



DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE

METODOLOGÍA Y APLICACIONES

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	BREVE DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN NORMATIVA ACTUAL	7
2.1	Situación en Portugal	7
2.2	Situación en España	7
3	PRINCIPALES CUESTIONES ASOCIADAS A LA DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE	10
3.1	Funcionamiento del mercado ibérico	10
3.2	Poder de mercado en la producción de energía eléctrica.....	12
3.3	Evolución del mercado liberalizado minorista	13
4	PROPUESTA DE DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE	15
4.1	Metodología de determinación	15
4.2	Información a requerir, periodicidad y divulgación	16
5	PROPUESTA DE DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE EN LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	17
5.1	Metodología de determinación	17
5.2	Información que deben aportar los agentes	19
5.3	Periodicidad de determinación	20
5.4	Divulgación	21
6	PROPUESTA DE DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR CON POSICIÓN DE DOMINIO EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	22
6.1	Metodología de determinación	22
6.2	Información que deben aportar los agentes	24
6.3	Periodicidad de determinación	25
6.4	Divulgación	26
7	OBLIGACIONES Y LIMITACIONES INHERENTES AL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE	27
7.1	Subasta de la capacidad de producción	27
7.2	Participación en subastas de capacidad virtual	28
7.3	Limitaciones de participación en las subastas de adquisición de capacidad de interconexión con sistemas externos al MIBEL y dentro del MIBEL	28
7.4	Acceso a las licencias de nuevas instalaciones de producción y limitaciones a la evacuación en zonas congestionadas	29
7.5	Representación de instalaciones de producción en régimen especial.....	31
7.6	Limitaciones sobre la adquisición o transferencia de carteras de clientes en la comercialización	32
ANEXO		33

1 INTRODUCCIÓN

El Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007 establece un conjunto de materias sobre las que se debe presentar una propuesta compatibilizada de regulación por parte de las entidades reguladoras de cada país, en el ámbito del Consejo de Reguladores del MIBEL, quedando a discreción de los respectivos Gobiernos su expresión legislativa. La definición del concepto de operador dominante y la metodología de determinación entran en la serie de materias anteriormente mencionadas.

El texto del Plan de Compatibilización Regulatoria menciona que se considerará operador dominante toda empresa o grupo empresarial que detente una cuota de mercado superior al 10% de la energía eléctrica producida en el ámbito del MIBEL. A efectos del cálculo de la cuota de mercado en la producción de energía eléctrica, el Plan de Compatibilización Regulatoria excluye los valores de producción en régimen especial, por lo que la metodología que se adopte deberá ceñirse a la producción en régimen ordinario.

A este respecto, cabe recordar que ya se aplica en España un concepto análogo, en el que se le atribuye a la CNE la responsabilidad de determinar las entidades a las que se aplica el concepto de dominante, así como su divulgación con carácter anual. No obstante, en el caso español, la definición del concepto de operador dominante considera conjuntamente la producción y el suministro de energía eléctrica, tratándose la producción en régimen especial igual que la producción en régimen ordinario.

Así, el concepto se trata en España teniendo en cuenta la representación de cada entidad tanto a nivel del mercado mayorista (producción de energía eléctrica) como a nivel del mercado minorista (suministro de energía eléctrica), asumiendo que la clasificación de operador dominante se da al considerar el mayor valor de cuota de mercado de entre las correspondientes al mercado mayorista y al mercado minorista.

El análisis de la estructura del sector eléctrico es complejo como consecuencia de las características físicas de la electricidad y por los distintos eslabones verticales de la cadena desde la producción al consumo. A pesar del proceso de liberalización acometido, las grandes empresas eléctricas siguen estando verticalmente integradas. Así, el análisis de la competencia en el mercado mayorista de generación, en ausencia de análisis de relaciones verticales, no ofrecería una visión completa del mercado. Parece, en este caso, razonable el análisis de las cuotas de mercado no sólo por el lado de la oferta sino también por el lado de la demanda, sin obviar la relación existente entre la planificación de la actividad de generación y la evolución de la demanda.

Parece razonable establecer dos relaciones anexas a la lista global de operadores dominantes (una para suministro y otra para generación), que indiquen qué rama de actividad ha producido la entrada de un agente en la lista de operadores dominantes, si el suministro, la generación o ambas. De esta forma, el regulador podría plantear que las limitaciones relacionadas con el concepto de operador dominante se

vinculen de forma más precisa a la actividad del posible grupo empresarial en alguna de estas actividades, y no al resto.

El principal interés en establecer un concepto de operador dominante y, por lo tanto, establecer obligaciones y limitaciones especiales para este tipo de agente, deriva de la necesidad de reducir los riesgos de que ejerzan poder de mercado aquellos agentes que pueden influir en la formación de los precios del consumidor final, lo cual incluye tanto el mercado mayorista como minorista.

Con todo lo anterior, teniendo presentes los mismos riesgos para el mercado minorista, procede sopesar la posibilidad de introducir en el concepto de operador dominante la actividad de suministro de energía eléctrica, complementando lo que el Plan de Compatibilización Regulatoria ya prevé para el mercado mayorista. En este sentido, este documento representa un ejercicio de conceptualización adicional del operador dominante en el suministro al mercado minorista, así como la inclusión del concepto de operador dominante respecto de la actividad total del grupo.

De esta forma, sin perder de vista el marco creado por el Plan de Compatibilización Regulatoria, el presente documento pretende sistematizar las cuestiones clave que permitan definir el concepto de operador dominante en el sector eléctrico y, sobre todo, determinar cómo afecta dicha definición al conjunto de entidades en las que se aplique el concepto, desde una óptica compatibilizada y armonizada entre Portugal y España. Este documento deberá presentarse a los Gobiernos de cada país para materializar la propuesta del Consejo de Reguladores sobre el tratamiento de la cuestión del operador dominante en el sector eléctrico ibérico.

Por eso, en el presente documento se presentan otros seis capítulos, aparte de éste, cuyo contenido es el siguiente:

- En el capítulo 2 se describe la situación legal y normativa que está actualmente en vigor en España y la situación que existe en Portugal.
- En el capítulo 3 se identifican las principales cuestiones que delimitan la definición del concepto de operador dominante.
- En el capítulo 4 se presenta la definición del concepto de operador dominante.
- En el capítulo 5 se describe una propuesta de cálculo del concepto de operador dominante en aquello que tiene que ver con la actividad en el mercado mayorista.
- En el capítulo 6 se describe una propuesta de cálculo del concepto de operador dominante en aquello que tiene que ver con la actividad en el mercado minorista.
- En el capítulo 7 se presentan algunas de las obligaciones y las limitaciones que podrán establecerse al definir y atribuir el concepto de operador dominante.

Finalmente, procede mencionar que la realidad de la integración de ambos mercados muestra una efectividad limitada en algunos aspectos y probablemente esto siga siendo así hasta que se materialicen los planes de aumento de interconexión entre ambos países anunciados. Por ello, se considera necesario, hasta que se consiga una integración mayor, para asegurar la defensa de los intereses de los consumidores de Portugal y España, que se abra un periodo transitorio en el que se definan dos mercados geográficos relevantes diferenciados y no un único mercado geográfico a los efectos de la efectividad de algunas de las limitaciones asociadas al concepto de operador dominante. Por tanto, durante este periodo transitorio se estaría hablando de elaborar una lista global en el ámbito de todo el mercado ibérico, pero en la que algunas limitaciones tengan en consideración la realidad competitiva real de cada uno de los dos países. Cualquier excepción o asimetría en este sentido debería tener el acuerdo previo de ambos reguladores.

Según como se formulen finalmente, la viabilidad jurídica de algunos de los aspectos descritos con el Derecho español requeriría una base normativa de rango legal. Esto hace que la propuesta que se formula en el documento haya de ser entendida como una propuesta de política legislativa, y no como una propuesta susceptible de ser directamente ejecutada por la CNE en la realidad actual. Adicionalmente requeriría un cambio del Plan de Compatibilización Regulatoria para el sector energético, firmado entre los Gobiernos de España y de Portugal el 8 de Marzo de 2007.

2 BREVE DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN NORMATIVA ACTUAL

2.1 SITUACIÓN EN PORTUGAL

La Resolución del Consejo de Ministros n.º 169/2005, de 24 de octubre, que aprueba la estrategia nacional para la energía, establece tres ejes prioritarios de la política energética portuguesa:

1. Asegurar la garantía de suministro;
2. Potenciar la competencia en el sector energético;
3. Garantizar que todo el proceso energético es adecuado para el medio ambiente.

