

**Respuesta de Endesa a la “Consulta pública del Consejo de Reguladores del MIBEL acerca de una propuesta sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica”, de 16 de abril de 2007**



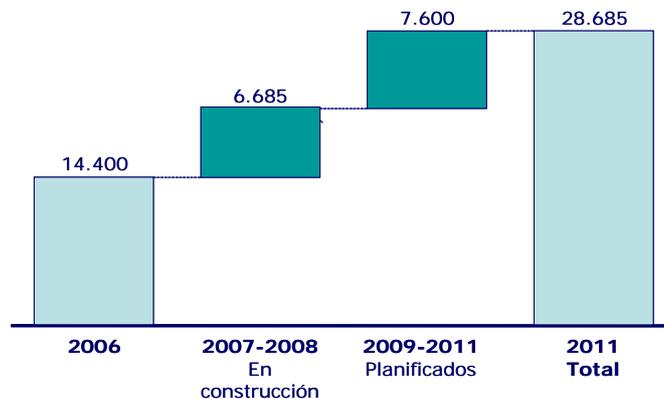
27 de abril de 2007

Con carácter general, se puede asegurar que un mecanismo de garantía de suministro debe fomentar que se cumplan dos requisitos:

1. Incentivar la instalación de nueva capacidad y mantener operativa la capacidad de “punta” que no recupera sus costes completos vía mercado
2. Asegurar la disponibilidad de todos los recursos para cubrir las puntas de demanda

El actual mecanismo de retribución por Garantía de Potencia, basado en un pago regulado, ha incentivado significativamente la entrada de nueva capacidad hasta la fecha y ha favorecido de forma razonable el mantenimiento de aquellas centrales que presentan un régimen de funcionamiento discontinuo, como así lo demuestra la evolución del parque generador, tanto construido como planificado, y el índice de cobertura previsto:

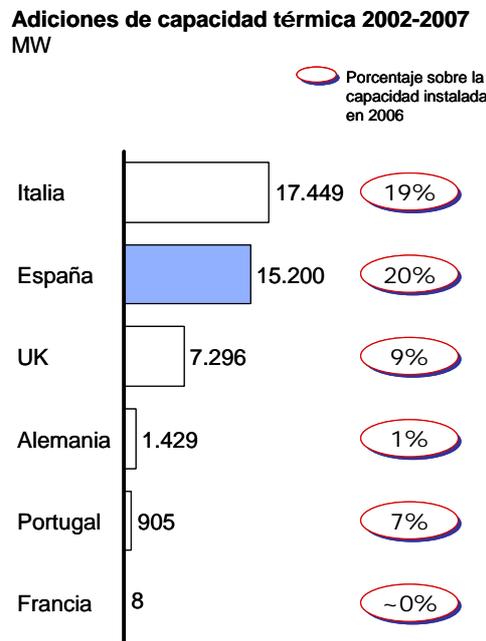
*Capacidad instalada de CCGTs. MW*



Margen de reserva año medio. Porcentaje



Incremento de potencia instalada térmica por países. MW



Como se puede observar, la inversión en nuevo parque generador pone de manifiesto la validez del actual sistema de garantía de potencia en el sistema eléctrico español. Igual ocurre con el mantenimiento de las instalaciones de funcionamiento en punta, típicamente centrales de fuel/gas, las cuales se han mantenido disponibles aún cuando el índice de reserva ha tomado un valor muy elevado.

Sin embargo, el sistema actual no es tan sólido en lo que se refiere a asegurar la disponibilidad de todos los recursos para cubrir las puntas de demanda. El único incentivo para mantener operativas las plantas en las puntas lo constituye el precio de mercado, si bien hasta ahora se ha mostrado suficiente. Es en este aspecto donde el actual sistema podría mejorar, ya que:

- no existe una contrapartida clara del pago
- no hay señales temporales a la disponibilidad de los recursos “gestionables”

- no hay certeza de que la potencia estará disponible en caso de necesidad
- no determina la potencia firme que aporta cada tecnología de producción.

En este contexto, entendemos que el nuevo sistema podría basarse en un esquema regulado, similar al vigente hasta el año 2006, con la implementación de algunas modificaciones encaminadas a determinar con mayor acierto la valoración de la garantía de suministro que aportan los agentes al sistema, especialmente en lo que se refiere a los productores del régimen especial, y en especial a los eólicos, así como la energía hidroeléctrica. Y que permitan garantizar que la potencia firme está disponible cuando el sistema la necesita.

