratamiento de los activos, debe ser compartido entre los distintos actores del sistema eléctrico -operadores, explotadores y consumidores-. UNEF estima que los ahorros derivados de la adopción de estas medidas podrían llegar hasta 1.000 millones de euros anuales.

### **BLOQUE 3. ¿QUÉ MEDIDAS INTRODUCIRÍA EN LA REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE COGENERACIÓN, FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y RESIDUOS?(CALENDARIO DE IMPLANTACIÓN, SISTEMAS DE APOYOS, INTEGRACIÓN EN LOS MERCADOS ...)**

#### **1. Democratización de la energía. Balance neto**

Es un hecho que la tecnología actual permite sustituir el modelo de grandes centrales de generación alejadas de los consumidores, por otras fuentes energéticas que se integran de forma armónica en el propio punto de consumo, o muy próximo al mismo. Por supuesto, siempre dentro de la red de distribución ó en instalaciones interiores.

Además, estas fuentes gozan del carácter de eficiencia y sostenibilidad, en el sentido más amplio y, algunas, como la fotovoltaica, son modulares, muy robustas, de larga vida, escaso mantenimiento y están a la puerta de ser competitivas con la generación ordinaria, visto desde el coste final satisfecho por el consumidor.

En la revisión que nos ocupa, es imprescindible prever el espacio necesario a estos consumidores, o grupos de consumidores, que también van a ser productores, pues, en el medio plazo, una parte significativa de la energía eléctrica podría ser autoproducida, y ser tomada en consideración de cara al cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética.

UNEF respalda fuertemente el impulso de un sistema de generación eléctrica distribuida basado en el balance neto de energía anual.

#### **2. Reactivación de la implantación de energías renovables**

La energía de origen fotovoltaico, al igual que la eólica, se encuentra a las puertas de no requerir ayudas económicas para competir con la procedente de las grandes plantas de combustible fósil. En particular, cuando la comparación se hace a nivel de consumidor y se basa en la aplicación de un sistema equitativo de comparación con la energía comprada a la red en el punto de consumo.

El desarrollo de este segmento de actividad requiere, necesariamente, que continúe la actividad fabril del sector fotovoltaico que el RDL 1/2012 ha paralizado. Se trata de un sector con una cifra agregada de negocio de 1.441 millones de euros anuales, unos 9.570 empleos directos e inducidos a tiempo completo, unos 35 millones de euros de ahorros anuales en la balanza de pagos que no se producirán, otros 231 millones de euros de retornos anuales al estado que no llegarán, añadido a un saldo promedio de IVA soportado no repercutido de otros 150 millones de euros.

La moratoria citada recortará a la fotovoltaica unos 70 millones de euros en 2013, de los 160 globales que cifró el Gobierno para todo el régimen especial, cantidad que resulta sustancialmente menor que los retornos que se generarían en este mismo ejercicio.

UNEF entiende que, precisamente la fotovoltaica, es una tecnología que, objetivamente, ayudará –en el corto plazo- a reactivar la economía y, en un periodo muy corto, sustituirá las fuentes de energía fósil, simplemente por tener un mejor y más previsible precio.

En particular, en el caso de las islas Canarias, con un recurso solar muy elevado, la generación ordinaria a partir de derivados del petróleo requiere un apoyo adicional. Entre el Estado y el Sistema, dicho apoyo supera los 1000 millones de euros anuales para un consumo de, únicamente, 9.000 GWh. Es inaudito que se mantenga un sistema generación cerrado y arcaico como este que, además, implica un sobrecoste real respecto del mercado mayorista de la electricidad superior a 100 €/MWh, haciendo que el coste total de generación sea superior a la retribución de las nuevas instalaciones fotovoltaicas en suelo con la mal llamada “prima equivalente”, que no llega a los 80 €/MWh.

### **3. Armonización estatal y autonómica**

UNEF considera imprescindible que la regulación básica del estado, en cuanto refiere a los procedimientos para autorizar la construcción y explotación de infraestructuras de generación o evacuación de energía, sean lo más completos, definidos y estables posible, al objeto de armonizar la gestión y reducir, al máximo, eventuales barreras administrativas.

Por otro lado, esa regulación homogénea y armónica permitiría difundir e incorporar rápidamente a la regulación cualquier avance tecnológico que optimizara los costes de diseño.

Desde UNEF se estima necesario y urgente la unificación y refundido de toda la normativa de carácter básico, en los términos reseñados.