Dentro del ámbito del segundo de los ejes mencionados, potenciar la competencia en el sector energético en general, y en el sector eléctrico en particular, se pretende "(...) promover la defensa de los consumidores, así como la competitividad y la eficiencia de las empresas, tanto las del sector de la energía como las demás del tejido productivo nacional". Profundizar en la liberalización del sector eléctrico, sobre todo al nivel de las actividades de producción y comercialización, constituye un componente importante del objetivo central del aumento del nivel de competencia en el sector energético.

En especial, al hablar de la producción de energía eléctrica, potenciar la competencia obliga no sólo a establecer un marco legal sobre el final de los contratos de suministro de largo plazo, sino también a establecer una serie de condiciones que eviten que las estrategias que adopte el operador, al ejercer el poder de mercado, puedan distorsionar la creación de los precios en el mercado.

No obstante, en el ordenamiento jurídico portugués, a pesar de que en el diseño de la normativa del sector eléctrico se han incorporado las preocupaciones sobre la competencia, todavía no existe ningún instrumento que identifique la existencia de operadores dominantes, o concepto equivalente, ni medidas directas para impedir el riesgo de que se ejerza el poder de mercado por parte de operadores que dispongan de cuotas de mercado significativas.

2.2 SITUACIÓN EN ESPAÑA

La figura del operador dominante está recogida en la legislación española en la Disposición Adicional tercera del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en los Mercados de Bienes y Servicios, introducida, concretamente, a través del Real Decreto-Ley 5/2005, de reformas para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública.

El título II del Real Decreto-Ley 5/2005 regula un conjunto de reformas en el ámbito energético, adoptando, en concreto, medidas para profundizar en la liberalización ordenada del sector y posibilitar la pronta constitución del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

Con esta norma se avanza en la reforma de los mercados energéticos, mediante la adopción de medidas para fomentar un comportamiento más eficiente de los agentes y profundizar en una liberalización ordenada del sector, que, dado su carácter de insumo estratégico, debe traducirse en ganancias de productividad para el conjunto de la economía. En este sentido, desde un punto de vista horizontal, se introduce la figura del operador dominante en los mercados energéticos con el objetivo de poder establecer determinadas obligaciones regulatorias que faciliten el desarrollo de una competencia efectiva en estos mercados.

Así, el artículo decimonoveno del Real Decreto-Ley 5/2005 incorpora una Disposición Adicional tercera al citado Real Decreto-Ley 6/2000 relativa a la figura del operador dominante, definida en los siguientes términos:

“Tendrá la condición de operador dominante en los mercados o sectores energéticos toda empresa o grupo empresarial, definido según lo establecido en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, que tenga una cuota de mercado superior al 10 por ciento en cualquiera de los siguientes sectores:

- a) Generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).
- b) Producción y distribución de carburantes.
- c) Producción y suministro de gases licuados del petróleo.
- d) Producción y suministro de gas natural. “

Asimismo, el Real Decreto-Ley 5/2005 establece que la Comisión Nacional de Energía hará público por medios telemáticos los listados de operadores dominantes.

Recientemente, con fecha 5 de julio de 2007, se ha publicado en el BOE la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Así, esta reciente Ley introduce una nueva modificación al Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, concretamente, y respecto de la figura del operador dominante, se establece que la Comisión Nacional de Energía, previo acuerdo del Consejo de Reguladores del MIBEL, hará público por medios telemáticos el listado de operadores dominantes.

Por otro lado, la legislación española en vigor establece ciertas obligaciones o limitaciones asociadas a la figura del operador dominante:

- El Real Decreto-Ley 5/2005 modifica la disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, obligando a la emisión primaria de energía a aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico. La potencia afectada en cada emisión no podrá ser superior, para cada operador dominante, al 20 por ciento, de la potencia eléctrica instalada de la que sea directa o indirectamente titular. La capacidad de producción que podrá ser adquirida individualmente en cada emisión por cada participante quedará limitada a un máximo del 10 por ciento de la potencia total emitida.
- Igualmente, mediante modificación realizada por el Real Decreto-Ley 5/2005, el artículo 13 de la Ley 54/1997 relativo a las adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del MIBEL, establece que las adquisiciones de energía en otros países comunitarios fuera del ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad o en terceros países no podrán ser realizadas por los operadores que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.
- Finalmente, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial en su artículo 31 establece que los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de la Energía, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial.

De conformidad con la legislación en vigor, el Consejo de Administración de la CNE ha procedido a establecer y hacer públicas las relaciones de operadores dominantes en los mercados energéticos correspondientes a los ejercicios de 2005 y 2006, mediante la “Resolución de la Comisión Nacional de Energía por la que se establecen y hacen públicas, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos”, aprobada por el Consejo de Administración en su sesión celebrada el día 16 de febrero de 2006 y publicada en el BOE con fecha 10 de Marzo de 2006 y de la “Resolución de la Comisión Nacional de Energía por la que se establecen y hacen publicas, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos” aprobada por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión celebrada el día 25 de abril de 2007, respectivamente.

3 PRINCIPALES CUESTIONES ASOCIADAS A LA DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE

Como ya se mencionó previamente, la principal justificación a la existencia del concepto de operador dominante en el sector eléctrico proviene de la necesidad de reducir los riesgos de que los principales agentes presentes en el mercado ejerzan poder de mercado.

Si tenemos en cuenta los problemas de competencia que origina el hecho de que existan agentes con una posición de mercado que les permita adoptar estrategias potencialmente opuestas a la competencia, cabe pormenorizar algunas de las cuestiones más relevantes a la hora de definir un concepto de operador dominante.

3.1 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO IBÉRICO

Como ya se ha reconocido en varios documentos, la configuración geográfica de Portugal y España y las características de los sistemas eléctricos de ambos países recomiendan que se constituya un mercado conjunto, en el que los consumidores de ambos países puedan elegir libremente a su comercializador.

De hecho, la capacidad de interconexión entre el espacio físico de la Península Ibérica y el resto de Europa todavía es muy reducida, por lo que el acceso efectivo a otros mercados resulta difícil. Por otro lado, Portugal, en solitario, posee un sistema eléctrico cuya dimensión y número de agentes no permiten crear un mercado eficiente.

En ese sentido, el modelo de funcionamiento del MIBEL consiste en que exista un único mercado en el espacio físico de la península ibérica, en el que, ya sea por el lado de la demanda o por el de la oferta de energía eléctrica, se añadirían las ofertas de los agentes para conseguir un precio de equilibrio que se correspondería con una solución teórica de eficiencia en la asignación de los recursos.

Aún así, la presunción de que llegue a existir un precio único para todo el espacio físico de la Península Ibérica resultaría posible bajo la hipótesis de que no existiesen restricciones de capacidad dentro de la interconexión entre Portugal y España, hecho que permitiría que los dos mercados nacionales se integrasen plenamente. La ausencia de restricciones de capacidad de interconexión (en ambos sentidos del tránsito de energía), en cada momento y en las condiciones que se diesen, permitiría establecer un mejor orden de casación de la producción de energía eléctrica y se darían los tránsitos en la interconexión necesarios para agotar todas las diferencias de precio marginal en ambos países, tanto en la producción (oferta) como en el consumo (demanda).

La capacidad ilimitada de interconexión todavía no es una realidad en el contexto del MIBEL, al igual que en la mayoría de los demás mercados eléctricos transfronterizos en el ámbito de la Unión Europea, lo

que determina que puedan existir restricciones físicas frente a ofertas que el mercado casó al contrastar la disponibilidad para pagar y recibir de consumidores y productores, respectivamente. De hecho, cuando la capacidad de interconexión es limitada, el punto económico en el que confluyen las ofertas de compra y de venta puede no ser ejecutable física y/o técnicamente, lo que determina la necesidad de establecer, no sólo un criterio de asignación de la escasez del recurso que constituye la capacidad de interconexión, sino también una forma de garantizar que la coyuntura entre la oferta y la demanda de energía eléctrica sea la más eficiente desde el punto de vista económico, dadas las restricciones de capacidad.

En el actual contexto del MIBEL, el mecanismo de gestión de la escasez de las capacidades de interconexión implica la consideración de un régimen de separación de mercados. Este mecanismo consiste en realizar la asignación de recursos en base a las ofertas de los agentes. En la medida en que sea imposible concretar por restricciones físicas el resultado de la casación para todo el área que abarca el mercado diario y, de esta forma, determinar un precio único intermedio, se establecerán precios diferenciados para cada una de las dos áreas.