Se incorporan a continuación las respuestas a las preguntas planteadas por el Consejo de Reguladores del MIBEL, así como una breve descripción del sistema de garantía de suministro que se propone.

## **CONSULTA PÚBLICA DEL CONSEJO DE REGULADORES DEL MIBEL ACERCA DE UNA PROPUESTA SOBRE UN MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

### **1. TOMANDO EN CONSIDERACIÓN LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO, ¿NECESITA UN MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO?**

El sistema eléctrico de la península ibérica es, hoy en día y previsiblemente lo será durante mucho tiempo, un sistema casi aislado. Las enormes dificultades que presenta el refuerzo de la interconexión con Francia impiden la integración en el mercado centroeuropeo.

Si algo caracteriza al sistema español es la existencia de una elevada potencia instalada con una alta incertidumbre con respecto a su disponibilidad en los momentos de máxima demanda. Por un lado, la elevada potencia hidroeléctrica, unida a periodos muy prolongados, incluso de varios años, de elevada sequía, y por otro, la existencia de una muy elevada potencia eólica instalada, y con una alta tasa de crecimiento, hacen necesaria la existencia de una importante reserva de potencia térmica que pueda satisfacer la demanda cuando no se puede contar con la energía hidráulica y eólica.

El sistema portugués, por su parte, si bien no presenta una potencia eólica tan importante, constituye un sistema eléctrico todavía más hidráulico que el español, afectado por las mismas sequías y con una elevada dependencia de los desembalses de agua del sistema español.

Todo esto hace recomendable fomentar el mantenimiento de una cierta sobrecapacidad que permita garantizar el suministro en aquellos momentos en que coincidan puntas altas de demanda con circunstancias climatológicas adversas que imposibiliten la utilización del equipo hidroeléctrico o eólico. Un modelo de retribución basado sólo en

energía, además de no fomentar el mantenimiento de un adecuado margen de reserva de capacidad, daría lugar a una elevada volatilidad de los precios.

No obstante, cualquier mecanismo que se implante ha de estar basado en criterios técnicos y económicos independientes de la política energética a corto y medio plazo, y tiene que ser estable, transparente, predecible y no discriminatorio.

## **2. TENIENDO EN CUENTA LA SITUACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN ACTUAL Y LA DEMANDA, ASÍ COMO LOS PLANES PREVISTOS DE INSTALACIÓN DE NUEVA POTENCIA DE GENERACIÓN Y EL CRECIMIENTO ESPERADO DE LA DEMANDA, Y LAS ESPECIFICIDADES PROPIAS DE CADA UNO DE LOS SISTEMAS ¿CUÁLES SON LOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA INCREMENTAR LA GARANTÍA DE SUMINISTRO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA?**

Para garantizar el suministro en los momentos de máxima demanda es necesario disponer tanto de energía como de potencia. El parque generador hidráulico puede aportar una potencia significativa incluso en los periodos de sequía, pero sólo puede mantenerla durante breves periodos de tiempo. Por su parte, las centrales eólicas pueden aportar energía al sistema, pero no pueden controlar en qué momentos se aporta. Por ello, el sistema debe disponer de potencia firme que pueda satisfacer la demanda pero garantizando que puede mantener dicha potencia durante todos los periodos de elevada demanda.

Esta garantía sólo la puede proporcionar, con un grado de fiabilidad suficiente, la potencia térmica instalada, sea cual sea su tecnología, incluyendo la nuclear.

Por todo ello, es necesario contar con un mecanismo de garantía de suministro que cumpla las condiciones expuestas con anterioridad: que esté basado en criterios técnicos y económicos independientes de la política energética a corto y medio plazo, y que sea estable, transparente, predecible y no discriminatorio. De no cumplirse alguna de estas condiciones, no sólo no se conseguiría el objetivo de incentivar la disposición de suficiente potencia eléctrica a medio y largo plazo en los momentos de máxima demanda, sino, lo que es peor, se introduciría un elemento de distorsión en el mercado de producción con nefastas consecuencias en la credibilidad del mismo de cara a atraer nuevas inversiones.