### **4. Asignación a las renovables de los retornos por CO2**

De acuerdo con la Directiva de la Unión Europea sobre Comercio de Emisiones - 2003/87/CE-, cada estado miembro debe elaborar un Plan Nacional de Asignación - en adelante, PNA- en el que se determine la cantidad de derechos a asignar durante un periodo y el procedimiento de asignación que aplicará. Asimismo se establecen las actividades que deben cumplir con las obligaciones de la Directiva y participar en el mercado de CO2; entre otras: (i) centrales eléctricas de potencia superior a 20MW, (ii) refinerías, (iii) cemento, (iv) cerámica, (v) centrales de combustión de potencia térmica superior a 20MW, (vi) vidrio, (vii) etc.

Obedeciendo a una decisión política, se han distribuido de forma gratuita los derechos del PNA correspondiente al periodo 2008-2012 -en adelante, PNA II-. Sin embargo, a partir del año 2013, los derechos de emisión deberán asignarse de acuerdo con lo establecido por la Directiva, a través de un mecanismo de subastas.

Cada MWh producido por fuentes renovables evita la emisión de, aproximadamente, 7 toneladas de CO2, lo que permite al conjunto del país hacer un hueco en el límite de toneladas

que tiene asignado. Por ello, y dada la interrelación existente entre estas subastas y las energías renovables, estimamos que, parte del coste de generación de las renovables debe ser sufragado con cargo a los ingresos que se deriven de las subastas de CO2.

El PNA II, aprobado en el RD 1370/2006, establece, solo para el sector eléctrico, una cantidad anual de derechos equivalente a 60 millones de toneladas anuales de CO2. Teniendo en cuenta un valor actual de los derechos de CO2 de 8,4 €/ton -a principios de 2011 la cotización de estos derechos se elevaba por encima de 13€/ton-, la adopción de esta medida implica unos ingresos para el sector eléctrico superiores a 500 millones de euros anuales. Esta cifra es conservadora y, previsiblemente, se incrementará a lo largo del tiempo, al cotizarse el precio de estos derechos.

## **BLOQUE 4. ¿CUÁLES SON LAS MEDIDAS QUE CONSIDERA NECESARIAS PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO EFICIENTE Y EL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA?**

### **1. Garantía y calidad de suministro, a precio de mercado**

UNEF entiende que la calidad y la garantía de suministro en el sistema eléctrico español están sobreaseguradas, irrogando sobrecostes innecesarios al consumidor

Dentro de los distintos conceptos que componen los costes del Sistema Eléctrico, deberían volver a analizarse y redimensionarse la totalidad de complementos y similares que, hoy, están vacíos de contenido, duplicados en cuanto a la función real que aportan al sistema, o universalizados a la totalidad de una tecnología de generación.

#### a) Potencia de respaldo -Pago por capacidad-

La afirmación, tantas veces escuchada y nunca suscrita, de que “cada kilovatio renovable y con recurso no gestionable necesita el respaldo otro kilovatio instalado de generación convencional” es falsa. La misma pudo tener algún sentido hace 8 o 10 años, en el periodo del gran desarrollo de la eólica, y en particular la gallega, cuando las redes de transporte no eran tan malladas ni robustas como las actuales y un pequeño hueco de tensión de la red, debido a una maniobra, paraba de golpe toda esa eólica. Hoy está satisfactoriamente resuelto.

Además, en el caso concreto de la energía fotovoltaica, la expresión carece de aplicación y fundamento, pues no solo le aplica lo indicado en el párrafo anterior, sino que también debe considerarse lo siguiente:

- Prácticamente todas las plantas están conectadas en la red de distribución, donde los consumos superan en mucho a la generación instantánea, de forma que en muy raras ocasiones se hace uso de la red de transporte.
- Es prácticamente imposible una parada en cascada, salvo que se colapse todo el sistema eléctrico con anterioridad. Además, las grandes plantas han de cumplir con las mismas exigencias y prestaciones que cualquier otra tecnología.
- La predicción de producción puede hacerse a nivel macro, o país, con una elevadísima exactitud gracias a los mercados intradiarios. La inercia de la variación de potencia, siempre a nivel macro, es altísima, por lo que la generación fotovoltaica no introduce ruido alguno en la atención instantánea de la demanda.
- Es importante señalar que la fotovoltaica complementa muy bien a la generación eólica, en el sentido de que mientras la fotovoltaica produce en horario diurno, la eólica se destaca en el horario vespertino y nocturno.
- Ese complemento también se produce con las variaciones climatológicas; de forma que, cuando se producen las jornadas de máximos picos de consumo, bien por calor o por frío intenso, debido casi siempre a situaciones anticiclónicas estables y centradas en la pe-

nínsula, la ausencia de recurso eólico se cubre, en su proporción y de día, con una elevada producción fotovoltaica.