El precio para cada una de las áreas mencionadas se determina sobre las mismas presunciones en las que se calcula un precio de mercado único (cuando se unen las curvas agregadas de oferta y demanda, que se obtienen, respectivamente, de la jerarquía decreciente en precio de las ofertas de compra y la jerarquía creciente en precio de las ofertas de venta) y de esta forma se destina automáticamente la capacidad de interconexión existente a cada área para minimizar las diferencias de precios que se producen.

Cabe destacar que el hecho de que exista una separación de mercados y diferentes precios no significa que no existan intercambios de energía entre las diferentes áreas de precios en cuestión. En realidad, el valor de la capacidad de interconexión disponible se utiliza para garantizar que se concreta la condición de minimización del diferencial de precios, lo que origina los flujos de energía asociados. Al aplicar en cada área el precio resultante a la generación y la demanda de esa área, se originan con estos flujos una renta de congestión que puede, en consonancia con los modelos adoptados, utilizarse bien para reducir las tarifas de transporte de energía eléctrica o bien para aumentar la capacidad de interconexión, cuya escasez originó la existencia de la renta. En el caso del modelo que está en vigor en el MIBEL, esas rentas deberán ser gestionadas por los operadores de las redes de transporte de Portugal y España, principalmente en el sentido de expandir la capacidad comercialmente disponible para la interconexión entre ambos países.

Mientras que la capacidad de interconexión sea insuficiente para la integración completa de ambos sistemas, será especialmente necesario adoptar medidas que reduzcan eficazmente el riesgo de ejercicio de poder de mercado, lo que permite determinar la separación de los mercados y la creación de precios diferenciados en cada zona. En este sentido, los grupos económicos integrados verticalmente con cuotas de mercado significativas, tanto en la producción como en el suministro de energía eléctrica,

tienen más posibilidades de materializar estrategias de participación en el mercado que produzcan los efectos mencionados sobre la separación de los mercados y/o la creación de precios diferenciados.

3.2 PODER DE MERCADO EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de energía eléctrica es una de las dos actividades de la cadena de valor del sector eléctrico sometidas a un régimen de funcionamiento conforme a los mecanismos de mercado. Aún así, la producción de energía eléctrica en un entorno liberalizado no podría considerarse como un mercado contestable en el sentido estricto de la palabra.

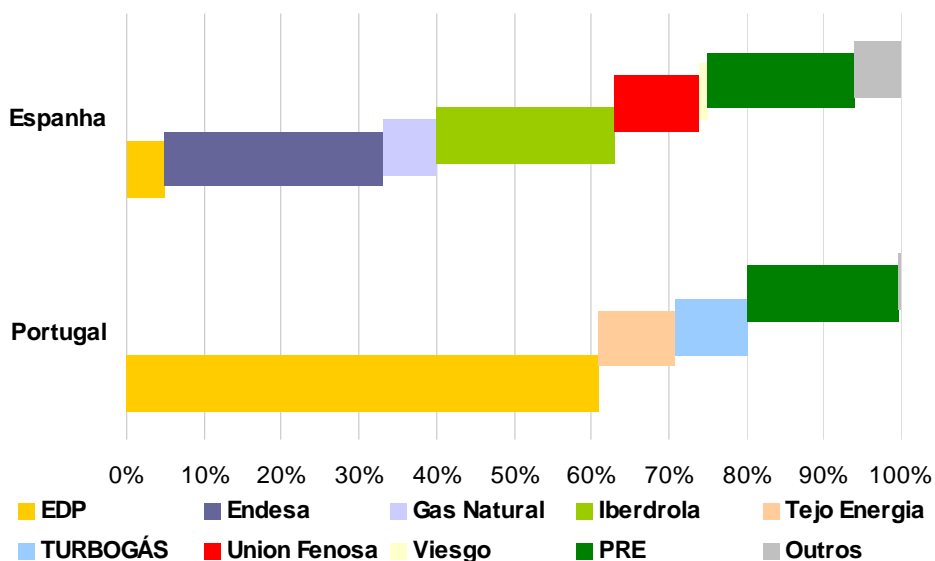
En realidad, el mercado de producción de energía eléctrica no permite la entrada totalmente libre a nuevos participantes que permita la contestabilidad del mercado subyacente, dado que el ejercicio de la actividad está condicionado tanto por el requisito de obtención de licencia administrativa previa como por el volumen de inversión inicial necesario, como por las tecnologías a las que se tiene acceso. Al mismo tiempo, existen economías de escala en la operación de la actividad, que destacan, no sólo por su capacidad de deshacerse con más rapidez de los costes fijos de entrada, sino también por el acceso a mercados de energía primaria.

Esta dificultad de contestabilidad del mercado, unido a la propia evolución histórica del sector, tiende a hacer que exista en el mercado un número reducido de agentes de gran tamaño que les otorga la posibilidad del ejercicio de su poder de mercado y, como consecuencia de la formación de precios poco eficientes en el mercado, podrían apropiarse de las rentas de equilibrios diferentes a los competitivos, que acaban perjudicando a los consumidores de energía eléctrica y a la eficacia general del sistema.

Por todo lo anterior, una alternativa que atenúe lo anterior es la integración de espacios geográficos en un mercado único. No obstante, cuanto mayores sean las restricciones en la capacidad de las redes y de las interconexiones entre estos espacios y, más probabilidad existirá de que los mayores operadores en la producción de energía eléctrica se apropien de las rentas.

Como ya se ha comentado, en el caso Ibérico los problemas anteriores se producen en gran medida, lo que debe llevar a tomar medidas que prevengan el ejercicio de poder de mercado y que faciliten el que ambos mercados nacionales se integren de forma adecuada. Para esto último, es importante impulsar la creación de la capacidad de interconexión necesaria y, mientras esto no se culmina, evitar que los operadores con poder de mercado a ambos lados de la frontera utilicen la capacidad existente en perjuicio de esta integración.

Figura 3-1 - Producción de energía eléctrica en 2006 - España y Portugal



3.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO LIBERALIZADO MINORISTA

La realidad del proceso de apertura del mercado eléctrico en el caso de la Península Ibérica hace patente la tendencia a que la liberalización del segmento minorista se realice a través de la aparición de competencia cruzada entre los operadores tradicionales. En realidad, tanto en España como en Portugal, el conjunto de operadores en el mercado liberalizado se corresponde, en un porcentaje importante, con el conjunto de entidades que forman parte de grupos económicos verticalmente integrados y que operan redes de distribución.

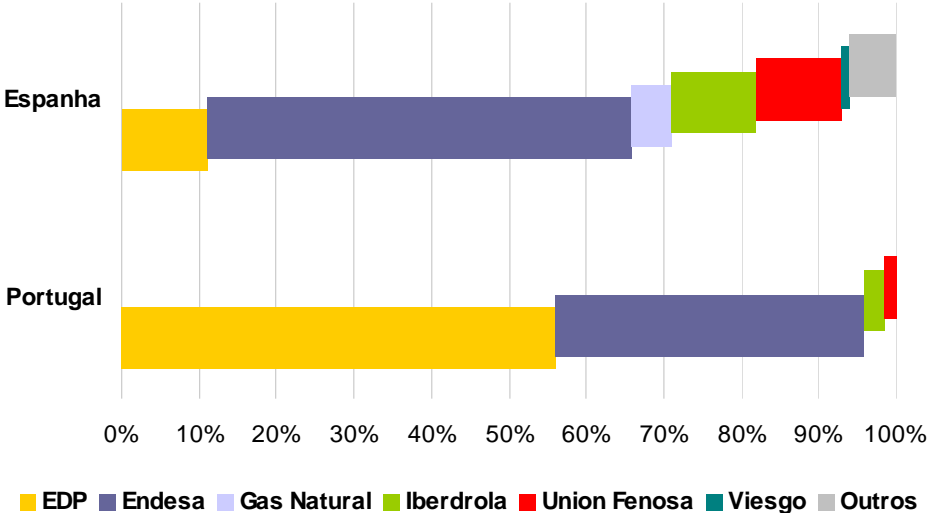
De esta forma, que el operador dominante se enfrente a la aparición de competencia parece depender en cierta medida de la participación en el mercado, de forma transversal, de comercializadores de diferentes grupos integrados. En el caso del MIBEL, el desarrollo de la competencia en el suministro minorista de energía eléctrica en Portugal no puede dejar de asociarse a la participación en el mercado de operadores tradicionales españoles. Ocurre lo mismo en España en relación con las áreas de concesión de cada operador tradicional, frente a la mayoría de los demás operadores dominantes.