En este sentido, la dirección tomada en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en el que se elimina el pago de garantía de potencia a las centrales nucleares, constituye un paso muy negativo que conviene rectificar cuanto antes.

### **3. ¿CÓMO PUEDE EL REGULADOR MEDIR Y VALORAR LA APORTACIÓN A LA FIABILIDAD DE LOS GENERADORES, TENIENDO EN CUENTA LAS PARTICULARIDADES PROPIAS DE CADA UNO DE ELLOS (TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN, DISPONIBILIDAD, ETC.)?**

En un horizonte de corto y medio plazo, la fiabilidad de sistema está relacionada fundamentalmente con asegurar una máxima probabilidad de disponibilidad del parque generador en los momentos críticos del sistema. El criterio del margen de reserva necesario para asegurar la cobertura de la demanda representa una aproximación práctica pero con cierta ambigüedad en su definición, por cuanto suele incorporar en su definición estimaciones sobre la potencia firme de los generadores, que a su vez es un indicador para medir y valorar la aportación de cada generador a la fiabilidad del sistema.

Es muy difícil hacer completamente objetiva la estimación de la verdadera potencia firme de los generadores y el nivel de arbitrariedad que pueden contener los diferentes procedimientos de cálculo puede convertirse en una fuente de conflictos debido a las implicaciones económicas asociadas.

Por ello es deseable trasladar a los propios agentes la potestad de definir el nivel de riesgo que están dispuestos a asumir eligiendo la potencia firme que se comprometen a poner a disposición del sistema en caso de emergencia, entendiendo que el incumplimiento de este compromiso debe llevar asociado una penalización. Por tanto, partiendo de unos niveles similares de potencia firme a los que actualmente se están reconociendo a los generadores, debería darse la opción a que fuesen ellos mismos quienes decidan la cantidad de potencia firme asignada estableciendo para ello un *trade off* entre el mayor ingreso que representaría un volumen elevado de potencia firme y la cuantía de la penalización asociada a ese nivel de potencia.

### **4. ESTABLECIDOS LOS REQUERIMIENTOS, ¿CÓMO DEBERÍA DEFINIRSE EL PRODUCTO DEMANDADO A LOS PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA INCREMENTAR LA GARANTÍA DEL SUMINISTRO?**

El producto demandado a los generadores debe estar relacionado con la aportación de potencia en los momentos en los que el sistema más lo necesita, lo cual significaría una sustancial mejora respecto a la situación actual, en la que el incentivo no tiene en cuenta esta discriminación. De esta forma la potencia firme que está siendo remunerada debe estar disponible cuando realmente es necesaria, estableciéndose penalizaciones por incumplimiento asociado a su indisponibilidad en los momentos críticos del sistema.

Por otra parte, debe quedar desvinculado el coste de este producto del volumen de demanda, pues lo contrario contribuye a encarecer innecesariamente el coste de este servicio y distorsiona el objetivo fundamental del mecanismo de seguridad de suministro.

El producto debe ser retribuido de forma homogénea a toda la potencia firme comprometida y su definición ha de preservar una interferencia mínima con el funcionamiento del mercado, para lo cual ha de evitarse la tentación de recurrir a los *price caps*. El propio mecanismo de retribución por Garantía de Potencia actúa como elemento moderador de puntas de precios en el sistema.

## **5. ATENDIENDO A LAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y A LAS CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL SISTEMA IBÉRICO, ¿CUÁL CONSIDERA QUE ES EL ENFOQUE MÁS ADECUADO PARA EL DISEÑO DEL MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO?**

Las experiencias internacionales demuestran que no existe un modelo que resuelva la mayoría de los problemas asociados a la fiabilidad del suministro y que sea adaptable a la casuística de los diferentes mercados eléctricos.

Para incentivar la disponibilidad en los momentos críticos (más allá del incentivo que supone el propio precio del mercado en esos momentos) y proporcionar mayor fiabilidad al sistema, el mecanismo debe incorporar una obligación para los perceptores del cobro que garantice la entrega de la potencia firme comprometida en las situaciones en que el sistema está próximo a situaciones de racionamiento, imponiendo una penalización en caso de incumplimiento del compromiso, la cual favorecerá a los generadores más fiables, que podrán comprometer mayor potencia firme, frente a aquellos que no pueden garantizar su firmeza cuando el sistema lo precise.

