



INTEGRACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL EN EL MIBEL Y EN LA OPERACIÓN DE LOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

PROPUESTAS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA

JULIO DE 2012

Trabajo realizado por el Consejo de Reguladores del MIBEL

**COMISSÃO DO MERCADO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS
COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

Este documento está preparado para impresión a doble cara

CMVM

Av. Liberdade n.º 252
1056-801 Lisboa
Tel.: +35 213 177 000
Fax.: +35 213 537 077
e-mail: cmvm@cmvm.pt
www.cmvm.pt

CNMV

Miguel Ángel, 11
28010 Madrid
Tel.: +34 91 585 15 00
Fax.: +34 91 319 33 73
e-mail: international@cnmv.es
www.cnmv.es

ERSE

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: +35 21 303 32 00
Fax: +35 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

CNE

Alcalá, 47
28014 Madrid
Teléfono: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
e-mail: cne@cne.es
www.cne.es

ÍNDICE

0	RESUMEN EJECUTIVO	5
1	INTRODUCCIÓN	9
2	CARACTERIZACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL	11
2.1	Caracterización de la situación en Portugal.....	11
2.1.1	Objetivos de política energética y ambiental.....	11
2.1.2	Evolución de la potencia instalada y de la producción por tecnología.....	12
2.1.3	Evolución de la participación de la PRE en la cobertura de la demanda nacional.....	14
2.1.4	Tratamiento comercial de la PRE.....	15
2.1.5	Desvíos globales del sistema y desvíos directamente atribuibles a la PRE.....	18
2.1.6	Impacto económico y financiación de la PRE.....	19
2.2	Caracterización de la situación en España.....	20
2.2.1	Objetivos de política energética y ambiental.....	20
2.2.2	Evolución de la potencia instalada y de la producción por tecnología.....	20
2.2.3	Evolución de la participación de la PRE en la cobertura de la demanda nacional.....	21
2.2.4	Tratamiento comercial de la PRE.....	22
2.2.5	Desvíos globales del sistema y desvíos directamente atribuibles a la PRE.....	25
2.2.6	Impacto económico y financiación de la PRE.....	26
3	CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA INTEGRACIÓN DE LA PRE EN EL CONTEXTO DEL MIBEL	29
3.1	Valoración de la energía en referencia al mercado.....	29
3.2	Horizontes de programación en mercado de la PRE.....	30
3.3	Adecuación de las reglas de mercado a los niveles de PRE.....	31
3.4	Representación o agregación de la PRE.....	33
3.5	Valoración, repercusión y liquidación de los desvíos de la PRE.....	34
3.6	Cálculo de las reservas y de la capacidad en las interconexiones.....	34
3.7	Intercambio de servicios de sistema y funcionamiento de los respectivos mercados en Portugal y España.....	35
3.8	Operación de las redes en relación a huecos de tensión y control de energía reactiva.....	36
3.9	Coordinación, agregación y control de la producción renovable inyectada en la red/ Visibilidad — Centros de control y/o remisión de telemidas.....	38
3.10	Aspectos Retributivos.....	39
3.11	Acceso de Terceros a la Red.....	40
3.12	Garantía de Origen y Etiquetado de la Electricidad.....	41
4	ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS RECIBIDAS	43
5	PROPUESTAS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA	57
5.1	Cuestiones asociadas al modelo y diseño del mercado.....	58
5.2	Cuestiones relacionadas con la operación y seguridad del sistema y otros aspectos de naturaleza comercial.....	63

0 RESUMEN EJECUTIVO

La profundización de integración del mercado eléctrico en el ámbito ibérico suscito la necesidad de efectuar un estudio de armonización de las condiciones de integración de la producción de energía eléctrica en régimen especial (PRE) en el contexto de MIBEL. Este estudio busca identificar la armonización, tanto la ya existente como la que es aún necesaria, para promover la integración de la PRE en el ámbito MIBEL.

El trabajo de caracterización de los sistemas de PRE de los dos países permite identificar aspectos comunes (tamaño relativo de penetración de la PRE en la satisfacción del consumo, composición relativa del mix de PRE, etc.), y otros aspectos nacionales dispares y no armonizados (como por ejemplo, la responsabilidad por los costes de los desvíos o la existencia de la figura de agregador y representante).

El Consejo de Reguladores del MIBEL presentó a consulta pública el documento “*Armonización regulatoria de la integración de la PRE en el MIBEL y en la operación de los respectivos sistemas eléctricos*”. En el marco de la consulta pública se recibieron 25 respuestas de agentes de los sectores español y portugués que cubren intereses diversos, desde los TSOs de cada país hasta los principales operadores que actúan en el mercado ibérico, pasando por varias de las asociaciones y entidades relacionadas con las energías renovables y la cogeneración, así como otras entidades que comprenden comercializadores, productores independientes, operadores de mercado, y entidades regionales.

En líneas generales, y fuera del cuestionario, varios de los comentarios coinciden en subrayar la importancia de promover la reflexión y el debate abierto sobre los temas abordados por la consulta y agradecen la oportunidad de poder pronunciarse al respecto. Asimismo, la gran mayoría de los consultados califican como deseable una armonización a nivel europeo, y consideran la experiencia ibérica una base válida para la misma.

Teniendo en cuenta las respuestas recibidas y la evaluación de las condiciones de funcionamiento del MIBEL, el Consejo de Reguladores identifica un decálogo de temas principales para la integración de la producción de régimen especial en el MIBEL de forma armonizada, coordinada y que facilite el desarrollo de un mercado ibérico abierto, plural y eficiente económica y ambientalmente.

Los temas mencionados pueden dividirse en cuestiones relacionadas con el modelo y diseño del mercado; y cuestiones relacionadas con la operación y seguridad del sistema y otros aspectos de naturaleza comercial. Por otro lado, los referidos temas se reparten en 3 situaciones distintas:

- 1. Aspectos consolidados**, para los cuales el nivel de armonización alcanzado y la perspectiva de los agentes de mercado y del propio Consejo de Reguladores, hace que no sea necesario alterar el marco vigente, bien porque se ha obtenido un amplio consenso o porque el proceso ha adquirido la madurez necesaria.
- 2. Aspectos prioritarios** de desarrollo legal y reglamentario, para los cuales se identifican medidas concretas de armonización regulatoria, que a su vez se consideran de carácter prioritario y de

elevada criticidad. Estos aspectos merecen una actuación de armonización centrada en el corto plazo, deseablemente en un periodo de 1 año.

3. **Aspectos no prioritarios**, por presentar una menor importancia para el desarrollo del MIBEL, y para los cuales se identifican medidas concretas, cuyo carácter de implementación puede ser gradual en el tiempo. Estos aspectos de armonización son identificados como una actuación de segunda línea centrada en el medio plazo, por ejemplo en el transcurso de un plazo de 2 años.

La Tabla 1 presenta de forma resumida las líneas de acción propuestas, organizadas de acuerdo con la clasificación de prioridad mencionada y especificando el eje de actuación y el tema concreto que se discute.

Tabla 1 – Resumen de las líneas de acción

Eje	Tema	Línea de acción	Prioridad
Modelo y diseño de mercado	Integración de la PRE en el mercado	Mantener en lo sustancial el modelo actual, con amplio consenso entre los agentes interesados.	Consolidado
Modelo y diseño de mercado	Formación del precio de mercado	Mantener en lo sustancial el modelo actual, con amplio consenso entre los agentes interesados, siendo por el contrario las alternativas propuestas ampliamente cuestionadas.	Consolidado
Modelo y diseño de mercado	Responsabilidad de los costes de los desvíos	Introducir un marco legal que permita que la PRE sea responsable de los costes correspondientes a los desvíos entre la programación de mercado y la entrega efectiva de la energía en las redes, permitiéndose de forma armonizada la existencia de agregación de programas y de los respectivos desvíos.	Prioritario
Operación y seguridad del sistema y otros aspectos comerciales	Prioridad y condiciones de vertido de la PRE	Introducir un marco legal que permita que la PRE sea interrumpible en las mismas condiciones de operación de sistema en Portugal y en España; los mecanismos de aplicación de vertidos deben basarse preferentemente en mecanismos de mercado, asegurando que la compensación a los agentes no produce distorsiones en el funcionamiento del MIBEL como mercado integrado; Eliminar el criterio de inexistencia de reserva de capacidad en circunstancias en las que es probable la verificación de congestiones en el sistema por concurrencia de sobre-inversiones en capacidad intermitente.	Prioritario

*Armonización regulatoria de la integración de la Producción en Régimen Especial en el MIBEL
y en la operación de los respectivos Sistemas Eléctricos*

Eje	Tema	Línea de acción	Prioridad
Modelo y diseño de mercado	Gestión de la capacidad de interconexión para fines comerciales	Promover el establecimiento de mecanismos de colocación a plazo de la capacidad en la interconexión Portugal-España, coordinados y coherentes con el objetivo modelo europeo, así como un refuerzo de las obligaciones de transparencia por parte de los TSOs en la definición de los valores de capacidad disponibles en el corto y muy corto plazo.	Prioritario
Modelo y diseño de mercado	Modelo retributivo de la PRE	Adopción de un marco retributivo simplificado en cuanto a categorías de remuneración y reglas de construcción de la propia remuneración armonizadas entre Portugal y España.	Prioritario
Operación y seguridad del sistema y otros aspectos comerciales	Criterios técnicos de operación de las redes	Armonizar el tratamiento regulatorio de los requisitos técnicos de respuesta frente a huecos de tensión y control de energía reactiva en el ámbito MIBEL en línea con los trabajos que se están desarrollando en Europa en estos aspectos.	Prioritario
Modelo y diseño de mercado	Diseño del mercado	Promover el incremento del número de sesiones del mercado intradiario, aproximación de su hora de cierre al tiempo real, e inclusión de sesiones de negociación continua, compatibles con el resto de mercados europeos, con el objeto de garantizar un uso eficiente de las oportunidades de negociación y ajustar el programa en el marco más amplio del mercado interior de la energía.	No prioritario
Operación y seguridad del sistema y otros aspectos comerciales	Agregación y representación de la PRE	Introducir un marco legal armonizado entre Portugal y España que permita que las actividades de representación y agregación de PRE sean desempeñadas por los comercializadores, definiendo de forma diferenciada las funciones respectivas y favoreciendo a los agentes que asumen las responsabilidades financieras en nombre de su representado, en contra de una mera situación de intermediación. Conservar legalmente la existencia de la figura del representante de último recurso, limitando esta posibilidad a instalaciones de producción de régimen especial con potencia instalada menor o igual a 100 kW.	No prioritario
Operación y seguridad del sistema y otros aspectos comerciales	Garantías de origen y Etiquetado de Electricidad	Armonizar a nivel ibérico, los sistemas ibéricos de garantía de origen y etiquetado de electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de las instalaciones de cogeneración con objeto de que todos los consumidores integrantes del Mibel puedan recibir idéntica información para la formulación de sus opciones de consumo.	No prioritario

1 INTRODUCCIÓN

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) entró en pleno funcionamiento el día 1 de julio de 2007, culminando el trabajo conjunto de las Administraciones portuguesa y española iniciado en 2001, plasmado en los Convenios Internacionales de Santiago y Braga¹, e intensificado en el primer semestre de 2007, tras la cumbre luso-española de Badajoz de noviembre de 2006, en que ambos Gobiernos definieron un conjunto de objetivos para la consolidación del MIBEL.

En desarrollo de tales objetivos, y como resultado de la interacción entre los operadores del sistema y las autoridades reguladoras, el Consejo de Reguladores del MIBEL (CR) realiza una propuesta de armonización regulatoria de la PRE a los Gobiernos de España y Portugal, una vez se ha llevado a cabo un proceso de reflexión y debate, abierto a todas las partes interesadas, por medio de una consulta pública, para así favorecer la integración de la producción de energía eléctrica en régimen especial en el ámbito del MIBEL.

Este documento aborda diversos aspectos vinculados a la PRE en relación con la operación del sistema y el funcionamiento del mercado desde los principios orientadores de la seguridad del suministro, la eficacia en la consecución de los compromisos medioambientales adquiridos y la eficiencia económica impuesta por un entorno de austeridad presupuestaria y necesaria mejora de la competitividad.

Tras esta breve introducción sigue un capítulo descriptivo ('Caracterización de la situación actual') que analiza el estado del arte de la PRE en Portugal y España. A continuación, en el capítulo 'Integración de la PRE en el contexto del MIBEL', se han identificado un total de 12 aspectos concretos (valoración de la energía y de los desvíos, adecuación de las reglas de mercado, criterios de representación y agregación, intercambio de servicios de sistema etc.). Para cada aspecto en cuestión se expone sucintamente la problemática existente y las alternativas adoptadas o propuestas, para inmediatamente plantear preguntas específicas sobre las mismas, numeradas correlativamente a lo largo de todo el documento.

El capítulo 4 de este documento analiza las respuestas recibidas a la consulta pública que tuvo lugar entre el 2 de noviembre y el 15 de diciembre de 2011.

Por último, en el capítulo 5 ('Propuestas de armonización regulatoria'), se presenta un conjunto de asuntos que, en opinión del Consejo de Reguladores, requieren una declaración expresa sobre la armonización de la integración de la producción en régimen especial en el MIBEL y en cuanto a la operación de los respectivos sistemas eléctricos. En este conjunto de asuntos se han identificado situaciones de diverso alcance, desde cuestiones ya consolidadas en el MIBEL y en las que resulta importante no retroceder, hasta otras para las que se plantea un propuesta de desarrollo prioritario o no prioritario.

¹ Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004 (Convenio de Santiago), y Convenio que modifica el anterior, hecho en Braga el 18 de enero de 2008 (Convenio de Braga).

2 CARACTERIZACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1 CARACTERIZACIÓN DE LA SITUACIÓN EN PORTUGAL

2.1.1 OBJETIVOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

El Decreto-Ley nº 141/2010, de 31 de diciembre, fija los siguientes objetivos para las energías renovables:

- 2020: 31% del consumo final bruto² de energía y 10% del consumo total de energía en los transportes debe tener origen renovable.
- 2011 y 2012 - 22,6 % del consumo final bruto de energía.
- 2013 y 2014 - 23,7 % del consumo final bruto de energía.
- 2015 y 2016 - 25,2 % del consumo final bruto de energía.
- 2017 y 2018 - 27,3 % del consumo final bruto de energía.

Las metas para la producción de energía eléctrica en 2020 a partir de fuentes renovables se sintetizan en la Tabla según se establece en la Resolución del Consejo de Ministros nº 20/2010 y en el Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables aprobado al amparo de la Directiva 2009/28/CE.

Tabla 2: Metas de potencia instalada de renovables para 2020

Fuente/tecnología	Meta (MW)
Micro-producción	250
Mini-producción	250
Mini-hidráulica	250
Hidráulica (excepto mini-hidráulica)	8.600
Eólica	6.800
Solar	1.500
Undimotriz	250
Geotérmica	250

Fuente: Plan Nacional de Acción para las Energías Renovables

Nota: Micro-producción es la producción de energía eléctrica con potencia instalada de hasta 5,75 kW para instalaciones individuales o hasta 11,04 kW para agrupaciones que integren 6 o más instalaciones. Mini-producción corresponde a producción

² El consumo final bruto se refiere al consumo global de energía primaria.

de energía eléctrica con potencia instalada hasta 250 kW.

En cuanto a la cogeneración, se prevé que la potencia instalada en 2020 sea próxima a 2.600 MW.

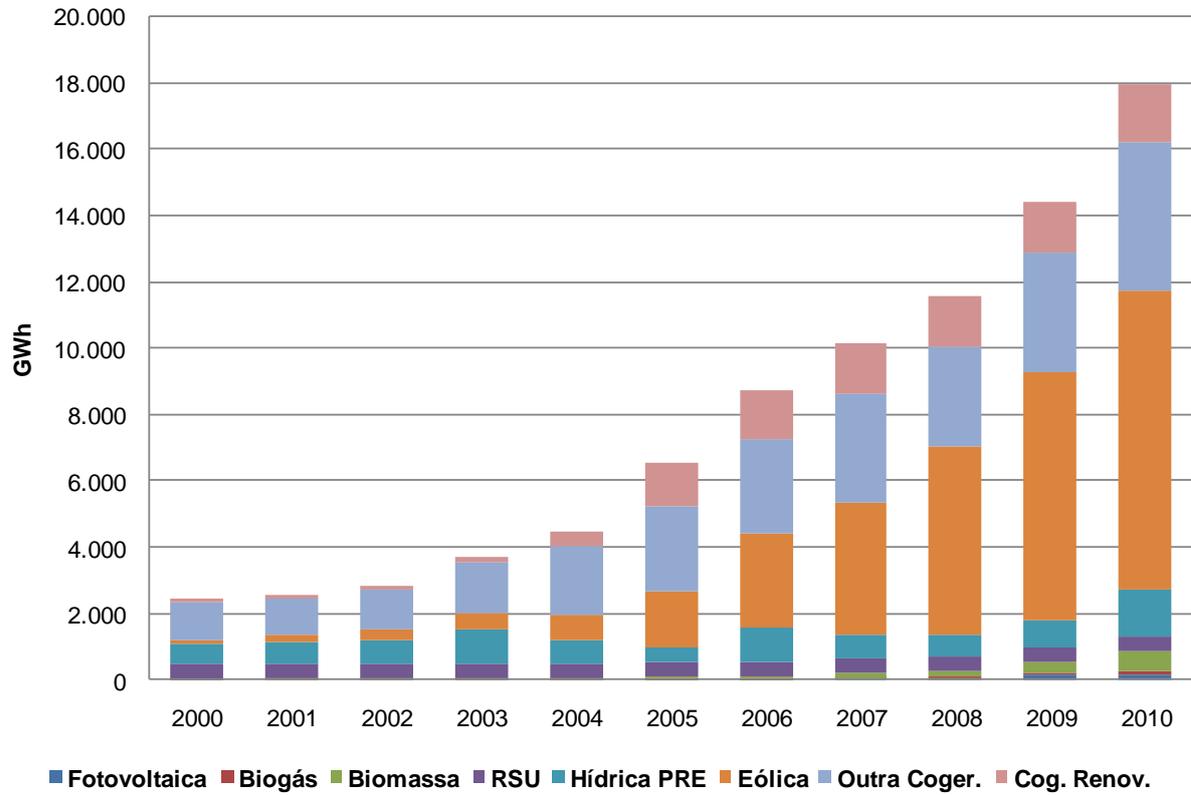
2.1.2 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA PRODUCCIÓN POR TECNOLOGÍA

Actualmente es considerada producción en régimen especial:

- La producción de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos, en la mayor parte de los casos limitados a 10 MW de potencia instalada.
- La producción de energía eléctrica que utilice otras fuentes de energía renovable, así como a partir de residuos (urbanos, industriales y agrícolas).
- La producción de energía eléctrica por micro- e mini-producción (ver nota en la Tabla).
- La producción de energía eléctrica a través de un proceso de cogeneración, dentro de la cual se incluye la cogeneración renovable.