Por lo tanto, en este proceso es importante considerar los mecanismos de acceso a la actividad que permitan que el operador dominante se enfrente, en su área respectiva de concesión en la distribución, a la presión competitiva de entidades que son competitivas en otras áreas. En este aspecto, el acceso, en condiciones transparentes, al suministro de energía para su comercialización surge como una cuestión esencial.

La existencia de un régimen de mercado integrado, con la consagración de polo de contratación a la vista para la energía eléctrica, con un modelo de separación de mercados cuando existan restricciones

de red y con subastas explícitas, aconseja que el acceso al mercado mayorista de los agentes que actúan en el mercado minorista posea la suficiente flexibilidad como para no concederle al operador dominante, en determinada área de precios, una ventaja competitiva extrema, capaz de retirar del mercado a sus competidores directos. Dentro del contexto del MIBEL, dado el diseño empresarial de los mercados minoristas de España y Portugal, esto implica poder garantizar a los operadores dominantes fuera de su área de concesión condiciones equitativas en el acceso a los mercados mayoristas, en especial si se está aplicando mecanismos de gestión de la capacidad de interconexión que pueden llevar a la separación del mercado en distintos mercados con distintos precios.

Figura 3-2 - Mercado liberalizado en 2006 - España y Portugal - Energía



4 PROPUESTA DE DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE

4.1 METODOLOGIA DE DETERMINACION

Como ya se ha descrito, la integración vertical y la transversalidad de los grupos empresariales que llevan a cabo actividades en el sector eléctrico así como la naturaleza integrada del riesgo de ejercicio de poder de mercado, hace recomendable definir una lista global de operador dominante que tenga en consideración de forma global tanto la actividad de suministro como de generación. No obstante, dado que algunos riesgos más específicos, y por tanto las posibles medidas atenuantes, pueden ser asignables a una de las actividades, también parece adecuado definir listas que informen al regulador de cuáles de las actividades le confiere la calificación de dominante.

Por tanto, una forma de tener en cuenta todo lo anterior, sería basar el cálculo de la lista general de operadores dominantes en cálculos realizados para cada una de las actividades. En particular, una vez establecido un criterio para establecer cuándo un operador podría considerarse con posición de dominio para la actividad de generación y para la actividad de suministro de energía eléctrica, podría procederse a la determinación de la relación de operadores dominantes para la actividad global como una función de lo obtenido para los subsectores.

El procedimiento para su determinación será el siguiente:

1. Se calculará el anexo con las empresas o grupos empresariales que tengan posición de dominio en producción y/o en suministro, según los criterios establecidos en los apartados 5 y 6.
2. La empresa o grupo empresarial que aparezca como operador con posición de dominio en producción y/o en suministro tendrá la consideración de operador dominante en el ámbito del MIBEL.
3. Siempre que ocurran hechos que puedan alterar la lista de operadores dominantes en el ámbito del MIBEL, en especial cuando se lleven a cabo operaciones de fusión, adquisición o cesión de activos, así como subastas de capacidad virtual, se podrá lanzar un nuevo proceso de actualización de la lista.

Como ya se ha comentado anteriormente, dada la realidad actual de falta de integración real del mercado, se propone la adopción de un periodo transitorio, que se mantendría hasta la realidad efectiva de un mercado geográfico único.

A los efectos de evitar el riesgo regulatorio derivado de una posible incertidumbre en relación con la duración del citado periodo transitorio, se establece que aquel finalizará en el momento en el que concurra alguna de las siguientes condiciones:

1. La materialización de las inversiones previstas en nueva capacidad de interconexión que permitan la integración global de ambos mercados, es decir, cuando la capacidad de interconexión resulte

suficiente para que el Mercado Ibérico funcione como un único mercado eléctrico (el objetivo de refuerzo de interconexiones es en los próximos años llegar a los 3000 MW de capacidad instalada de interconexión en 2009).

2. Que se reduzca el número de horas en el que el mecanismo de *Market Splitting* separa el Mercado Ibérico en dos mercados independientes unidos por la interconexión, hasta que el mismo sea de inferior o igual a 1500 horas y que las horas de punta no representen mas de 2/3 del total de horas de separación de los mercados.

Durante el periodo transitorio se publicarían listas separadas de operador dominante para cada mercado separado por el mecanismo de *Market Splitting*.

En este sentido, durante este periodo, los reguladores, de forma conjunta, podrían decidir que ciertas limitaciones o condiciones asociadas al concepto de operador dominante puedan dejar de ser efectivas para operadores dominantes en alguno de los mercados nacionales donde su posición sea de no dominio. En este caso el porcentaje para el establecimiento de posiciones de no dominio local de un operador dominante global podrá oscilar entre el 10% y el 20% del mercado nacional en función de la realidad competitiva de cada mercado local. Cada regulador nacional, de forma debidamente justificada en función de criterios de estructura competitiva de su mercado, establecerá el porcentaje de aplicación para su zona. Este porcentaje se referirá a la actividad de suministro o producción según la naturaleza de la limitación.

4.2 INFORMACIÓN A REQUERIR, PERIODICIDAD Y DIVULGACIÓN

La información a requerir a los agentes y la periodicidad será la que aparece en el apartado 5 y 6 para la actividad de producción y suministro, de las que depende el cálculo.

La CNE y la ERSE harán pública la lista de operadores dominantes con anterioridad al 31 de mayo de cada año, con base a la información relativa al año anterior, mediante su divulgación en la página web corporativa de cada uno de los reguladores.

Siempre que acontezcan situaciones en las que una modificación significativa implique la actualización de la relación de operadores dominantes, ésta también deberá ser publicada por la CNE y ERSE en los plazos que ambas entidades hayan acordado e, igualmente, a través de las respectivas páginas web.

5 PROPUESTA DE DEFINICION DEL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE EN LA ACTIVIDAD DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

5.1 METODOLOGÍA DE DETERMINACIÓN

La metodología de determinación de las cuotas de mercado a los efectos del establecimiento de los operadores dominantes en generación en el espacio ibérico, según la definición recogida en el Plan de Compatibilización Regulatoria firmado entre los Gobiernos de España y Portugal, seguirá los siguientes pasos:

1. Para todas y cada una de las entidades empresariales o grupos económicos, se agregarán los valores de producción neta de energía eléctrica, expresados en MWh y referentes al último año natural completo, de las centrales en régimen ordinario de su propiedad, directa o indirecta, situadas en el espacio físico de la Península Ibérica, sin tomar en consideración los sistemas insulares ni extrapeninsulares.
2. A efectos de la aplicación de la metodología de determinación de los operadores dominantes en generación en el espacio ibérico, para cada entidad empresarial o grupo económico identificado, el dato a imputar con respecto al número de unidades físicas producidas en régimen ordinario será el resultante de agregar la energía producida por instalaciones de generación propiedad de la matriz, ubicadas en la Península Ibérica, corregida por el porcentaje de participación en cada una de ellas y, en su caso, la energía producida por cada una de las sociedades en las que la sociedad matriz participa, corregida en virtud del porcentaje de participación que la matriz ostente sobre aquellas. Asimismo, la energía producida por cada instalación previamente se imputa a cada sociedad propietaria, igualmente, según el criterio de porcentaje de participación.
3. Para cada entidad empresarial o grupo económico se determinará la cuota de mercado respectiva, que se corresponde con el ratio entre el valor de producción de energía eléctrica que se le ha atribuido en virtud del criterio anterior y el valor global de producción de energía eléctrica en régimen ordinario referente al espacio físico de la Península Ibérica, que se haya determinado como parámetro de cálculo y que sea obtenido a partir de información pública oficial (Operador del Sistema o Ministerio correspondiente).
4. Se considerarán operadores dominantes en generación en el ámbito del MIBEL las entidades empresariales o grupos económicos que presenten cuotas de mercado, determinadas conforme a los puntos anteriores, que superen el valor del 10 por ciento del valor global de producción de energía eléctrica en régimen ordinario referente al espacio físico de la Península Ibérica.

Siempre que ocurran hechos que puedan alterar la relación de operadores dominantes en generación en el ámbito del MIBEL, las cuotas de mercado podrán recalcularse en base a información al respecto. Por ejemplo, esto podría ocurrir cuando se lleven a cabo operaciones de fusión, adquisición o cesión de

activos de producción de energía eléctrica o entre en funcionamiento una cantidad relevante de nueva capacidad.