El mecanismo puede basarse en un pago regulado por MW “firme” (definido como un porcentaje del coste fijo de la tecnología más eficiente en la cobertura de las puntas), más una cierta cantidad para compensar las penalizaciones, que se paga a los generadores independientemente de su producción.

Los agentes deben tener la posibilidad de definir el nivel de potencia firme de su cartera de generación para cumplir con la obligación exigida, y se les retribuirá por este nivel. En caso de incumplimiento, definido como el funcionamiento por debajo de este nivel de potencia en situaciones de emergencia del sistema, el generador será penalizado.

Se traslada de esta forma a los agentes la adopción de las medidas necesarias para conseguir los objetivos prefijados de fiabilidad, evitando de esta forma que el regulador tenga que realizar inspecciones para verificar la disponibilidad de los generadores, como por ejemplo la supervisión del requisito de contar con un volumen mínimo de almacenamiento de combustible alternativo para los generadores con interrumpibilidad en sus contratos de gas.

Durante la operación de corto plazo del mercado, cuando el sistema se sitúe en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro, el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme.

La señal de emergencia del sistema es el precio de mercado diario, por cuanto se entiende que, si éste supera el coste de operación de los generadores de punta, existe un

problema en la oferta de generación en el sistema. Se exime así al regulador de la necesidad de decidir a priori cuales son esas horas de emergencia, evitando así cuestionamientos al procedimiento que pudiese definirse.

La elección del precio como señal implica que la aplicación del mecanismo de interrumpibilidad antes de la casación del mercado diario no debe alterar la señal de precio del mercado, para lo cual debe incorporarse a la casación la demanda interrumpida con un precio regulado y permitir que la demanda pueda marcar precio.

Para cumplir con la obligación de estar produciendo en las horas en que el precio de mercado supera el umbral de emergencia establecido, los generadores que perciban pagos por garantía de potencia deben presentar un programa al OS que les haga producir al menos su potencia firme, bien mediante ofertas presentadas en el mercado diario o mediante contratación bilateral.

Debe existir una correspondencia entre el pago regulado (un porcentaje del coste fijo de la turbina de gas más una cierta cantidad para compensar las penalizaciones), el umbral de precio del mercado a partir del que se exige el cumplimiento de la obligación (que podría ser el coste variable de la turbina de gas) y la penalización. De tal forma que cuanto más bajo se el valor del precio umbral, mayor debe ser el pago regulado puesto que la exigencia es mayor y por tanto mayor la penalización. La comparación expuesta con una tecnología física (turbina de gas) ayuda a mantener la coherencia necesaria entre las anteriores variables.

Se considera también necesaria la creación de un mercado secundario de contratación de la potencia firme que permita la gestión eficiente de los compromisos de los generadores y de los riesgos de incumplimiento. Este mecanismo resulta especialmente necesario para los pequeños generadores, teniendo en cuenta la tendencia hacia una gestión por cartera, derivada de la mayor contratación a plazo en el mercado.

Una alternativa al modelo propuesto sería el establecimiento de un mercado de capacidad, similar al que se estableció en el área estadounidense de PJM. En este modelo, los comercializadores y distribuidores tendrían la obligación de contratar potencia a largo plazo con los generadores en función de su demanda prevista. Sin embargo, consideramos que dicho esquema presenta problemas importantes:

- Resulta muy complejo porque requiere involucrar a todos los comercializadores y distribuidores.
- Genera interferencias con la actual estructura de tarifas y con la progresiva desaparición de los distribuidores como compradores del mercado regulado. ¿Qué potencia ha de contratar a largo plazo un comercializador, con la enorme incertidumbre que tendrá respecto a su demanda a uno o dos años vista?
- Dificulta la actividad de comercialización, en un entorno como el actual, incrementando la exposición a nuevos riesgos (de únicamente energía a energía y potencia).

- Traslada a los generadores las incertidumbres de demanda punta de los agentes de manera individualizada.
- Está estructuralmente imposibilitado para dar una señal fiable a largo plazo para la instalación de nueva capacidad.