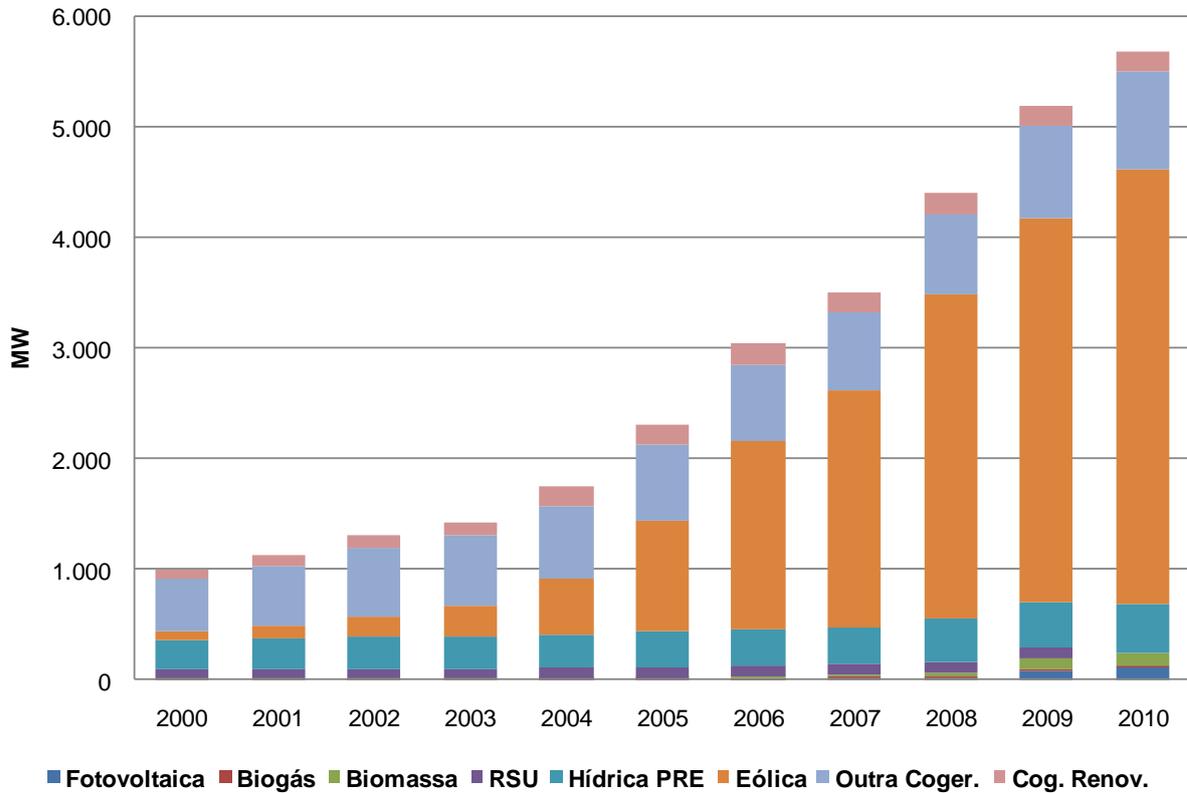
La producción en régimen especial ha tenido una evolución muy significativa en los últimos años. En las figuras siguientes se presenta esta evolución en términos de energía y de potencia instalada.

Figura 1: Evolución de la producción en régimen especial por tecnología (en energía)



Fuente: EDP SU

Figura 2: Evolución de la producción en régimen especial por tecnología (en potencia instalada)

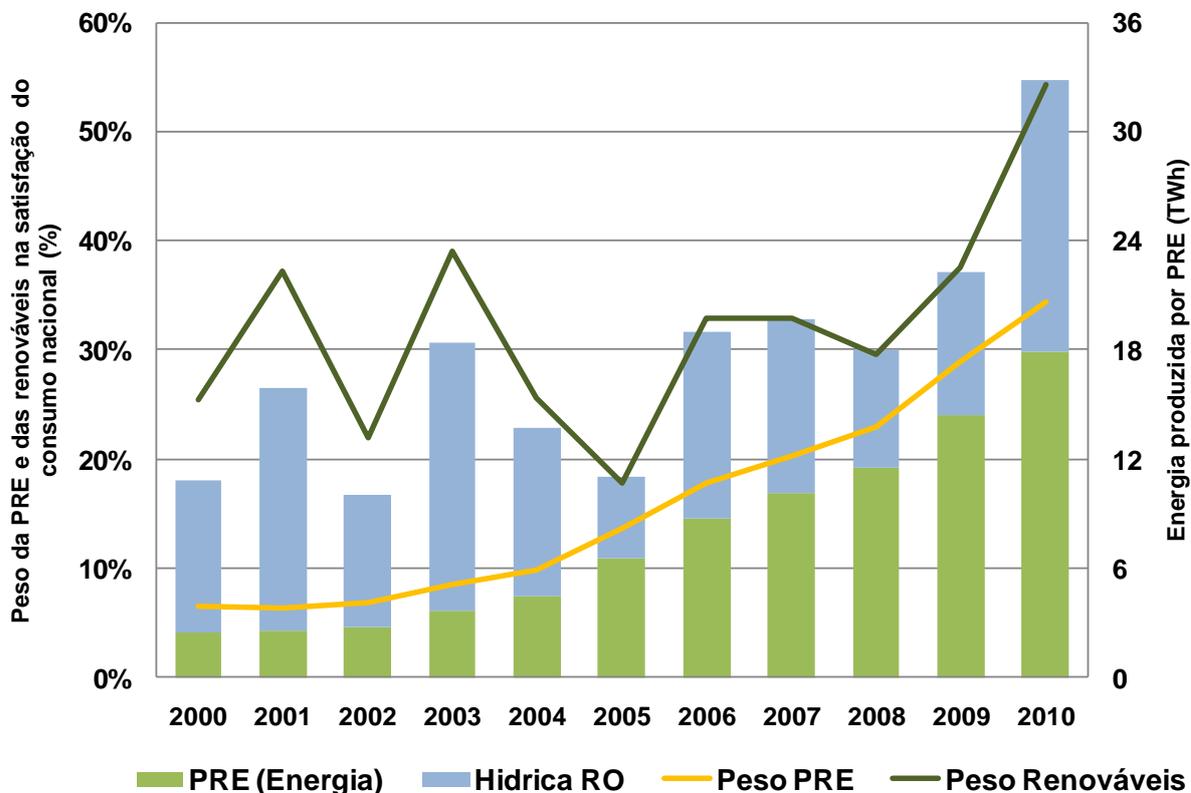


Fuente: EDP SU

2.1.3 EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LA PRE EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA NACIONAL

El continuo aumento de la potencia instalada de PRE ha llevado asimismo al aumento de su contribución a la cobertura de la demanda, alcanzando un 34,4% en 2010, conforme se observa en la figura siguiente. El peso de las renovables, que incluye la hidráulica en régimen ordinario y no incluye la cogeneración no renovable, alcanzó en 2010 un valor de cerca del 54% del consumo nacional. La evolución temporal de la producción renovable es más volátil que la de la PRE, fundamentalmente por la hidraulicidad que afecta a la producción hidráulica en régimen ordinario de forma plurianual.

Figura 3: Evolución de la producción en régimen especial y cobertura de la demanda



Fuente: REN

2.1.4 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA PRE

En Portugal, el comercializador de último recurso tiene obligación de compra de toda la energía producida por la PRE, siendo los precios establecidos legalmente (feed-in tariff).

En relación a la cogeneración, se destaca también la posibilidad que tiene estas instalaciones de vender al comercializador de último recurso toda la producción, incluido la que se destina al autoconsumo.

El precio de venta al comercializador de último recurso puede ser uno de los siguientes:

- Precio que resulta de la aplicación de las tarifas publicadas por el Gobierno.
- Precio que resulta de las propuestas presentadas en los concursos de asignación de puntos de conexión para instalaciones de energía eólica y biomasa. En estos concursos el descuento sobre la tarifa publicada por el Gobierno es uno de los factores tenidos en cuenta.

Los precios publicados por el Gobierno actualmente en vigor están basados en una lógica de costes evitados, procurando cuantificarse los costes evitados en términos de potencia (inversiones en nuevas instalaciones), energía (costes de combustible) e impacto ambiental (valorándose las emisiones de CO2 evitadas). Así, la remuneración del productor depende de los siguientes factores:

- Período de entrega de la energía eléctrica a la red.
- Perfil de la curva de producción de energía eléctrica.
- Fuente de energía primaria utilizada.

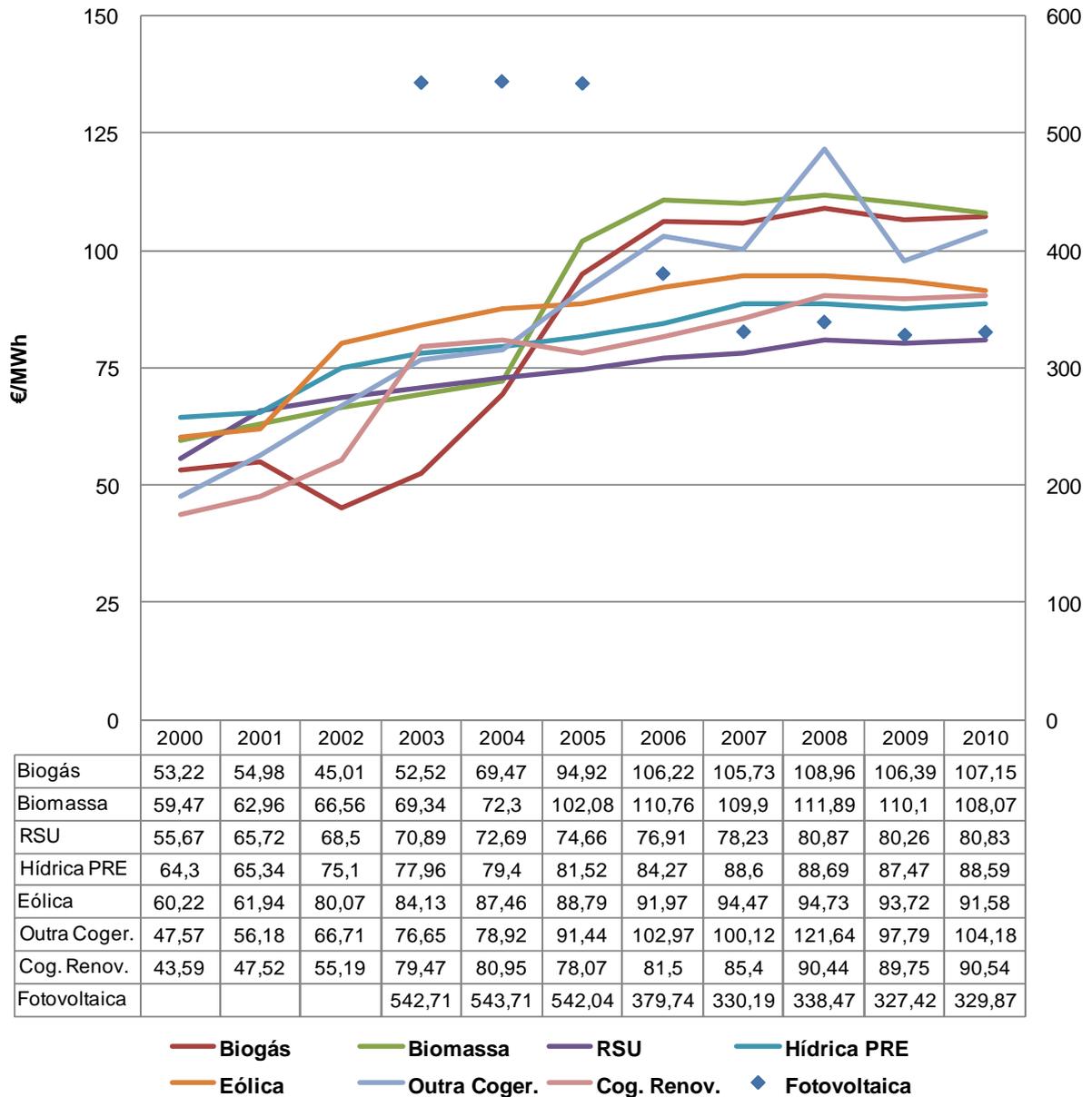
Respecto a la cogeneración, se han establecido cuatro tramos tarifarios para los siguientes tipos de instalación:

- instalaciones cuya potencia de conexión sea inferior o igual a 10 MW y que no utilicen como combustible fuelóleo o residuos.
- instalaciones con potencia de conexión superior a 10 MW y que no utilicen como combustible fuelóleo o residuos.
- instalaciones que, en base anual, utilicen en una proporción superior al 50% residuos como fuente de energía primaria.
- instalaciones cuyo combustible sea fuelóleo.

La reciente legislación de la cogeneración prevé que los cogeneradores puedan ofrecer la energía producida en el mercado organizado, recibiendo una prima por ello. No obstante, esta legislación está todavía pendiente de reglamentación.

En síntesis, no siendo posible indicar un precio por cada unidad de energía producida por el productor en régimen especial y vendida al comercializador de último recurso, dada la multiplicidad de factores de que depende, se presenta en la figura siguiente la evolución de los precios medios verificados para cada una de las tecnologías.

Figura 4: Evolución de los precios medios por tecnología



Fuente:EDP SU

Hasta la fecha, el comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) al efectuar ofertas de compra en el MIBEL tiene en consideración la energía adquirida a la producción en régimen especial. De este modo, la producción en régimen especial no aparece explícitamente en el mercado, pero tiene influencia en el precio de casación, toda vez que influye en el volumen de oferta de compra.

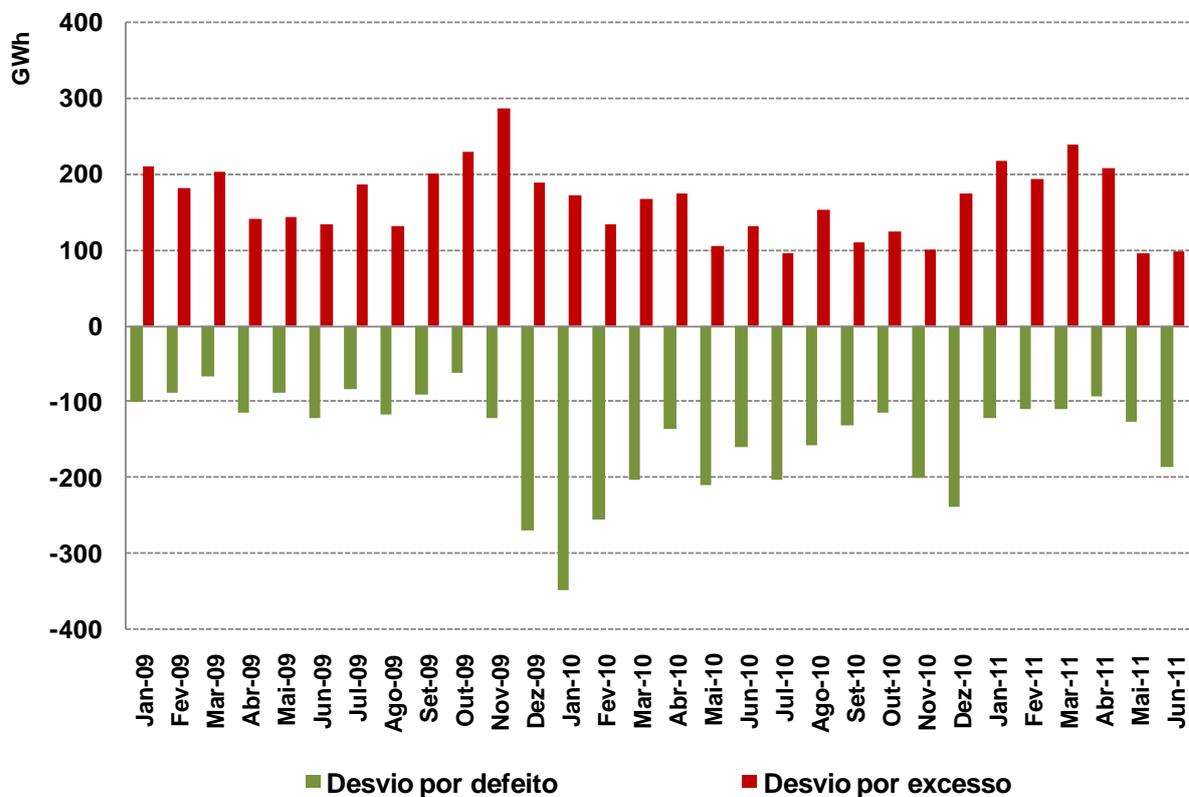
Con la reciente alteración efectuada en el Reglamento de Relaciones Comerciales, el comercializador de último recurso pasará a explicitar la oferta de compra y la oferta de venta, funcionando de forma similar a un agente agregador de la PRE en Portugal.

2.1.5 DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE

En Portugal, los desvíos globales del sistema corresponden a la energía subyacente a la movilización de energía de regulación secundaria y de reserva de regulación. En efecto, son estas dos componentes las que contribuyen a anular los desvíos de los agentes en tiempo real.

La Figura 5 presenta la evolución de 2009 a mediados de 2011 de los desvíos globales en el sistema eléctrico portugués, comprendiendo los desvíos por exceso y por defecto de los agentes del lado de la producción y los desvíos por defecto y por exceso de los agentes del lado del consumo.

