



# **HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA DA INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

**DOCUMENTO DE SUPORTE  
À CONSULTA PÚBLICA**

**Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL**

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



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ACTUAL</b>	<b>7</b>
2.1	Caracterização da situação em Portugal	7
2.1.1	Objetivos da política energética e ambiental	7
2.1.2	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia	8
2.1.3	Evolução da contribuição da PRE para a satisfação da procura nacional	10
2.1.4	Tratamento comercial da PRE	11
2.1.5	Desvios globais do sistema e desvios directamente atribuíveis à PRE	14
2.1.6	Impacto económico e financiamento da PRE	15
2.2	Caracterização da situação em Espanha	16
2.2.1	Objetivos da política energética e ambiental	16
2.2.2	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia	16
2.2.3	Evolução da contribuição da PRE para a satisfação da procura nacional	18
2.2.4	Tratamento comercial da PRE	18
2.2.5	Desvios globais do sistema e desvios directamente atribuíveis à PRE	21
2.2.6	Impacto económico e financiamento da PRE	22
<b>3</b>	<b>INTEGRAÇÃO DA PRE NO CONTEXTO DO MIBEL</b>	<b>25</b>
3.1	Valorização da energia em referencial de mercado	25
3.2	Horizontes de programação da PRE em mercado	26
3.3	Adequação das regras de mercado aos actuais níveis de PRE	27
3.4	Representação ou agregação da PRE	29
3.5	Valorização, repercussão e liquidação de desvios da PRE	30
3.6	Cálculo das reservas e da capacidade de interligação	30
3.7	Troca de serviços de sistema e funcionamento dos respectivos mercados em Portugal e Espanha	31
3.8	Operação das redes: as cavas de tensão e o controlo da energia reactiva	32
3.9	Coordenação, agregação e controlo da produção renovável injectada na rede/ Visibilidade — Centros de controlo e/ou remissão de telemidas	34
3.10	Aspectos Retributivos	35
3.11	Acesso de Terceiros à Rede	36
3.12	Garantia de Origem e Rotulagem da electricidade	37
	<b>ANEXOS</b>	<b>39</b>



## **1 INTRODUÇÃO**

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) entrou em pleno funcionamento no dia 1 de Julho de 2007, culminando um trabalho conjunto das Administrações Portuguesa e Espanhola iniciado em 2001, plasmado nos Acordos Internacionais de Santiago e de Braga<sup>1</sup>, e intensificado no primeiro semestre de 2007, após a cimeira luso-espanhola de Badajoz de Novembro de 2006, na qual ambos os Governos definiram um conjunto de objetivos para a consolidação do MIBEL.

Na sequência da sucessiva interação entre os reguladores ibéricos e os operadores de transporte ibéricos, Rede Eléctrica Nacional (REN) e Rede Eléctrica de Espanha (REE), foi identificada a necessidade de elaboração de um estudo, cujo objecto é a harmonização regulatória, quer a existente quer a necessária, para favorecer a integração da produção de energia eléctrica em regime especial (PRE) no âmbito do MIBEL.

Este documento aborda diversos aspectos relacionados com a PRE e a sua integração na operação e funcionamento dos sistemas e do mercado, desde os princípios orientadores da segurança de abastecimento, a eficácia na concretização dos compromissos assumidos para com a sustentabilidade ambiental e a eficiência económica imposta por uma envolvente económica marcada por austeridade e a necessária melhoria da competitividade.

Após esta breve introdução, é apresentado um capítulo descritivo (“Caracterização da situação actual”) que analisa a situação da PRE em Portugal e Espanha. O documento centra-se no capítulo “Integração da PRE no contexto do MIBEL”, no qual se identificam 12 aspectos concretos (valorização da energia em mercado, horizontes de programação, adequação das regras de mercado, critérios de representação e agregação de PRE, desvios e sua valorização e repercussão, cálculo de reservas e de capacidade de interligação, troca de serviços de sistema, etc.). Para cada aspecto mencionado é efectuado um breve enquadramento da problemática e, conseqüentemente, perguntas específicas sobre a mesma, que se encontram numeradas de forma sequencial ao longo do documento.

As respostas a esta consulta pública deverão ser dirigidas através de correio electrónico, para o endereço [consultaspublicasmibel@mibel.com](mailto:consultaspublicasmibel@mibel.com), indicando como “Assunto”: “Harmonização de PRE”. As respostas à consulta pública deverão ser estruturadas indicando expressamente as perguntas a que se referem. Por fim, solicita-se a utilização de formatos MS Word anteriores ao Word 2010 ou Adobe Acrobat.

---

<sup>1</sup> Acordo Internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, a 1 de Outubro de 2004, firmado em Santiago de Compostela (Acordo de Santiago); e o Acordo que modifica o anterior, firmado em Braga a 18 de Janeiro de 2008 (Acordo de Braga).