**6. ¿QUÉ MECANISMOS EXISTEN PARA INCORPORAR Y RECONOCER LA APORTACIÓN DEL PRODUCTO DESDE EL LADO DE LA DEMANDA? ¿CÓMO SE MIDE DICHA APORTACIÓN? ¿CÓMO SE PUEDEN COMPATIBILIZAR LOS MECANISMOS DE INTERRUPTIBILIDAD CON UN MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO?**

El sistema eléctrico español ya incorpora un mecanismo que posibilita la contribución de la demanda a la adecuada operación del sistema, la interrumpibilidad. Esta herramienta se está complementando en la actualidad, mediante la propuesta de una Orden Ministerial que establece un esquema de servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

No obstante, debe tenerse en cuenta que la interrumpibilidad es un servicio que puede compararse a los servicios complementarios, cumpliendo objetivos similares a los de la regulación terciaria. No puede compararse con la garantía de potencia, que por su propia naturaleza está orientada a garantizar el suministro en el medio y largo plazo.

En todo caso, el soporte de la aplicación de la interrumpibilidad se basa en que tiene efectos similares tanto incrementar la producción del sistema como reducir la demanda de ciertos suministros cuya firmeza en el consumo es clara. (No se conseguiría nada retribuyendo la reducción de la demanda de suministros que se reducirían en cualquier caso) Sin embargo, el coste asociado a la interrupción de los suministros es muy superior para el consumidor de lo que supone el incremento de producción para los productores. Esta es la razón de que la aplicación de la interrumpibilidad sea una opción de último recurso, presente limitaciones, sea más cara que la reserva terciaria proporcionada por los generadores y, aunque insistimos en que se trata de productos no comparables, tenga un coste muy superior al del pago por garantía de suministro que perciben los productores.

Si, obviando la diferencia existente entre uno y otro producto, se pretendiera la sustitución del mecanismo de interrumpibilidad y su asimilación al mecanismo de garantía de suministro, esto conllevaría importantes pérdidas para los clientes con respecto al sistema actual. La asimilación de la interrupción de los clientes con la garantía de suministro implicaría que el Operador del Sistema pueda solicitar dicha interrupción cuando sea necesario, sin considerar las actuales limitaciones, y retribuyendo a cambio el precio correspondiente a la garantía de suministro que se establezca, en lugar del descuento de interrumpibilidad.

El ahorro del consumidor por la reducción de su demanda, así como la retribución por garantía de suministro no parece que fuera incentivo suficiente para mantener los actuales niveles de interrumpibilidad. De proceder de esta forma, esta herramienta de último recurso del Operador del Sistema se perdería casi en su totalidad.

#### **7. UNA VEZ DEFINIDO EL PRODUCTO Y EL SISTEMA DE REMUNERACIÓN A LOS QUE LO APORTAN, ¿CUÁL ES EL MECANISMO PARA DISTRIBUIR EL PAGO ENTRE LA DEMANDA?**

El coste de un mecanismo de garantía de suministro es un coste regulado más del sistema eléctrico, y por tanto debería formar parte de la liquidación de las actividades reguladas que liquida la Comisión Nacional de Energía. Dentro de este esquema, el Operador del Sistema seguiría liquidando este concepto retributivo a todos los productores. Este coste estaría reconocido como un coste regulado y formaría parte de la liquidación de la CNE.

Desde el punto de vista del pago de este concepto por parte de la demanda, el principio máximo debe ser mantener la coherencia para todos los clientes entre el coste de la tarifa de acceso y el de la tarifa integral en tanto exista, y con la tarifa de último recurso después, de tal forma que la tarifa integral corresponda con la tarifa de acceso más el precio esperado de la energía, a lo que habría que añadir cierto margen comercial, especialmente generoso en el caso de la tarifa de último recurso.

Con esta base, no es necesario mantener la separación que existe en la actualidad entre la garantía de suministro y el resto de conceptos. Resultaría más sencillo mantener la coherencia entre tarifa de acceso y tarifa integral si se integra la garantía de suministro dentro de la tarifa de acceso.

#### **8. ¿CONSIDERA POSIBLE DEFINIR UN MECANISMO ARMONIZADO APLICABLE AL SISTEMA IBÉRICO?**

El objetivo del mercado Ibérico no es otro que el de crear un mercado único en toda la península. Para conseguir este objetivo, es necesario armonizar, no solo la garantía de suministro, sino también todos los demás aspectos regulatorios que afectan al mercado de producción.

En este sentido, es imprescindible evitar cualquier discrepancia entre ambos sistemas que afecte al mercado. Diferentes niveles de retribución de garantía de suministro implica diferente presión competitiva en ambos lados de la frontera, afectando profundamente al funcionamiento armonizado del mercado.