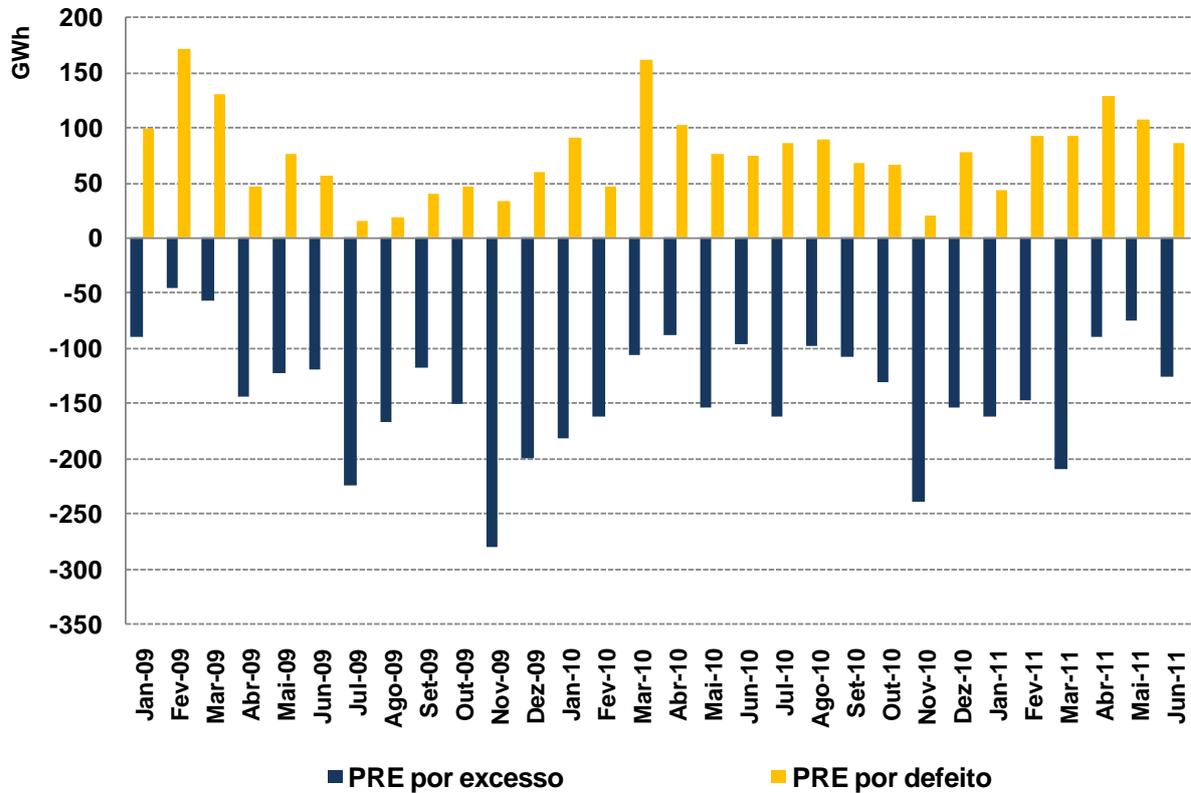
Figura 5: Desvíos globales en el sistema portugués



Por otro lado, en el marco legal y regulatorio portugués, la producción en régimen especial no viene siendo explícitamente reflejada en mercado, por lo que la determinación de un programa inicial de PRE resulta de la existencia de las previsiones de producción que se efectúan. En consecuencia, la aproximación efectuada a los desvíos directamente imputables a la PRE resultan exclusivamente de la comparación entre el programa de explotación previsto antes de la ventana temporal de colocación de ofertas en el mercado diario y el programa real de explotación de la PRE.

La Figura 6 presenta los valores de los desvíos entre la previsión inicial de producción en régimen especial y el programa de producción real que finalmente se lleva a cabo.

Figura 6: Desvíos de previsión de la PRE frente al programa real de producción



2.1.6 IMPACTO ECONÓMICO Y FINANCIACIÓN DE LA PRE

El sobrecoste es calculado como la diferencia entre el valor pagado a los productores y el valor medio de adquisiciones del comercializador de último recurso. Así, es posible conocer el sobrecoste por tecnología y el respectivo sobrecoste unitario, conforme se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 3: Sobrecoste por tecnología

[€/MWh]	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Biogás	35,50	40,29	48,34	35,80	61,78	61,01
Biomassa	42,66	44,83	52,51	38,73	65,49	61,93
Coger. Renov.	18,65	15,57	28,01	17,28	45,14	44,40
Eólica	29,37	26,04	37,08	21,57	49,11	45,44
Hídrica PRE	22,10	18,34	31,21	15,53	42,86	42,45
Outra Coger.	32,02	37,04	42,73	48,48	53,18	58,04
RSU	15,24	10,98	20,84	7,71	35,65	34,69
Fotovoltaica	488,18	482,62	313,81	272,80	265,31	282,81

Fuente: EDPSU

2.2 CARACTERIZACIÓN DE LA SITUACIÓN EN ESPAÑA

2.2.1 OBJETIVOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

En España, los objetivos de política energética y ambiental están recogidos en el 'Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020'³, según el cual en 2020 las energías renovables representarán un 20% del consumo final bruto de energía y un 10% en el transporte. El PANER responde al compromiso exigido a cada Estado miembro por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En particular, en su capítulo 'Evaluaciones', el PANER establece la 'contribución total previsible de cada tecnología de energía renovable al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 y (la) trayectoria intermedia indicativa correspondiente a las cuotas de energía procedente de recursos renovables en los sectores de la electricidad, la calefacción y refrigeración, y el transporte' (Tabla). Se afianza el papel preponderante de la energía eólica; se espera que aproximadamente el 10% de la energía eólica en 2020 proceda de instalaciones marinas. La energía solar crece también de forma relevante, y en 2020 se espera que la producción solar termoeléctrica se equipare a la solar fotovoltaica, y juntas generen tanta energía como la hidráulica.

Tabla 4: Contribución estimada en potencia instalada y energía bruta por tecnología renovable en el sector de la electricidad

	2012		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Eólica	23.555	47.312	27.997	57.086	38.000	78.254
Hidro. (sin bombeo)	16.209	29.830	16.349	30.155	16.662	31.570
Solar FV	4.921	8.090	5.918	9.872	8.367	14.316
Solar CSP	2.028	4.463	3.048	7.913	5.079	15.353
Biomasa	803	4.876	965	5.962	1.587	10.017
Otras	0	0	0	0	150	520
Total	47.516	94.571	54.277	110.988	69.845	150.030

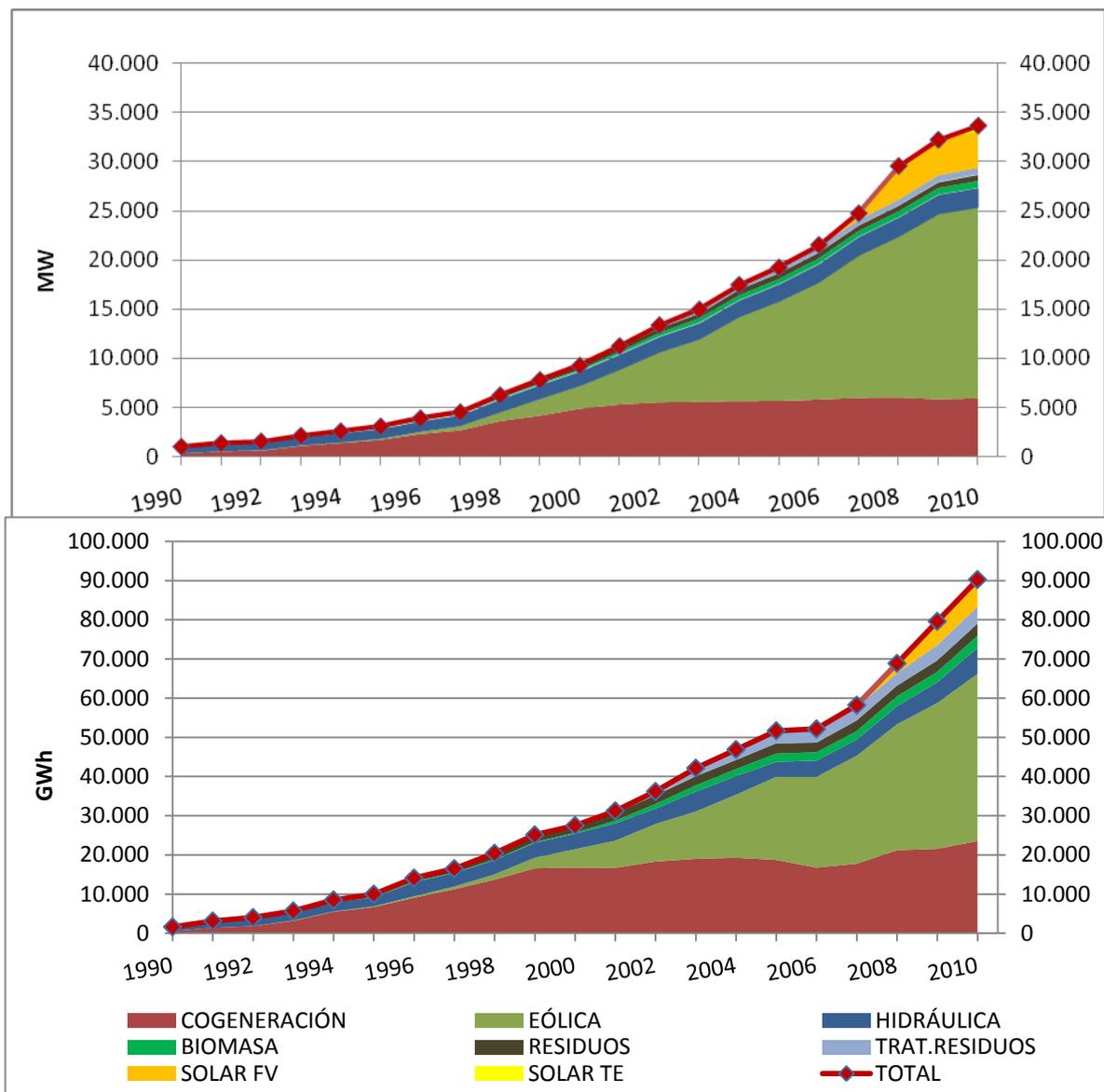
Fuente: (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables) PANER

2.2.2 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA PRODUCCIÓN POR TECNOLOGÍA

Los gráficos que siguen muestran la evolución del régimen especial en España a lo largo de las últimas dos décadas, tanto en potencia instalada como en energía producida.

³ [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_\[1\]_cdb842de.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_[1]_cdb842de.pdf)

Figura 7: Régimen especial en España — potencia instalada y energía generada



Fuente: CNE — Nótese que el régimen especial incluye la cogeneración y excluye la gran hidráulica.

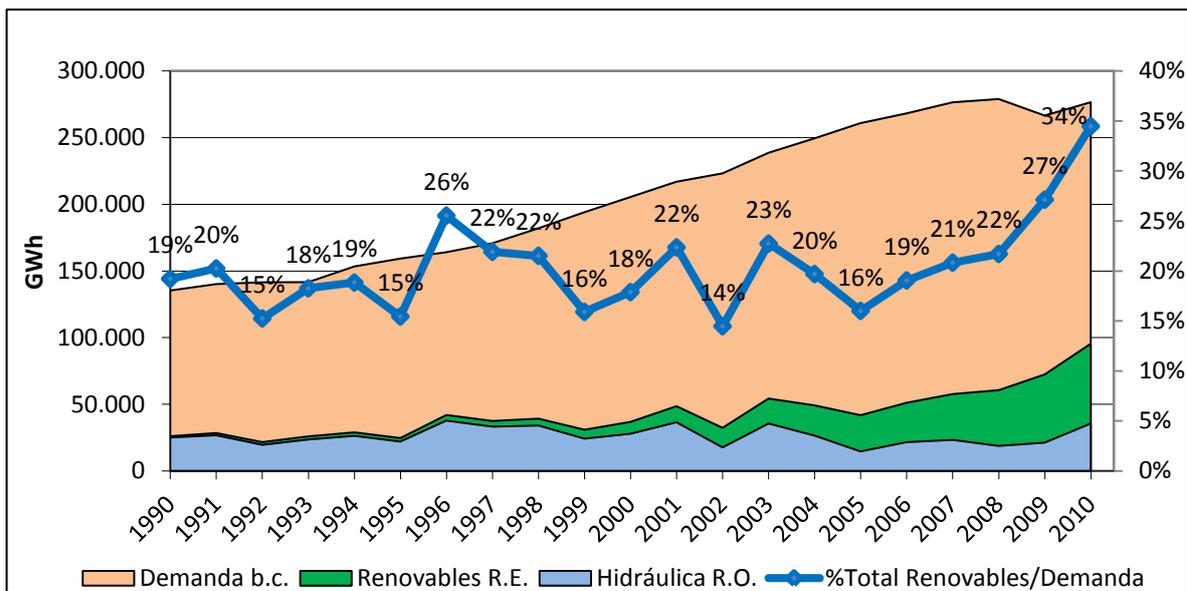
Cabe destacar el extraordinario crecimiento de la energía eólica, que por sí sola supera la contribución de todas las restantes tecnologías, y el salto experimentado por la solar fotovoltaica en 2008. Por su parte, la aportación de biomasa y residuos es menos significativa, en tanto que la cogeneración ha experimentado una evolución más constante. La mini-hidráulica, más allá del entorno regulatorio, se ve limitada por la escasez de emplazamientos medioambientalmente válidos.

2.2.3 EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LA PRE EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA NACIONAL

Pese al continuado incremento de la PRE, la aportación de las renovables a la cobertura de la demanda ha oscilado hasta fecha reciente en torno al 20%, debido a la irregularidad del producible hidráulico y al

crecimiento sostenido de la demanda hasta alcanzar su máximo histórico en 2007-2008. Los valores alcanzados en 2009 y 2010 deben ser valorados con cautela, pues corresponden a ejercicios de alta hidraulicidad y contracción de la demanda en un contexto de crisis económica. No obstante, sí se aprecia una senda acorde con el objetivo comunitario del '20-20-20', que en estos términos se traduce en una contribución de aproximadamente el 40% de la demanda eléctrica (Figura 8).

Figura 8: Evolución de la participación de las energías renovables sobre la demanda española

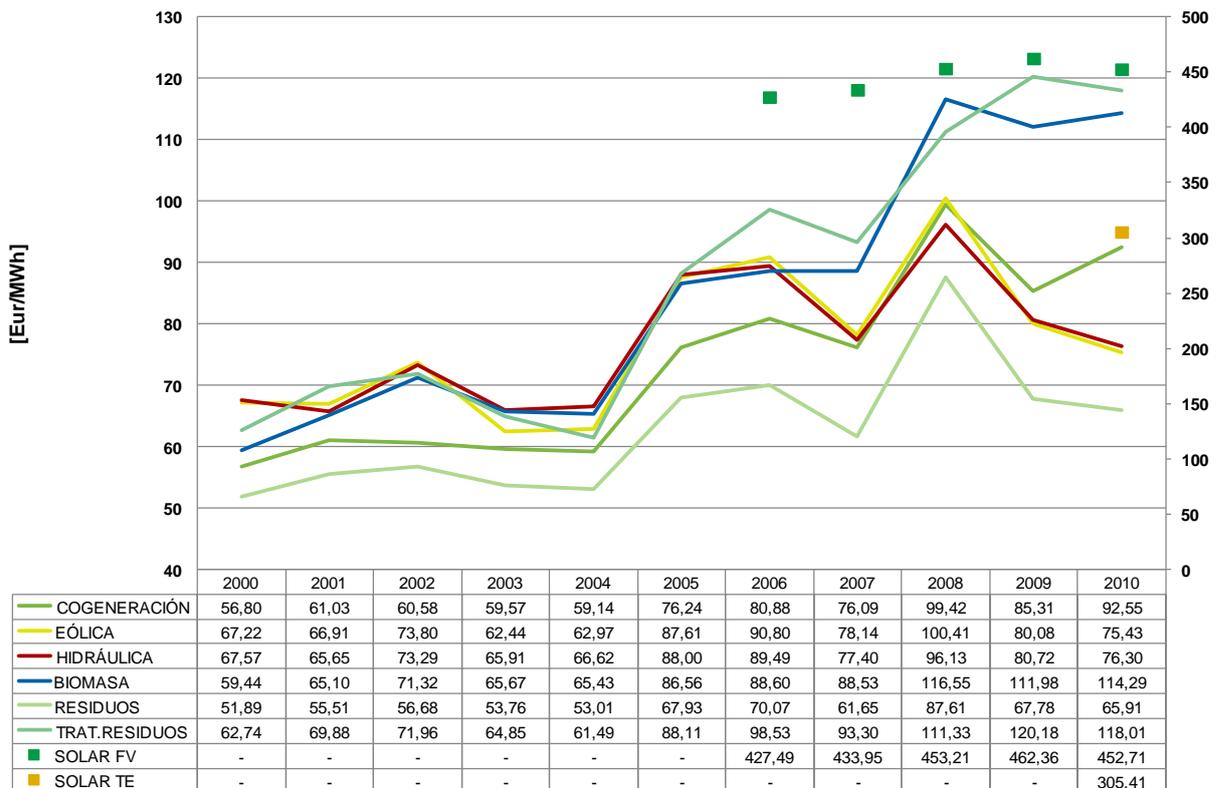


Fuente: CNE

2.2.4 TRATAMIENTO COMERCIAL DE LA PRE

En España existen dos opciones para la venta de energía producida en régimen especial: a) a tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, y b) a mercado, percibiéndose el precio resultante en el mercado organizado, o libremente negociado, complementado, en su caso, por una prima. Tarifas y primas se determinan atendiendo a la tecnología, potencia instalada y edad de la instalación. Para la solar fotovoltaica, y para algunas otras tecnologías en determinados rangos de potencia y edad, sólo existe la opción de venta a tarifa.

Figura 9: Evolución de los precios medios de retribución total por tecnología



Fuente: CNE — Las tecnologías solares se muestran en otra escala (eje secundario); no se muestran precios anteriores a 2006 (fotovoltaica) y 2010 (termoeléctrica) por considerarse escasamente representativos, debido al muy reducido número de instalaciones existentes para tales tecnologías en esas fechas.

Desde el 1 de noviembre de 2009⁴, toda la PRE —también la que vende a tarifa regulada— es ofertada en el mercado de producción a través de un *representante*. Las instalaciones que venden a tarifa son *precio aceptantes* (presentan ofertas de venta a precio cero). Para aquellas instalaciones que no elijan libremente un representante, los Comercializadores de Último Recurso (CUR) desempeñan asimismo la función de Representantes de Último Recurso (RUR), percibiendo un precio máximo de 5 Eur/MWh, que podrán ser 10 Eur/MWh si el RUR pertenece a un grupo empresarial declarado *operador dominante*.

El mecanismo de venta de la PRE está recogido en la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo⁵, y la disposición adicional séptima del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril⁶.

⁴ La fecha inicialmente prevista era el 1 de enero de 2009 (RD 661/2007); fue primeramente pospuesta al 1 de julio (RD 485/2009), y finalmente fijada en el 1 de noviembre de 2009 por la disposición adicional única del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador.

⁵ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial; la disposición transitoria sexta trata de la 'Participación en mercado y liquidación de tarifas, primas, complementos y desvíos hasta la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso'.

⁶ Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica; la disposición adicional séptima trata de la 'Representación de determinadas instalaciones del régimen especial'.

La CNE realiza la liquidación de las *primas equivalentes*¹³, primas, incentivos y complementos de acuerdo con el procedimiento descrito por la Circular 3/2011, de 10 de noviembre⁷.

Un representante es un agente que actúa por cuenta de otro(s) sujeto(s) del mercado y, en consecuencia, tiene la condición de sujeto. No existe un 'registro de representantes'; un representante se acredita como tal mediante la presentación del correspondiente poder notarial. Un agente que actúe como representante no puede actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena⁸.

Existen dos modalidades de representación: directa e indirecta; la indirecta es la única permitida para la participación en el mercado de las instalaciones que vendan su producción a tarifa. En la modalidad indirecta, o en nombre propio, es el representante quien asume la titularidad de las garantías depositadas ante el mercado, y es asimismo sujeto obligado al pago y con derecho a cobro, junto con su representado. Por el contrario, en la representación directa, o en nombre ajeno, el representado es el único obligado al pago (y el único con derecho a cobro): el representante es un mero interlocutor con los operadores del sistema, del mercado y con la CNE⁹.