A los efectos de definir un periodo transitorio, para la definición del concepto de operador dominante en la actividad de producción de energía eléctrica, se establece que aquel finalizará en el momento en el que concurra alguna de las siguientes condiciones:

1. La materialización de las inversiones previstas en nueva capacidad de interconexión que permitan la integración global de ambos mercados, es decir, cuando la capacidad de interconexión resulte suficiente para que el Mercado Ibérico funcione como un único mercado eléctrico (el objetivo de refuerzo de interconexiones es en los próximos años llegar a los 3000 MW de capacidad instalada de interconexión en 2009).
2. Que se reduzca el número de horas en el que el mecanismo de *Market Splitting* separa el Mercado Ibérico en dos mercados independientes unidos por la interconexión, hasta que el mismo sea de inferior o igual a 1500 horas y que las horas de punta no representen mas de 2/3 del total de horas de separación de los mercados.

Durante el periodo transitorio se publicarían listas separadas de operador dominante para cada mercado separado por el mecanismo de *Market Splitting*. En este periodo se considerarán operadores dominantes en generación en el ámbito de cada mercado separado las entidades empresariales o grupos económicos que presenten cuotas de mercado, determinadas conforme a los puntos anteriores, que superen el valor del:

- a) 10 por ciento del valor global de producción de energía eléctrica en régimen ordinario referente al espacio físico peninsular en España.
- b) 20 por ciento del valor global de producción de energía eléctrica en régimen ordinario en Portugal.

Las subastas virtuales de capacidad sólo se considerará que pueden afectar a la posición de dominio cuando supongan un cambio de carácter estructural en el sector. Es decir, cuando sean subastas cuyo producto tenga una duración de muy largo plazo (cinco años o más). En este caso, los valores correspondientes a la capacidad virtual asignada en subastas, deberán ser minorados del monto de producción asignado al generador que subasta su energía e, igualmente, habrán de atribuirse a la entidad empresarial que la adquirió, con la finalidad de corregir los posibles efectos de largo plazo de estas operaciones en el mercado de electricidad. En estos casos, en el año de cálculo n se ajustará el volumen de energía eléctrica del año n-1 de los agentes por una estimación del volumen que haya sido o pueda ser efectivamente negociada en virtud de los resultados de la adjudicación de las subastas para el periodo natural n. Esta estimación se podrá hacer con los valores del año n-1, si los contratos ya existiesen, o, en caso contrario, con promedios de utilización de tecnología equiparable. En el caso de que algún operador que haya sido dominante, deje de serlo por el ajuste descrito en este apartado, se le podrán imponer limitaciones de operador dominante para evitar que recupere la posición inicial de

operador dominante que se ha pretendido combatir con las subastas. El posible efecto estructural del producto subastado se entenderá que se agota para su cómputo en el año n en el momento en que la fecha de finalización del producto se produzca en el año n+1.

Respecto de incrementos significativos en la capacidad de producción como consecuencia de la entrada en funcionamiento en el año n de nuevas instalaciones de generación, podría valorarse la posibilidad de incluir en el cálculo a realizar en el año n como ajuste a los datos del año n-1, la estimación de la producción asociada a estas instalaciones, empleando para ello el factor medio de utilización asociado a dicha tecnología.

5.2 INFORMACIÓN QUE DEBEN APORTAR LOS AGENTES

Para llevar a la práctica la determinación de los operadores dominantes en generación en el contexto del MIBEL, los agentes implicados, es decir, los operadores de sistema de cada uno de los países y las entidades empresariales o grupos económicos que ostenten la propiedad, directa o indirecta, de centrales en régimen ordinario en el espacio físico de la Península Ibérica, sin incluir los sistemas insulares y extrapeninsulares, deberán enviarle a la CNE y a la ERSE, semestralmente, la siguiente información:

1. Los operadores de sistema deberán enviar el valor de la producción neta de energía eléctrica, expresado en MWh, referente a cada una de las centrales en régimen ordinario sitas en el espacio físico correspondiente, mostrando por separado los valores en función de la tecnología de producción. Siendo año n el ejercicio en el que se realiza el cálculo de operadores dominantes, la información se referirá al ejercicio inmediatamente anterior, es decir, el año n-1.
2. Los agentes implicados en la asignación de capacidad en subastas virtuales de capacidad deberán enviar los datos relativos a la capacidad asignada y a la evolución de ésta, diferenciando entre los derechos efectivamente adjudicados y la energía producida en el ámbito de esos derechos. Estos valores se expresarán en MW y MWh y se referirán a aquellas subastas cuyos derechos sean efectivos a lo largo del año n. A efectos informativos se indicarán los datos referentes al ejercicio de dichos derechos con posterioridad al citado año n. También se enviará información respecto de los derechos adjudicados y la energía finalmente cedida en el ámbito de esos derechos para el año n-1.
3. A efectos de la aplicación de los números anteriores, los operadores de sistema o agentes implicados deberán remitir, hasta el 31 de marzo del año n, la información referente, anteriormente expuesta, a los 12 meses transcurridos entre enero y diciembre del año n 1; y hasta el 30 de septiembre del año n, información referente a los 12 meses transcurridos entre julio del año n 1 y junio del año n.
4. Las entidades empresariales o grupos económicos deberán informar a ERSE y a la CNE, en las fechas y con el margen de tiempo establecido en el número anterior, sobre el valor de capacidad

instalada para la producción de energía eléctrica, expresada en MW, en las centrales en régimen ordinario que posean, directa o indirectamente, mostrando por separado los valores en función de la tecnología de producción.

5. Las entidades empresariales o grupos económicos deberán informar a ERSE y a la CNE, en las fechas y con el margen de tiempo establecido en el número 3, sobre el valor de la capacidad de producción adquirida o cedida en subastas de liberalización de capacidad virtual, y que se harán efectivas en el año natural en el que se realiza el cálculo de la relación de operadores dominantes o posteriores.
6. Las entidades empresariales o grupos económicos deberán remitir información a ERSE y a la CNE, en las fechas y con el margen de tiempo establecido en el número 3, sobre la relación de instalaciones pertenecientes al régimen ordinario en las que disponen de participación, directa o indirecta, ubicadas en Portugal y España, indicando la sociedad propietaria de la instalación y el porcentaje de participación que la matriz dispone sobre dicha sociedad propietaria.

La CNE y la ERSE acuerdan recíprocamente intercambiar la información que reciban con el mismo margen de tiempo, manteniendo las reservas de información necesarias a las que estén obligadas legalmente.

La CNE y ERSE elaborarán unos modelos de petición de información a los efectos de homogeneizar los requerimientos de información, facilitando, asimismo, el tratamiento de los datos reportados.

Las entidades empresariales o grupos económicos que ostenten la propiedad, directa o indirecta, de centrales en régimen ordinario en el espacio físico de la Península Ibérica deberán informar a la CNE y a ERSE de las situaciones que provoquen alteraciones en la estructura de propiedad de los activos implicados, en concreto mediante operaciones de concentración o cesión de activos, así como alteraciones en la estructura de organización de los grupos empresariales.

5.3 PERIODICIDAD DE DETERMINACIÓN

La determinación de las cuotas de mercado que soportan la conclusión de la relación de operadores dominantes en generación en el ámbito del MIBEL respetará los siguientes principios, en lo referente a periodicidad y tramitación:

1. Sin perjuicio de las situaciones opuestas suscitadas por modificaciones relevantes, la determinación de las cuotas de mercado tendrá una periodicidad anual, en base a la información más reciente que exista en el Consejo de Reguladores sobre el último año natural.
2. A tal efecto, la CNE y la ERSE deberán presentar antes del 15 de mayo de cada año, una determinación provisional de cuotas de mercado en el mercado de producción de energía eléctrica en régimen ordinario, en el espacio físico de la Península Ibérica.

-
3. Cada una de las entidades empresariales o grupos económicos implicados dispondrá de 10 días hábiles para pronunciarse al respecto del valor y las presunciones de distribución de la cuota de mercado que se le atribuye en el cálculo provisional.
 4. A efectos del número anterior, a cada entidad empresarial o grupo económico sólo se le entregará la información referente al valor agregado de producción de energía eléctrica en régimen ordinario correspondiente al espacio físico de la Península Ibérica así como su propia información, a los efectos de garantizar la confidencialidad de la misma.
 5. Siempre que se compruebe que existen situaciones que alteren significativamente los términos en los que se realizó la determinación anual de cuotas de mercado a partir de los cuales se determina la lista de operadores dominantes en generación en el ámbito del MIBEL, la CNE y la ERSE podrán establecer que es precisa una nueva determinación de cuotas de mercado en base a información ofrecida por los agentes conforme a las obligaciones a las que se hallan sujetos.

