



Comisión
Nacional
de Energía



ENTIDADE
REGULADORA
DO SECTOR ELÉCTRICO

**DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN SOBRE EL MERCADO
IBÉRICO DE ELECTRICIDAD
PUNTOS DE CONVERGENCIA Y CUESTIONES ABIERTAS**

SESIÓN PÚBLICA - BARCELONA
26 FEBRERO 2002

**INFORME DE SEGUIMIENTO SOBRE EL
MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD:
PUNTOS DE CONVERGENCIA Y CUESTIONES ABIERTAS**

1. INTRODUCCIÓN

El protocolo de colaboración entre las administraciones Española y Portuguesa, firmado el 14 de Noviembre de 2001, establece que “El día 1 de Enero de 2003 entrará en funcionamiento el Mercado Ibérico de la Electricidad, asegurando a todos los agentes establecidos en ambos países el acceso al Operador del Mercado Ibérico y a las interconexiones con terceros países, en condiciones de igualdad y libertad de contratación bilateral. “En su artículo 5º, el protocolo establece que “Antes del 31 de Marzo de 2002, las autoridades reguladoras de los sectores eléctricos de España y Portugal deberán que presentar un modelo de organización del Mercado Ibérico de la Electricidad que tenga en cuenta los objetivos arriba mencionados, la legislación comunitaria aplicable, la experiencia reciente de funcionamiento de los mercados eléctricos en ambos países y las buenas prácticas de regulación”, debiendo las autoridades reguladoras “contar con la participación de asociaciones de consumidores, productores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado y demás partes interesadas en el desarrollo de dicho Mercado”.

El III Congreso Luso-Español sobre Energía, celebrado en Lisboa los días 29 y 30 de Noviembre de 2001, constituyó un primer y oportuno momento de discusión pública sobre el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Desde entonces, han sido numerosas las intervenciones, bien políticas, en el sentido de reafirmar la importancia y urgencia de la creación del MIBEL en el contexto del mercado interno y del desarrollo económico de la Península Ibérica, bien de los agentes interesados en participar activamente en ese mercado.

Para facilitar y estructurar la opinión de “consumidores, productores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado y demás partes interesadas en el desarrollo de dicho Mercado”, tal

como se estipula en el protocolo arriba referido, la CNE y la ERSE publicaron, a finales de Diciembre de 2001, un Documento de Discusión, al que solicitaron comentarios hasta el 25 de Enero de 2002. Se recibieron 12 contribuciones en la CNE y 11 en la ERSE, habiendo sido publicadas todas ellas a excepción de una, por voluntad expresa de su autor. El Documento de Discusión y las contribuciones recibidas se pueden consultar en www.cne.es e www.erse.pt.

Hay que destacar el esfuerzo de las empresas, asociaciones y organizaciones que decidieron responder al llamamiento conjunto de la CNE y de la ERSE, ya que en tan corto espacio de tiempo, procedieron al análisis y elaboración de propuestas de gran interés y utilidad.

La colaboración de los operadores de sistema, REE y REN, merece destacarse por dos razones. En primer lugar, porque desde un principio su apoyo a las Administraciones y autoridades reguladoras ha sido completo y se ha caracterizado por una gran apertura y sentido de servicio público. En segundo lugar, porque la estrecha cooperación entre ambas empresas, por un lado, y entre éstas y las autoridades, por otro, es una condición necesaria para el éxito del MIBEL y del mantenimiento de niveles adecuados de seguridad y calidad de servicio.

La lectura de las contribuciones recibidas permite identificar un conjunto relativamente amplio de puntos respecto de los cuales se comprueba un elevado grado de convergencia. Esos puntos se describen en el capítulo 2 y constituyen un importante núcleo en torno al cual se construirá un mercado estable, eficiente y abierto.

Existen otros puntos, sin embargo, respecto de los cuales las opiniones difieren. Es por ello importante comparar y profundizar en los distintos puntos de vista, con el objetivo de alcanzar soluciones coherentes y equilibradas. Estas “cuestiones abiertas” se describen brevemente en el capítulo 3 y van a ser objeto de discusión pública el día 26 de Febrero, en un encuentro organizado conjuntamente por la CNE y la ERSE, en Barcelona. En función de

los resultados que allí se obtengan podrán tener lugar otras reuniones. Nos complace comprobar que las líneas de división se definen, fundamentalmente, por diferentes afinidades e intereses sectoriales (consumidores, productores, comercializadores, operadores) respecto al funcionamiento de un mercado trans-nacional que todos pretenden que sea el más transparente y abierto posible.

