

Libro Blanco
sobre la reforma del marco regulatorio
de la generación eléctrica en España

José Ignacio Pérez Arriaga
30 de junio de 2005

Libro Blanco
sobre la reforma del marco regulatorio
de la generación eléctrica en España

José Ignacio Pérez Arriaga

Madrid, 30 de junio de 2005

Continued deregulation is the proper way to go, to the extent feasible...The central institutional issue of public utility regulation remains finding the best possible mix of inevitably imperfect regulation and inevitably imperfect competition.

All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.

But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better.¹

Alfred Kahn, "The economics of regulation", MIT Press, 1988

¹ Una liberalización constante es el camino a seguir, hasta donde sea posible... El principal tema institucional en la regulación de las empresas de servicios públicos sigue siendo el de encontrar la mezcla óptima de regulación y de competencia, ambas inevitablemente imperfectas.

Toda competencia es imperfecta; el mejor remedio para esto es tratar de reducir la imperfección. Incluso cuando es muy imperfecta, a menudo es un valioso complemento de la regulación.

Pero cuando su imperfección es intolerable, la única alternativa aceptable es la regulación. Y para las inevitables imperfecciones de la regulación el único remedio disponible es tratar de diseñarla para que funcione lo mejor posible.

Presentación

El equipo que ha elaborado este Libro Blanco quiere manifestar su agradecimiento a los excelentes profesionales que han preparado el material que nos ha sido expuesto y entregado en las numerosas reuniones que hemos mantenido, y a los que han participado en las mismas, por sus valiosas contribuciones y por la gran ayuda que han supuesto para nosotros. En todas y cada una de las reuniones hemos aprendido acerca de la profundidad y complejidad de los planteamientos que se nos han presentado, obviamente desde puntos de vista que tratan de hacer valer los intereses propios en el caso de empresas, asociaciones y otras instituciones. Tenemos un gran respeto por el profundo conocimiento del sector que han mostrado las personas con las que hemos tenido la satisfacción de reunirnos durante esta etapa. Dada la extensión y la complejidad de los temas que este Libro Blanco ha tenido que abordar, se espera que se entienda que no alcance a recoger los numerosos aspectos de detalle que los participantes en la ronda de consultas nos han trasladado, y por ello se presentan excusas por adelantado. Ha sido imprescindible establecer prioridades, sin que ello signifique querer restarle importancia a las preocupaciones ciertas y legítimas de cada participante.

Corresponde un agradecimiento especial a la Comisión Nacional de la Energía, que ha prestado un apoyo incondicional al equipo del Libro Blanco durante la realización de este trabajo. Todas nuestras peticiones han sido atendidas con creces y prontitud, se nos han entregado documentos internos e incluso informes preparados *ex profeso* que han aportado valiosos puntos de vista y el personal de la CNE ha estado siempre dispuesto a atender nuestras preguntas.

El equipo del Libro Blanco agradece asimismo al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la confianza que ha puesto en nosotros y, muy especialmente, el clima de total respeto a nuestra independencia de criterio y el apoyo prestado en todo momento facilitando contactos, gestiones o diversas fuentes de información.

Finalmente, el Director de este trabajo quiere hacer constar que el Libro Blanco no hubiera sido posible sin la valiosa y abnegada participación de cada uno de los miembros del equipo, cuyas contribuciones a la preparación del Libro han sido esenciales. No obstante ha quedado claro desde el primer momento para todo el equipo, así como para el Ministerio al encomendar el trabajo, que se trata de un encargo personal y que el Director es el único responsable del texto final que se presenta.

El equipo redactor del Libro Blanco:

José Ignacio Pérez Arriaga

Carlos Batlle, Carlos Vázquez, Michel Rivier, Pablo Rodilla

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas de Madrid

30 de junio de 2005

Sinopsis

Sinopsis

La reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España es una tarea necesaria y urgente. Y no porque el sector eléctrico, y la actividad de producción en particular, estén actualmente en una mala situación. La reforma es necesaria porque el marco regulatorio de la generación eléctrica ha llegado a un grave atasco: la normativa que permitió poner en marcha un mercado de electricidad orientado a la competencia en enero de 1998 no ha conseguido todavía su principal objetivo: un mercado que funcione correctamente en un régimen de competencia. Y la reforma es urgente, porque la evidencia de la necesidad de un cambio regulatorio es el origen de una incertidumbre que es perjudicial para las empresas, para los consumidores y también para las instituciones reguladoras.

El diagnóstico

El punto de partida es un diagnóstico de la situación regulatoria actual: qué marcha bien y qué necesita reforma. Son diversos los aspectos que necesitan una revisión en profundidad: una estructura de mercado inadecuada para soportar una verdadera competencia; un precio de mercado de la energía que en realidad tiene escasa relevancia; una necesidad de armonización regulatoria con Portugal para poder construir el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL); una estructura tarifaria que ignora el precio de mercado de la energía, que compite con la actividad de comercialización y que apenas envía señales económicas al consumo; un procedimiento de garantía de potencia costoso y que muy poco garantiza; un mecanismo de recuperación de los CTC que introduce distorsión en el mercado, que presenta serias ambigüedades en su aplicación y que no parece haber resuelto bien el deseable equilibrio entre consumidores y empresas en el largo plazo; un mercado minorista entorpecido por las barreras creadas por una insuficiente separación entre la distribución y la comercialización libre, así como por la competencia de la tarifa integral; una red de transporte que tiene que dar respuesta a una avalancha de solicitudes de acceso pero cuyo necesario desarrollo está dificultado por trabas administrativas, restricciones medioambientales y políticas, incertidumbre respecto a la firmeza de intención de los solicitantes y la ausencia de señales económicas de localización; una operación del sistema que tiene que incorporar crecientes cantidades de generación no gestionable sin contar con los recursos físicos y normativos para ello; y, finalmente, un país con un modelo energético insostenible, que necesita un plan global para integrar las distintas líneas de actuación y las decisiones de política energética que es necesario comenzar a implantar cuanto antes. Éste es el punto de partida de este trabajo, que hay que comprender en profundidad y reconocer tal como es antes de comenzar a plantear cualquier reforma regulatoria.

El planteamiento general

¿Por dónde empezar? El Libro Blanco propone retomar la Ley del Sector Eléctrico (LSE), vigente desde 1997, que fue escrita tras mucha reflexión y con amplia participación de los agentes económicos y de las instituciones y tratar de darle cumplimiento, limpiándola de algunas adherencias posteriores que la desvirtúan e incorporando algunas reformas que la experiencia ha enseñado que la pueden mejorar. Necesariamente hay que introducir cambios, pero desde un respeto básico a la LSE, y tratando de conseguir un amplio

consenso político, pues para el sector energético no hay nada peor que la incertidumbre y la inestabilidad regulatoria. Varios gobiernos, de diferentes orientaciones políticas, han contribuido -sin duda con la mejor intención posible y con indudables aciertos- a crear la complicada situación regulatoria en la que actualmente nos encontramos. Las propuestas regulatorias que este Libro Blanco presenta y los graves problemas energéticos a los que habrá de enfrentarse la sociedad española en las próximas décadas necesitan una orientación clara y estable, que trasciende ampliamente el ámbito temporal de una legislatura.