5.4 DIVULGACIÓN

La CNE y la ERSE harán público el anexo de operadores dominantes respecto de la actividad de producción de energía eléctrica, con anterioridad al 31 de mayo de cada año, con base a la información relativa al año anterior, mediante su divulgación en la página web corporativa de cada uno de los reguladores.

Siempre que acontezcan situaciones en las que una modificación significativa implique la actualización de la relación de operadores dominantes en generación, ésta también deberá ser publicada por la CNE y ERSE en los plazos que ambas entidades hayan acordado e, igualmente, a través de las respectivas páginas web.

6 PROPUESTA DE DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE OPERADOR CON POSICIÓN DE DOMINIO EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como ya se ha mencionado anteriormente, la posibilidad de que se defina un concepto de operador con posición de dominio para el suministro de energía eléctrica, parecido al que el Plan de Compatibilización Regulatoria establece para la producción de electricidad, tendrá la virtud de actuar conjuntamente con éste último, en el sentido de provocar más competencia en el MIBEL en general y en el mercado minorista en particular.

El criterio para la definición de suministro consiste en computar el conjunto de los dos tipos de suministros, el regulado y el liberalizado, en la medida en que se considera que refleja en mayor medida la posición de dominio de cada una de las empresas, en virtud de la existencia de una ventaja competitiva derivada de la integración vertical del sector, ya que las redes de distribución son propiedad de empresas que forman parte de un grupo de sociedades en el que también se desarrollan actividades liberalizadas.

Mientras existan tarifas tendrá sentido considerar para el cálculo tanto el suministro liberalizado como el suministro a tarifa, manteniéndose este criterio hasta que las tarifas desaparezcan y subsista una tarifa de último recurso.

6.1 METODOLOGÍA DE DETERMINACIÓN

Con carácter general, los datos sobre energía total suministrada habrán de referirse a la energía efectiva suministrada en el año natural, es decir, de enero a diciembre, con independencia del momento en que se produzca la liquidación de la misma a los efectos de su retribución en el caso de la facturación a tarifa.

A los efectos de cuantificar la actividad de suministro desarrollada por los operadores, no se emplearán magnitudes asociadas a la energía total suministrada a otros distribuidores o a otros comercializadores, tanto si forman parte del grupo de sociedades como si son ajenos al grupo, evitándose de este modo duplicidades en la información.

Finalmente, el cálculo no tomará en consideración la información referida a energía facturada en concepto de tarifa de acceso.

De forma detallada, la metodología para la determinación de las cuotas de mercado en las que se basa el cálculo de la relación de operadores dominantes en el suministro en el espacio ibérico, seguirá los siguientes pasos:

-
1. Para todas y cada una de las entidades empresariales o grupos económicos, se agregarán los valores de suministro de energía eléctrica, expresado en MWh y referentes al último año natural completo, tanto de la matriz como de sus participadas, sin tomar en consideración los suministros realizados en sistemas insulares ni extrapeninsulares. En cualquier caso, los datos habrán de referirse a la energía suministrada en el periodo correspondiente, con independencia del momento de facturación de la misma.
 2. Al determinar los valores de suministro de energía eléctrica por entidad empresarial o grupo económico, deben tenerse en cuenta los valores de energía suministrada tanto en régimen de mercado como por la aplicación de tarifas regladas de suministro. El cálculo no tomará en consideración la energía vehiculada por las redes de su propiedad en virtud del ejercicio de derecho de acceso de terceros a la red.
 3. Para cada entidad empresarial o grupo económico identificado, se calculará el valor total del suministro de energía eléctrica. El dato a imputar al grupo de sociedades relativo a unidades suministradas se calculará a partir de los datos de la matriz del grupo y de los datos de todas las sociedades en las que participa, integrando los datos de suministro de las participadas en función del porcentaje efectivo de participación que la matriz ostente sobre el capital social de las mismas.
 4. Para cada entidad empresarial o grupo económico se determinará la cuota de mercado respectiva, definida como el ratio entre el valor del suministro de energía eléctrica que se le ha atribuido en virtud de los números anteriores y el valor global del suministro de energía eléctrica referente al espacio físico de la Península Ibérica, obtenido a partir de la información disponible por cada regulador relativa a la liquidación de la energía facturada a tarifa (energía consumida a tarifa integral o reglada y energía facturada a tarifa de acceso).
 5. Se considerarán operadores dominantes para la actividad de suministro en el ámbito del MIBEL las entidades empresariales o grupos económicos que presenten cuotas de mercado, determinadas conforme a los puntos anteriores, que superen el valor del 10% por ciento del valor global de suministro de energía eléctrica referente al espacio físico de la Península Ibérica.

La CNE y ERSE elaborarán unos modelos de petición de información a los efectos de homogeneizar los requerimientos de información, facilitando, asimismo, el tratamiento de los datos reportados.

Siempre que ocurran hechos que puedan alterar la lista de operadores dominantes en el ámbito del MIBEL, en especial cuando se lleven a cabo operaciones de fusión, adquisición o cesión de los activos que sea, las cuotas de mercado podrán recalcularse en base a información al respecto.

A los efectos de definir un periodo transitorio, para la definición del concepto de operador dominante en el suministro de energía eléctrica, se establece que aquel finalizará en el momento en el que concurra alguna de las siguientes condiciones:

-
1. La materialización de las inversiones previstas en nueva capacidad de interconexión que permitan la integración global de ambos mercados, es decir, cuando la capacidad de interconexión resulte suficiente para que el Mercado Ibérico funcione como un único mercado eléctrico (el objetivo de refuerzo de interconexiones es en los próximos años llegar a los 3000 MW de capacidad instalada de interconexión en 2009).
 2. Que se reduzca el número de horas en el que el mecanismo de *Market Splitting* separa el Mercado Ibérico en dos mercados independientes unidos por la interconexión, hasta que el mismo sea de inferior o igual a 1500 horas y que las horas de punta no representen más de 2/3 del total de horas de separación de los mercados.

Durante el periodo transitorio se publicarían listas separadas de operador dominante para cada mercado separado por el mecanismo de *Market Splitting*. En este periodo se considerarán operadores dominantes en el suministro en el ámbito de cada mercado separado las entidades empresariales o grupos económicos que presenten cuotas de mercado, determinadas conforme a los puntos anteriores, que superen el valor del:

- a) 10 por ciento del valor global de suministro de energía eléctrica referente al espacio físico peninsular en España.
- b) 20 por ciento del valor global de suministro de energía eléctrica en Portugal.

Durante el periodo transitorio se publicarían listas separadas de operador dominante para cada mercado separado por el mecanismo de *Market Splitting*.

6.2 INFORMACIÓN QUE DEBEN APORTAR LOS AGENTES

Para llevar a la práctica la determinación del anexo con los operadores dominantes en el contexto del MIBEL, las entidades empresariales o grupos económicos que ofrezcan suministros de energía en el mercado minorista, mediante concesión, licencia, compra directa de energía para su propio consumo o otra condición a tal efecto, deberán enviar a la CNE y a ERSE, semestralmente, la siguiente información:

1. El valor de los suministros de energía eléctrica, expresados en MWh, referentes a cada una de las entidades que posea, directa o indirectamente, mostrando por separado el tipo de suministro (en mercado o por aplicación de tarifas regladas, identificando, igualmente, la tarifa de suministro y la de acceso).
2. A efectos de la aplicación del número anterior, las entidades empresariales o grupos económicos deberán remitir hasta el 31 de marzo del año n la información referente a los 12 meses transcurridos entre enero y diciembre del año n-1; y hasta el 30 de septiembre del año n información referente a los 12 meses transcurridos entre julio del año n-1 y junio del año n.

-
3. Las entidades empresariales o grupos económicos deberán informar a ERSE y a la CNE, en las fechas y con el margen de tiempo establecido en el número anterior, sobre el valor de las participaciones de capital de las que sea titular, directa o indirectamente, en las sociedades que tengan una concesión, licencia o otra condición para el suministro de energía eléctrica.

La CNE y la ERSE acuerdan recíprocamente intercambiar la información que reciban con el mismo margen de tiempo, manteniendo las reservas de información necesarias a las que estén obligadas legalmente, a los efectos de garantizar la confidencialidad de la misma.

Las entidades empresariales o grupos económicos que ostenten la propiedad, directa o indirecta, de una concesión, licencia u otra condición para el suministro de energía eléctrica en el espacio físico de la Península Ibérica deberán informar a la CNE y a ERSE de las situaciones que provoquen alteraciones en la estructura de propiedad de los activos implicados, en concreto mediante operaciones de concentración o cesión de activos, así como alteraciones en la estructura de organización de los grupos empresariales.