El sujeto de liquidación ante el Operador del Mercado puede ser su propietario o bien su representante indirecto. El sujeto de liquidación ante el Operador del Sistema es siempre su representante, ya sea directo o indirecto.¹⁰

El encargado de la lectura es el responsable de la medida en los puntos frontera de las instalaciones; en el caso de las instalaciones de generación (incluida la PRE), el Operador del Sistema es el encargado de la lectura de los puntos de 'Tipo 1' y 'Tipo 2' (aquellos de potencia aparente mayor o igual a 12 MVA y 450 kVA, respectivamente), en tanto que los distribuidores lo son para los puntos de potencia aparente menor de 450 kVA¹¹.

Caja 1: Representantes, sujetos de liquidación y encargados de la lectura

⁷ Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁸ Véase el apartado 3 de la disposición adicional decimonovena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 5/2005, de 11 marzo.

⁹ Véase el punto 4 del Procedimiento de Operación 14.1, 'Condiciones generales del proceso de liquidación del Operador del Sistema', aprobado mediante Resolución de la Secretaría General de Energía de 28 de julio de 2008.

¹⁰ Véase el Procedimiento de Operación (PO) 14.8, 'Sujeto de liquidación de las instalaciones de régimen especial', aprobado mediante Resolución de la Secretaría General de Energía de 28 de julio de 2008.'

¹¹ Puede consultarse la clasificación de puntos de medida en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

2.2.5 DESVÍOS GLOBALES DEL SISTEMA Y DESVÍOS DIRECTAMENTE ATRIBUIBLES A LA PRE

El incremento de la participación de PRE no gestionable en el *mix* condiciona la gestión de reservas (por desvíos respecto al programa base) y de los desvíos propiamente dichos (respecto al programa final¹²).

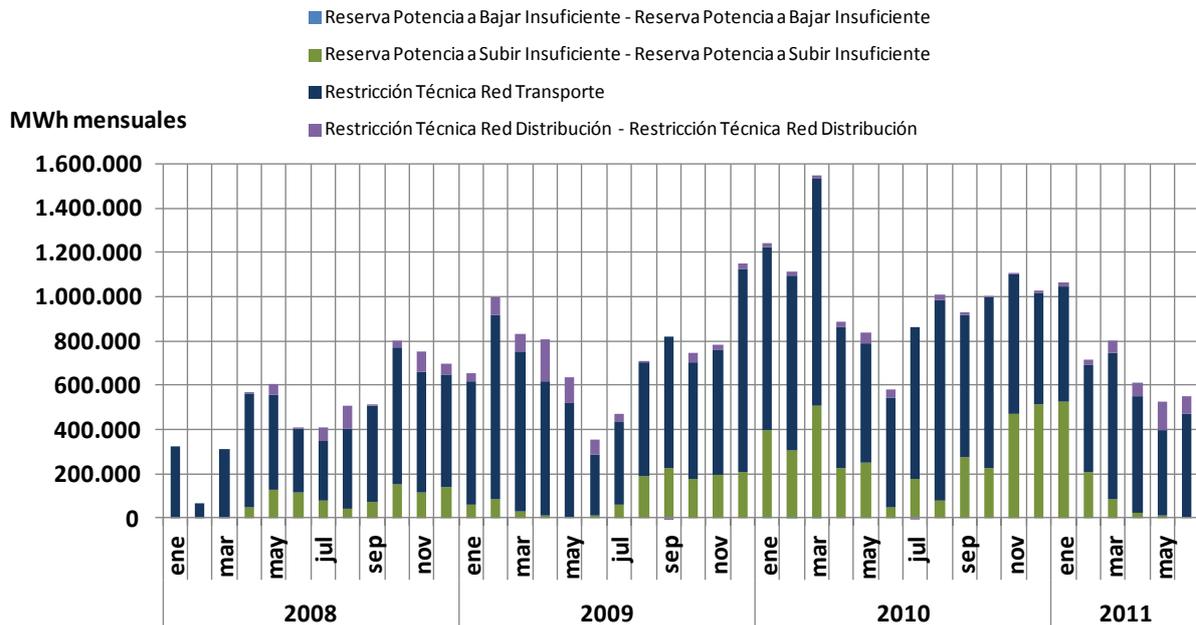
En el invierno 2009-2010, el fuerte producible hidráulico y eólico, y la consiguiente práctica desaparición del llamado 'hueco térmico', indujeron un significativo repunte en la energía vinculada a restricciones no-de-red, fundamentalmente por insuficiente reserva a subir. Esta situación coyuntural puede previsiblemente convertirse en estructural en un horizonte a diez años con un 40% sostenido de PRE en términos de generación eléctrica bruta.

Si bien en los últimos meses se aprecia una reducción generalizada en los desvíos tanto de eólica como de fotovoltaica, las señales económicas para la minimización de los desvíos, diseñadas en su día para ser aplicadas a generación no primada, podrían no ser suficientemente disuasorias para determinadas tecnologías de PRE (la penalización está ligada al precio marginal del sistema, no al precio unitario percibido por cada instalación), máxime si el error se produce por exceso y contra el error del sistema.

Una y otra situación originan sobrecostes adicionales soportados por el consumidor final; las futuras modificaciones regulatorias debieran reforzar la mayor firmeza posible de la programación.

¹² Por 'programa final' se entiende aquí el habitualmente denominado 'P48' en el mercado eléctrico ibérico.

Figura 10: Evolución de la energía vinculada a la resolución de restricciones técnicas



Fuente: REE

2.2.6 IMPACTO ECONÓMICO Y FINANCIACIÓN DE LA PRE

La PRE ha alcanzado ya la dimensión y complejidad de un sector económico —evaluar su impacto global excede ampliamente el alcance de esta breve caracterización. Con todo, en muchas regiones españolas es claro su impulso en términos de PIB y creación de empleo, tanto por sí misma como por su efecto multiplicador en diversas industrias y servicios auxiliares. La PRE equilibra asimismo la balanza de pagos y reduce la dependencia energética exterior. Existen otros indudables beneficios de carácter medioambiental y social (fijación de población rural, desarrollo local) difíciles de cuantificar.

La mayor presencia de la PRE, que tiene costes variables muy bajos, reduce el precio marginal medio del mercado mayorista; no obstante, este menor coste de la energía supone, con carácter general, un incremento del importe de la *prima equivalente*¹³, y por ende, de las tarifas de acceso que pagan todos los consumidores. En 2010, en términos unitarios, la prima equivalente representó un coste medio de acceso de 24,3 €/MWh; el transporte y la distribución, conjuntamente, ascendieron a unos 26,1 €/MWh.

¹³ La 'prima equivalente' es la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que corresponda, y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema.

Tabla 5: Evolución de la prima equivalente unitaria por tecnología

[Eur/MWh]	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BIOMASA	27,87	35,17	46,75	52,11	74,25	77,59
COGENERACIÓN	17,55	27,45	34,30	34,98	47,58	56,39
EÓLICA	28,92	37,37	36,36	35,97	42,35	45,57
HIDRÁULICA	29,31	36,06	35,61	31,69	42,99	44,06
RESIDUOS	9,24	16,64	19,86	23,17	30,05	29,80
SOLAR FV		374,06	392,16	388,77	424,63	414,61
SOLAR TE						267,31
TRAT.RESIDUOS	29,42	45,10	51,52	46,88	82,44	81,81

Fuente: CNE — No se muestran precios anteriores a 2006 para la solar fotovoltaica y a 2010 para la solar termoeléctrica por considerarse escasamente representativos, debido al muy reducido número de instalaciones existentes para tales tecnologías en esas fechas.

3 CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA INTEGRACIÓN DE LA PRE EN EL CONTEXTO DEL MIBEL

La PRE combina aspectos propios tanto de las actividades liberalizadas como de las reguladas. En tanto que la actividad de generación, se desarrolla en competencia y es de libre instalación, exenta de los requerimientos propios de la explotación de redes en régimen de monopolio natural. Sin embargo, su despacho es prioritario; su retribución, siquiera en parte, regulada, y su volumen ha de estar alineado con los objetivos nacionales a medio y largo plazo.

Este capítulo pretende conciliar unas y otras características, en principio contradictorias, con el fin de incorporar la PRE al mercado sin distorsionarlo, y tratando de minimizar el coste para el usuario final. En cada apartado se presenta sucintamente un determinado aspecto de esta problemática, que se planteó en la consulta pública llevada a cabo.

3.1 VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

Cualquiera que sea el esquema retributivo adoptado, los incentivos económicos a la PRE y su despacho prioritario confieren a sus ofertas un carácter infra-marginal. La incorporación de PRE deprime el precio medio del mercado eléctrico de contado a corto y medio plazo, desplazando tecnologías de mayor coste variable. De otro lado, la operación de estas últimas tecnologías —cuyo concurso es no obstante necesario en muchas horas— se encarece, al sufrir repetidos arranques y paradas, y reducir sus horas de funcionamiento. El coste de los servicios de sistema sube también para paliar la ‘no gestionabilidad’ de buena parte de la PRE.

Un mayor volumen de PRE incrementa la generación de carácter ‘fluyente’¹⁴ y reduce el llamado ‘hueco térmico’¹⁵, determinante en la fijación de precio. En situaciones de contracción de la demanda y exceso de capacidad, pueden darse horas de precio nulo (e incluso negativo, en los sistemas en que se permite —no es el caso hoy día del MIBEL). Por el contrario, en puntas de demanda con escasez de PRE, cabe esperar picos de precio más acusados.

Algunas de las posibles respuestas a esta casuística relacionada con la volatilidad de la PRE son: mayor capacidad de bombeo, mejor gestión de la demanda, adaptación de los mercados de reserva, refuerzo de las interconexiones, mecanismos de respuesta ante situaciones de escasez... La atribución del coste (y el reparto, en su caso, de los beneficios) de las medidas adoptadas es tan importante como las medidas en sí.

¹⁴ Por analogía con la hidráulica fluyente —o *run-of-river*, en la literatura anglosajona—, en oposición a la hidráulica regulable, asociada al caudal controlable mediante la operación de un embalse.

¹⁵ Parte de la demanda cubierta por tecnologías térmicas convencionales (carbón de importación y autóctono, ciclos combinados de gas, gas en ciclo abierto y fuel) que, tradicionalmente, determina el precio marginal del sistema.

Dado el carácter abierto y multidisciplinar de las estrategias sugeridas, se plantearon las siguientes cuestiones para mejor enfocar el debate en torno a ellas:

1. *Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?*
2. *Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?*
3. *Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?*

3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

La creciente oferta de PRE en el *mix* de producción del MIBEL tiene implicaciones al nivel del funcionamiento de los mercados de energía eléctrica, en particular del mercado de contado del MIBEL. Aunque de forma distinta, el impacto de la PRE en el mercado de contado es análogo para Portugal y para España: en el caso portugués, la oferta de PRE es descontada de la demanda dirigida a mercado¹⁶, presionando a la baja el precio de casación; en el caso de España la oferta de PRE es explicitada en mercado, con precio ofertado tendencialmente nulo, por lo que el aumento de esta oferta presiona igualmente el precio de casación en sentido decreciente.

Por otro lado, el carácter intermitente de parte substancial de la producción en régimen especial, particularmente la de origen eólico, implica que, en un mercado de formación de precio horario, se puedan registrar diferencias relativamente elevadas de los volúmenes de PRE ofertados en mercado en horas adyacentes, conduciendo a la formación de precios con factores explicativos también distintos, hecho que, a su vez, implica un aumento de la volatilidad del precio de mercado. Con todo, esta volatilidad no impacta apenas en la actuación de la PRE, siendo un elemento que acaba por ser incorporado a las estrategias de los agentes presentes en las restantes tecnologías de producción.

A lo anterior se suma que, dada la forma en que la PRE es típicamente explicitada en el mercado – mediante oferta a precio instrumental de venta o reducción de la demanda a precio instrumental de compra –, el aumento del volumen de PRE en los mercados de corto plazo, conlleva, además de las

¹⁶ Esta era la situación hasta finales de 2011. Desde el 1 de enero de 2012, en Portugal se realizan ofertas de PRE separadas de las ofertas de demanda.

cuestiones asociadas con la volatilidad, otras vinculadas al nivel de los precios formados con tales referencias de mercado. En efecto, el aumento de la PRE ha conducido en el contexto del MIBEL a un aumento de la probabilidad de ocurrencia de precios iguales o próximos a cero, con precios medios de mercado que están por debajo de los costes marginales de las tecnologías marginales.

En este sentido, el hecho de que la oferta de la PRE no sea *cost reflective* desde una perspectiva de largo plazo, es decir, que no refleje la estructura de los costes marginales a largo plazo de la tecnología, supondría que la señal de precio formada en los mercados de corto plazo acaba por ser distorsionada cuando se analiza desde la perspectiva de los incentivos a la inversión.

Por otra parte, los mercados a plazo aseguran, más allá de otros aspectos, una lógica de formación de precios que mitiga los riesgos de volatilidad de precio de corto plazo y un nivel de formación de precios que se aproxima a la estructura de costes marginales de la tecnología marginal esperable. En realidad, en el caso específico de los mercados a plazo del MIBEL, el precio formado tiende a aproximarse a la estructura de costes marginales de las centrales de ciclo combinado, que son aquellas que más frecuentemente son marginales en los sistemas ibéricos y que, a la vista de la capacidad instalada, aseguran un *backup* de generación en los períodos de baja producción eólica.

De acuerdo con lo anterior, la colocación de volúmenes de PRE en un horizonte temporal superior al corto plazo podría contribuir a reducir las condiciones de volatilidad en la formación de los precios en los mercados de contado, sin que eso implicara una alteración substancial de la estructura de precios en los mercados a plazo. A esta situación se añade el hecho de que, desde el punto de vista de la repercusión de los costes de la PRE en los sistemas de los dos países, cierta estabilización de los precios en el mercado contribuye asimismo a un mejor ajuste de las expectativas de formación global del precio de la energía eléctrica, con las consiguientes reducciones de desvíos y la estabilización de las estrategias de actuación de los agentes compradores en los mercados mayoristas.

4. *Aprovisionamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?*

5. *Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?*

3.3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

La repercusión de la creciente oferta de la PRE en los mercados de contado implica, como se vio anteriormente, una mayor volatilidad del precio así formado. Por otro lado, el mercado de contado del MIBEL está organizado de acuerdo con la regla de precio marginal uniforme que, a su vez, se basa en el hecho de que las ofertas siguen una lógica vinculada a los costes marginales de las centrales participantes en el mercado.

La existencia de distintas referencias de costes marginales distintos y, sobre todo, de flexibilidades de despacho horario distintas, es una de las principales razones para la existencia de ofertas complejas en las actuales reglas del mercado de contado del MIBEL. Con la utilización de modos de oferta compleja, los agentes procuran obviar algunas de las características implícitas en un mercado de formación de precio marginal horario, en particular el desajuste entre un despacho intermitente de mercado y la posibilidad física de llevar a cabo tal despacho, cuando menos sin costes adicionales. No obstante, como se vio anteriormente, un volumen creciente de PRE deviene en una mayor volatilidad del precio e intermitencia de despacho de las restantes tecnologías, por lo que la utilización de restricciones de segundo orden (ofertas complejas) en la formación de precios tiende también a aumentar, tanto más cuanto las actuales reglas del mercado de contado contemplan límites de precio (inferior y superior), que mitigan la señal económica de escasez o de abundancia extrema.

Resulta evidente que la intermitencia en el despacho de las tecnologías térmicas para así acomodar la variación de la PRE es contemplada como un riesgo de mercado por los agentes que poseen activos de producción térmica. Ese riesgo es tanto mayor cuanto mayor sea el volumen de producción de PRE, toda vez que éste afecta a la probabilidad de despacho intermitente, al cual se asocia un riesgo de ingresos parejo a la presión a la baja que la PRE ejerce sobre el precio marginal. Con todo, el riesgo es también función de la demanda dirigida a mercado y esta no es lineal para todas las horas del día, como lo es una de las herramientas de mitigación de riesgo utilizada por los agentes (ofertas complejas, que suponen una mayor predictibilidad de los ingresos de cada día, según las actuales reglas del mercado).

Conviene tener presente que el algoritmo que determina el proceso de casación del precio marginal mediante el cruce de las curvas de oferta y demanda considera la posibilidad de realizar ofertas complejas por parte de grupos térmicos que incorporan así a las mismas las restricciones del gradiente de carga y de arranque. Estas restricciones se plantean considerando las ofertas horarias y el número mínimo de horas de despacho consideradas en cada unidad de oferta.

En el marco del diseño de las reglas del mercado, pueden equipararse, en este contexto, algunas opciones distintas, desde la admisión de ofertas por bloques horarios como complemento a las ofertas en modulación horaria, así como la posible eliminación de los límites de precios. La primera de las opciones (posibilidad de ofertas por bloques) permite una modulación del riesgo de despacho diferenciada entre períodos del día en que el riesgo de intermitencia de despacho es también diferente. La segunda opción (eliminación de los límites de precios), podría hacer innecesarios mecanismos complementarios de ingresos (como los pagos por capacidad), si bien podría implicar una mayor variabilidad de los precios de mercado.

En efecto, la posibilidad de realizar ofertas por bloques de horas parece contribuir a minorar el efecto económico de simultanear el uso de estrategias de oferta complejas, válidas para el conjunto del día sin especificar las partes del día en que el riesgo que se pretende cubrir es identificado.

La corrección de los desajustes entre la previsión inicial de PRE utilizada como referencia para el mercado diario y las que se efectúan posteriormente a su cierre han suscitado el interés por aumentar

las posibilidades de minimización de dichos desajustes mediante la utilización de los mercados intradiarios. Además, se plantea la cuestión de si esta extensión de los mercados intradiarios se debe realizar mediante el desdoblamiento del número de sesiones ya existentes o por la introducción de la negociación en continuo.

En resumen, la creciente penetración de la PRE plantea de forma evidente la cuestión del grado de adecuación de las actuales reglas de funcionamiento del mercado de contado, tanto en lo que atañe a las señales económicas de escasez y abundancia (por oposición a los límites de precio), como a la modulación del riesgo de despacho en mercado de las centrales térmicas en función de la fluctuación de la demanda a mercado.

6. *¿Considera necesario rediseñar el mercado diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?*
7. *¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?*

3.4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE

Presentar una oferta al mercado conlleva asumir con antelación compromisos de producción en plazos precisos; defraudarlos es objeto de penalizaciones severas. Esta exigencia es inalcanzable de forma individual para instalaciones de PRE de carácter 'no gestionable'¹⁷ y pequeño tamaño, por lo que se impone alguna forma de agregación que minimice los desvíos respecto al programa.

Surge así la figura del 'agregador' o representante, como interlocutor entre un colectivo de instalaciones y los operadores del mercado y del sistema y, en su caso, otros organismos. Esto permite establecer cauces de comunicación profesionalizados y mejorar la eficiencia global del sistema, si bien exige introducir un nuevo agente cuyas tareas y relaciones contractuales deben ser definidas.