Y hay que volver a la ortodoxia regulatoria, porque una regulación incorrecta es, por definición, una regulación inestable. Así, por ejemplo, si la LSE ha optado por un marco regulatorio de libre mercado, donde la electricidad se compra y vende al precio que resulta de la libre negociación de los agentes, con el apoyo de mercados organizados, no tiene sentido que todos los consumidores tengan la opción de comprar la energía a una tarifa integral regulada que se ha calculado ignorando, precisamente, ese precio de mercado.

El marco regulatorio del sector eléctrico tiene que optar entre dos estilos claramente contrapuestos. En el primero, que coincide aproximadamente con la aplicación actual en la práctica de la Ley del Sector Eléctrico en España, el Gobierno se fija como principal objetivo el control de la tarifa, como supuesto indicador visible del éxito del modelo adoptado y como instrumento directo para influir en el equilibrio financiero de las empresas y en la inflación. Se presta por el contrario menos atención a la correcta regulación de las actividades individuales (distribución, transporte, generación, etc.) y a la retribución reconocida para cada una de ellas, pues se da más importancia al importe agregado de todas, que es lo que reflejan la tarifa integral y la de acceso. El precio de la energía en el mercado mayorista -con su volatilidad y su incertidumbre- es más una molestia que una señal económica útil, pues da lugar a desviaciones en la estimación de la tarifa, que hay que ignorar o compensar con mecanismos regulatorios *ad hoc*. La estabilidad tarifaria es, sin duda, un aspecto positivo de esta regulación. Un efecto pernicioso es el posible desequilibrio retributivo de las distintas actividades, o de una misma actividad entre las distintas empresas, lo que puede conducir en definitiva a un deterioro de la actividad empresarial y del servicio que recibe el consumidor. Otro aspecto negativo es la falta de incentivos para un desempeño más eficiente de las empresas y de señales económicas que guíen el comportamiento de los consumidores.

El segundo enfoque, por el que decididamente apuesta este Libro Blanco, centra la atención en el correcto tratamiento regulatorio de cada una de las actividades, del que se ha de desprender la retribución reconocida para cada una de ellas. De esta forma se pueden fomentar mejoras específicas de eficiencia en cada una, sin admitir holguras excesivas en ninguna, ni tampoco insuficiencias. Se debe confiar, por un lado, en la buena regulación de las actividades reguladas y, por otro, en la capacidad de los mercados para inducir eficiencia a través de la competencia y en fijar el precio de la energía, que debe utilizarse tanto para los libres intercambios económicos como para trasladarlo tal cual a la tarifa integral, proporcionando la señal económica correcta para los consumidores finales.

El amplio conjunto de problemas, de naturaleza muy variada, que han sido detectados en el diagnóstico que se ha realizado, requiere para su solución de una amplia reforma del marco

regulatorio. Todos los asuntos que necesitan reforma no son obviamente del mismo calado ni mantienen el mismo nivel de interrelación entre ellos. Se pueden distinguir tres bloques principales en las reformas propuestas, atendiendo a su nivel de urgencia, a su relevancia y a su perspectiva temporal. El primero incluye las propuestas estratégicas de reforma que deben permitir que el mercado mayorista de electricidad español pueda funcionar en condiciones de competencia y libre de distorsiones importantes. El segundo bloque comprende las recomendaciones dirigidas a mejorar aspectos específicos del actual diseño de los mercados mayorista y minorista, así como a promover la participación de la demanda en los mercados y a la interacción de la red de transporte y de la operación del sistema con la actividad de generación. Finalmente, el tercer bloque trata sobre aspectos de largo plazo que tienen una influencia significativa en la sostenibilidad del modelo energético: objetivos y planteamiento retributivo de la generación del régimen especial, mercado de emisiones de CO₂ y la utilización de la planificación indicativa como herramienta que ayude a definir un planteamiento estratégico de la política energética.

El primer bloque: La propuesta de reformas estratégicas para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico

Debe hacerse frente, en primer lugar, al problema que este Libro Blanco considera central resolver por la urgencia de la reforma, por la relevancia de sus implicaciones económicas y por la complejidad de las relaciones entre distintos aspectos regulatorios: el precio de la energía en el mercado mayorista español no tiene el carácter central -como referencia clave del mercado- que es característico de los mercados eléctricos que funcionan mejor en el mundo. Es preciso que el precio de la energía proporcionado por el mercado (ya sea organizado o bilateral, de corto o de largo plazo) sea la señal económica de referencia para las transacciones económicas entre los agentes, para retribuir a la generación y cargar al consumo y para fijar las tarifas que, en su caso, estén disponibles para los consumidores que quieran acogerse a ellas. Para ello, en el sistema eléctrico español -que próximamente deberá examinarse ya desde la perspectiva del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)-, es preciso ganar la confianza del regulador y de los agentes en el precio del mercado. Y esto requiere a su vez resolver las dos áreas más problemáticas que se han diagnosticado: la concentración horizontal en el mercado de generación -con el consiguiente potencial para el ejercicio de poder de mercado- y la distorsión del mercado asociada al mecanismo de recuperación de los CTC.

La credibilidad del precio del mercado es, a su vez, condición y consecuencia de que existan inversiones suficientes como para que sean muy improbables las situaciones en las que sea tan escaso el margen de la oferta disponible sobre la demanda que los precios puedan ser fácilmente manipulables². Esto trae a escena el tema de la fiabilidad del suministro y cómo conseguirla en un mercado abierto a la competencia.

² Obviamente, cuanto mayor sea la participación activa de la demanda en el mercado, y en particular en las transacciones de más corto plazo, más difícil será que los generadores puedan manipular los precios, incluso en condiciones de escasez de oferta. Pero la participación de la demanda ha sido hasta el momento presente muy escasa en los mercados reales.

Una vez conseguida la confianza del regulador en el precio del mercado, éste (en principio una combinación adecuada de precios en los mercados de corto y largo plazo) puede ser trasladado directamente como un componente más de la tarifa por defecto. Esta tarifa regulada debe cumplir una función -posiblemente transitoria- de protección del consumidor que no quiere buscar un mejor precio en el suministro libre. Pero debe diseñarse de forma que no suponga una tarifa refugio para grupos de consumidores que nada tengan que ganar adquiriendo la energía en el mercado.

Dar una solución definitiva al tratamiento de los CTC es imprescindible para poder configurar un régimen regulatorio permanente, con vocación de estabilidad, sin espacio posible a interpretaciones equívocas que tienen importantes implicaciones sobre los resultados económicos de las empresas, y que elimine las distorsiones que el mecanismo actual introduce en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Es importante insistir en que las reformas regulatorias de este primer bloque forman un paquete que perdería su coherencia -e incluso podría ser perjudicial- si las medidas propuestas se adoptasen por separado. Así, la recomendación de hacer uso de una tarifa suficiente y aditiva se realiza en el supuesto de que se aceptan simultáneamente las propuestas acerca de mitigación del poder de mercado, de garantía de un margen suficiente de potencia disponible de generación sobre la demanda del sistema y de eliminación de la interferencia en el mercado del mecanismo de recuperación de CTC por diferencias.