Para facilitar la comprensión de la situación actual del sector eléctrico en España y Portugal, las dos autoridades reguladoras han elaborado un documento que caracteriza resumidamente los aspectos más relevantes desde el punto de vista de la creación del MIBEL. Ese documento está disponible en las páginas de internet de la CNE y de la ERSE y constituye una “referencia rápida” cuya consulta es aconsejable.

2. PUNTOS DE CONVERGENCIA

2.1 Modelo básico de organización

El punto de vista mayoritario apunta a un modelo de organización del MIBEL, basado en la coexistencia de contratos bilaterales físicos (CBF) y de un mercado organizado que incluya, no solo el mercado marginalista diario “para el día siguiente” y mercados “intra-diarios”, sino también mercados “a plazo”, todos ellos con participación de la oferta y la demanda. Esto es, un modelo mixto que supere los actuales modelos español y portugués, basados, respectivamente, en el “pool casi obligatorio” y en el “bilateral físico casi obligatorio”, aproximándose a los modelos de Escandinavia y del Reino Unido pero incorporando, lógicamente, las experiencias de ambos países.

Existe también un cierto consenso en la implantación de un modelo donde coexistan dos operadores del sistema, con responsabilidades sobre las áreas de control correspondientes actualmente a REE y REN, y un operador del mercado – Operador del Mercado Ibérico (OMI)

La estrecha coordinación entre los dos operadores de sistema se considera indispensable, así como entre éstos y el Operador del Mercado Ibérico .

La evolución del MIBEL debe ser paulatina, tanto en materia de armonización de criterios técnicos, económicos y administrativos del funcionamiento actual de ambos sistemas, como en materia de desarrollo de instrumentos del propio mercado – p. ej. productos financieros de cobertura de riesgo.

La estabilidad, la transparencia y la apertura del MIBEL, son características consideradas fundamentales, al igual que la eficiencia técnica y económica, la no discriminación y la capacidad para atraer inversión, garantizando niveles adecuados de seguridad y abastecimiento.

La expansión de las redes deberá obedecer a planes plurianuales publicados periódicamente y revisados, determinando, especialmente, las capacidades

previstas de conexión de productores (en régimen especial u ordinario) y de interconexión.

2.2 Separación de actividades reguladas en régimen de monopolio de las actividades liberalizadas

El correcto funcionamiento de un mercado eléctrico exige la separación absoluta de las actividades reguladas en régimen de monopolio (transporte, operativa del sistema, distribución) de las actividades liberalizadas (producción, comercialización). De otro modo, pueden darse situaciones de subvenciones cruzadas y de conflicto de intereses que minan la confianza de los agentes en el mercado y degradan su eficiencia.

En España y en Portugal ya existen empresas jurídicamente separadas que, por ley, tienen atribuido el desempeño de las funciones de transporte de energía eléctrica y operativa del sistema. La transparencia y credibilidad del MIBEL se puede reforzar mediante las medidas siguientes:

- a) Exclusión o límite de la participación de empresas de producción, distribución o comercialización de energía eléctrica en el capital de la REE y de la REN.
- b) Separación contable y organizativa, en el seno de cada una de las empresas, de las actividades de transporte, operativa del sistema y, en su caso, otras actividades (p. ej.: telecomunicaciones).
- c) Prohibición de las actividades de compra/venta de energía eléctrica por parte de las empresas de transporte y de distribución, con la posible excepción de las transacciones destinadas a asegurar el suministro de los servicios del sistema y cobertura de pérdidas.

Las empresas de distribución que operan en España y Portugal ya están jurídicamente separadas de las empresas productoras, por un lado, y de las empresas habilitadas para vender energía a clientes elegibles, por otro lado. En la línea de la propuesta de la Directiva de la Comisión Europea de Marzo de 2001 importa garantizar, en el seno de cada empresa de distribución, una clara separación contable y organizativa de las actividades en régimen de monopolio

(distribución y operativa del sistema de distribución) de las actividades que se pueden ejercer en régimen libre.

2.3 Servicios del sistema

En un principio, la gestión de servicios del sistema y de restricciones debe dejarse a cada operador del sistema, utilizándose, en la medida de lo posible, mecanismos de mercado eficientes para los servicios voluntarios y las restricciones, y garantizándose un nivel adecuado de coordinación. Paulatinamente, la gestión de los servicios del sistema deberá organizarse de forma conjunta.