A continuación se describen algunas cuestiones que se plantearon para centrar el debate:

8. *Caracterización: ¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?*
9. *Representación 'de último recurso': ¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?*

¹⁷ Aquellas cuyo recurso energético primario no es controlable a voluntad.

3.5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

En estrecha relación con el apartado anterior, es necesario determinar el ámbito de agregación de programas admisible para la consolidación de desvíos. *A priori*, no debería sobrepasar una misma zona de oferta (Portugal o España, en el caso del MIBEL). Otras restricciones podrían excluir instalaciones cuya producción esté comprometida en bilaterales transfronterizos, o exigir que un porcentaje mínimo de la potencia que consolide desvíos esté adscrita a un mismo centro de control.

Debe asimismo discutirse cuándo, cómo y sobre quién imputar el coste de los desvíos: identificar respecto a qué programa se calculan; decidir si sólo pagan las unidades desviadas o si parte es soportada por la demanda, etc. El alcance de estas cuestiones sobrepasa el ámbito de la PRE y atañe al diseño global del mercado.

En el caso portugués debe tenerse presente que la PRE no asume el pago de desvíos, por lo que no se efectúa la correspondiente valoración.

10. *Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?*

11. *Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?*

3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES

Las oscilaciones en el volumen de PRE y su prioridad en el despacho están entre los factores que condicionan el cálculo de las reservas del sistema y, por ende, de la capacidad en las interconexiones.

A instancias del CR, los operadores del sistema ibéricos¹⁸ han justificado las reducciones de capacidad en la interconexión Portugal-España en aras de la seguridad: REN aplica reducciones previas al mercado diario si prevé una fuerte producción eólica coincidente con baja demanda, para garantizar suficiente reserva térmica de regulación a bajar; REN y REE aplican reducciones posteriores al diario para evitar la exportación de producción térmica necesaria para proveer suficiente reserva a subir¹⁹.

Para dar continuidad al seguimiento que de esta cuestión vienen haciendo los reguladores desde hace cerca de dos años, el CR desea proponer criterios armonizados para el cálculo de las reservas de regulación y del valor de la capacidad disponible en las interconexiones, antes y después del cierre del mercado diario.

¹⁸ Los operadores de sistema portugués y español son Rede Eléctrica Nacional (REN) y Red Eléctrica de España (REE), respectivamente.

¹⁹ En España, es de aplicación el Procedimiento de Operación (P.O.) 3.2, 'Resolución de restricciones técnicas', de acuerdo con el cual se debe evitar la aparición de nuevas restricciones (adicionales a las resueltas en el mercado diario) en procesos posteriores (intradía, balance y tiempo real). En Portugal, o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema prevê, no âmbito da "Solução de restrições técnicas internas", que o ORT estabeleça "as limitações de segurança necessárias para evitar o aparecimento de novas restrições técnicas na segunda fase do processo de resolução de restrições técnicas e nos subsequentes mercados."

12. *Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?*
13. *Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar ‘empujando a la interconexión’ restricciones eminentemente internas²⁰?*

3.7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA

En mayo de 2010, a petición del CR, los operadores del sistema ibéricos elaboraron una actualización de la ‘hoja de ruta’ para la implantación de un mecanismo de intercambio de servicios de balance transfronterizos. Las fases 2 y 3 de dicha hoja de ruta consisten en el diseño e implantación de:

2. Un mecanismo transitorio, en el ámbito MIBEL, para evitar los vertidos de producción renovable no gestionable y el desacoplamiento de grupos térmicos durante periodos de corta duración.
3. Un mecanismo permanente, en el ámbito de la Región Sudoeste de Europa²¹, extensible a otros sistemas europeos interconectados, de más amplio alcance.

La fase 2 guarda muy estrecha relación con el contenido de este documento, pues se enmarca en el MIBEL y su principal objetivo es la integración de un volumen creciente de PRE en momentos de baja demanda. El sistema con escasez de reserva de potencia a bajar —y con necesidad efectiva de bajar— (sistema A) realizaría una oferta de energía a subir al otro sistema (B), quien la incorporaría a su orden de mérito; de resultar asignada y existir capacidad, se programaría el correspondiente intercambio A→B.

Algunas de las principales características del mecanismo propuesto son:

- Modelo bilateral coordinado TSO-TSO²², recíproco y no discriminatorio; cada TSO retiene la total responsabilidad por la seguridad del suministro en su propio sistema.
- No se admite reserva de capacidad (se usa la capacidad vacante tras el último horizonte intradiario), ni pagos por su utilización; los intercambios son físicamente firmes hora a hora.

²⁰ Prácticas de tal índole fueron atribuidas al operador sueco, Svenska Kraftnät (SvK), mereciendo la apertura del proceso COMP/39.351 por la Comisión Europea (CE) en abril de 2009. Según la CE, SvK reducía la capacidad de la interconexión con las redes vecinas en sentido exportador, con objeto de minimizar los costes de redespacho originados por congestiones internas, limitando el acceso de los consumidores vecinos a los medios de producción suecos. Para evitar un proceso de incumplimiento, SvK se comprometió a dividir su red en dos o más zonas.

²¹ La iniciativa regional del sudoeste de Europa (south-west regional initiative, o SW ERI, en sus siglas en inglés) engloba Portugal, España y Francia; el operador del sistema francés es Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

²² Operador o gestor de la red de transporte (Transmission System Operator o TSO, en sus siglas en inglés).

- Los intercambios comienzan al inicio de una hora de programación, duran un número entero de horas y, como máximo, hasta el horizonte de programación del siguiente intradiario.
- Los sujetos del mercado siguen participando en los mercados de servicios de ajuste de su área, gestionados por el operador del sistema al que la unidad proveedora del servicio está conectada.

La hoja de ruta para la región sudoeste de la iniciativa eléctrica regional (SW Region of ERI) prevé que el diseño y la concepción de la fase 2 estén preparadas a finales de 2011 y que la solución definitiva, incluyendo a RTE, entre en funcionamiento ya en el 4º trimestre de 2014.

En relación con la repetida fase 2, el CR planteó las siguientes cuestiones:

14. *Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?*
15. *Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?*

3.8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

Algunas de las tecnologías de PRE, en particular la eólica y la fotovoltaica, de entre las empleadas a gran escala, son particularmente sensibles a las oscilaciones tensión-reactiva.

En España, para prevenir una posible pérdida de generación eólica en cascada, se aprobó en 2006 un procedimiento de respuesta ante huecos de tensión²³; en 2007, la sujeción al mismo se hizo obligatoria²⁴, si bien se estableció un plazo de adaptación²⁵, posteriormente prorrogado, y un complemento económico por hacerlo²⁶. En 2010, la obligación se extendió a las instalaciones —o agrupaciones de instalaciones— fotovoltaicas de más de 2 MW²⁷. En cuanto al control de energía reactiva, se establece para toda la PRE un rango de factor de potencia obligatorio cuyo incumplimiento está penalizado; si se mantiene el $\cos\phi$

²³ Procedimiento de Operación (P.O.) 12.3: 'Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas', aprobado por Resolución de 4 de octubre de 2006.

²⁴ Apartado e) del artículo 18 ('Obligaciones de los productores en régimen especial') del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

²⁵ Disposición transitoria quinta ('Cumplimiento del procedimiento de operación 12.3'), del propio RD 661/2007.

²⁶ Disposición adicional séptima ('Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión'), del repetido RD 661/2007.

²⁷ En la redacción dada por el artículo primero, apartados cinco y catorce a dieciséis del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

dentro de un segundo rango más exigente se percibe una bonificación²⁸. No existe un mercado para la provisión del servicio de control de tensiones, si bien la regulación contempla dicha posibilidad.

En Portugal, mediante la Portaria 596/2010, de 30 de julio, se publicaron los nuevos reglamentos de las redes de transporte y distribución que imponen condiciones de conexión a las redes más exigentes a los equipos de producción de electricidad.

Por lo que respecta a la PRE, además de las disposiciones generales aplicables a todas las tecnologías, se establecen condiciones específicas para los parques eólicos con potencia instalada por encima de 6 MVA, imponiendo que, en caso de perturbación, permanezcan conectados a las redes para variaciones de frecuencia entre 47,5 Hz y 51,5 Hz, o para variaciones de componente inversa de corriente hasta el 5% de la corriente nominal. En caso de falta, deben soportar huecos de tensión de acuerdo con las especificaciones establecidas²⁹ y no consumir energía activa o reactiva durante la falta y la fase de recuperación de tensión. Deben además suministrar energía reactiva durante los huecos de tensión de acuerdo con las especificaciones indicadas³⁰.

En régimen de funcionamiento normal, no está permitido a los grupos generadores inyectar reactiva en las redes en horas de valle y supervalle. En las restantes horas (punta y llano) la producción de energía activa debe ser acompañada de una componente proporcional de energía reactiva dependiente de la red, del nivel de tensión y de la potencia de generación instalada³¹.

Las instalaciones eólicas de más de 10 MVA preexistentes a la fecha de publicación de la Portaria 596/2010 que no cumplieran los nuevos requerimientos disponen de un período de adaptación.

En relación con los huecos de tensión y el control de reactiva, el CR planteó las siguientes cuestiones:

- 16. *Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?***

- 17. *Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?***

²⁸ Anexo V ('Complemento por energía reactiva') al RD 661/2007, en la redacción dada por el artículo primero, apartado veinte, del citado RD 1565/2010.

²⁹ Ver ponto 3.7.4 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.3 do Regulamento da Rede de Distribuição.

³⁰ Ver ponto 3.7.5 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.4 do Regulamento da Rede de Distribuição.

³¹ Ver ponto 3.8.1 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.5.2.1 do Regulamento da Rede de Distribuição.

3.9 COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/ VISIBILIDAD — CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS

Portugal y España ha asumido a nivel europeo el compromiso de que, respectivamente, el 60% y 40% de su producción eléctrica será de origen renovable en 2020. El hecho de que esta producción sea considerada de despacho prioritario, junto con su intermitencia y tendencia a ser más distribuida y dispersa que la producción convencional, hacen que estos ambiciosos objetivos sean un desafío para la operación del sistema eléctrico e impongan prestar una especial atención al modo en que se hace la coordinación, la agregación y el control de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica. A pesar de que la producción eléctrica de origen renovable sea considerada de despacho prioritario, cabe esperar que existan situaciones en que los operadores de las redes de transporte tengan que emitir órdenes para la limitación de la energía de origen renovable que ha de ser producida (porque por sí sola podría llegar a exceder el valor de la demanda).

En respuesta a este desafío, en España, REE creó en 2006 el Centro de Control del Régimen Especial (CECRE), cuyo objetivo es monitorizar y controlar la producción en régimen especial, maximizando la producción de origen renovable, pero garantizando siempre la seguridad del sistema eléctrico.

El CECRE integra la estructura de despacho centralizado de REE, garantizando la comunicación de las instrucciones de comando y supervisión con los centros de control de la producción que agregan todas las instalaciones de producción de potencia superior a 10 MW. Las posibles órdenes de limitación de la potencia producida son enviadas por el CECRE a los centros de control de producción mediante SCADA.

En Portugal, el SCADA del despacho de REN integra directamente las medidas y las comunicaciones con los centros de control de producción de origen renovable que están conectados a red de transporte. A su vez, la producción de origen renovable que se encuentra conectada a la red de distribución recibe instrucciones de REN a través de los centros de control de producción de los respectivos grupos empresariales, disponiendo toda la producción en régimen especial de telemetida instalada. De este modo, y a pesar de no haber sido aún necesario, existen condiciones técnicas para, mediante la figura del agente agregador de producción de origen renovable, dar órdenes de reducción o interrupción de la inyección de esta producción en la red portuguesa. Así, las dificultades para aplicar esta medida parecen ser únicamente de naturaleza legal.

Por lo tanto, teniendo en cuenta las diferencias descritas, se plantearon las siguientes cuestiones:

- 18. *¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?***
- 19. *Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la***

emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?

3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

Tanto en España como en Portugal, la metodología retributiva adoptada es del tipo 'Feed-in-Tariff / Feed-in-Premium' (FiT/FiP)³², la cual se ha demostrado, con carácter general, más eficaz y eficiente que las cuotas, obligaciones de compra o 'certificados verdes'³³ empleados hasta ahora en otros Estados miembros, algunos de los cuales han migrado o están considerando migrar a un esquema FiT/FiP³⁴.

Ahora bien, lejos de caer en la complacencia, el diseño, desarrollo y readaptación continua de una adecuada metodología retributiva para la PRE en el marco del MIBEL presenta notables desafíos.

En España, el 'boom' fotovoltaico del año 2008 ha mostrado los riesgos que conlleva un cambio retributivo brusco desacoplado del cumplimiento estricto de los objetivos preestablecidos. La regulación actual³⁵ sí prevé una inscripción ordenada por contingentes ligada a un mecanismo automático de revisión de la prima. De otro lado, la —por la CNE auspiciada— progresiva transición del esquema FiT 'puro' (venta a tarifa regulada) a FiP (mercado más prima) sujeto a límites (*cap & floor*) se ha estancado (eólica, biomasa), ha retrocedido (cogeneración) o no ha llegado siquiera a implantarse (fotovoltaica). La PRE se clasifica asimismo en gran cantidad de categorías y sub-categorías retributivas, parcialmente sujetas a su vez a regímenes transitorios específicos cuya existencia limita el alcance real de las sucesivas reformas introducidas —esta complejidad puede retraer la afluencia de inversión al sector.

En Portugal, como ya se vio anteriormente, la energía producida por la PRE es obligatoriamente adquirida por el comercializador de último recurso, por aplicación de precios fijados legalmente (Feed-in-Tariff). La diferenciación de la retribución de la PRE depende, en actual marco legal, de la tecnología de producción. En ámbito de memorando de entendimiento suscrito entre el Estado portugués y la Comisión

³² Para más información acerca de esta forma de promoción de las energías renovables, puede consultarse el 'site' de colaboración fundado por los Gobiernos alemán, español y esloveno: <http://www.feed-in-cooperation.org>

³³ Ver el documento de trabajo de la Comisión Europea 'The support of electricity from renewable energy sources' (enero de 2008), basado en los estudios OPTRES-'Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market' (varios autores, febrero de 2007, encargado por la Dirección General para la Energía y el Transporte, DG-TREN) y 'Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States' (Fraunhofer Institute, enero de 2007, encargado por el Ministerio federal alemán para el medio ambiente, la conservación de la Naturaleza y la seguridad nuclear, BMU).

³⁴ El Reino Unido es quizá el caso más destacable, pues la transición al esquema FiT/FiP se enmarca en una muy ambiciosa reforma del mercado eléctrico, objeto del libro blanco publicado en julio de 2011:

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/renewable_ener/feedin_tariff/feedin_tariff.aspx

http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/news/pn11_061/pn11_061.aspx

³⁵ Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología; y artículo 4 ('Mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial') del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Europea, el Banco Central Europeo y el Fondo Monetario Internacional, está prevista la revisión del esquema de retribución de la PRE, revisión que está pendiente de desarrollos aún por definir.

En el marco de una creciente integración de la PRE en el marco del MIBEL, cobra relevancia la paulatina convergencia de sendos esquemas español y portugués, con el fin de evitar la inevitable distorsión que supone la existencia de retribuciones asimétricas para unas mismas tecnologías que venden un mismo producto a un mercado único.

En relación con los aspectos de índole retributiva de la PRE, el CR planteó las siguientes cuestiones:

20. *Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?*
21. *'Hoja de ruta' y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?*

3.11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED

La normativa comunitaria y nacional, así en Portugal como en España, establece la prioridad de la PRE frente a la producción en régimen ordinario tanto en el acceso a la red como en el despacho, salvo si pone en riesgo la seguridad de suministro.

Ahora bien, en España *no* es de aplicación el principio de reserva de capacidad —tampoco a la PRE: en tanto exista 'un solo kVA vacante' en un nudo, debe darse acceso (si ello no compromete la seguridad del sistema), aun cuando ello suponga la saturación del nudo y la potencial aplicación de vertidos prorratea entre todas las instalaciones conectadas a él (supuesta la igualdad en la prioridad de despacho). Esta filosofía, posible en un tiempo en que las redes no estaban saturadas y la PRE tenía una presencia testimonial, es hoy día causa de conflictos; la CNE se ha pronunciado ya repetidas veces a favor de su modificación³⁶: no debieran producirse vertidos sistemáticos de PRE, que es objeto de un apoyo económico singular y necesaria para satisfacer compromisos medioambientales ya adquiridos, más allá de lo razonablemente admisible en aplicación de un ratio de sobre-instalación por determinar.

En Portugal, la PRE tiene también prioridad de conexión y despacho. Existen, no obstante, limitaciones a la potencia nominal de cada instalación de PRE que puede ser conectada en cada punto de red³⁷.

³⁶ Con fecha 22 de abril de 2009, la CNE remitió a la Secretaría de Energía la propuesta de 'Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial', que no ha sido objeto de tramitación subsiguiente a la fecha de redacción de este documento. Esta norma guarda estrecha relación con los P.O.'s de la serie 12, en particular, el 12.1 ('Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte'), cuya propuesta de modificación data de octubre de 2008.

³⁷ A relação entre a potência nominal de cada uma das unidades de PRE ligadas em MT tem de ser inferior ou igual a 16% da potência de curto-circuito do ponto de ligação e o total de potência instalada de micro-produção em

En cuanto a la prioridad en el despacho, cabe plantearse la razonabilidad de mantenerla en todo horizonte temporal; es decir, si la (no cuestionada) prioridad en la programación ha de extenderse hasta el tiempo real, pues determinados agentes podrían incorporar esta ventaja competitiva reajustando su estrategia de oferta en los intradiarios de forma legítima, pero onerosa para el sistema.

En relación con la prioridad de acceso y despacho de la PRE, el CR planteó las siguientes cuestiones:

22. *Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?*
23. *Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?*

3.12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD

En España existe un sistema de trazabilidad de la energía eléctrica gestionado por la CNE que, mediante un registro de anotaciones en cuenta (*no se trata de un sistema de 'certificados verdes'*), complementado por un código para el etiquetado de la electricidad, permite informar fehacientemente a los consumidores finales la composición del *mix* (o mezcla) por ellos utilizada en relación con la 'mezcla promedio' nacional, tanto en términos de emisiones de CO₂ como de generación de residuos radiactivos³⁸.

Mediante la oportuna emisión y redención de las correspondientes garantías de origen, la CNE responde por el mantenimiento del balance entre la energía inyectada y detrída a y desde el sistema en términos de impacto ambiental, lo cual puede constituir un atributo de venta de un producto tradicionalmente considerado una *commodity* indiferenciable, más allá de los requerimientos de calidad mandatorios.

En Portugal, las garantías de origen de las energías renovables (que no se encuentran sometidas al régimen especial) están bajo la responsabilidad del Laboratorio Nacional de Energía y Geología (LNEG). En lo que respecta a la cogeneración, incluyendo la cogeneración de alta eficiencia, las garantías de origen son responsabilidad de Rede Eléctrica Nacional (REN). No obstante, los sistemas de garantías de origen se encuentran actualmente en fase de implementación.