Mitigación del poder de mercado

El elemento central de la propuesta es una regla simple de limitación de la concentración horizontal, para asegurar que se ha mitigado el poder de mercado hasta un nivel aceptable, esto es, que la capacidad de los agentes dominantes para modificar el precio del mercado en su beneficio no excede un umbral que el regulador considere razonable.

La regla establece que ningún agente del mercado podrá disponer libremente en el mercado mayorista peninsular español *en el corto plazo*, y para cada uno de los periodos temporales que se especifiquen (punta, llano y valle de invierno, verano y resto del año), de una capacidad efectiva de producción superior a un porcentaje de la potencia estimada de punta del sistema para el citado año, donde este porcentaje es diferente para cada uno de los citados periodos temporales. Los porcentajes citados serán establecidos por el Ministerio, a propuesta de la CNE, y podrán ser actualizados con una antelación mínima de tres años³.

La regla propuesta no es estrictamente de “concentración”, sino de “concentración efectiva”, ya que lo que limita es la capacidad de generación de la que se puede disponer libremente en los mercados de corto plazo, no la capacidad total de generación de la que es propietario un agente o que puede negociar en el largo plazo -cinco años o más, por ejemplo-. Para cumplir con la regla los agentes disponen de diversos medios: ventas voluntarias de activos; ventas virtuales de energía (las “emisiones primarias de energía”, ya contempladas en la normativa española), contratos voluntarios de largo plazo (únicamente

³ En el anejo del capítulo 3 pueden encontrarse las estimaciones realizadas por el equipo redactor de este Libro Blanco.

si reuniesen unas características mínimas de transparencia) y contratos virtuales de energía, que son contratos financieros donde el regulador especifica cantidad y precio. Los contratos virtuales aparecen como un complemento a las subastas virtuales -si se considerase que las cantidades a subastar fueran tales que se pusiera en riesgo el que los agentes obtuvieran un precio justo- o como herramienta útil para otorgar un adecuado tratamiento a los activos vinculados al mecanismo de CTC, como se verá más adelante. Los contratos virtuales tendrían como contraparte el conjunto de todos los consumidores, por lo que su saldo -positivo o negativo- respecto al precio de referencia del mercado se incluiría como un componente de la tarifa de acceso que todos los consumidores han de pagar. Lo anterior permite la modificación de la cantidad contratada en cualquier momento, con completa flexibilidad.

¿Qué significa “disponer libremente en el mercado”? Que se trata de una capacidad efectiva de producción que no ha sido previamente comprometida por ningún instrumento regulatorio como los que se acaban de describir, de forma que puede ser contratada a plazo o negociada en el mercado diario sin restricciones. Debe quedar claro que el resto de la potencia del agente productor no desaparece del mercado. En efecto, si se trata de una venta de activos o de potencia sujeta a una venta virtual de energía, es otro agente el que la lleva al mercado -ya sea de corto o medio plazo- sin restricción alguna. Y si estuviese sujeta a un contrato virtual, ya que se trata de un contrato de carácter puramente financiero que sólo afecta al proceso final de liquidación de la energía, el propietario de la central puede negociar de nuevo esa potencia en los mercados de corto y también de largo plazo y puede gestionar con total libertad su operación física, su mantenimiento y la gestión de los embalses o de los contratos de combustible según sea el caso, como con cualquier otra central.

La capacidad efectiva de producción de cada planta se determinaría por la CNE, que también fijaría el porcentaje máximo para cada periodo que establece la regla. Los porcentajes que finalmente se adopten deberán ser revisados periódicamente, o cuando existan cambios sustanciales en las condiciones de partida empleadas en su determinación, como por ejemplo el margen de potencia firme instalada sobre la demanda prevista de punta del sistema.

Es importante señalar que una medida de este tipo ni pretende ni puede conseguir eliminar por completo la posibilidad de manipular los precios. De hecho, dependiendo de la medida de mitigación que se utilice, la capacidad para modificar el precio del mercado puede incluso seguir siendo la misma, lo que ocurre es que se ha reducido el incentivo económico para realizar tal modificación y también por tanto el poder de mercado, según la definición aquí adoptada⁴. Además, para poder obtener algún beneficio de su posición dominante, las empresas deben realizar acciones más ostensibles, lo que facilita la tarea de las entidades supervisoras del mercado.

⁴ Se ha definido poder de mercado como la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado, respecto al nivel que tendría en competencia.

La medida de concentración podrá flexibilizarse en la medida en que el nivel de concentración disminuya o que vayan cobrando relevancia otros instrumentos también válidos para mitigar el poder de mercado, tales como la supervisión eficaz del regulador, el aumento de la capacidad de respuesta de la demanda, el aumento de la capacidad comercial disponible de las instalaciones, la eliminación de barreras de entrada, la asignación de la capacidad de importación en la interconexión con Francia a los agentes no dominantes, el mantenimiento de un margen suficiente de cobertura de la demanda, un nivel adecuado de información sobre el mercado para todos los agentes y la revisión de las condiciones de competencia real de los mercados de más corto plazo que el mercado diario.

La regla que este Libro Blanco recomienda utilizar para limitar el nivel de concentración empresarial efectiva en el mercado de electricidad debe ser también incorporada como un elemento más del conjunto de condiciones que puedan fijarse en posibles procesos de fusiones o adquisiciones de empresas, que modifiquen los porcentajes de participación de éstas en el mercado. Esta regla no limita necesariamente la cuota de mercado de un agente, sino su capacidad de manipular el precio del mercado en su beneficio. Por consiguiente, si tuviese que examinarse un nuevo caso de concentración empresarial, el ámbito de aplicación de la normativa propuesta en este Libro Blanco es el de la imposición de condiciones pero no el de aprobación o denegación de la solicitud de concentración.

La fiabilidad del suministro

Este Libro Blanco propone unas mejoras al actual mecanismo de garantía de potencia, encaminadas a garantizar al menos un margen mínimo en la cobertura de la demanda, así como a proporcionar un fuerte incentivo para que cada uno de los generadores haga lo posible por estar disponible cuando el sistema eléctrico le necesite, por estar en condiciones críticas. De esta forma, además de contribuir a mejorar la calidad del suministro eléctrico, el mecanismo mejorado de garantía de potencia mantiene un margen mínimo de cobertura que debiera reducir la presión sobre los instrumentos de mitigación de poder de mercado y sobre la supervisión del mismo.

Se recomienda mantener el pago existente por garantía de potencia a los generadores, donde cada grupo recibe un precio regulado en función de un cierto valor de potencia firme que se le asigna también administrativamente, pero añadiendo dos elementos nuevos:

- El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada, cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad. Se considerará que el sistema está en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro y el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme cuando el precio de la energía en el mercado diario supere un determinado umbral. Si el generador no cumple su compromiso, deberá pagar una fuerte penalización por cada megavatio de su potencia

firme no aportado. En las citadas condiciones de precio por encima del umbral, toda la energía producida por las citadas potencias firmes será retribuida al precio umbral⁵.