Frente a los argumentos expuestos, la realidad es que esta garantía de respaldo se regula a través de los llamados “Pagos por capacidad”. Sistema de respaldo que la Orden ITC/2794/2007 abrió a todas las instalaciones susceptibles de prestar el servicio, sin establecer límites o mecanismos competitivos que permitan discriminar el número de participantes en el proceso y optimizar el servicio y coste del mismo.

Ello, ha conllevado la entrada en el proceso de la totalidad de las instalaciones capacitadas, de manera que el sistema está cuantitativa, cualitativa y económicamente sobredimensionado. Baste señalar que, por este servicio, solo los clientes con derecho a Tarifa de Último Recurso, han pagado en 2011 una cantidad superior a 700 millones de euros. UNEF considera que esta cantidad puede reducirse, sin riesgo alguno para el sistema, en más de 400 Millones de euros anuales.

b) Costes por interrumpibilidad.

Se regulan a través de la orden ITC 2370/07 y tienen por objeto garantizar, en momentos críticos y puntuales, el suministro eléctrico a los consumidores a costa de reducir la potencia demandada por grandes industrias de la zona afectada -a las cuales se les retribuye simplemente por su disponibilidad-.

En los últimos 20 años, apenas se ha utilizado esta herramienta, lo que añadido a la lentitud de respuesta establecida y la voluntad última del gran consumidor de acatarla la ha convertido en un mecanismo obsoleto.

Además, el impacto macroeconómico de una eventual caída de la red en una zona sería sustancialmente inferior al precio que, anualmente, se paga para tratar de evitarlo.

En este sentido, se ha destacar que, solo, en 2011 este servicio ha supuesto un sobrecoste al sistema de 522 millones de euros; coste que UNEF considera prescindible.

c) Compensaciones extra peninsulares.

Aunque anteriormente se abordó de forma parcial este capítulo de los costes del sistema, para demostrar que la energía eléctrica de origen fósil en uno de nuestros archipiélagos es más cara que la procedente de fuentes renovables, se procede a cuantificarlo.

El artículo 12 de la ley 54/1997 establece que, las actividades para el suministro de energía en estos territorios, serán objeto de una reglamentación singular en cuanto a su retribución. En concreto, se reconoce que, los costes que no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán en el conjunto de costes del sistema.

Solo en 2011, de acuerdo con la Orden ITC 688/2011, el coste para el sistema eléctrico regulados superó los 1.000 millones de euros -téngase presente que otra parte de los costes se asigna a los Presupuestos Generales del Estado-.

UNEF entiende que, aunque venga recogido en una ley específica para el sector eléctrico. Se trata de una medida gubernamental de cohesión del territorio y, por tanto, debe ser repartido socialmente a través de los presupuestos del estado.

Complementando lo anteriormente citado, en uno de los puntos de esta consulta se expuso que, en el archipiélago canario la generación fotovoltaica podría sustituir una parte de la producción de origen fósil a precio sustancialmente inferior.

d) Moratoria nuclear.

La disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, reconoce, a los titulares de los proyectos de las centrales de “Lemoniz”, “Valdecaballeros” y “Trillo II”, el derecho a percibir una compensación económica por la paralización de dichos negocios.

Desde UNEF se sostiene que esta compensación, a pagar en 25 años conjuntamente con un coste financiero, retribuye no solo los costes hundidos, sino también las expectativas a valor actual del beneficio esperado por los promotores. Por ello, en el entorno actual de crisis económica parece razonable revisar o establecer una carencia temporal a los costes reconocidos que, solo en 2011 se han elevado por encima de los 55 millones de euros.

e) Ayudas al carbón.

El RD 134/2010 instrumentó un mecanismo de ayuda a la industria nacional del carbón que, solo en 2011, ha derivado un coste para el sistema superior a los 600 millones de euros, al margen de otro tipo de actuaciones sociales -con cargo a los Presupuestos Generales del Estado- y de subvenciones económicas, como pueden ser las ayudas a ELCOGAS.

Carece de sentido que se proteja un sector arcaico, obsoleto y contaminante y, por otro lado, se penalice la inversión en tecnologías emergentes, sostenibles que garantizan la independencia energética del país. El mantenimiento de concesiones de este tipo perpetuará en el tiempo las ineficiencias del sistema, lo que choca frontalmente contra el espíritu de la Ley 54/1997.

f) Coeficiente de pérdidas reconocidas en barras de central.

Aunque las pérdidas no sean un coste reconocido de las actividades reguladas -costes del sistema- sí forman parte de la tarifa eléctrica. Por ello, parece relevante e imprescindible su reevaluación considerando la elevada cifra que representa, más de 800 millones de euros anuales de energía en el mercado mayorista.