En lo que respecta al etiquetado de energía eléctrica, se destaca la Ley 51/2008 y la Recomendación de ERSE. El modelo escogido tiene en consideración las opciones de aprovisionamiento de los diversos comercializadores.

La integración del sistema de garantía de origen a nivel ibérico podría constituir una vía natural para la extensión de la muy notable armonización ya existente en el mercado mayorista hacia el minorista. Si

cada una das redes de BT tem de ser menor ou igual a 25% da potência nominal do transformador MT/BT respectivo.

³⁸ Página web del sistema de garantía de origen: <http://gdo.cne.es>

toda la energía es casada en un único *hub*, parece lógico que los consumidores que se suministran a partir del mismo reciban una información análoga del origen de la electricidad que comparten.

24. *Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?*

4 ANÁLISIS DE LAS RESPUESTAS RECIBIDAS

Con fecha de 2 noviembre de 2011 el Consejo de Reguladores del MIBEL publicó en las Websites de la CNE, ERSE y MIBEL el documento de consulta pública “*Armonización regulatoria de la integración de la producción en régimen especial en el MIBEL y en la operación de los respectivos sistemas eléctricos*” para la remisión de comentarios por parte de los interesados antes del 23 de noviembre de 2011, plazo posteriormente prorrogado hasta el 15 de diciembre de 2011.

En el marco de la consulta pública se recibieron 25 respuestas de agentes de los sectores español y portugués³⁹. Estas 25 entidades cubren intereses diversos, desde los TSOs de cada país hasta los principales operadores que actúan en el mercado ibérico, pasando por varias de las asociaciones y entidades relacionadas con las energías renovables y la cogeneración, así como otras entidades que comprenden comercializadores, productores independientes, operadores de mercado, y entidades regionales.

En líneas generales, y fuera del cuestionario, varios de los comentarios coinciden en subrayar la importancia de promover la reflexión y el debate abierto sobre los temas abordados por la consulta y agradecen la oportunidad de poder pronunciarse al respecto. Asimismo, la gran mayoría de los consultados califican como deseable una armonización a nivel europeo, y consideran la experiencia ibérica una base válida para la misma.

A continuación, se muestra un análisis de cada una de las preguntas que figuran en el documento público, realizado a partir de las respuestas de contestación recibidas. En este análisis no se ha pretendido realizar un estudio detallado de las posturas que han presentado cada uno de los agentes sino que se ha tratado de, por un lado, identificar los temas que han suscitado un mayor interés y, por otro, extraer aspectos comunes en las contestaciones a estas preguntas, teniendo en cuenta cuando proceda, los 4 grupos de interés mencionados: TSOs, *utilities*, renovables y otros.

VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

1. Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?

En líneas generales, la mayoría de los comentarios recibidos están a favor de la inclusión de la PRE en el mercado marginalista: consideran que supone un incentivo para que estas instalaciones mejoren sus previsiones de producción, así como una forma de introducir competencia adicional en el mercado

³⁹ Región de Murcia, EREN, EDP, NERA, UNEF, Acciona Energía, ACIE, AEE, AEGE, APPA, APREN, COGEN, Endesa, E.ON España, FORTIA Energía, GDF SUEZ, EDP-HC Energía, Iberdrola, OMiE, REE, REN, Gas Natural-Fenosa, UNESA, Xunta de Galicia y ARMIE.

mayorista. Afirman que es la solución más adecuada y eficiente, rechazando otros posibles sistemas que se propongan.

Asimismo, una de las respuestas considera que la retirada de la PRE de la curva de oferta del mercado marginalista no afectaría significativamente al precio de éste, pues se retiraría también la demanda atendida por la PRE (que oferta a precios inframarginales).

Por otra parte, una observación estima que, para que las señales económicas del mercado de energía sean óptimas, toda la PRE renovable y no gestionable debería quedar fuera del mercado marginalista, pues no modula su producción en función de los precios del mercado (es tomadora de precio), y su despacho no responde a un criterio real de coste de producción o de oportunidad, sino a la obligación de despacho prioritario.

Por último, algunas *utilities* destacan la necesidad de compatibilizar el modelo de participación en el mercado y el régimen de retribución de este tipo de producción, así como la posibilidad de permitir un sistema para elegir el mercado de referencia en el que participa (mercado organizado vs. bilateral).

2. Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?

Sobre esta cuestión, las respuestas recibidas, en líneas generales, pueden aglutinarse en 3 grupos:

- 1) Aquellos que consideran que no deberían admitirse ofertas de precio negativo en el mercado diario y que esto sólo tendría sentido en los mercados de reserva, especialmente en la energía a bajar, ya que implicaría un incentivo para dejar de producir. Este grupo es el que goza de un mayor respaldo.
- 2) Aquellos que valoran negativamente la introducción de ofertas a precio negativo tanto en el mercado diario como en los mercados de reserva. En relación con estas últimas, uno de los comentarios propone como alternativa la creación de un nuevo servicio para la cobertura de los requerimientos de reserva a bajar, basado en una subasta organizada por el Operador del Sistema el día anterior a la que acudirían los generadores habilitados para la prestación del mismo; los precios negativos sólo serían admisibles si fueran precisos, de forma instrumental, para reflejar el coste del servicio. Este grupo, aunque en menor medida que el anterior, cuenta también con un apoyo significativo.
- 3) Aquellos que están de acuerdo con la introducción de ofertas de precios negativos tanto en el mercado diario como en los mercados de reserva. En referencia a esta respuesta, alguno de los comentarios señala que la introducción de precios negativos está en línea con las actuaciones que se están llevando en Europa (Ej.: Francia y Alemania). Este es el grupo minoritario.

En consecuencia, las respuestas recibidas sobre la admisibilidad de oferta de precios negativos distinguen dos referencias distintas: el mercado de contado o *spot* (diario e intradiario) y el mercado de servicios de sistema o de reserva. En el primero, la mayoría de los agentes rechazan la admisión de

ofertas de precio negativo, mientras que, respecto al mercado de reserva, la mayor parte de los comentarios están a favor de la introducción de este tipo de ofertas.

Aquellos que no están a favor de introducir ofertas a precio negativo en el mercado de contado arguyen que no es compatible la existencia del límite máximo de precio con la eliminación del límite mínimo (precio nulo), y que el hecho de considerar la existencia de una importante cantidad de ofertas a precio instrumental supone una valoración de la tecnología marginal por debajo de los costes variables. En relación con los mercados de reserva, es comúnmente referenciado que la existencia de precios negativos permitiría indicar más fácilmente la disponibilidad de reserva a bajar por parte de la producción más flexible.

3. *Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?*

Con carácter general, la mayoría de los agentes indican que los costes de los desvíos deberían repercutirse a quienes los ocasionan.

Sin perjuicio de lo anterior, los comentarios recibidos se perfilan en torno a 2 grupos contrarios, y casi idénticos en respaldo. Hay quienes -agentes más próximos a la producción en régimen ordinario- valoran positivamente la asignación a la PRE de parte del coste de las medidas adoptadas; basan su postura en la "no gestionabilidad" de su producción y en las necesidades de seguridad del sistema. Por otra parte, hay quienes -normalmente agentes con activos de PRE- entienden que no deben ser los generadores de régimen especial quienes sufraguen en exclusiva el coste de estas actuaciones (mercados de reserva, instalaciones de bombeo, etc.), ya que el aumento del nivel de PRE obedece a objetivos de interés general y su variabilidad es una característica propia de este tipo de producción, luego consideran que dicho coste debe repercutirse sobre la demanda.

Por último, cabe señalar que las respuestas recibidas de los agentes que operan en el sistema portugués y en el sistema español son notablemente diferentes. Partiendo del hecho de que el régimen de penalización por desvíos de la PRE es distinto en ambos países, los agentes portugueses muestran una opinión menos asertiva en relación con que la PRE asuma los pagos por los desvíos, mientras que los agentes españoles (cuyo sistema tiene en cuenta los desvíos) parten de esta premisa y se refieren principalmente al resto de cuestiones asociadas a otros sobrecostes (generación en punta, instalaciones de bombeo, etc.).

HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN EL MERCADO DE LA PRE

4. *Aprovisionamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?*

En relación con la estabilización de la PRE, la gran mayoría de los escritos recibidos coinciden en que un aprovisionamiento de la PRE a plazo podría servir para disminuir la volatilidad de los precios para los consumidores. Reconocen que puede inducir a la estabilización de los ingresos de este tipo de producción y, consecuentemente, actuar en la estabilización de los desvíos tarifarios derivados de la necesidad de incorporar los sobrecostos de la PRE, en el contexto de la confrontación entre la remuneración a través de mecanismos de mercado y de otros mecanismos retributivos para la PRE.

No obstante lo anterior, algunos comentarios manifiestan que ya existe la posibilidad de suscribir contratos financieros a plazo por diferencias con terceros en condiciones de libre mercado (OTC, OMIP, MEFF), con el objeto de garantizar una retribución estable.

Con respecto a la mitigación de desvíos, casi todos los comentarios comparten que el aprovisionamiento a plazo de la PRE no es una variable que influya decisivamente en la mejora de las previsiones de producción y, por lo tanto, en minimizar los desvíos físicos de la PRE.

5. *Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?*

Existe una gran variedad de respuestas según los grupos de interés antes mencionados. La mayoría de las *utilities* y productores independientes sostienen que los comercializadores deberían elegir aquellos instrumentos de aprovisionamiento de mercado que consideren más adecuados para el suministro de energía y, por lo tanto, es una decisión de negocio. Rechazan que la adquisición de PRE por los comercializadores pudiera mejorar la competencia; consideran que un mecanismo obligatorio y regulado no ofrecería ninguna ventaja y no es bienvenido.

No obstante lo anterior, los generadores de régimen especial españoles estiman que la venta a plazo de una parte de la PRE a tarifa sí favorecería la competencia al aumentar la disponibilidad de suministro de los comercializadores y la eficiencia del sistema. Los productores en régimen especial portugueses valoran negativamente este modelo, argumentando que favorece a las grandes empresas e inversores en detrimento de las PYMES y de la competencia.

La respuesta de los comercializadores a esta pregunta es ambigua. Algunos argumentan que este modelo favorecería una mayor competencia, mientras que otros arguyen que el mercado de representación debe ser restringido sólo a los operadores no dominantes, para que exista una competencia efectiva en estos mercados.

ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

6. *¿Considera necesario rediseñar el mercado diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?*

No existe en esta materia una posición de consenso entre los participantes en la consulta pública, más allá del deseo de reforzar la compatibilidad y convergencia con los restantes mercados europeos. No obstante lo anterior, numerosas respuestas coinciden en favorecer el mantenimiento de las ofertas complejas, pues consideran que garantizan un despacho rentable en los términos planteados por el oferente, y aportan la flexibilidad que el mercado necesita. Por otro lado, algunos comentarios de generadores de PRE declaran que las ofertas complejas no son imprescindibles, máxime teniendo en cuenta que actualmente existe la posibilidad de corregir el programa de despacho en el mercado intradiario.

Varias respuestas –alguna *utility* y algunos productores independientes- añaden que se debería ser coherente con el modelo de mercado diseñado a nivel europeo con objeto de facilitar la integración a medio plazo de los mercados. Otros agentes –un gran número de *utilities* y productores independientes- indican que en el caso de introducir ofertas por bloques horarios en el mercado diario, estas deberían ser compatibles con las ofertas complejas.

Por otra parte, la respuesta de los operadores del sistema portugués y español a esta cuestión no es unánime. Mientras REE considera que el mecanismo que contribuiría más eficazmente a la reducción de restricciones técnicas derivadas de los mercados sería la desaparición de incentivos retributivos asociados a la resolución de dichas restricciones técnicas, REN entiende que deben ser los agentes de mercado quienes deben realizar sus comentarios sobre este asunto.

Asimismo, la respuesta de los comercializadores también es discordante. Algunos comercializadores consideran suficiente el actual modelo de ofertas complejas junto con la gestión de balances en los mercados intradiarios, mientras que otros comercializadores indican que la presentación de ofertas por bloques puede contribuir a discriminar mejor los precios de valle y de punta. El incremento del número de sesiones del mercado intradiario podría contribuir a reducir la presentación de ofertas complejas de las unidades térmicas.

Por último, OMIE indica que las posibilidades actuales son suficientes y las simplificaciones planteadas a raíz de la integración con Europa del mercado diario (uso de rampas de energía en lugar de potencia y eliminación de bloques indivisibles) son las razonables.

7. ¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?

En relación con esta cuestión, tampoco existe un consenso claro; las respuestas se han concentrado principalmente en 2 grupos antagónicos:

1. Aquel grupo -la mayoría de los agentes, entre los que se encuadran las *utilities* y el resto de grupos productores - que considera que un simple desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario no es una herramienta de mitigación de los desvíos imputables a la PRE. En cambio, consideran que la aproximación de la hora de cierre del mercado a la hora de entrega de la energía

sí es un buen instrumento para reducir las desviaciones atribuibles a la PRE, ya que favorece la calidad de las previsiones de producción conforme se aproxima la referida entrega. Por esta razón y por aproximarse al modelo de consenso europeo, consideran más conveniente la existencia de un mercado continuo.

2. Aquel otro grupo que opina que un desdoblamiento del número de sesiones de mercado diario contribuiría a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE. Adicionalmente, argumentan (especialmente los comercializadores) que la eliminación del mercado de sesiones amplificaría el poder de mercado de operadores con grandes cuotas, no mejoraría la precisión de la programación, dado el limitado número de refrescos diarios de los modelos de predicción, y supondría dificultades técnicas para el Operador del Sistema y al Operador de Mercado en el establecimiento y seguimiento del programa de operación viable. Además, indican que el desdoblamiento del número de sesiones es una forma de converger gradualmente hacia un mercado continuo, constituyendo un paso hacia la armonización con los principales mercados europeos.

Por último, algunos agentes manifiestan que ninguna de las 2 opciones planteadas contribuiría a reducir los desvíos, debido a que la PRE no revisa sus previsiones de producción con la frecuencia necesaria como para justificar por sí misma la implementación de estos cambios.

REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE

8. *Caracterización: ¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?*

Con respecto a esta pregunta, las respuestas recibidas tampoco ofrecen un consenso claro; se dividen casi por igual entre aquellas que manifiestan su disconformidad con asimilar la actividad de representación a la de comercialización —consideran que son actividades separadas y que deberían de seguir siéndolo— y aquellos comentarios que opinan lo contrario, pues estiman que estas dos actividades pueden ser realizadas por una misma entidad. Esta postura la defienden principalmente los comercializadores y *utilities*; indican que no existe beneficio alguno en crear una nueva figura de mercado.

Por otro lado, cabe señalar que de las respuestas recibidas no se desprende que el reconocimiento de actividades específicas implique necesariamente la existencia de agentes específicos para cada una de estas actividades.

Además, los agentes de menor tamaño defienden que, incluso teniendo en cuenta la existencia de actividades separadas que pueden ser realizadas por una misma entidad, es preferible que la actividad de representación pueda ser facilitada por entidades independientes de los principales agentes del mercado.

9. Representación ‘de último recurso’: ¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?

La mayoría de las respuestas recibidas coinciden en señalar la necesidad de mantener la figura del representante de último recurso, aunque algunos comentarios especifican que esta figura debería utilizarse únicamente de manera transitoria. La mayor parte de las observaciones a favor de mantener este tipo de representación indican que esta figura es necesaria en un modelo en que los productores de régimen especial están vinculados a la participación en los mecanismos de mercado. Asimismo, subrayan la importancia que tiene esta figura para las instalaciones de pequeña potencia, que no podrían acceder a los servicios profesionales de los representantes libres, debido a los requisitos que éstos imponen, difíciles de cumplir sin realizar importantes modificaciones en sus instalaciones.

Por otro lado y, en relación con establecer un límite de potencia para poder acogerse a la representación de último recurso y, en su caso, a un precio regulado para la misma, algunos de los comentarios son contrarios a que se establezca una medida de este tipo, ya que consideran que podría dejar en situación de desamparo a algunas instalaciones. En sentido contrario, otros agentes se muestran partidarios no solo de establecer un límite de potencia (algunos sugieren que para instalaciones con una potencia > 0,1 MW no es necesaria la representación de último recurso de manera transitoria ni permanente), sino también consideran necesario establecer otros condicionantes, tales como la antigüedad de la instalación, entre otros.

VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE

10. Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?

Las repuestas que se han recibido son diversas en alcance: varias respuestas indican que el ámbito natural de consolidación de desvíos debe ser el mercado ibérico en su conjunto; no obstante lo anterior, distintos escritos recuerdan que mientras el sistema español y el portugués operen separadamente sólo sería posible la consolidación de desvíos dentro de cada sistema; otros agentes indican que parece deseable que los desvíos se consoliden por agente, sin especificar si esta agregación debe tener o no una especificidad por sistema y/o tecnología.

Por último, otros comentarios coinciden en señalar que parecería razonable no poner ninguna restricción a la consolidación de desvíos una vez se alcance la armonización de los mercados de operación del sistema español y portugués.

11. Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?

La mayoría de las respuestas recibidas señalan que los desvíos deben medirse respecto al último programa del mercado, ya que refleja la totalidad de las actuaciones de los agentes en las diferentes referencias de mercado y está más cerca de la entrega física de los programas contratados.

Por otro lado, otro de los agentes matiza que podría introducirse alguna diferencia entre las unidades de programación gestionables y no gestionables. Así, los desvíos deberían medirse frente al Programa Horario Final para las unidades no gestionables y el Programa Horario Operativo para las unidades gestionables.

CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES

12. Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?

Las contestaciones recibidas son diversas. Los operadores del sistema de los dos países consideran que no existe problema en definir el programa de interconexión próximo al de programa de mercado, sin comprometer la seguridad de los sistemas interconectados. La cuestión de firmeza puede gestionarse con la existencia de mecanismos de asignación de capacidad a plazo (posiblemente con la utilización de PTRs con características de *use it or sell it* – usado o vendido)

Por otro lado, varios agentes –*utilities*, entidades más próximas a la generación y comercializadores- indican que los valores de capacidad en cada interconexión deben considerarse un valor firme y garantizado por parte de los operadores del sistema, a respetar según el programa definido con un periodo mínimo de 72 horas de antelación a la entrega; en caso de ser necesario reducir la capacidad de interconexión, deben aplicarse acciones coordinadas de balance por los TSOs; otros agentes apuntan distintos momentos en que los valores de capacidad deberían adquirir carácter firme, coincidiendo con la publicación de uno u otro programa de funcionamiento (provisional, definitivo (PDVD), antes del primer intradiario, etc.) En este sentido, algunos de estos agentes consideran que los TSOs deberían asumir las responsabilidades derivadas de la alteración de los programas de interconexión inmediatamente tras la materialización del cierre del mercado.

13. Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar ‘empujando a la interconexión’ restricciones eminentemente internas?