- Un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione. Este mecanismo adicional solamente debe utilizarse si el sistema no consiguiese atraer suficiente generación como para mantener el margen de cobertura deseado. La idea consiste en mantener el mismo producto de garantía de suministro de largo plazo que se acaba de describir, pero permitir que la Administración pueda convocar una subasta cuando detecte que no hay suficiente inversión en el sistema, para que los nuevos entrantes determinen cuál es el valor del pago por garantía de potencia -éste es un valor regulado y prefijado para los grupos ya existentes- que necesitan para entrar al mercado español. Así, los generadores existentes seguirían cobrando el precio regulado y los generadores nuevos que resultasen ganadores de la subasta cobrarían el precio de equilibrio de ésta durante cinco años; al cabo de ese tiempo pasarían a tener la consideración de generadores existentes y a percibir el mismo precio regulado que éstos.

Además, el Libro Blanco propone medidas en relación a la necesidad de agilización del proceso administrativo para la autorización de las instalaciones de nuevos equipos, a la mejora del actual proceso de monitorización y medida del margen de cobertura y de los procedimientos y recursos disponibles al Operador del Sistema para conseguir una respuesta eficaz de los agentes para preservar la seguridad del sistema eléctrico. Se recomienda que las reglas del mercado y los procedimientos de operación mantengan un equilibrio entre dotar al Operador del Sistema de todos los medios que necesite para realizar su labor y minimizar su influencia en el mercado.

La tarifa eléctrica

Se recomienda mantener una tarifa integral por defecto, que podría eliminarse gradualmente más adelante -comenzando por los consumidores más grandes- una vez que lo permitiesen unas condiciones comprobadas de competencia y madurez de los mercados eléctricos. En todo caso ha de establecerse el procedimiento de cálculo de la tarifa de acceso.

Tanto la tarifa integral por defecto como la tarifa de acceso deben obtenerse con una metodología transparente -hecha pública-, basada estrictamente en los principios de suficiencia -garantía completa de recuperación de los costes reconocidos- y aditividad - i. e. que cada tarifa de usuario final recoja individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables-. La tarifa integral debe obtenerse añadiendo, a la tarifa de acceso que corresponda a cada consumidor, el precio de la energía en el mercado que corresponda a su perfil estimado de consumo. La metodología de cálculo de las tarifas debe

⁵ Por tanto, en términos más precisos, el compromiso adquirido por un generador cuya potencia firme recibe el pago de garantía de potencia es el siguiente: el generador vende, a cambio de una prima -el pago por garantía de potencia- una opción de compra de la energía que puede producir su potencia firme, a un precio igual al precio umbral, y está sujeto a una penalización establecida si no entrega lo estipulado cuando se le requiera.

comprender estos tres aspectos: a) determinación del nivel tarifario, esto es, los costes acreditados para cada una de las actividades que deben reconocerse en la tarifa; b) fijación de la estructura de las tarifas, esto es, el número y formato de las distintas tarifas que sería aplicables a los diferentes consumidores, de acuerdo a sus características específicas; c) asignación de los costes acreditados a cada una de las tarifas.

El precio de mercado de la energía que se trasladará a la tarifa integral debe obtenerse a partir de una media ponderada del precio de la energía en el mercado de corto plazo y de adquisiciones de energía en el mercado a plazo por las empresas comercializadoras a tarifa, en subastas organizadas en varios momentos prefijados del año.

La tarifa integral por defecto no debe constituir un refugio para los consumidores, esto es, debe dejar espacio para la actividad libre de comercialización y no debe competir con ella. Con el objeto de no impedir el cambio entre tarifa por defecto y mercado, pero al mismo tiempo impedir comportamientos oportunistas, deben aplicarse procedimientos de liquidación apropiados. Mientras estas disposiciones no estén listas para su aplicación, debe mantenerse una duración mínima de un año para todo nuevo contrato que suponga el paso de tarifa integral por defecto a mercado o inversamente.

El principio fundamental de recuperación de los costes totales reconocidos requiere que, tanto las tarifas de acceso como las tarifas completas por defecto, sean ajustadas a posteriori para incorporar los desvíos que hayan tenido lugar en los parámetros utilizados en el cálculo de estas tarifas, con respecto a los valores utilizados en su cálculo *a priori*. Dependiendo de la tarifa concreta, los ajustes por desvíos pueden tener carácter anual o trimestral, o incluso realizarse cuando los desvíos superen un determinado umbral.

La CNE debiera proponer la metodología de determinación de la tarifa, de acuerdo a los principios que se acaban de enunciar. La CNE debiera también calcular la tarifa cada año -o cuando corresponda actualizarla- y proponérsela al Gobierno. Correspondería al Gobierno aprobar la metodología tarifaria, introducir en ella los criterios de gradualidad o de adaptación a circunstancias especiales que considere adecuados y aplicar estos criterios a las propuestas anuales y a las actualizaciones que le proponga la CNE. La aplicación de estos criterios adicionales por parte del Gobierno en ningún caso podrá ir en contra del principio básico de suficiencia.

Será necesario un periodo de adaptación gradual desde el cuadro de tarifas actuales para los distintos tipos de consumidores hasta el que resulte de la metodología que aquí se propone. Con el fin de evitar que durante el periodo de adaptación que se establezca las tarifas integrales resultantes sigan compitiendo con la comercialización libre, se propone que en cada caso la tarifa de acceso sea la variable de cierre.

El tratamiento de los CTC

Este Libro Blanco propone una línea principal de actuación para el “problema de los CTC” pero, debido a la complejidad de este asunto, se presentan algunas variantes, indicando sus pros y contras y también unas preferencias. Esta complejidad tiene varias causas. En primer lugar, la propuesta se desvía necesariamente de la aplicación estricta de la LSE y de su Disposición Transitoria 6ª. En segundo lugar, se trata de encontrar un punto de equilibrio a

futuro entre las empresas de generación y los consumidores, y también entre las empresas de generación entre sí. Finalmente, la línea de solución propuesta, al buscar una salida equitativa al anterior dilema, tiene que adentrarse en el futuro y revisar el pasado. Revisar el pasado porque han tenido lugar importantes desviaciones respecto a las estimaciones realizadas en 1997 respecto al modo y ritmo de recuperación de los CTC. Y adentrarse en el futuro porque es la única manera de poder definir una situación equilibrada entre las empresas propietarias de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 y los consumidores, así como entre las empresas entre sí.

Los CTC constituyen la compensación adecuada a los agentes del sistema -generadores y consumidores- que han sido afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. Los CTC deben permitir la recuperación de las inversiones afrontadas en el contexto del pasado marco regulatorio, respetando las perspectivas de rentabilidad que el pasado marco también determinaba.

Además de garantizar la recuperación de las inversiones de la “generación CTC” en su justa medida, la propuesta de reforma regulatoria de este Libro Blanco busca satisfacer lo mejor posible los siguientes criterios: que la finalización del periodo transitorio esté necesariamente acompañada de las medidas que garanticen que se alcanza una situación de verdadera competencia; que se minimice la interferencia del mecanismo de recuperación de los CTC con el funcionamiento del mercado; que la solución no dé lugar en el futuro a asimetrías significativas entre tecnologías y empresas; que se mantenga el equilibrio económico equitativo entre generadores y consumidores que constituyó el fundamento de los CTC en su origen; que el impacto sobre la posición financiera de las empresas sea ponderado y gradual; que los cambios normativos sean los mínimos necesarios pero que se dé una solución completa y final.