6.3 PERIODICIDAD DE DETERMINACIÓN

Respecto de la periodicidad y tramitación del proceso de determinación de la relación de operadores dominantes en relación con la actividad de suministro, procede indicar que:

1. Sin perjuicio de las situaciones suscitadas por modificaciones relevantes, la determinación de las cuotas de mercado tendrá una periodicidad anual, en base a la información más reciente que exista en el Consejo de Reguladores sobre el último año natural.
2. A tal efecto, la CNE y la ERSE deberán presentar antes del 15 de mayo de cada año, una determinación provisional de cuotas de mercado respecto de la actividad de suministro de energía eléctrica en el espacio físico de la Península Ibérica.
3. Cada una de las entidades empresariales o grupos económicos implicados dispondrá de 10 días hábiles para pronunciarse al respecto del valor y las presunciones de distribución de la cuota de mercado que se le atribuye en el cálculo provisional.
4. A efectos del número anterior, a cada entidad empresarial o grupo económico sólo se le entregará la información referente al valor agregado del suministro de energía eléctrica correspondiente al espacio físico de la Península Ibérica, así como su propia información.
5. Siempre que se compruebe que existen situaciones que alteren significativamente los términos en los que se realizó la determinación anual de cuotas de mercado a partir de las cuales se determina la lista de operadores dominantes en relación con la actividad de suministro en el ámbito del MIBEL, la CNE y la ERSE podrán establecer que es precisa una nueva determinación de cuotas de mercado, en base a información ofrecida por los agentes conforme a las obligaciones a las que se hallan sujetos.

6.4 DIVULGACIÓN

La CNE y la ERSE harán público el anexo de operadores dominantes respecto de la actividad de suministro de energía eléctrica, con anterioridad al 31 de mayo de cada año, con base a la información relativa al año anterior, mediante su divulgación en la página web corporativa de cada uno de los reguladores.

Siempre que acontezcan situaciones en las que una modificación significativa implique la actualización de la relación de operadores dominantes en suministro, ésta también deberá ser publicada por la CNE y ERSE en los plazos que ambas entidades hayan acordado e, igualmente, a través de las respectivas páginas web.

7 OBLIGACIONES Y LIMITACIONES INHERENTES AL CONCEPTO DE OPERADOR DOMINANTE

Sin perjuicio de que las limitaciones inherentes al concepto de operador dominante se muestren de forma conjunta en el presente documento y bajo un solo epígrafe relativo de forma genérica al operador dominante, procede mencionar que cada limitación será de aplicación exclusiva a la actividad a la que haga referencia expresa o a la que quede vinculada en virtud del contenido concreto de la misma. En suma, no tendrá sentido en determinados casos sujetar a los operadores dominantes en la actividad de suministro a las obligaciones específicas impuestas a los operadores dominantes por su carácter de generadores si dichos suministradores no disponen de instalaciones ni capacidad de generación con la que proceder a su cumplimiento. Y lo mismo cabe señalar respecto a la de obligaciones específicas impuestas a los operadores dominantes para la actividad de suministro.

Por otro lado, mientras exista el periodo transitorio en el que el mercado Ibérico todavía no funcione de forma integrada, las limitaciones podrán tener aplicación en el ámbito nacional según hayan acordado los reguladores nacionales.

7.1 SUBASTA DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Dada la estructura de los mercados mayoristas de energía eléctrica en la península ibérica, conviene considerar la posibilidad de que los generadores (y sólo estos en tanto generadores) con la condición de operador dominante, tengan la obligación de realizar subastas de capacidad o mecanismos análogos que fomenten la desintegración vertical.

Las subastas de capacidad por parte de operadores generadores considerados dominantes deberá tener en cuenta su cuota relativa en el mercado de generación. También deberá tener en cuenta la existencia de distintos mercados relevantes desde el punto de vista geográfico, concretamente los que derivan de los mecanismos de separación de mercados como metodología de resolución de las restricciones de capacidad en las interconexiones entre los mercados relevantes (en este caso, entre el área de precios correspondiente a Portugal y el área de precios correspondiente a España).

Dado que en la actualidad los mercados mayoristas ibéricos no parece que funcionen de forma totalmente integrada, se propone que se tenga en consideración el ámbito nacional anterior durante el periodo transitorio.

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, el citado periodo transitorio estará en vigor hasta el momento en el que se concurra una de las situaciones previstas, o bien se alcance la capacidad de interconexión suficiente mediante la ejecución del refuerzo de las interconexiones previstas para los próximos ejercicios (el objetivo de refuerzo de interconexiones es en los próximos años llegar a los 3000

MW de capacidad instalada de interconexión en 2009), o bien se reduzca el número de horas en las que el mecanismo de *Market Splitting* separa el Mercado Ibérico en dos mercados independientes, hasta que el mismo sea de un máximo de 1500 horas y las horas de puntas no representen más de 2/3 de estas.

7.2 PARTICIPACIÓN EN SUBASTAS DE CAPACIDAD VIRTUAL

Ya que se utiliza el mecanismo de subasta de capacidad de producción de los operadores dominantes como forma de promover la competitividad en el mercado mayorista en la Península Ibérica, conviene imponer restricciones de acceso para los operadores dominantes a la compra de capacidad en dichas subastas de capacidad, a los efectos de garantizar que mediante esta vía de adquisición de capacidad virtual no se mantenga, e incluso, refuerce su posición relativa en el mercado mayorista.

Tomando en consideración que tanto los generadores como los comercializadores pueden acudir a las subastas de capacidad virtual en calidad de compradores, la presente limitación será de aplicación a los agentes con posición de dominio en generación y todas las empresas con relación de grupo con estas, aunque se dediquen a la comercialización de energía eléctrica.

De nuevo, en virtud de la organización de los mercados minoristas y de la existencia de un importante grado de separación práctica entre los mercados nacionales de España y Portugal, es igualmente importante considerar la posibilidad de incluir estas limitaciones de forma nacional.

7.3 LIMITACIONES DE PARTICIPACIÓN EN LAS SUBASTAS DE ADQUISICIÓN DE CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN CON SISTEMAS EXTERNOS AL MIBEL Y DENTRO DEL MIBEL

La creación de mercados regionales se ha entendido como un paso intermedio en la concretización de un mercado interno único de energía. En este sentido, aunque sea sólo en el ámbito del MIBEL, es importante considerar las condiciones en las que se accede a otros mercados de energía eléctrica.

Por otro lado, es evidente que la realidad física del sistema eléctrico de la Península Ibérica mantiene una acentuada separación respecto al resto del contexto europeo, ya que los valores de capacidad en la interconexión entre España y Francia son claramente reducidos (en el sentido de importación para España, el valor de la capacidad de interconexión no permite que los intercambios de energía superen el 2,7% del valor total de consumo en España).

En este sentido, teniendo en cuenta el diseño industrial del sector eléctrico en la Península Ibérica y la escasa integración del mercado ibérico con el resto de Europa, parece conveniente que se limite el acceso a la capacidad de interconexión con terceros mercados por parte de los operadores dominantes

en el espacio peninsular. Éstos, accediendo libremente a la capacidad de interconexión, podrían desarrollar estrategias capaces de disminuir aún más la presión competitiva a la que se enfrentan por parte de otros agentes.

De esta forma, debería establecerse la posibilidad de implantar un impedimento formal a todos los operadores dominantes en el ámbito del MIBEL para acceder a la capacidad de interconexión, especialmente en el sentido importador para el espacio peninsular.

La presente limitación será de aplicación a aquellos operadores dominantes que legalmente puedan acudir a las subastas de capacidad de interconexión, en consecuencia, será de aplicación a los generadores y suministradores que integren las respectivas relaciones de operadores dominantes.

No obstante, dada la necesaria existencia de un periodo transitorio en el que se tengan en cuenta las realidades nacionales, esta limitación al uso de las interconexiones debería en coherencia extenderse a todas las interconexiones, pudiéndose establecer por tanto limitaciones en la frontera España/Portugal en el sentido importador para los operadores dominantes con una posición de dominio mayor en cada mercado local.

En la situación actual, el ejercicio de la actividad importadora sin limitación podría provocar situaciones que perjudicasen el desarrollo conjunto del Mercado Ibérico, incrementando el riesgo de refuerzo del poder de mercado de los operadores dominantes, mediante el aumento de su poder de compra a través de la importación, constituyendo una barrera a la entrada de nuevos operadores en los mercados locales.