En relación con esta pregunta se ha recibido una gran variedad de respuestas. Varios comentarios indican que no tienen conocimiento de que los operadores del sistema estén llevando a cabo estas prácticas. Otros agentes manifiestan no disponer de suficiente información técnica para poder valorarlo. Otro escrito indica que este hecho implicaría un coste para los propios operadores del sistema, por lo que resulta poco probable que no controlen su impacto. En sentido contrario, otros comentarios advierten que estas prácticas vienen produciéndose en la actualidad; un agente apunta que en la interconexión España-Portugal se lleva realizando desde hace tiempo.

Por último, dos agentes indican que una parte sustancial del problema se debe a la falta de coordinación en la regulación de los sistemas. Por ello, señalan la necesidad de armonizar los procedimientos operativos por parte de los TSOs y la transparencia en la definición de la capacidad de interconexión;

consideran que los niveles de reserva del sistema ibérico son suficientes para atender las necesidades de redespachos de los mercados.

INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y EN ESPAÑA

14. Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?

Una parte importante de las respuestas recibidas indica que el precio de los servicios de ajuste del sistema debe converger hacia el precio marginal, como resultado de un tratamiento homogéneo de las ofertas de servicio de ambos países, y consideran que dicho precio debería ser lo que cuesta a cada operador del sistema proporcionar esos servicios.

Uno de los agentes hace una referencia a la propuesta de los TSOs en el ámbito del Consejo de Reguladores, que establece que el precio de los servicios de ajuste del sistema debería aproximarse al precio de mercado en cada hora o bien al precio de retribución de la PRE, deducida la prima que estos productores están dispuestos a pagar para evitar ser interrumpidos.

Por último, otros agentes indican que el precio justo debería ser el mismo en ambos sentidos, o bien el resultado de un mercado en el que puedan intervenir todos los agentes (vendedores y compradores) cuya participación sea técnicamente controlable por los operadores del sistema.

15. Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?

Los agentes muestran como principales barreras las siguientes: congestión actual y limitaciones físicas de las interconexiones, falta de armonización de los procedimientos de los TSOs, descoordinación de los servicios de sistema, necesidad de un mecanismo único de liquidación, ausencia de un mercado integrado de gestión de desvíos horario y cambio del carácter de este servicio de oferta voluntaria a obligatoria para todas las unidades habilitadas para la provisión del mismo, necesidad de aproximar la hora de cierre de las sesiones del mercado intradiario al tiempo real, etc.

OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA

16. Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?

La mayoría de las respuestas recibidas -PRE, utilities, productores independientes y comercializadores- consideran que avanzar en la armonización a nivel ibérico de estos aspectos es relevante con objeto de

evitar disfunciones entre los dos sistemas para idénticas tecnologías de PRE, sin esperar a la armonización europea. A este respecto, los PRE y comercializadores subrayan la importancia de armonizar las reglas de explotación, gestión y control del factor de potencia, teniendo en cuenta las características técnicas de cada red.

No obstante lo anterior, uno de los agentes indica que la armonización de estos criterios operativos no es importante mientras la operación de ambos sistemas se realice de forma independiente y los sistemas de apoyo a las renovables sean también diferentes.

Por último, los operadores del sistema son ambiguos en este punto. Mientras REE está a favor de una armonización ibérica de estos aspectos, ya que los actuales requisitos en materia de comportamiento de huecos de tensión son muy similares y compatibles, REN prefiere esperar a una armonización europea de estos criterios, plasmados en el Código de Red "Requisitos para los generadores", y pendiente de publicación.

17. Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?

La mayoría de las respuestas recibidas (algunas *utilities*, PRE, productores independientes y otras entidades) consideran que los criterios técnicos relativos a huecos de tensión y energía reactiva plasmados en el actual marco regulatorio son adecuados para este fin y pueden servir como punto de partida para una armonización a nivel MIBEL. Algunos de los agentes destacan, en relación con los criterios técnicos frente a huecos de tensión, que echan en falta procedimientos específicos por tecnología; además, en lo que respecta a la regulación de la energía reactiva, algunos comercializadores consideran que la PRE y echan en falta un mayor desarrollo de los procedimientos de operación aplicables.

No obstante lo anterior, una de las *utilities* considera que los principales criterios que deberían ser armonizados son los que tienen que ver con criterios de funcionamiento y seguridad, previsión de la demanda, resolución de restricciones técnicas, gestión de las interconexiones, servicios complementarios y gestión de la demanda (interrumpibilidad).

Los operadores del sistema destacan que los criterios técnicos de respuesta frente a huecos de tensión y control de energía reactiva plasmados en la regulación portuguesa y española son similares.

Por último, otros escritos solicitan que cualquier modificación en estos aspectos excluya cambios retroactivos, de modo que no se vean afectadas instalaciones previamente construidas.

COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/VISIBILIDAD-CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS

18. *¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?*

Casi todos los comentarios recibidos recuerdan la importancia de evitar tratamientos asimétricos en el mercado ibérico y señalan la necesidad de implantar los mismos procedimientos técnicos en cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción e interrupción de PRE, tanto en el sistema español como en el portugués, con objeto de evitar disfunciones para idénticas tecnologías de PRE y poder avanzar en una armonización entre ambos países, amparada en un marco regulatorio común. No obstante lo anterior, uno de los agentes señala que no necesariamente las soluciones técnicas deben ser exactamente las mismas en Portugal y en España, aunque la funcionalidad conseguida debería ser muy similar.

19. *Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?*

En términos generales, los agentes indican que la armonización entre los dos países, sin perjuicio de las cuestiones de orden jurídico, debería apuntar hacia la existencia de criterios comunes entre los dos países, tanto en las condiciones para determinar la reducción/interrupción de la PRE, como en las condiciones de compensación de los agentes afectados, en lo posible a través de mecanismos transparentes de mercado

Un gran número de comentarios de agentes españoles señala que ya existe en el sistema español un mecanismo para emitir órdenes de reducción o de interrupción de la PRE que parece adecuado y, por tanto, consideran que no sería necesario alterar el marco regulatorio. En sentido contrario, otros agentes consideran que se deberían establecer mecanismos de mercado para establecer un orden de mérito en la resolución de las órdenes de reducción e interrupción, y otro subraya que se debería mejorar la transparencia de la información y la justificación del coste de las actuaciones incurridas por esta causa.

Además, otros comentarios indican que para que las órdenes de reducción y/o interrupción sean efectivas los operadores del sistema deben tener una visibilidad total de las redes de transporte y distribución.

ASPECTOS RETRIBUTIVOS

20. Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?

Sobre esta pregunta, las contestaciones recibidas se han dividido en 2 ejes:

1. En relación con la simplificación de las categorías, la mayoría de los agentes que se refieren a esta circunstancia se manifiestan a favor de la misma, como una forma de reducir los costes administrativos y las barreras de entrada.
2. En cuanto a la armonización de los aspectos retributivos las respuestas son diversas; dentro de este eje, se pueden identificar principalmente cuatro grupo de respuestas:
 - a) Un primer conjunto de agentes que se manifiesta favorable a una armonización de los aspectos retributivos de la PRE entre Portugal y España. Dentro de este grupo, unos puntualizan que esta armonización no debe ser inmediata, concretando que sería deseable en el medio plazo.
 - b) Un segundo conjunto de agentes que consideran que, a pesar de las ventajas que puede conllevar la armonización de los aspectos retributivos de la PRE, esta debe respetar los criterios que permiten que no se desvirtúe las señales económicas del precio de mercado, debe ajustar la retribución al grado de madurez de la tecnología y debe permitir un modelo suficientemente flexible para el cumplimiento de los objetivos de política energética de cada país individualmente.
 - c) Otro conjunto de agentes menciona que, en caso de realizarse una armonización de las condiciones de la retribución entre los dos países, esta debe respetar los derechos económicos ya adquiridos por los agentes ya establecido, garantizando la seguridad jurídica y la estabilidad económica para las instalaciones de PRE puestas en marcha.
 - d) Por último, otro conjunto de agentes que opinan que esta cuestión no es deseable ni urgente, ya que la existencia de dos modelos no choca con el desarrollo y correcto funcionamiento del MIBEL. De entre los agentes que se manifiestan contrarios a la armonización de los aspectos retributivos de la PRE, hay quienes entienden que la armonización no se debe efectuar en detrimento de un tratamiento diferenciado de cada tecnología de PRE.

21. 'Hoja de ruta' y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?

La mayoría de las respuestas recibidas que se decantan a favor de la armonización del régimen retributivo de la PRE indican que no es una cuestión urgente en el corto plazo y que el calendario se debería de marcar en el ámbito de la Unión Europea, sobre el respecto del principio de seguridad jurídica de las inversiones ya realizadas.

ACCESO DE TERCEROS A LA RED

22. Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?

La gran disparidad de opiniones recibidas no permite esbozar una línea común con respecto a esta cuestión. Así, algunos agentes indican que no debería establecerse precedencia temporal entre las instalaciones de PRE, mientras que otros señalan que el criterio principal para conceder reserva de capacidad es la precedencia en la solicitud, pasando por los que manifiestan que debe prevalecer el criterio first come-first served, pero teniendo en cuenta límites de evacuación de generación en los nudos del sistema.

23. Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?

En relación con esta pregunta también se han recibido una gran variedad de respuestas, que podrían agruparse entre las que señalan que el horizonte temporal hasta el cual debería extenderse la prioridad de despacho es 1) el umbral del despacho económico de mercado o bien 2) una condición absoluta válida en todos los horizontes temporales.

Algunos señalan que se debería dar prioridad de despacho a las instalaciones de PRE no gestionables, en tanto que otros proponen la posibilidad de introducción de mecanismos de mercado y competencia para establecer la precedencia entre instalaciones (es decir, incorporar un valor económico de despacho prioritario como instrumento para determinar el orden correcto de prioridades).

GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE ELECTRICIDAD

24. Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?

Sobre este punto, casi todos los comentarios recibidos – *utilities*, PRE y comercializadores- consideran deseable homogeneizar el tratamiento de los sistemas de garantía en origen y etiquetado de electricidad a nivel ibérico, puesto que el suministro a los clientes finales de ambos países se realiza desde el mismo mercado. A este respecto, los comercializadores añaden que ampliaría el mercado y las posibilidades de comercialización tanto de las garantías de origen como su utilización en el suministro a consumidores. Además, algunos detallan el horizonte temporal, especificando el medio plazo como el más adecuado para llevar a cabo dicha integración.

En sentido contrario, otras respuestas recibidas -algunas entidades públicas y consultoras- están a favor de un modelo nacional en el que los sistemas de garantía de origen y etiquetado de electricidad identifiquen el *mix* del país de origen.

Por último, algunas de las respuestas recibidas hacen constar la escasa relación de este asunto con la integración de la PRE en el sistema eléctrico, calificando el mismo como no urgente.

5 PROPUESTAS DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA

En el reciente contexto de desarrollo del MIBEL, es obligado mencionar que la producción de régimen especial tiene una importancia creciente para la cobertura de la demanda; este elemento es semejante en las realidades de los sistemas nacionales de España y Portugal. A nivel europeo, puede considerarse que la experiencia ibérica reúne algunos aspectos pioneros –tanto por su tamaño relativo, como por su desarrollo regulatorio– que plantea desafíos para los cuales no existen prácticas y soluciones ampliamente probadas que puedan servir como un patrón indiscutible.

Si por un lado, el tamaño relativo de los sistemas de producción de régimen especial es equiparable en los dos países y determinados aspectos reciben un tratamiento regulatorio análogo, por otro lado, no se puede dejar de reconocer que otras cuestiones requieren armonización adicional.

El Consejo de Reguladores concede gran importancia a la opinión manifestada por los agentes del mercado y la mayoría de las partes interesadas que participan en el proceso de consulta pública, ya que entiende que es la mejor manera de comprender las necesidades de un mercado en desarrollo y en continuo perfeccionamiento, sobre todo para concretar una ruta de armonización regulatoria.

Es deseable que el desarrollo de la armonización regulatoria se logre en el marco de un amplio y participativo consenso entre los agentes y demás interesados en el MIBEL. Sin embargo, esta situación no siempre es alcanzable, ya que deben tenerse en cuenta los intereses contrapuestos de diversos agentes. Estas discrepancias no deben impedir que las mejores prácticas sean adoptadas.

Como se preveía, el resultado de la consulta pública lanzada por el Consejo de Reguladores no obtuvo un amplio consenso para la mayor parte de las preguntas en discusión. El carácter diverso de las cuestiones y, en algunos casos, la elevada especificidad técnica de las preguntas, limitó la obtención de opiniones o razonamientos comunes.

En cualquier caso, y como resultado de un análisis estructurado de las respuestas a la consulta y de una reflexión madurada de los temas, el Consejo de Reguladores considera importante formular un conjunto de propuestas de desarrollo legal y reglamentario, con el objeto de aumentar la armonización en el ámbito en el que se lleva a cabo la integración de la producción en el régimen especial en MIBEL.

Del conjunto de las cuestiones discutidas con los agentes del mercado y demás partes interesadas, el Consejo de Reguladores identifica un decálogo de temas principales para la integración de la producción de régimen especial en el MIBEL de forma armonizada, coordinada y que facilite el desarrollo de un mercado ibérico abierto, plural y eficiente económica y ambientalmente.

Los temas mencionados pueden dividirse en 2 grandes líneas organizativas:

1. Cuestiones relacionadas con el modelo y diseño del mercado; y

2. Cuestiones relacionadas con la operación y seguridad del sistema y otros aspectos de naturaleza comercial.

Por otro lado, los temas identificados no tienen el mismo grado de criticidad y desarrollo. En concreto, se identificaron 3 situaciones distintas:

1. **Aspectos consolidados**, para los cuales el nivel de armonización alcanzado y la perspectiva de los agentes de mercado y del propio Consejo de Reguladores, hace que no sea necesario alterar el marco vigente, bien porque se ha obtenido un amplio consenso o porque el proceso ha adquirido la madurez necesaria.
2. **Aspectos prioritarios** de desarrollo legal y reglamentario, para los cuales se identifican medidas concretas de armonización regulatoria, que a su vez se consideran de carácter prioritario y de elevada criticidad. Estos aspectos merecen una actuación de armonización centrada en el corto plazo, deseablemente en un periodo de 1 año.
3. **Aspectos no prioritarios**, por presentar una menor importancia para el desarrollo del MIBEL, y para los cuales se identifican medidas concretas, cuyo carácter de implementación puede ser gradual en el tiempo. Estos aspectos de armonización son identificados como una actuación de segunda línea centrada en el medio plazo, por ejemplo en el transcurso de un plazo de 2 años.

5.1 CUESTIONES ASOCIADAS AL MODELO Y DISEÑO DEL MERCADO

EXPLICITACIÓN DE LA PRE EN REFERENCIA AL MERCADO

La integración de la PRE en el mercado marginalista, de conformidad con la consulta pública realizada, goza de un amplio consenso entre los agentes, independientemente de los plazos para su colocación. Las ventajas de este enfoque se encuentran en un mayor acercamiento de los agentes con intereses en PRE a las referencias de mercado que, con el tiempo, puede crear las condiciones para que la retribución de las tecnologías más maduras se determine, más frecuentemente, por el encuentro entre la oferta y la demanda en detrimento de los mecanismos de garantía de precio. Otro de los aspectos positivos de este mercado es su mayor transparencia.

En este sentido, la reciente inclusión en la legislación portuguesa del precepto de separación de las unidades de oferta de la entidad legalmente obligada a comprar toda la PRE, ha contribuido decisivamente a la convergencia de las condiciones de participación de la PRE en las plataformas de contratación en el ámbito del MIBEL, quedando sometida a condiciones análogas de explicitación de los volúmenes de producción en Portugal y en España.

Además, el aprovisionamiento de la PRE en el mercado a plazo permite una estabilización de las condiciones de retribución de los agentes frente a los mecanismos de garantía de precio de PRE y

puede ser una forma eficaz de minimizar los desvíos tarifarios. De hecho, la adopción del precio de referencia formado en el mercado *spot* para determinar los sobrecostes que la PRE induce en el sistema implica la existencia de una elevada volatilidad del precio y la consecuente dificultad en su la determinación *ex ante* de dicho sobrecoste.

En este sentido, aunque los agentes participantes en la consulta pública advierten que el aprovisionamiento de la PRE a plazo no minimiza los desvíos físicos, comparten que los mecanismos de colocación a plazo permiten una mayor previsibilidad del sobrecoste con PRE y una forma de cubrir el riesgo de suministro para los comercializadores en el mercado. En cualquier caso, dadas las características específicas de cada sistema tarifario ibérico, el diseño y la operación de este tipo de instrumentos deberá ser determinado a nivel nacional, promoviendo la adopción de productos estandarizados de aprovisionamiento a plazo y la falta de cualquier obligación de compra por parte de los agentes comercializadores, como forma de contribuir al establecimiento de referencias de mercado integradas.

En resumen, teniendo en cuenta el hecho de que los agentes ya han incorporado la necesidad de integrar la PRE en las referencias de mercado, las medidas de convergencia regulatoria no deben poner en peligro los avances alcanzados.

Línea de acción: TEMA CONSOLIDADO.

MODELO DE FORMACIÓN DEL PRECIO DE MERCADO

Aunque no necesariamente sólo como consecuencia de la integración de la PRE en el MIBEL, la consulta pública realizada por el Consejo de Reguladores plantea cuestiones sobre las reglas y metodologías en vigor para la formación de precio del mercado de la energía y sus alternativas de desarrollo. En este sentido, en otros mercados europeos, la existencia de la posibilidad de introducir ofertas a precio negativo se ha asociado con una mayor flexibilidad de los respectivos modelos de mercado. Por otro lado, la integración de la PRE en el mercado de contratación de contado, fundamentalmente como tomador de precio, plantea la cuestión de una remuneración adecuada del resto de las tecnologías de producción y de la viabilidad operativa de los despachos de mercado.

La mayoría de los comentarios recibidos en la consulta pública se manifiestan contrarios a la introducción de ofertas a precio negativo en el mercado a contado (diario e intradiario), ya que consideran que esta opción introduce una distorsión en las señales económicas que un mercado marginalista debería inducir en la gestión de activos y futuras inversiones. Sin embargo, la introducción de ofertas a precio negativo es admitida como una posibilidad de desarrollo de los mercados de reserva, teniendo en consideración que tal formación de precio permitiría una mejor señalización de las ofertas de reserva en los mercados de servicios del sistema.

El mantenimiento del régimen de ofertas complejas, limitándose a términos económicos, es considerado por algunos agentes como una forma eficaz de garantizar un despacho rentable así como asegurar las

condiciones de formación de precio que garanticen una adecuada remuneración de las tecnologías no intermitentes.

Desde el punto de vista de la convergencia con el modelo de mercado a nivel europeo, los recientes acontecimientos acaecidos a este respecto consideran que el mantenimiento de las ofertas complejas más comúnmente empleadas en el mercado de contado del MIBEL no entra en conflicto con los trabajos conducentes al acoplamiento de mercados que se están desarrollando, existiendo la garantía por parte de los operadores del mercado de que las condiciones necesarias para compatibilizar los algoritmos de precio son alcanzables y viables en el corto plazo.