El principal dilema se plantea entre el respeto a la literalidad del Protocolo y al texto de la LSE, por un lado, y el conocimiento actual -ocho años más tarde- de las implicaciones que para las empresas y los consumidores tendría esta aplicación estricta. Ya es necesario desviarse de la literalidad de la LSE para eliminar la distorsión del mercado y proponer unas reglas de finalización del actual mecanismo. Pero también habría que desviarse de la LSE para evitar que la garantía de retribución razonable de las inversiones que los consumidores otorgaron a los generadores en 1997, cuando se liberalizó el mercado, no se convierta ahora en una fuente de ingresos sobrevenidos durante decenas de años para estos generadores, más allá de aquella retribución razonable, a costa de los consumidores.

Desafortunadamente han de descartarse dos soluciones “fáciles” a este complejo problema, que han sido sugeridas con frecuencia, pero que incumplen gravemente alguno de los anteriores criterios. La “solución continuista” simplemente consistiría en que la CNE siga efectuando las liquidaciones habituales, de acuerdo a la normativa vigente. Ateniéndose a la literalidad de la normativa de la Disposición transitoria sexta de la LSE, se debieran seguir calculando los CTC recuperados por las empresas más allá de la fecha en la que la recuperación de cada una fuese completa. Desde ese momento y hasta el 31 de diciembre de 2010 las cantidades recuperadas por exceso de 36,06 €/MWh debieran ser devueltas por las empresas, pues habrían recuperado en exceso. A partir de 2010 toda la generación existente sin excepción vendería su energía al precio del mercado.

En opinión de este Libro Blanco esta línea de solución conduce a una situación inaceptable. En primer lugar, perpetuaría una situación de interferencia con el normal desarrollo del mercado competitivo que sería insostenible y que es rechazada por todos los agentes. La condición *sine qua non* sobre la cual se apoyan las principales recomendaciones que se plantean en este Libro Blanco es que se establezcan de una vez las medidas regulatorias y estructurales que permitan el libre funcionamiento del mercado, sin la presencia de mecanismos adicionales que permanentemente interfieran en el mismo. En segundo lugar, no se satisface el criterio de mantener un adecuado equilibrio económico a futuro entre generadores y consumidores, aunque se mantendría estrictamente la interpretación literal de la LSE.

La “solución radical” partiría del cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas hasta la fecha y extraería la conclusión apresurada de que, aprovechando que parece claro que todos los agentes acabarán por recibir una remuneración adecuada por sus inversiones más tarde o más temprano, la solución es tan sencilla como precipitar el fin del periodo transitorio suprimiendo ya el mecanismo de recuperación de los CTC y evitando entrar en un proceso de valoración más ajustada que puede no resultar sencillo. Sin embargo, este enfoque no tiene en cuenta dos importantes aspectos: por un lado, el impacto asimétrico que esta medida tendría sobre las diferentes tecnologías de generación y por tanto sobre las empresas, en virtud de la diferente composición de sus carteras de generación con derechos a la percepción de CTC, y por otro, el impacto asimétrico que tendría entre los consumidores y el conjunto de las empresas, dado que con alta probabilidad la rentabilidad final resultante de estas inversiones podría ser mucho más que razonable.

Se debe optar, por tanto, por abordar el problema de los CTC sin eludir su complejidad, para lo que es preciso seguir los pasos necesarios: valoración de las cantidades que se deben satisfacer, cálculo de las cantidades percibidas hasta el momento y definición de las alternativas de tratamiento futuro de los CTC, indicando sus pros y sus contras.

Con respecto al monto global que se debe satisfacer, este Libro Blanco parte del mismo planteamiento del Gobierno en 1997, y fija la cantidad a recuperar como el inmovilizado neto pendiente de amortizar en dicha fecha según la normativa del MLE entonces vigente, con los aditamentos *ad hoc* que recoge la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, y con la reducción reflejada por el factor de eficiencia. Sin embargo, con el objeto de realizar una valoración más completa de la cantidad recuperada hasta la fecha y de su extrapolación a futuro, se propone extender temporalmente en su totalidad el cálculo de los valores estándar de inversión, contemplando por completo la vida útil económica fijada en su momento en el MLE, y por tanto teniendo en consideración los conceptos que en el cálculo original quedaron fuera de la evaluación. Asimismo, -en el contexto de la revisión que aquí se propone- se recomienda no disminuir el valor estándar de inversión que se pretende remunerar en la quita que se introdujo en la Ley 50/1998.

Para el cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha, se propone utilizar los márgenes de la explotación real (ingresos obtenidos menos costes incurridos) de todos los generadores incurridos en el Real Decreto 1538/1987, utilizando para ello los valores que hubieran resultado de los costes estándar del Marco Legal y Estable (MLE). Sin embargo, teniendo en cuenta el peso que los costes de extensión de vida útil tienen en el cálculo -tanto el que

determine el grado de recuperación hasta el momento en el que se decida poner fin al periodo transitorio, como el que debe realizarse para valorar el margen futuro- y su débil sustento metodológico en el MLE, se recomienda revisar estos valores, teniendo además en cuenta cómo deben interpretarse. Por un lado, estos costes han de reflejar el potencial incremento del coste de operación y mantenimiento estándar debido a la antigüedad de las instalaciones, pero también deben entenderse como el incentivo que el MLE establecía para que los propietarios de las instalaciones las mantuvieran adecuadamente con el objeto de maximizar su vida útil técnica. Por otro lado, se recomienda utilizar el coste medio ponderado de los recursos invertidos -*Weighted Average Cost of Capital*, WACC- como tasa de actualización de los márgenes de explotación, de forma que se reconozca a las instalaciones una rentabilidad razonable. Asimismo, se concluye que no procede contemplar ninguna potencial plusvalía derivada de la enajenación de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 que haya podido producirse con anterioridad a la fecha en que se publica este Libro Blanco.

Para el tratamiento futuro de los CTC, este Libro Blanco propone que se defina cuanto antes un esquema regulatorio de carácter permanente, que cumpla en lo posible los criterios anteriormente enunciados y que no esté sujeto a futuras revisiones. Conceptualmente las alternativas existentes se pueden agrupar alrededor de dos enfoques diferentes, que de alguna forma reflejan dos tendencias mayoritarias en las experiencias internacionales.

Un posible enfoque consistiría en utilizar la misma metodología empleada para calcular la cantidad cobrada hasta la fecha y estimar así los márgenes de explotación que las mismas instalaciones obtendrán en el futuro. Una vez calculadas las compensaciones correspondientes -como las inversiones pendientes de remunerar menos el margen de explotación que acaba de estimarse, e independientemente de que resultasen positivas o negativas- deberían laminarse, en un número de años a determinar, como un cargo o crédito regulado en la tarifa de acceso. Para evitar interferencias con la operación eficiente de los activos se debería garantizar que estas cantidades no estarían sujetas a revisión alguna. Las correspondientes instalaciones de generación pasarían a operar en el mercado expuestas en su totalidad al precio del mercado. El problema de este enfoque es que básicamente consiste en reabrir un proceso equivalente al que llevó en 1997 a la determinación de los CTC, lo que previsiblemente despierte escasas simpatías. A pesar de la ortodoxia conceptual de este enfoque, dada su complejidad e incertidumbre, así como su notable desviación de la normativa vigente y su potencial impacto radical sobre los resultados de las empresas, este Libro Blanco propone una línea de actuación alternativa que simplifica muchas de estas complejidades.