3 CUESTIONES ABIERTAS

3.1 Concentración e integración vertical producción/comercialización

Actualmente, en la Península Ibérica, hay cuatro grupos empresariales, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y EDP (excluido Hidrocantábrico) que controlan el 75% de la producción ordinaria y el 93% de la distribución y la comercialización. Esta situación constituye un obstáculo potencial para el desarrollo de un mercado competitivo y eficiente, suponiendo cuatro riesgos principales:

1 – Estando las empresas integradas verticalmente, se corre el riesgo de que cada una defienda “su” territorio, manteniéndose en la práctica la situación actual de equilibrio entre las cuatro zonas de influencia, sin competencia significativa a nivel minorista.

2 - Por otro lado, la previsible contratación bilateral entre las empresas de producción y comercialización del mismo grupo quita liquidez al mercado *spot* y hace de la formación de precios al por mayor un procedimiento potencialmente opaco.

3 – Aún admitiendo la existencia de un mercado *spot* de dimensiones adecuadas, es cuestionable el hecho de que cuatro agentes dominantes permitan el desarrollo de la competencia efectiva en el mercado mayorista.

4 – Al controlar simultáneamente los mercados de producción y comercialización, los cuatro grupos empresariales pueden caer en la tentación de manipular los precios para crear barreras a la entrada de nuevos agentes, en la producción o en la comercialización.

Sin perjuicio de la supervisión sistemática del comportamiento de las empresas de producción y comercialización de dichos grupos y de la comprobación rigurosa de la conformidad de esos comportamientos con las normas de la

competencia, es importante introducir algunas medidas estructurales que *minimicen a priori* los riesgos arriba mencionados. Aunque sea comprensible la oposición de las empresas respecto de medidas estructurales que limiten su libertad de acción en el MIBEL, se admite que un cierto grado de regulación *ex ante*, con garantía de estabilidad temporal, es el mejor antídoto contra prolongadas acciones *ex post* de tipo litigioso, normativo o judicial, destinadas a corregir distorsiones inaceptables.

La existencia de cuatro grupos empresariales cuyas áreas tradicionales de influencia (distribución y venta a clientes finales) cubren prácticamente todo el territorio de la Península bérica, siendo cada uno de ellos casi autosuficiente en cuanto a medios de producción, plantea la cuestión de saber si la posible y previsible contratación bilateral entre empresas de producción y comercialización de un mismo grupo deja margen para el desarrollo de un mercado *spot*, elemento indispensable para la transparencia y eficiencia del mercado al por mayor. Algunas posibles soluciones para la cuestión de la integración vertical son, a título de ejemplo:

- a) definir la capacidad máxima de producción (en porcentaje o en valor absoluto) que el productor puede contratar bilateralmente con el comercializador del mismo grupo;
- b) definir el volumen máximo de energía (en porcentaje o en valor absoluto) que el comercializador puede contratar bilateralmente con el productor del mismo grupo;
- c) definir el volumen mínimo de energía (en porcentaje o en valor absoluto) que el productor de un grupo verticalmente integrado está obligado a vender en el mercado *spot*;
- d) definir el volumen mínimo de energía (en porcentaje o en valor absoluto) que el comercializador de un grupo verticalmente integrado está obligado a adquirir en el mercado *spot*;
- e) prever mecanismos de subasta para la contratación bilateral, total o parcial, de los comercializadores de grupos verticalmente integrados.

Para el problema de la concentración a nivel de la producción existen también varias posibles soluciones, como, por ejemplo:

- a) definir la capacidad máxima de producción que una empresa puede poseer en la Península Ibérica (en valor absoluto o en porcentaje de la capacidad total instalada);
- b) limitar la futura expansión, en la Península Ibérica, de los productores cuya cuota de producción supere, hoy, un determinado valor;
- c) proceder a la “subasta de capacidad virtual” de parte de la capacidad de los productores cuya cuota de producción supere, hoy, un determinado valor.

3.2 Garantía de suministro y “garantía de potencia”

Hay consenso respecto a la necesidad de garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica en la Península Ibérica. A esos efectos, es indispensable garantizar la existencia, a corto y largo plazo, de una capacidad de reserva suficiente.