En consecuencia, no se prevé la posibilidad de modificar el modelo de formación del precio de mercado actualmente vigente, al menos en el contexto de integración de la PRE en el MIBEL.

Línea de acción: TEMA CONSOLIDADO.

RESPONSABILIDAD POR LOS COSTES DE LOS DESVÍOS DE LA PROGRAMACIÓN DE MERCADO

La integración de forma explícita en mercado de la PRE implica la necesidad de efectuar la programación de mercado de la misma, con las correspondientes previsiones de producción de entrega en el mercado de referencia. Dado que la comparación entre la programación y la entrega efectiva de energía conlleva a menudo la aparición de desvíos, resulta importante considerar la forma de repercutir los desvíos de la PRE. A este respecto, cabe indicar que la situación en los dos países no es idéntica; en España, la PRE es responsable de la programación de mercado y de los respectivos desvíos, mientras que en Portugal no es de aplicación ese régimen en la actualidad.

En términos generales, las respuestas recibidas a la consulta pública permiten, respecto de las desviaciones de la PRE, mostrar la importancia de los mecanismos que inducen la mayor eficiencia posible en la gestión de desvíos, siendo la asunción de la responsabilidad por los costes correspondientes un inductor de dicha eficiencia. Por otra parte, la armonización ibérica en este aspecto conlleva también la ventaja de evitar distorsiones de mercado, en particular, en cuanto a la dimensión de los desvíos atribuibles a la PRE y las correspondientes necesidades de servicios del sistema.

Por otra parte, siendo reconocida la no gestionabilidad de parte sustancial de la PRE, con la correspondiente necesidad de ofrecer una reserva de *backup* adecuada, la respuesta a la consulta pública evidencia que los agentes prefieren una asignación de costes de los desvíos armonizada e idéntica para todos los agentes de mercado. En este sentido, los costes de los desvíos deberán ser asumidos por quienes los provocan.

Línea de acción: *introducir un marco legal que permita que la PRE sea responsable de los costes correspondientes a los desvíos entre la programación de mercado y la entrega efectiva de la energía en las redes, permitiéndose de forma armonizada la existencia de agregación de programas.*

TEMA PRIORITARIO.

GESTIÓN DE LA CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN PARA FINES COMERCIALES

El aumento del volumen de PRE en los diferentes mercados de referencia, así como una integración cada vez mayor del MIBEL, plantea la necesidad de adoptar programas previsibles y firmes en la interconexión entre Portugal y España. Esta necesidad, sin embargo, debe ser contrapuesta a la seguridad en la gestión de los sistemas, con el fin de compatibilizar la gestión operativa de la interconexión y los sistemas eléctricos de Portugal y España con la contratación realizada por los agentes en los diferentes mercados de referencia.

Las cuestiones de la previsibilidad y la firmeza de la capacidad de interconexión pueden mejorarse a través de mecanismos de contratación a plazo de la misma, hecho que algunos agentes destacaron en sus respuestas a la consulta pública. A su vez, la respuesta a esta cuestión fue planteada por el Consejo de Reguladores del MIBEL en junio de 2010 mediante su propuesta de implementación de un mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal, que adoptaría la forma de un sistema de gestión de los derechos financieros de uso de la capacidad de interconexión mediante FTRs⁴⁰. En cualquier caso, el mecanismo en cuestión debe garantizar la convergencia con otros mercados europeos, en particular mediante la alineación con el 'modelo objetivo' o *target model*, que recomienda la adopción de productos de gestión a plazo estandarizados y negociables a escala geográficamente amplia.

La existencia de un mecanismo de gestión a plazo de la interconexión basado en herramientas de mercado de carácter armonizado y global, además de los beneficios relativos a la mitigación de los riesgos de menor firmeza y previsibilidad de la interconexión, permite también aumentar la transparencia en el funcionamiento del mercado para la mayoría de los agentes, siendo recomendable la adopción de criterios comunes y transparentes por parte de los TSOs en cuanto a la gestión de las capacidades de la interconexión para adaptarse a situaciones de necesidad operativa o de seguridad de los sistemas eléctricos.

El Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia en el mercado mayorista de la energía (REMIT) establece en su artículo 8 que los participantes en el mercado deben facilitar a la Agencia y a las entidades reguladores nacionales información relativa al sector energético, destacando las disponibilidades en los activos de transporte de electricidad y de gas natural, a los efectos de supervisión de las operaciones en los mercados mayoristas de energía.

Así, la deseable ampliación de las obligaciones de comunicación de información por parte de todos los agentes y, en particular, por los TSOs en cuanto a la definición de los valores de la capacidad comercial

⁴⁰ Financial Transmission Rights, que confieren a su tenedor el derecho a liquidar un valor correspondiente al diferencial de precios entre los dos sistemas, independientemente de existir o no el correspondiente tránsito de energía en la interconexión, sirviendo las rentas de congestión, originadas por el proceso de separación de mercados (y entrega a los operadores del sistema), como riesgo colateral asumido por el mercado.

disponibles de la interconexión, debe estar alineada con las disposiciones del REMIT. A este respecto, cabe referirse a la experiencia portuguesa: desde 2008, la normativa relativa a la notificación de hechos relevantes establece para los TSOs la obligación de proporcionar información pública sobre hechos susceptibles de influir de forma significativa en el funcionamiento del mercado de la electricidad o en la formación de los precios, normativa en gran medida coherente con el REMIT.

Línea de acción: *promover el establecimiento de mecanismos de gestión a plazo de la capacidad en la interconexión Portugal-España, coordinados y coherentes con el modelo objetivo europeo, así como un refuerzo de las obligaciones de transparencia por parte de los TSOs en la definición de los valores de capacidad disponibles en el corto y muy corto plazo.*

TEMA PRIORITARIO.

RÉGIMEN RETRIBUTIVO DE LA PRE

En el marco de las cuestiones retributivas, la consulta pública realizada, la experiencia de los reguladores ibéricos y los diversos estudios llevados a cabo a este respecto, permiten afirmar que tanto un régimen retributivo mediante un valor fijo (*feed-in tariff*) como por indexación al precio de mercado (*feed-in premium*), ha contribuido decisivamente a un crecimiento considerable de la capacidad instalada en régimen especial. En cualquier caso, también podrían contemplarse a futuro otros mecanismos competitivos, reduciendo así la complejidad de algunos de los mecanismos de remuneración que existen actualmente.

Por otra parte, la discusión sobre la sostenibilidad de los mecanismos de retribución de la PRE está ganando importancia, tanto por la vía de los efectos tarifarios correspondientes, como por la vía del cumplimiento de los objetivos europeos para luchar contra el cambio climático (en gran parte ya alcanzados en los dos países).

Las respuestas a la consulta pública referidas a los mecanismos de contratación existentes, mostraron interés en la simplificación del sistema y, por lo tanto, pueden y deben ser habilitadas alternativas de simplificación que permitan adecuar los modelos retributivos al contexto actual del mercado ibérico.

La simplificación de las reglas de clasificación y el establecimiento de las condiciones de remuneración del PRE, además de ser el aspecto que reúne un mayor consenso entre los agentes del mercado, presenta también el beneficio regulatorio de hacer más clara la respuesta de los agentes a los incentivos introducidos y más previsible el impacto en la tarifa que de ella se deriva. Esta forma de simplificación es posible sin perjuicio del establecimiento de señales económicas adecuadas para la inversión y de una ponderación equilibrada de los méritos económicos y sociales de la producción de régimen especial.

Línea de acción: *evolucionar en las tecnologías más maduras hacia mecanismos competitivos; en todo caso, es aconsejable la adopción de un marco retributivo simplificado, en cuanto al número de categorías contempladas y a las reglas de construcción de la propia remuneración, de forma armonizada entre Portugal y España.*

TEMA PRIORITARIO.

DISEÑO DEL MERCADO DE CONTRATACIÓN DE CONTADO

El aumento significativo de la contribución relativa de la oferta de las energías renovables para la satisfacción de la demanda, fundamentalmente a lo largo de la última década, se corresponde con un aumento del volumen de producción de energía eléctrica de carácter intermitente. Este nuevo escenario hace que sea necesario incrementar las herramientas disponibles para el ajuste de los programas de energías renovables no gestionables, más cerca del tiempo real, con el fin de reducir los errores y disminuir en lo posible el coste de los servicios de sistema imputables al consumidor. Estas posibilidades deben estar basadas en mecanismos de mercado, a fin de lograr las mejores condiciones de transparencia y eficiencia económica.

En la mayor parte de los países europeos que cuentan con un mercado para resolver los desajustes que puedan aparecer entre la demanda y la generación tras la casación del mercado diario, éste es de tipo continuo, mientras que en el MIBEL se aplican mecanismos de subasta, en seis sesiones sucesivas, para resolver estos desajustes. Por otra parte, debe tenerse presente que el volumen y la liquidez del mercado intradiario del MIBEL es significativamente superior al que presentan los mercados comparables de otros países europeos. Además, las subastas intradiarias presentan una mayor transparencia para la supervisión y una mayor neutralidad y competitividad para los agentes.

En este contexto, los desarrollos normativos para promover una integración de la PRE en el mercado más adecuada deben centrarse en la aproximación de los mecanismos de contratación de ajustes al tiempo real de entrega, sin perjuicio de la transparencia, liquidez y compatibilidad con el desarrollo del mercado interior de la energía.

Línea de acción: *promover el incremento del número de sesiones del mercado intradiario, la aproximación de la hora de cierre de las últimas al tiempo real y la inclusión de sesiones de negociación continua, compatibles con el resto de mercados europeos, con el objeto de garantizar un uso eficiente de las oportunidades de negociación y ajustar el programa en el marco más amplio del mercado interior de la energía.*

TEMA NO PRIORITARIO.

5.2 CUESTIONES RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN Y SEGURIDAD DEL SISTEMA Y OTROS ASPECTOS DE NATURALEZA COMERCIAL

PRIORIDAD Y CONDICIONES DE VERTIDO DE LA PRE

Las instalaciones de producción en régimen especial tienen prioridad para entrar en el despacho frente a las de producción en régimen ordinario. Esta circunstancia es absoluta en el caso de Portugal mientras que en España este hecho está condicionado únicamente por la existencia de riesgos para la operación segura del sistema eléctrico, especialmente, en lo que se refiere a la continuidad del suministro.

Sin embargo, con los actuales niveles de producción en régimen especial, se produce cada vez con mayor frecuencia la circunstancia de que la producción en régimen especial con prioridad de despacho supera (bien por sí sola, bien sumada a la producción de otras tecnologías fluyentes) las necesidades de consumo, especialmente en horas valle y cuando los sistemas portugués y español tienen las mismas condiciones de disponibilidad de producción renovable (lo que imposibilita que un sistema puede acomodar el exceso de producción renovable del otro).

En este contexto, y a la vista de la asimetría en las limitaciones, es importante tener en cuenta mecanismos de interrupción de la producción renovable, que garanticen condiciones armonizadas de operación por los gestores del sistema de Portugal y España y con condiciones de indemnización que sean también armonizadas y no distorsionen el funcionamiento del mercado. En este sentido, el Consejo de Reguladores considera deseable avanzar en la armonización gradual de los procedimientos de vertido de la producción de régimen especial, a través de la convergencia de las condiciones existentes para su aplicación, preferentemente a través de mecanismos de mercado, con objeto evitar tratamientos asimétricos que afecten al funcionamiento del MIBEL.

En lo que se refiere a las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, no existe un marco legal común a los dos países sobre mecanismos de reserva de capacidad. En un contexto como el actual, de saturación de redes, debido en parte al incremento de potencia instalada por la intensiva penetración de renovables en los últimos años, esta ausencia de regulación permite potencialmente un fuerte grado de sobreinstalación de capacidad conectada a un nudo de red, lo que origina restricciones crónicas en el sistema.

Línea de acción: *Introducir un marco legal que permita que la PRE sea interrumpible en las mismas condiciones de operación de sistema en Portugal y en España; las condiciones de aplicación del vertido deben basarse preferentemente en mecanismos de mercado, asegurando que la compensación a los agentes no produce distorsiones en el funcionamiento del MIBEL como mercado integrado; Eliminar el criterio de inexistencia de reserva de capacidad en circunstancias en las que es probable la verificación de congestiones en el sistema por concurrencia en un mismo nudo de sobre-inversiones en capacidad intermitente.*

TEMA PRIORITARIO.

CRITERIOS TÉCNICOS DE OPERACIÓN DE REDES EN EL MIBEL

Algunas de las tecnologías de PRE, como la eólica y la fotovoltaica, implementadas a gran escala en la Península Ibérica, son particularmente sensibles a las variaciones de tensión y de reactiva. España y Portugal han desarrollado procedimientos de respuesta frente a huecos de tensión y de reactiva (a través de control del factor de potencia), existiendo una obligación de cumplimiento por parte de los agentes, limitada a una potencia mínima instalada establecida por decreto, con objeto de garantizar la estabilidad del funcionamiento del sistema eléctrico.

En el ámbito europeo, y en cumplimiento del “Tercer Paquete legislativo energético”, ENTSO-E está desarrollando actualmente el Código de Red “Requisitos para la conexión a la red aplicable a todos los

Generadores” que, con carácter de Reglamento europeo, será de aplicación directa a todos los Estados miembros, estableciendo unos niveles mínimos exigibles en cuanto a los requisitos técnicos de respuesta frente a huecos de tensión. Estos requisitos mínimos están destinados a todas las instalaciones de producción, incluida toda la PRE. La armonización de estos aspectos a nivel europeo constituye un paso importante en el proceso de alcanzar un mercado interior armonizado y competitivo en condiciones simétricas.

Debido a la madurez de la integración de la PRE en los sistemas eléctricos portugués y español, ambos países ya han desarrollado regulación nacional específica destinada a garantizar las condiciones de continuidad del suministro frente a huecos de tensión y el control de energía reactiva de las instalaciones de PRE. Estos desarrollos van en la línea de la futura integración a escala europea de estos conceptos; no obstante, existen diferencias en las legislaciones establecidas en ambos países que es importante armonizar en el contexto de construcción de un mercado integrado.

Por tanto, resulta de interés para el mercado armonizar los procedimientos operativos en el ámbito MIBEL antes de esperar a una armonización europea, pudiendo servir el modelo ibérico como referencia para un futuro marco que se establezca.

Línea de acción: *armonizar el tratamiento regulatorio de los requisitos técnicos de respuesta frente a huecos de tensión y control de energía reactiva en el ámbito MIBEL en línea con los trabajos que se están desarrollando en Europa de estos aspectos.*

TEMA PRIORITARIO.

AGREGACIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LA PRE

La función de representación y agregación de la PRE proporciona un plano de intermediación comercial y técnico para las instalaciones de producción de régimen especial, tanto en términos de participación en mercados organizados de adquisición de energía como en la relación directa con el operador del sistema. Esta es la situación actual, de forma explícita en la legislación y reglamentación española, e implícita en el caso portugués. Existen ventajas en permitir que esta función pueda ser desempeñada en simultaneidad con la comercialización “tradicional”, cuya principal orientación es el suministro de electricidad al consumidor final. Aun desempeñando las dos actividades (agregación y representación), el comercializador deberá mantener y salvaguardar la especificidad de cada una de las funciones, permitiendo identificar los respectivos costes de operación.

La posibilidad de que la actividad de agregación y representación pueda realizarse por un comercializador se justifica no sólo por las sinergias operativas que conlleva –utilización de recursos técnicos, agregación de garantías de participación en el mercado, cálculo de desvíos, etc. – sino también porque permitiría la asociación de comercialización y representación de último recurso.

Dada la similitud de los modelos portugués y español de integración de la PRE en los mercados de referencia, y vistas las propuestas de armonización en la responsabilidad por los costes de desvíos de

programación y también respecto a las condiciones de interrupción de este tipo de producción, resulta conveniente tener en cuenta en los próximos desarrollos del MIBEL el establecimiento de condiciones de representación y agregación de la PRE también equivalentes en los dos sistemas lo que, en el caso portugués, pasa por abrir el concepto de agregación y representación a otras entidades que no necesariamente sean el CUR como comprador obligatorio de toda la PRE. Se considera asimismo deseable, a efectos de mejor controlar los riesgos financieros en el conjunto del sistema, favorecer un modelo de representación en el que el agente representante asume las responsabilidades financieras en nombre del representado.

Por otro lado, el Consejo de Reguladores estima también conveniente preservar el concepto de representación de último recurso, limitado a aquellas instalaciones, que debido a su menor tamaño, encuentran mayores dificultades para acceder a los servicios profesionales de representación, evitando posibles situaciones de desamparo. Sin embargo, debe señalarse que este concepto debe ser limitado y no extensible a toda la PRE.

Línea de acción: *introducir un marco legal armonizado entre Portugal y España que permita que las actividades de representación y agregación de PRE sean desempeñadas por los comercializadores, definiendo de forma diferenciada las funciones respectivas y favoreciendo a los agentes que asumen las responsabilidades financieras en nombre de su representado, en contra de una mera situación de intermediación;*

Conservar legalmente la existencia de la figura del representante de último recurso, limitando esta posibilidad a instalaciones de producción de régimen especial con potencia instalada menor o igual a 100 kW.

TEMA NO PRIORITARIO.

GARANTÍAS DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE ELECTRICIDAD

El establecimiento de la obligación de que todos los comercializadores de energía eléctrica incluyan información en las facturas sobre el origen de la energía eléctrica vendida a sus clientes y los respectivos impactos ambientales asociados al suministro de esa energía eléctrica ha llevado a que España y Portugal adopten medidas en el ámbito de implementación de mecanismos de etiquetado de energía eléctrica.

El etiquetado de la electricidad pretende informar al consumidor sobre el producto, haciendo su consumo más consciente, sobre todo, de los recursos energéticos primarios utilizados en la producción de energía eléctrica y de los impactos ambientales asociados al suministro. Esto permite que el consumidor pueda contratar una opción de consumo consciente y permite diferenciar entre comercializadores, fomentando la competencia en el mercado minorista.

En España, la CNE es el organismo competente para el sistema de expedición, transferencia y redención de garantías de origen. En Portugal, esta competencia no la tiene atribuida ERSE, lo que evidencia una asimetría entre los dos sistemas.

La armonización ibérica de la integración de sistemas de garantías de origen y etiquetado de electricidad presenta ventajas tales como la ampliación del mercado de oportunidades de comercialización de garantías de origen en el ámbito del suministro de energía a los consumidores finales.

Aunque no se considera una prioridad inmediata, resulta de interés para el mercado la existencia de una armonización conjunta, teniendo en cuenta que, en el MIBEL, el suministro a clientes finales, se realiza a partir del mismo mercado mayorista de aprovisionamiento en el que los comercializadores y consumidores que allí se abastecen reciben información similar del origen de la electricidad que adquieren.

Línea de acción: armonizar a nivel ibérico, los sistemas ibéricos de garantía de origen y etiquetado de electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de las instalaciones de cogeneración con objeto de que todos los consumidores integrantes del Mibel puedan recibir idéntica información para la formulación de sus opciones de consumo.

TEMA NO PRIORITARIO.