Entre otras medidas, estando prevista la existencia de subastas explícitas de la capacidad disponible en la interconexión España-Portugal, se podría considerar la limitación a la participación de los operadores dominantes en el Mercado Ibérico en las mismas en el sentido importador hacia el mercado en el que su posición sea de dominio local, en cada uno de sus sistemas, de forma que se limite su poder de compra dentro del MIBEL, evitando con esta medida que aquellos agoten la capacidad de interconexión, reduciendo con ello las posibilidades de competitividad dentro de dicho mercado.

Estas restricciones estarían activas mientras existan congestiones en las capacidades de las interconexiones.

7.4 ACCESO A LAS LICENCIAS DE NUEVAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN Y LIMITACIONES A LA EVACUACIÓN EN ZONAS CONGESTIONADAS

La clasificación de un determinado agente como de posición de dominio en la actividad de producción en el ámbito del MIBEL presupone que dicho agente posea una participación en la producción de energía eléctrica que le puede conferir poder en el mercado, habiendo sido establecido, en el Plan de

Compatibilización Regulatoria acordado entre España y Portugal, así como en la metodología de implementación prevista en el presente documento, una participación en la producción total del 10% en régimen ordinario. Como sería de esperar, la obtención de una participación en la producción de ese tamaño depende de la existencia, en la cartera de activos del agente, de una capacidad instalada suficiente para generar los volúmenes de producción de energía eléctrica correspondientes.

En este sentido, el impacto de nueva capacidad instalada en la cartera de activos de producción de un agente contribuiría a aumentar potencialmente su cuota de participación en la producción de energía eléctrica y en tal medida, igualmente, su poder de mercado.

Se plantea por ello la posibilidad de que las entidades competentes puedan imponer a los operadores dominantes en generación restricciones para acceder a las licencias de nueva producción instalada. Esta restricción perseguiría, sobre todo, impedir que se pueda dar un aumento en el grado de concentración de la producción de energía eléctrica y de esa forma, un aumento del riesgo de ejercicio de poder de mercado por parte de los operadores principales.

Pero junto a esta alternativa de actuación, consistente en impedir el crecimiento de la capacidad instalada de los operadores dominantes a los efectos de impedir el crecimiento de su poder de mercado, deben tenerse en cuenta igualmente otras alternativas de actuación, basadas en diferentes consideraciones de igual importancia como son, entre otras, el objetivo de seguridad de suministro, en un contexto de importantes crecimientos de demanda. A esta consideración debe añadirse que existen otros mecanismos de mitigación del poder de mercado menos limitativos de la libertad de empresa, como son las subastas virtuales de capacidad que ya se prevén como consecuencia derivada de la condición de operador dominante.

Por esta razón, en este apartado las perspectivas de los reguladores portugués y español son en alguna medida diferenciados, subrayando el portugués la conveniencia de establecer límites de crecimiento a la potencia instalada en su ámbito territorial de regulación, a diferencia del regulador español que se muestra más partidario de implementar previamente otras alternativas destinadas a la misma finalidad sin afectar las posibilidades de crecimiento de los operadores. La diferencia de perspectiva puede encontrarse en el diferente grado de concentración que existe en los respectivos mercados de precio diferenciado (mayor en Portugal que en España).

Además, y tal y como ya se ha comentado, la concesión de licencias de nueva capacidad de producción puede depender de aspectos de la política energética específica de cada país, sobre todo en lo que respecta al control de emisiones de gases con efecto invernadero u otros temas relacionados con la garantía de suministro. De esta forma, parece aconsejable que, en un marco de armonización global dentro del contexto del MIBEL, esta vertiente de limitaciones de la concesión de licencias puedan quedar a la libertad de cada regulador en su ámbito de responsabilidad nacional.

Por todo lo anterior, en este apartado se menciona la existencia de esta alternativa de limitación de crecimiento, si bien otorgando a cada regulador nacional la potestad de su imposición en su respectivo ámbito territorial de regulación. En el momento en que el mercado ibérico funcione de forma efectiva como un único mercado y vista su estructura y eficiencia se replantearía la posible idoneidad de esta limitación con carácter global.

Lo anterior sería igualmente aplicable al caso de restricciones a la evacuación de energía cuando existan situaciones de congestión en puntos concretos de las redes.

7.5 REPRESENTACIÓN DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

El “Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal” firmado por ambos Gobiernos definía limitaciones que podrían ser impuestas a los operadores que ostenten la condición de operadores dominantes en el Mercado Ibérico. Entre ellas se incluía la imposibilidad de representación de productores en Régimen Especial (PER) siempre que su participación, directa o indirecta, sea inferior al 50% de capital.

El objetivo de esta limitación es el de evitar que los citados operadores dominantes incrementen su capacidad en el mercado eléctrico. De este modo se permite incrementar la participación de otros operadores en el negocio de la intermediación de instalaciones de régimen especial en el mercado eléctrico, evitándose posibles situaciones de abuso de posición dominante por parte de operadores con una elevada cuota de mercado.

Así, se propone que los operadores que ostenten la condición de dominantes en el ámbito del mercado ibérico de la electricidad, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación deberá ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial.

A los efectos de la aplicación de la anterior limitación, se entenderá que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en la legislación mercantil de cada uno de los países.

En la medida en que la actividad de representación del régimen especial puede ser desarrollada por sociedades dedicadas tanto a la generación como a la comercialización, la presente obligación será de aplicación a los grupos que sean considerados como dominantes para la actividad global, con independencia de que no ostenten dicha condición tanto para la actividad de generación como de suministro.

7.6 LIMITACIONES SOBRE LA ADQUISICIÓN O TRANSFERENCIA DE CARTERAS DE CLIENTES EN LA COMERCIALIZACIÓN

En la comercialización de energía eléctrica, la condición de operador dominante se obtiene por medio de lo relevantes que sean los suministros que el agente realiza a los clientes que constituyen su respectiva cartera u otras carteras que controlan directa o indirectamente. En este sentido, cualquier adquisición de posiciones comerciales sobre carteras de clientes que posean otros agentes, constituirá siempre un refuerzo de la posición inicial, lo que puede constituir un riesgo adicional de abuso de posición dominante, que el concepto de operador dominante intenta mitigar.

De esta forma, al definir un concepto de operador dominante en la comercialización, se podrá llegar a acordar el establecimiento de una limitación de transferencias de carteras de clientes bajo el control de los comercializadores con la condición de operador dominante. En este sentido, cualquier operador con esta condición no podría adquirir en bloque grupos de clientes que, total o parcialmente, correspondiesen a las carteras de clientes de otro operador.

No obstante, esta limitación está estrechamente ligada a las cuotas concretas de mercado que cada comercializador ostente, al número de comercializadores o a factores que condicionan el trasvase de clientes del mercado regulado al liberalizado o viceversa.

En consecuencia, no procede generalizar esta medida, siendo la posición más razonable, la aplicación de la misma a discreción de cada país, dependiendo de la estructura de su mercado y de la evolución de la actividad del suministro liberalizado.

ANEXO

Tomando los datos de 2006 en Portugal y en España, así como el número de horas de separación de mercados en el MIBEL hasta el 21 de diciembre de 2007, las listas de operadores dominantes del MIBEL, bajo el criterio de un periodo transitorio, serán las siguientes:

	España	Portugal
Lista global de operadores dominantes	Iberdrola Endesa Unión Fenosa	EDP
Lista de operadores dominantes en generación	Iberdrola Endesa Unión Fenosa	EDP
Lista de operadores dominantes en suministro	Iberdrola Endesa Unión Fenosa	EDP

Con las listas de operadores dominantes, las limitaciones del apartado 7 del documento se aplicarán a los siguientes agentes:

	España	Portugal
Entidades com obligación de realizar subastas de capacidad (7.1)	Iberdrola (gen) Endesa (gen) Unión Fenosa (gen)	EDP (gen)
Entidades que no pueden acudir a las subastas de capacidad (7.2)	Iberdrola (todo el grupo) Endesa (todo el grupo) Unión Fenosa (todo el grupo)	EDP (todo el grupo)
Entidades que no pueden acudir a las subastas de capacidad de interconexión en sentido importador (7.3)	Iberdrola (todo el grupo) Endesa (todo el grupo) Unión Fenosa (todo el grupo)	EDP (todo el grupo)
Limitaciones de acceso a las licencias de nuevas instalaciones de generación (7.4)	A definir	A definir
Representación de instalaciones de producción en régimen especial (7.5)	Iberdrola (todo el grupo) Endesa (todo el grupo) Unión Fenosa (todo el grupo)	No aplicable
Limitaciones a la adquisición de carteras de clientes (7.6)	No aplicable	EDP (todo el grupo)