Para asegurar niveles adecuados de garantía de suministro se pueden seguir planteamientos que conducen a diferentes grados de descentralización.

Un planteamiento que promueve la descentralización consiste en imponer a todos los comercializadores el deber de poseer o contratar una capacidad de reserva proporcional a sus ventas esperadas. Este planteamiento tiene la ventaja de dar más libertad a los agentes y de estimular la innovación; presenta, sin embargo, algunas dificultades (sub-optimización de la gestión de la reserva, entre otras) e inconvenientes, (p.ej. definición del margen de cada empresa).

Los planteamientos que promueven la centralización prevén el establecimiento de planes que identifiquen las necesidades de la capacidad de producción, teniendo en cuenta la cobertura de la demanda, que desarrollarán periódicamente los operadores del sistema, de forma coordinada, orientando a los diversos agentes hacia las necesidades de construcción de nueva capacidad, así como de reducción de consumo.

Además del grado de centralización, se plantea la cuestión fundamental de saber si el mercado, mediante la señal precio, facilita a los inversores las indicaciones suficientes que conduzcan a la construcción, en plazo, de nueva capacidad.

En caso afirmativo, no deben preverse mecanismos de regulación que disocien el valor de la capacidad del precio de la energía eléctrica. Los precios verificados en el mercado remuneran la capacidad existente y facilitarán las señales económicas para la instalación de nueva capacidad. La garantía de abastecimiento podrá estar asociada a cada suministro de energía eléctrica siendo contratado libremente.

En caso negativo será necesario reforzar esa señal mediante el pago a los productores de una prima de “garantía de potencia” y, en su caso, mediante la creación de un “mercado de capacidad” abierto también a consumidores interrumpibles. Se plantea así la cuestión de saber cuánto pagar y a quién (asumiendo que todos los consumidores contribuyen a ese pago a través de una tarifa regulada adecuada). La garantía de abastecimiento podrá así afrontarse como una característica intrínseca del sistema eléctrico siendo parcialmente valorizada a través de un precio específico independiente del precio del suministro de energía eléctrica.

La existencia de este pago adicional de la garantía del suministro se puede introducir *a priori* o, como alternativa, depender de la previsión del exceso de límites mínimos de reserva a especificar previamente y a validar por las autoridades reguladoras, hecho que también tendría un efecto sensibilizador en la producción y en el consumo.

Como alternativa o como complemento a la atribución de la prima de “garantía de potencia” a los productores, en caso de que se excedieran los límites, podría establecerse un concurso para la contratación de nueva capacidad y/o celebración de nuevos contratos de gestión de demanda. Las centrales construidas como consecuencia de estos concursos podrían estar sometidas a un conjunto de reglas definidas *a priori*, especialmente no podrían establecer contratos bilaterales, debiendo obligatoriamente ofrecer su energía en el

mercado *spot*. La diferencia entre la remuneración obtenida en el mercado *spot* y la anualidad del contrato se podría recuperar mediante una tarifa regulada específica que se aplicará a todos los clientes del sistema (tarifa adicional de garantía de abastecimiento) individualizándose su coste, o a través de la tarifa de uso global del sistema pagada por todos los clientes.

3.3 Costes de Transición a la Competencia y Contratos de Adquisición de Energía

La creación del MIBEL obliga a renegociar los Contratos de Adquisición de Energía (CAE) celebrados entre los productores vinculados establecidos en Portugal y REN. El valor actual de esos contratos lo conocen perfectamente los productores, REN y ERSE. En el caso de que resulten, de la renegociación de los CAE, costes llamados de transición a la competencia (CTC), éstos deberán quedar reflejados en todos los consumidores a través de la tarifa de Uso Global del Sistema (UGS), una vez aprobada por la Comisión Europea.

En España, los CTC ya han sido reconocidos, pero el mecanismo de recuperación de la suma aprobada a través de las tarifas no es explícito.

Una vez calculada, en Portugal, la parte de la tarifa de UGS relativa a los CTC, y aclarada, en España, la parte correspondiente, es importante verificar la inexistencia de distorsiones de competencia, tanto desde el punto de vista de los productores, como desde el punto de vista de los consumidores.

Por lo que se refiere a los Contratos de Adquisición de Energía se plantean dos cuestiones. La primera está en relación con la necesidad de revisar todos o sólo algunos de los contratos existentes. La segunda está en relación con la metodología de valorización del contrato y con el proceso de pagos y cobros.