Por ello, es imprescindible que la retribución por garantía de suministro sea la misma a ambos lados de la frontera hispanolusa.

**8.1. ¿SON LOS REQUERIMIENTOS PARA INCREMENTAR LA GARANTÍA DE SUMINISTRO EN CADA UNO DE LOS DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS COMPARABLES, EN PARTICULAR TENIENDO EN CUENTA LA DIFERENCIA ACTUALMENTE EXISTENTE PARA LOS DOS PAÍSES, EN LA RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA INSTALADA Y LA PUNTA DE CONSUMO?**

El beneficio que obtienen ambos países a la hora de constituir un mercado único proviene precisamente de la diferencia entre potencia instalada y punta de consumo, especialmente en lo que respecta a la no sincronización de la demanda. De esta forma, ambos sistemas se complementan permitiendo alcanzar un equilibrio óptimo en el conjunto de los dos países mejor que el equilibrio óptimo de cada país por separado. Las diferencias entre ambos sistemas no afectan a la posibilidad de establecer un mecanismo armonizado.

**8.2. EN TÉRMINOS DE LA DEFINICIÓN DE UN ÚNICO PRODUCTO PARA EL SISTEMA IBÉRICO PENINSULAR, ¿CONSIDERA QUE ES POSIBLE APLICAR UN MECANISMO (Y/O UN ÚNICO PRODUCTO) COMÚN PARA AMBOS SISTEMAS? ¿QUÉ IMPLICACIONES PUEDE TENER LA LIMITADA CAPACIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE ESPAÑA Y PORTUGAL?**

El mejor sistema para incrementar la garantía de suministro en ambos países es establecer un mecanismo de retribución por garantía de suministro armonizado, a la vez que se realizan todos los esfuerzos posibles para incrementar la capacidad de interconexión entre ambos sistemas. En este sentido, la capacidad de interconexión actual no debe suponer un freno a la armonización de ambos sistemas, sino que debe suponer un acicate para proceder con la mayor celeridad posible a su refuerzo.

**8.3. DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA DEMANDA DE AMBOS SISTEMAS, ES POSIBLE PLANTEAR UNA METODOLOGÍA DE REPARTO COMÚN EN AMBOS SISTEMAS. ¿DEBE CONTEMPLARSE ALGÚN TIPO DE DIFERENCIACIÓN EN FUNCIÓN DE LA FIRMEZA Y/O SUFICIENCIA DISPONIBLE EN CADA UNO?**

El establecimiento de un mecanismo de retribución común para toda la potencia instalada en ambos países, unido a un sistema de pago unificado entre toda la demanda de ambos sistemas, conlleva el hecho de que habría una transferencia de ingresos regulados de un sistema hacia otro, al no coincidir lo recaudado en cada país con lo pagado. Esto implicaría que el coste de la interconexión no sería únicamente el del precio de la energía, sino que habría un componente adicional pagado por un sistema en su conjunto al otro.

Este pago entre sistemas altera el equilibrio comercial entre ambos países sin aportar beneficio alguno, pues no aportaría una mayor garantía de suministro. Por ello, y dado que resulta imprescindible la existencia de un pago unificado a los productores de

ambos países, el importe abonado a los productores de un país debe recaudarse de la bolsa de costes regulados del país en cuestión. Este hecho no tiene mayor importancia teniendo en cuenta que todavía no se ha planteado la existencia de unos costes regulados únicos en ambos lados de la frontera, ni una tarifa unificada en ambos sistemas.

## **DESCRIPCIÓN DEL MECANISMO PROPUESTO POR ENDESA PARA LA GARANTÍA DE SUMINISTRO EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL**

El mecanismo que propone Endesa mantiene la estructura del cargo por capacidad actual del mercado eléctrico español con las modificaciones necesarias para corregir los principales defectos del actual sistema. Para conseguir este objetivo, se parte del mecanismo propuesto en el Libro Blanco, si bien con una serie de modificaciones con objeto de no afectar al correcto funcionamiento del mercado de producción. Este sistema se basa en los siguientes puntos:

### **1. Pago regulado por potencia firme**

El mecanismo se basa en un pago regulado por “potencia firme”. El pago se define como un porcentaje del coste fijo de la turbina de gas, más una cierta cantidad para compensar las penalizaciones, que se paga a los generadores independientemente de su producción. La potencia firme de cada generador sería calculada de forma administrativa y asignada a cada generador; este valor constituiría un máximo que los agentes podrían modificar a la baja si perciben dificultades para cumplir con la obligación exigida.