En este segundo enfoque se distinguen dos periodos diferenciados: hasta el 31-12-2010 - fecha que determina el fin del periodo transitorio en la legislación vigente - y el periodo posterior. Durante el primer periodo se mantendría la cláusula de salvaguardia que establece la LSE, esto es, el actual precio de referencia de 36,06 €/MWh para las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, pero fijando a priori las cantidades afectadas anualmente por el mecanismo para cada uno de los agentes. De esta manera, se convierte el mecanismo de recuperación de CTC en un contrato por diferencias de precio fijo y cantidad fija, con lo que se eliminaría el incentivo a ofertar por debajo -o por encima- de costes variables con el objetivo de incrementar el ritmo de recuperación de CTC. El

formato de estos contratos por diferencias es idéntico al de los contratos virtuales que se han propuesto como uno de los mecanismos para la mitigación del poder de mercado. Las cantidades contratadas deben determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 de cada agente. Las fuertes diferencias entre unas tecnologías y otras llevan a sugerir que se excluya de esta medida a los grupos generadores de carbón y de fuel oil. El saldo de la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio del contrato (36,06 €/MWh) se aplicaría como una reducción -o cargo- sobre la tarifa de acceso que han de pagar todos los consumidores. Los contratos no estarían asociados a plantas de generación concretas, sino a perfiles de energía total por agente, que aproximadamente reflejen la producción media estimada de su generación CTC a la que se apliquen.

El mecanismo propuesto para el primer periodo tiene -con respecto a la situación actual- claras ventajas en lo que respecta al funcionamiento del mercado. Por un lado elimina la distorsión causada por el mecanismo vigente al aplicar contratos por diferencias a cantidades prefijadas de energía. Además, estas cantidades contratadas serán menores que las que actualmente están sujetas al mecanismo de recuperación por diferencias, si es que se excluyen las producciones con carbón y fuel oil. Finalmente, estos contratos por diferencias cualifican como mecanismo mitigador del poder de mercado, lo que permitiría aplazar la aplicación de estas medidas al menos hasta 2010 ya que el volumen de contratación virtual sería suficiente a este efecto. Puede observarse que durante este primer periodo únicamente se introducen las modificaciones imprescindibles para eliminar la interferencia no deseada del mecanismo vigente en el mercado. Así se cumple además con el criterio de minimizar el impacto de la reforma sobre las perspectivas financieras de las empresas en dicho intervalo.

Debe definirse desde el principio el tratamiento regulatorio que se aplicará a la generación CTC después de 2010, para evitar que las decisiones de explotación de las instalaciones por los agentes se vean influidas por la incertidumbre del futuro tratamiento de las cantidades pendientes, con lo que de nuevo aparecerían distorsiones del funcionamiento del mercado. Ahora la interpretación literal de la LSE conduciría a permitir que los activos de generación CTC pasasen libremente a mercado. Pero esta medida tendría un impacto asimétrico sobre las distintas empresas -debido a la dispar rentabilidad futura de unas y otras instalaciones- y, en particular, daría lugar a una situación desequilibrada entre generadores y consumidores. El desequilibrio será previsiblemente muy fuerte en contra de los consumidores, a la vista de los amplios márgenes previsibles de explotación de las tecnologías hidráulica y nuclear, y de sus largas vidas útiles técnicas -hasta el final de la concesión hidrológica en el primer caso y mientras se extiendan las licencias de operación en el caso de las nucleares, alguna de las cuales no tendrá aún ni siquiera 25 años en 2010 y se especula con extender sus vidas técnicas hasta los 60 años-.

Estos desequilibrios podrían resolverse con una estimación *ex ante* de los futuros márgenes por encima de costes estándar MLE de las instalaciones cuya vida útil técnica se extienda más allá del año 2010 y deduciendo las cantidades resultantes de las inversiones pendientes de recuperar. Pero ya se indicaron anteriormente las dificultades que este método *ex ante* encontraría en la práctica.

Una tercera opción, que cumple satisfactoriamente los criterios que este Libro Blanco ha considerado que deben seguirse -excepto en apartarse de la interpretación estricta de la LSE-, consiste en extender el mismo mecanismo del primer periodo en forma de contratos financieros por diferencias de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones-, pero ahora con un precio igual a la extrapolación del coste estándar comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas. En este enfoque se evita estimar el precio futuro al que resultarán remuneradas las instalaciones, con lo que la evaluación de las compensaciones necesarias se simplifica enormemente y también la incertidumbre correspondiente. Se eliminan así las asimetrías a futuro entre agentes y también entre generadores y consumidores. Tiene el inconveniente de que el volumen de energía que se vería afectado por estos contratos sería mayor que el estrictamente necesario para cumplir con la regla de mitigación del poder de mercado, aunque es posible reducir el volumen de energía sujeta a estos contratos virtuales si se modifica convenientemente su precio, como se explica en el texto principal del documento.

¿En qué se podría concretar todo lo anterior?

Las recomendaciones de este Libro Blanco acerca de este primer bloque de reformas estratégicas, dirigidas a permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico y a diseñar la terminación del proceso de recuperación de los CTC, podrían resumirse en un número muy limitado de medidas concretas de mayor calado⁶:

- a) Aplicar la regla del límite admisible de concentración efectiva a todos los agentes. En las condiciones actuales del mercado parece que solamente afectaría a dos de ellos. Los agentes dispondrían de varios instrumentos regulatorios -algunos voluntarios, otros forzosos- para cumplir con la regla. Sin embargo, si el regulador decide adoptar las medidas (d) y (e) que se recomiendan más adelante, no sería necesario hacer uso de momento de esta regla. Se recomienda ir desarrollando en lo posible los otros instrumentos regulatorios más suaves de mitigación del poder de mercado que este Libro Blanco recomienda.
- b) Modificar el actual mecanismo de garantía de potencia de forma que se conserve un pago por capacidad firme a los generadores, pero añadiendo dos elementos nuevos:
 - El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada, cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad.
 - Un procedimiento de subasta sobre el valor del pago de garantía de potencia, para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, pero solamente en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione.

⁶ Este Libro Blanco ofrece reformas regulatorias alternativas en la mayoría de los temas tratados. Aquí se trata de presentar un resumen muy esquemático que muestre que lo que se propone no es tan complejo como podría parecer.