El importe a pagar a los productores que renegocien sus contratos se puede calcular en base al valor residual de los contratos y al valor probable de los

precios que se vayan a formar en el mercado *spot*. Concretamente, la valorización de cada contrato se puede efectuar restando al valor residual del contrato la diferencia entre el valor esperado de los beneficios obtenidos en el mercado *spot* y el coste variable de la central. Esta es una valorización metodológicamente semejante a la del cálculo de los CTC, pero realizada *a priori* y sin la posibilidad de ajuste *a posteriori*.

Otra alternativa de valorización puede pasar por la organización de una subasta de estos contratos. El importe a pagar a los productores, en este caso, se podrá calcular en base al valor residual del contrato y a los ingresos de la subasta.

3.4 Elegibilidad de los clientes de baja tensión

Actualmente, tanto en España como en Portugal, casi sólo los clientes de media, alta y muy alta tensión pueden elegir libremente su suministrador de energía eléctrica. Sin embargo, en España está prevista, para el 1 de Enero de 2003, la liberalización total del mercado eléctrico. Sería deseable, por razones de eficiencia y equidad, que también los clientes de baja tensión portugueses pudiesen escoger libremente a su suministrador en la misma fecha.

Se plantea la cuestión de saber cómo debe planearse, desde este momento, un sistema (centralizado o descentralizado) de recogida y almacenamiento de medidas, incluyendo el registro de cambios de suministrador, y quién debe ser responsable de la implementación y gestión de ese sistema.

3.5 “Tarifas integrales”

La existencia de las llamadas “tarifas integrales” –ésto es, tarifas de venta a clientes finales que no resultan de la adición de una “tarifa de acceso” (que incluye pagos por el uso de las redes y por la gestión global del sistema) y de un precio de energía y potencia – plantea un problema de discriminación desde

el punto de vista del consumidor. En efecto, esas tarifas no reflejan correctamente los costes subyacentes y como tal reflejan subvenciones cruzadas entre categorías de consumidores. En la práctica, significa la existencia de consumidores que pagan un precio inferior al precio de mercado, encontrándose así en situación ventajosa respecto a consumidores que no tienen acceso a esa tarifa. Es importante definir el calendario relativo a la corrección de esa situación y, en su caso, a la extinción de estas tarifas.

3.6 Existencia de “tarifas de último recurso”

Con la generalización de la elección a todos los clientes es necesario asegurar, por lo menos, la transición de la actual regulación de las tarifas de venta a clientes a un sistema tarifario liberalizado, en el que los comercializadores definen las tarifas en un marco de competencia. Para ello, se reconoce la necesidad de la existencia de “tarifas de último recurso”, especialmente para los clientes menos motivados a ejercer su derecho de elegir al suministrador.

Una cuestión previa a la discusión de las metodologías para el establecimiento de “tarifas de último recurso” es cuál ha de ser la entidad suministradora de último recurso:

- distribuidor en su área de cobertura geográfica;
- comercializador del grupo empresarial al que pertenece el distribuidor;
- otra entidad – cual?

Otra cuestión relacionada con la anterior es la definición clara de las obligaciones para asegurar la universalidad del abastecimiento, a incorporar en las licencias de las entidades designadas para el suministro de último recurso.

Con la liberalización total del sector eléctrico, sólo será necesario el establecimiento de tarifas de acceso, negociándose en el mercado los demás componentes asociados al suministro de energía eléctrica. Así, para asegurar que las “tarifas de último recurso” reflejen adecuadamente los precios de

mercado de la energía eléctrica, es necesario prever mecanismos alternativos de regulación.

Básicamente, la definición de los precios de las “tarifas de último recurso” incluye dos componentes de coste no regulados: la adquisición de energía eléctrica y la comercialización.

Por lo que se refiere a la adquisición de energía eléctrica por el suministrador de último recurso, se puede considerar la imposición de reglas específicas para la contratación de energía eléctrica:

- adquisición obligatoria en el mercado *spot*, siendo actualizado el valor de este componente de la “tarifa de último recurso” sobre una base, por ejemplo, trimestral;
- adquisición por concurso anual, lo que garantiza la estabilidad de este componente;
- una combinación de los anteriores.

Como alternativa, se puede dejar al criterio del suministrador la elección de las formas de contratación, imponiendo reglas específicas para su valorización, por ejemplo, indexando los costes de adquisición de energía eléctrica a los precios practicados en el mercado *spot*.