Para evitar manipulaciones, las reducciones de capacidad asignada no deberían realizarse con frecuencia para evitar oscilaciones en función de las previsiones de hidraulicidad o de precios de los combustibles.

El pago debería calcularse de tal forma que una central pudiera recuperar el importe correspondiente al 80% del coste fijo de una turbina de gas. A este importe hay que añadir cierta compensación por las penalizaciones en las que va a incurrir, para lo cual se debe tener en cuenta la tasa de indisponibilidad fortuita que se considere adecuada.

### **2. Disponibilidad de la potencia firme en las puntas**

Para incentivar la disponibilidad en los momentos críticos (más allá del incentivo que supone el propio precio del mercado en esos momentos) y proporcionar mayor fiabilidad al sistema, el mecanismo incorpora una obligación para los perceptores del cobro que garantiza la entrega de la potencia firme comprometida en las situaciones en que el sistema está próximo a situaciones de racionamiento, imponiendo una penalización en caso de incumplimiento del compromiso.

De esta forma, durante la operación de corto plazo del mercado, cuando el sistema se sitúe en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro, el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme.

A pesar de que pueda argumentarse que el propio precio del mercado en las situaciones de emergencia es una señal suficiente como para asegurar la disponibilidad de los generadores, la introducción de una penalización pondrá en ventaja a los generadores más fiables, que podrán comprometer mayor potencia firme, frente a aquellos que no pueden garantizar su firmeza cuando el sistema lo precise.

Se traslada de esta forma a los agentes la adopción de las medidas necesarias para conseguir los objetivos prefijados de fiabilidad, evitando de esta forma que el regulador tenga que realizar inspecciones para verificar la disponibilidad de los generadores, como por ejemplo la supervisión del requisito de contar con un volumen mínimo de almacenamiento de combustible alternativo para los generadores con interrumpibilidad en sus contratos de gas.

La mejor señal de emergencia del sistema es el propio precio de mercado diario, por cuanto se entiende que si éste supera el coste de operación de los generadores de punta existe un problema en la oferta de generación en el sistema. Se exime así al regulador de la necesidad de decidir a priori cuales son esas horas de emergencia, evitando así cuestionamientos al procedimiento que pudiese definirse.

El precio de referencia debe actualizarse de forma continua a partir del rendimiento de una turbina de gas, de sus costes de operación y mantenimiento, de los costes del combustible y del derecho de emisión de CO<sub>2</sub>, de tal forma que los agentes conozcan a priori el valor de referencia que se va a aplicar en cada sesión del mercado diario de producción.

### 3. Mercado secundario de potencia firme

Se considera también necesaria la creación de un mercado secundario de contratación de la potencia firme que permita la gestión eficiente de los compromisos de los generadores y de los riesgos de incumplimiento. Este mecanismo resulta especialmente necesario para los pequeños generadores.

Debe existir una correspondencia entre el pago regulado (un porcentaje del coste fijo de la turbina de gas más una cierta cantidad para compensar las penalizaciones), el umbral de precio del mercado a partir del que se exige el cumplimiento de la obligación (que podría ser el coste variable de la turbina de gas) y la penalización. De tal forma que cuanto más bajo se el valor del precio umbral, mayor debe ser el pago regulado puesto que la exigencia es mayor y por tanto mayor la penalización. La comparación expuesta con una tecnología física (turbina de gas) ayuda a mantener la coherencia necesaria entre las anteriores variables.

En este sentido es de utilidad el hecho de que los costes fijos y variables de una turbina de gas se encuentren recogidos en la normativa vigente, tal como ocurre con los costes reconocidos a los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en las Ordenes Ministeriales ITC/913/2006 y ITC/914/2006. En estas órdenes aparecen los costes fijos y variables de diversas tecnologías que se utilizan en estos sistemas, y en concreto, para el caso que nos ocupa, se recogen los costes correspondientes a los de una “*turbina de gas heavy duty*” de más de 50 MW en Baleares, que reflejan con un grado de aproximación adecuado los costes que esta tecnología presentaría en la península.