- c) Mantener una tarifa integral por defecto, que podría eliminarse gradualmente más adelante, comenzando por los consumidores más grandes. Tanto la tarifa integral por defecto como la tarifa de acceso deben obtenerse con una metodología transparente -hecha pública-, basada estrictamente en los principios de suficiencia -garantía completa de recuperación de los costes reconocidos- y aditividad - i. e. que cada tarifa de usuario final recoja individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables-. La tarifa integral debe obtenerse añadiendo, a la tarifa de acceso que corresponda a cada consumidor, el precio de la energía en el mercado que corresponda a su perfil estimado de consumo.
- d) Hasta el 31 de diciembre de 2010 se podría reemplazar el actual mecanismo de recuperación de CTC por diferencias por un contrato financiero por diferencias de precio fijo y cantidad fija para cada agente con derecho a recuperación de CTC. El formato de estos contratos por diferencias sería idéntico al de los contratos virtuales que se han propuesto como uno de los mecanismos para la mitigación del poder de mercado, de forma que, en las actuales condiciones del mercado, la medida (a) no sería necesaria. Las cantidades contratadas deberían determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 de cada agente, excluyendo de esta medida a la producción con carbón y fuel oil. El saldo de la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio del contrato (36,06 €/MWh) se aplicaría como una reducción -o cargo, si fuese el caso- sobre la tarifa de acceso que han de pagar todos los consumidores. Los contratos no estarían asociados a plantas de generación concretas, sino a perfiles de energía total por agente, que aproximadamente reflejen la producción media estimada de su generación CTC a la que se apliquen.
- e) A partir del 1 de enero de 2011 se podría extender el mismo mecanismo del periodo anterior en forma de contratos financieros por diferencias de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones-, pero ahora con un precio igual a la extrapolación del coste estándar comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas. De nuevo, estos contratos virtuales pueden hacer innecesaria la aplicación de la medida (a) de mitigación de poder de mercado, dependiendo de la estructura del mercado en aquel momento. Aunque esta medida haya de aplicarse solamente a partir de 2010, es necesario tomar ahora la decisión y hacerla pública, para evitar que la especulación sobre esta parte de la reforma regulatoria propuesta distorsione el funcionamiento del mercado en los próximos años.

Las medidas (a), (b), (c) y (d) forman un paquete cerrado. Sin (a) y (d), con el apoyo de (c), no habrá un precio creíble del mercado y no se recomienda adoptar (c). La medida (e) tiene fundamentalmente un carácter distributivo, esto es, de equidad entre empresas y consumidores en la asignación de los CTC. Pero el mecanismo de implantación que este Libro Blanco preferentemente recomienda -contratos virtuales para una parte de la energía que actualmente percibe CTC- resuelve simultáneamente el problema de la mitigación del poder de mercado, esto es, la medida (a).

El segundo bloque: La propuesta de mejoras en el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad

El segundo bloque de temas incluye diversos aspectos regulatorios de la generación eléctrica donde también son necesarias reformas, tal como se ha visto al realizar el diagnóstico de la situación. En este caso se trata de reformas de menor calado y que pueden analizarse e implantarse más individualmente, tema por tema, desde la perspectiva más amplia que proporcionen las soluciones adoptadas para los temas del primer bloque. A su vez, estas reformas regulatorias se han agrupado en tres grandes temas, que corresponden a tres capítulos del Libro:

- *Reformas regulatorias para mejorar la organización y el diseño de los mercados mayoristas eléctricos de corto y de largo plazo, en el contexto del MIBEL y en el más amplio del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea.* Las reformas concretas que se proponen comprenden los asuntos siguientes: contratación y mercado a plazo, donde se especifica en qué medida las transacciones en los mercados a plazo se incorporan a la tarifa regulada; las reglas de oferta en los mercados diario e intradiarios; los mercados de operación, con énfasis en limitar aquí también el posible abuso de poder de mercado, en conseguir precios estables y más transparentes por el uso de estos servicios y un mayor control del cumplimiento de los agentes por el Operador del Sistema; el régimen de utilización de las centrales de bombeo; mejoras adicionales al mecanismo de gestión de restricciones técnicas, así como el tratamiento de la interconexión con Portugal; los distintos tipos de liquidaciones y las responsabilidades de su ejecución; la financiación de OMEL; la disponibilidad de la información sobre el mercado; y la relación de los aspectos institucionales y de armonización regulatoria con Portugal que requieren una especial atención.
- *Reformas regulatorias para mejorar el funcionamiento del mercado minorista, reducir las barreras de entrada a la comercialización y promover la participación de la demanda.* Los aspectos en los que se propone la introducción de reformas son los siguientes: la reducción de la interferencia de las tarifas integrales por defecto en la actividad de comercialización; un conjunto de medidas, para su aplicación gradual según sean necesarias, dirigidas a minimizar la posible interferencia de las empresas distribuidoras en la actividad de comercialización; una batería de medidas encaminadas a fomentar una participación más activa de la demanda en el mercado eléctrico y en la operación del sistema.
- *Reformas regulatorias para conseguir una mejor integración de los aspectos derivados de la red de transporte y de la operación del sistema en el desarrollo de la actividad de generación.* Las reformas concretas que se proponen comprenden asuntos de naturaleza variada: la identificación de las posibles señales de localización en la red de transporte y el análisis de la conveniencia de su utilización; la normativa de acceso a la red y la gestión de las restricciones técnicas, incluyendo la interconexión con Francia; los aspectos específicos de la generación en régimen especial, donde hay que particularizar los aspectos de conexión a la red -armonización de procedimientos administrativos, límites máximos y las pérdidas y cargos de red-, la participación eficaz de la generación no gestionable en la operación del sistema -los condicionantes físicos a los planes de

fomento de la generación con fuentes renovables de energía y los medios disponibles para reducirlos, la interlocución con el Operador del Sistema, el tratamiento de los desvíos o la armonización con Portugal-; la conveniencia de introducir incentivos económicos moderados en la remuneración del Operador del Sistema; los aspectos institucionales referentes a la independencia del Operador del Sistema, a su relación con la actividad de transporte, a la supervisión de sus actividades y a la simetría debida en su regulación con el operador gasista.

El tercer bloque: La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

Así como la mayor parte de los capítulos anteriores examinan problemas inmediatos, el Capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** mira también al largo plazo: cómo plantear la generación de electricidad en el marco del futuro modelo energético español. El apoyo a las energías renovables, la dependencia energética, la gestión de la demanda, el cumplimiento de los objetivos medioambientales como un desafío y una oportunidad, la diversificación energética y las dimensiones globales del problema energético son los temas principales que aquí se consideran.

La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

La estrategia de suministro eléctrico en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto energético más amplio, así como en el ámbito europeo y mundial. Este análisis debe tomar en cuenta la actual disponibilidad y la evolución prevista de las tecnologías de generación, las implicaciones del actual proceso de liberalización de los mercados energéticos, las restricciones medioambientales, la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, las consideraciones geopolíticas, la repercusión de las distintas estrategias sobre la seguridad del suministro, la capacidad de las interconexiones con mercados externos, el precio de la electricidad y la competitividad de industrias y servicios, contando siempre con la percepción del ciudadano de la situación energética.

Este Libro Blanco recomienda que la planificación indicativa que contemplan las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos proporcione la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices de sostenibilidad que se adopten al respecto. Esta planificación indicativa de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad, que realizarán libremente sus inversiones para participar en el mercado eléctrico.

La planificación indicativa debe establecer las condiciones de contorno que han de ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe fijar objetivos concretos para todo aquello que es regulado: objetivos de penetración de renovables y los correspondientes mecanismos de ayudas; objetivos de ahorro y eficiencia energética y medios para conseguirlos; margen requerido de cobertura de la demanda eléctrica; desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad; plan de la minería del carbón; futuro de la energía nuclear; asignación de los derechos de CO₂; etc.