Los métodos descritos responden, básicamente, a colocar distintos niveles de riesgo de precio en la adquisición de energía eléctrica por parte del suministrador de último recurso.

Por lo que se refiere a la comercialización, su valorización podría estar en función de:

- un valor fijo para cada nivel de tensión.
- un porcentaje de los costes del totales (adquisición de energía y tarifas de acceso).
- una combinación de las anteriores.

Los métodos de valorización descritos responden, básicamente, a definir un precio máximo de comercialización.

3.7.1 Resolución de las congestiones en las interconexiones

El modelo básico de organización del Mercado Ibérico debe sustentarse en una estrecha colaboración entre los actuales operadores del sistema Español y Portugues. Ver punto 2.1.

Una metodología de resolución de congestionamientos en las interconexiones entre España y Portugal debiera basarse en mecanismos de mercado, y contar con el acuerdo de los operadores del sistema. Las respuestas de REE y de REN al documento de discusión apuntan en la dirección descrita, al proponer una combinación de mecanismos mercado adaptados a los diferentes horizontes temporales de las modalidades de contratación permitidas en el Mercado Ibérico, a saber:

- Subastas explícitas para la asignación de capacidad para los contratos bilaterales físicos, con aplicación del principio “use it or loose it”.
- Market splitting, para la asignación de la capacidad sobrante en el mercado spot.
- Counter trading, en tiempo real, para asegurar la firmeza de las transacciones declaradas entre los dos sistemas.

Una metodología de resolución de congestionamientos en las interconexiones entre España y Francia deberá igualmente basarse en mecanismos de mercado transparentes y no discriminatorios.

3.8 Régimen especial

Actualmente, en la Península Ibérica, casi un 14% de la energía eléctrica consumida proviene de fuentes renovables y de plantas de co-generación en régimen especial de explotación. Los distribuidores tienen la obligación de adquirir la energía inyectada en las redes a estos productores, estando

determinados los precios de adquisición administrativamente por los Gobiernos correspondientes. Los costes resultantes de estas adquisiciones a precios superiores a los precios de mercado los soportan todos los consumidores de energía eléctrica.

De acuerdo con los compromisos comunitarios e internacionales asumidos por España y Portugal, el porcentaje arriba referido deberá situarse, a principios de la próxima década, en valores bastante por encima de los actuales. De mantenerse el sistema actual, cabe pensar en el aumento del precio de la energía eléctrica, bien por efecto directo –aumento del volumen de subvenciones soportadas por los consumidores, bien por, efecto indirecto – reducción de la liquidez del mercado mayorista.

En este escenario se plantean tres cuestiones , dos de corto plazo y una de medio plazo:

- 1 – ¿Como asegurar de forma transparente y eficaz la gestión técnico-económica del sistema, dados los elevados niveles de integración de PRE?
- 2 – ¿Cómo conciliar, en Enero de 2003, el funcionamiento del MIBEL con los actuales sistemas de incentivos?
- 3-- ¿De que forma debe el actual sistema de incentivos ser modificado para garantizar una mayor eficiencia económica?

La necesidad de dirigir adecuadamente la integración de PRE en el sistema podría llevar a tener el interés en definir dos grandes tipos de instalaciones productoras: los PRE despachables y los no despachables. Una forma de participación de estos PRE en el mercado (CBF y/o bolsa de energía) debería entonces tener en consideración esta característica, debiendo tener el cuidado de no penalizar por desvios a PRE no despachables. Al mismo tiempo debería porcederse a la implantación de procedimientos de previsión de producción de PRE no despachables, por cada área de control, para el horizonte temporal de las 24 horas del mercado diario.

Sería importante para la estabilidad del MIBEL que las Administraciones de España y Portugal estableciesen, desde ahora, su voluntad de hacer evolucionar los actuales sistemas de incentivo a un nuevo sistema, más armonizado y compatible con mecanismos de mercado, indicando si fuese posible el calendario de ese proceso. Mientras no se proceda a esa necesaria armonización, lo importante es minimizar el impacto de los actuales sistemas de incentivo “fuera del mercado” sobre el MIBEL.

3.9 Liberalización del mercado del gas natural

Para que no se distorsione la competencia a nivel de la producción de energía eléctrica es necesario garantizar el acceso no discriminatorio de los productores al gas natural, principal combustible actualmente utilizado, revisando y armonizando las condiciones existentes en España y Portugal.