UNEF, representante de todo el sector fotovoltaico español, considera excesivo y preocupante que se asienten como estructurales unas ratios -14% para clientes domésticos reflejado en las sucesivas resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas- ajenos a la mejora tecnológica y la eficiencia que las renovables han introducido en los últimos años a este respecto.

Por ello, sugerimos su adecuación a la realidad, que seguro impactará positivamente en la factura eléctrica del consumidor con una cifra más que relevante.

## **BLOQUE 5. ¿CUÁLES SON LAS MEDIDAS QUE CONSIDERA NECESARIAS PARA ESTIMULAR EL FUNCIONAMIENTO EFICIENTE Y EL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD?**

### **1. Orientación del mercado eléctrico al consumidor**

La ley 54/1997 del Sector Eléctrico se enfocó para la gran generación concentrada y unos consumidores, en aquel tiempo “abonados”, que pasó a considerárseles clientes. Consecuencia de ello, todo el marco regulatorio desarrollado en estos 15 años ha seguido ese patrón, con aspectos tan discutibles como que el generador mida y cobre su energía en el punto frontera de su instalación, independientemente de dónde se encuentren los consumidores, o que, hasta hace muy poco, se hable más del precio mayorista de la electricidad y menos del precio final al consumidor.

El potencial de la generación distribuida es una realidad. De hecho, la práctica totalidad de la generación fotovoltaica está conectada en la red de distribución. Parece evidente que las pérdidas de energía en el transporte -eficiencia- no pueden seguir socializándose a todo el sector eléctrico y que deberán establecerse métodos que repercutan esa ineficiencia, cifrada entre el 10 y el 14% de la energía total, a aquellos generadores que distan de los mercados de consumo y deben hacer uso permanente de las infraestructuras de transporte.

UNEF entiende que deben establecerse señales económicas que beneficien, o al menos no perjudiquen, a los generadores que están pegados al consumo y que solo hacen uso de la red, en lo que son las referencias de tensión y de frecuencia. La forma más fácil de instrumentarlo sería imponiendo el pago de pérdidas a la generación, dependiendo del nivel de tensión en la conexión y de la relación de generación / consumo en barras del centro de transformación o subestación de la red de distribución o de transporte donde evacue la energía generada.

### **2. Coste de la energía para el consumidor TUR**

En sus orígenes, las subastas CESUR tenían como objetivo, por un lado fomentar la liquidez de los mercados a plazo y, por otro lado, estabilizar el coste de la tarifa integral, haciendo previsible el coste final de la energía para los consumidores acogidos al suministro regulado, frente al valor más imprevisible de la energía si se compra diariamente en el mercado diario.

Sin embargo, la realidad es que este sistema de subastas, en lugar de estabilizar los costes, los ha incrementado al alza desde sus inicios, dado que se ha convertido en un mero mercado especulador en el que anidan empresas intermediarias. Según fuentes oficiales, solo entre julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2010, los consumidores han pagado un sobrecoste de 726 millones de euros, como consecuencia de las prácticas especulativas utilizadas en dichas subastas.

En lo que al ejercicio 2011 se refiere, el precio de las subastas CESUR ha resultado, aproximadamente, un 3% superior al precio medio diario del mercado eléctrico, por lo que el sobrecoste de este ejercicio se puede estimar en más de 300 millones de euros.

Estos hechos indican la necesidad de replantear un sistema copado por empresas generadoras, comercializadoras y de servicios pertenecientes a los mismos grupos empresariales, que se lucran a costa de los consumidores finales.

En este sentido, se plantea como alternativa que el precio de la energía para la definición de la tarifa TUR, debería obtenerse como promedio del precio real del mercado mayorista en el periodo de facturación o lectura anterior y, en todo caso, ajustarse en el siguiente periodo de facturación. La adopción de esta medida, tendría un impacto sobre el coste final de los consumidores acogidos a TUR superior a 300 millones de euros anuales.

En su virtud,

**SOLICITAMOS**, tenga por presentado este escrito, lo admita y tenga por presentadas las presentes consideraciones a la consulta pública sobre medidas de ajuste regulatorio en el sector eléctrico.

Madrid, a 10 de febrero de 2012.

*(firma en original)*

*(firma en original)*

\_\_\_\_\_  
**Rocío Hortigüela**

\_\_\_\_\_  
**Antonio Navarro**

Copresidentes de UNEF, Unión Fotovoltaica Española.

**SR. PRESIDENTE DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA-** c/ Alcalá, 47. 28014 – MADRID.