La generación nuclear y el mercado de energía

Se recomienda establecer un régimen económico alternativo para las centrales nucleares, en el que se reduzca el fuerte incentivo económico de producir a plena carga y el mayor tiempo posible, con riesgo de relajación de las condiciones de seguridad. Este régimen económico alternativo debiera suponer unas condiciones económicas equivalentes a las que de otro modo corresponderían a estas centrales. Y se debiera mantener un incentivo moderado a la disponibilidad, sobre todo cuando esta disponibilidad sea más valiosa para el sistema eléctrico, en línea con la propuesta de este Libro Blanco sobre la reforma del mecanismo de garantía de potencia.

Esta recomendación no está motivada por consideraciones de regulación del sector eléctrico como las que han sido expuestas en los bloques primero y segundo, sino por las características específicas -tanto económicas como de seguridad- de las centrales nucleares.

La generación en régimen especial: Renovables

Este Libro Blanco considera que los objetivos de promoción de las fuentes renovables de energía para la producción de electricidad deben surgir de la visión integral que proporcione el Plan indicativo que anteriormente se propuso. Con respecto a los aspectos de remuneración y de participación en el mercado⁷ las recomendaciones se han centrado en afirmar el mecanismo de primas (y de tarifas reguladas) tratando de mejorar su eficiencia sin perjudicar su eficacia, definiendo como principal criterio para fijar las primas y las tarifas reguladas la garantía de una rentabilidad razonable y estable de las instalaciones, que permita atraer las inversiones al menor coste financiero posible. Para ello se propone acotar las primas en el tiempo, discriminar con mayor detalle las necesidades de primas según características propias de las instalaciones (tipo de tecnología, horas de funcionamiento, costes) y poder revisarlas a futuro para las nuevas instalaciones. Para hacer esto posible, se recomienda que se definan y que se pongan a punto procesos de información y análisis sistemáticos de la evolución del potencial de cada tecnología y sus costes, por tramos de potencia, horas de utilización, y cualquier otro factor que se considere relevante. Una mayor eficiencia libera recursos para fomentar nuevas inversiones.

Para conseguir la mayor integración posible con el sistema eléctrico, se ha de compatibilizar el sistema de primas con la participación en el mercado de producción, ya sea individualmente o bien de forma agregada. La opción de acudir al mercado debe ser incentivada y reconocérsele los mayores costes incurridos por ello.

El documento propone recomendaciones concretas respecto a cada uno de estos temas, así como observaciones específicas para las distintas tecnologías renovables que comprende el régimen especial.

⁷ Los aspectos de conexión a la red y operación del sistema ya han sido comentados anteriormente.

La generación en régimen especial: Cogeneración

Se recomienda mantener el mecanismo de retribución por el precio de mercado más una prima suplementaria, que parece ser actualmente la alternativa más eficaz, a la vista de las experiencias internacionales. El precio del mercado debe recoger las oscilaciones provocadas por los precios de los combustibles y del mercado de emisiones, por lo que la instalación no sería penalizada o premiada por los desvíos no previstos de estos factores. La prima complementaria debe fijarse de forma que, con la información detallada recabada para cada tipo de proceso, se consiga garantizar la rentabilidad del proyecto.

Para que lo anterior sea posible, se han de organizar los procesos de información necesarios para facilitar a la CNE la realización de estudios económicos de rentabilidad para distintas hipótesis de tamaño, rendimiento energético integral, precio del gas, etc., y para que pueda realizar las auditorías y controles necesarios para garantizar y poder certificar la utilización de calor útil en el proceso. Se trata de incorporar en el mayor grado posible la cogeneración al mercado libre de producción de energía eléctrica en igualdad de condiciones con la generación ordinaria, fomentando su profesionalización en la prestación de servicios al sistema eléctrico, pudiendo participar y ser remunerada por ello en todos los mecanismos previstos al respecto.

Se debe distinguir el cogenerador (como proveedor de electricidad y calor útil) de la industria asociada que utiliza el calor útil. Desde el punto de vista eléctrico supone diferenciar claramente, por un lado la producción bruta de electricidad (descontado el autoconsumo de la propia central de cogeneración), y por otro el consumo eléctrico del proceso industrial. El consumo eléctrico debe ser considerado a todos los efectos como una demanda eléctrica. La energía eléctrica vertida a la red es la producción bruta, y no la neta una vez descontada el autoconsumo del proceso industrial. Deben eliminarse todo tipo de limitaciones actualmente vigentes, como son las limitaciones al tamaño o a un autoconsumo mínimo.

El sector eléctrico y el comercio de derechos de emisión: criterios básicos

Las recomendaciones se centran en el planteamiento de la próxima asignación de derechos de emisión para el periodo 2008-2012 y se resumen en un “criterio de eficiencia” y un “criterio de equidad”.

De acuerdo al *criterio de eficiencia*, la asignación de derechos no debe interferir con el funcionamiento natural de los mercados de electricidad y de emisiones, con el fin de que las empresas productoras reciban las señales económicas adecuadas para una toma eficiente de decisiones de operación e inversión. Por tanto, las asignaciones futuras de derechos deben ser independientes de las producciones y emisiones del periodo actual. Debe insistirse en que las decisiones de operación e inversión debieran ser independientes de las cantidades de derechos que se asignen a las instalaciones. Ésta es una condición sine qua non para conseguir que el comercio de derechos de emisión sirva como un mecanismo útil para conseguir reducir eficientemente el volumen futuro de emisiones. En esa misma dirección, pero en sentido contrario, no debe poder sostenerse que una instalación necesite derechos para funcionar. Las horas de funcionamiento de las instalaciones deben estar

condicionadas por el precio de la tonelada de CO₂ en el mercado, pero no por la cantidad de derechos que se les asignen.

La asignación de derechos no debería confundirse con otras herramientas enfocadas a cumplir otros objetivos de política energética distintos de los perseguidos por la implantación de la Directiva 2003/87/CE. No obstante -y esta reflexión es asimismo aplicable al criterio de equidad-, desde un punto de vista pragmático y como ocurre también en otros temas controvertidos, no puede ignorarse la práctica regulatoria en los países del entorno español, para evitar en lo posible la aparición de problemas de agravios comparativos.

El *criterio de equidad* señala que los derechos deben servir para compensar los desequilibrios que se producen a causa del cambio normativo que supone la introducción del mercado de emisiones, pero in entorpecer las señales económicas que incentivan la reducción de emisiones a corto, medio y largo plazo. Adicionalmente, la asignación inicial de derechos sí debe premiar los esfuerzos recientes realizados para reducir las emisiones -*early actions* o “acciones tempranas”- de las empresas.

Por consiguiente, la asignación de derechos para el siguiente periodo debe realizarse desde el contexto del tratamiento que se adopte para finalizar la recuperación de los CTC y del propuesto traslado del precio del mercado a la tarifa integral. En efecto, para la asignación de derechos son aspectos clave la internalización del precio de los derechos en el precio de mercado de la energía y la neutralización de ingresos sobrevenidos (*windfall profits*) para aquellas instalaciones para las que la rentabilidad de sus inversiones ha sido asegurada por otros medios.