## **2 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO ACTUAL**

### **2.1 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO EM PORTUGAL**

#### **2.1.1 OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA E AMBIENTAL**

O Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, fixa as seguintes metas para as energias renováveis:

- 2020: 31% do consumo final bruto<sup>2</sup> de energia e 10% do consumo total de energia nos transportes deve ter origem renovável.
- 2011 e 2012 - 22,6 % do consumo final bruto de energia.
- 2013 e 2014 - 23,7 % do consumo final bruto de energia.
- 2015 e 2016 - 25,2 % do consumo final bruto de energia.
- 2017 e 2018 - 27,3 % do consumo final bruto de energia.

As metas para a produção de energia eléctrica (para 2020) tendo por base fontes renováveis encontram-se na Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2010 e no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis aprovado ao abrigo da Directiva 2009/28/CE, que se sintetizam na Tabela 1.

---

<sup>2</sup> O consumo final bruto diz respeito a consumo global de energia primária.

**Tabela 1: Metas de potência instalada de renováveis em 2020**

Fonte/tecnologia	Meta (MW)
Micro-produção	250
Mini-produção	250
Mini-hídrica	250
Hídrica (excepto mini-hídrica)	8.600
Eólica	6.800
Solar	1.500
Ondas	250
Geotermia	250

*Fonte: Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis*

Nota: Micro-produção é a produção de energia eléctrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais fracções. Mini-produção corresponde a produção de energia eléctrica com potência instalada até 250 kW.

Quanto à cogeração, prevê-se que a potência instalada em 2020 seja de cerca de 2.600 MW.

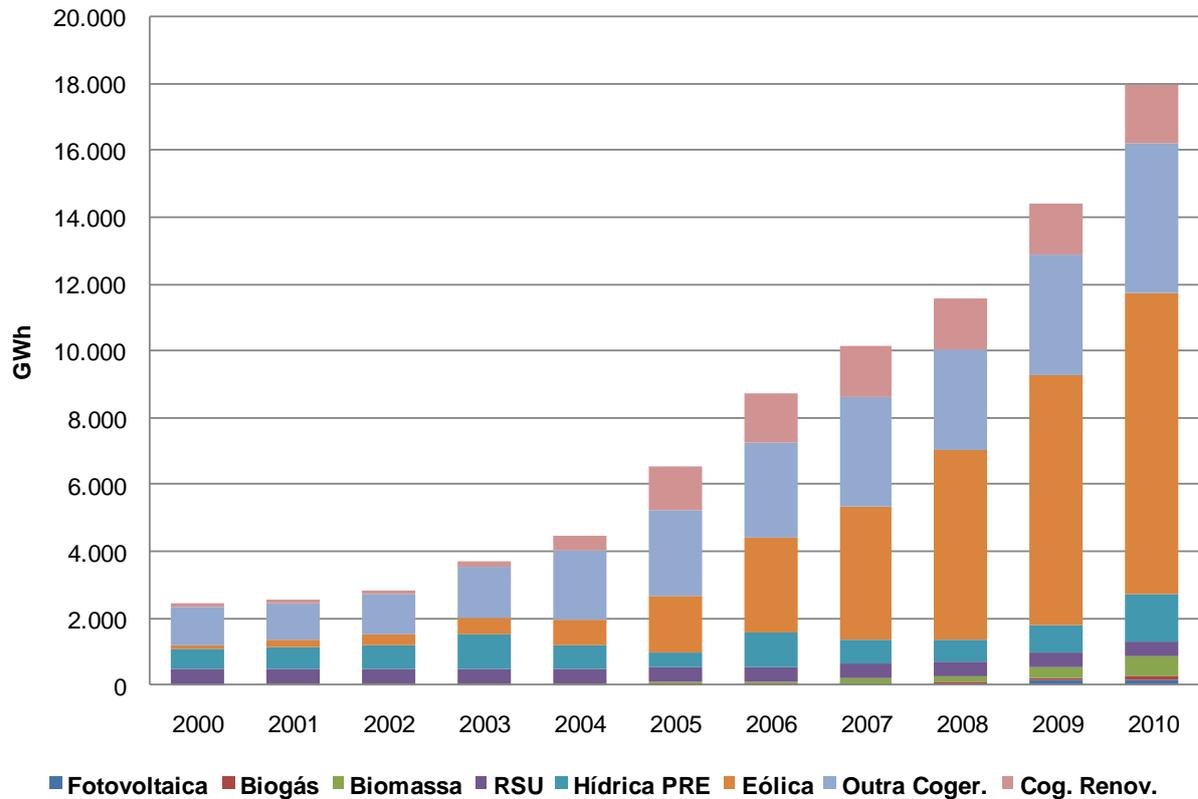
## 2.1.2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E DA PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA

Actualmente é considerada produção em regime especial:

- A produção de energia eléctrica com base em recursos hídricos, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada.
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas).
- A produção de energia eléctrica por micro e mini-produção (ver nota na Tabela 1).
- A produção de energia eléctrica através de um processo de cogeração, na qual se inclui a cogeração renovável.

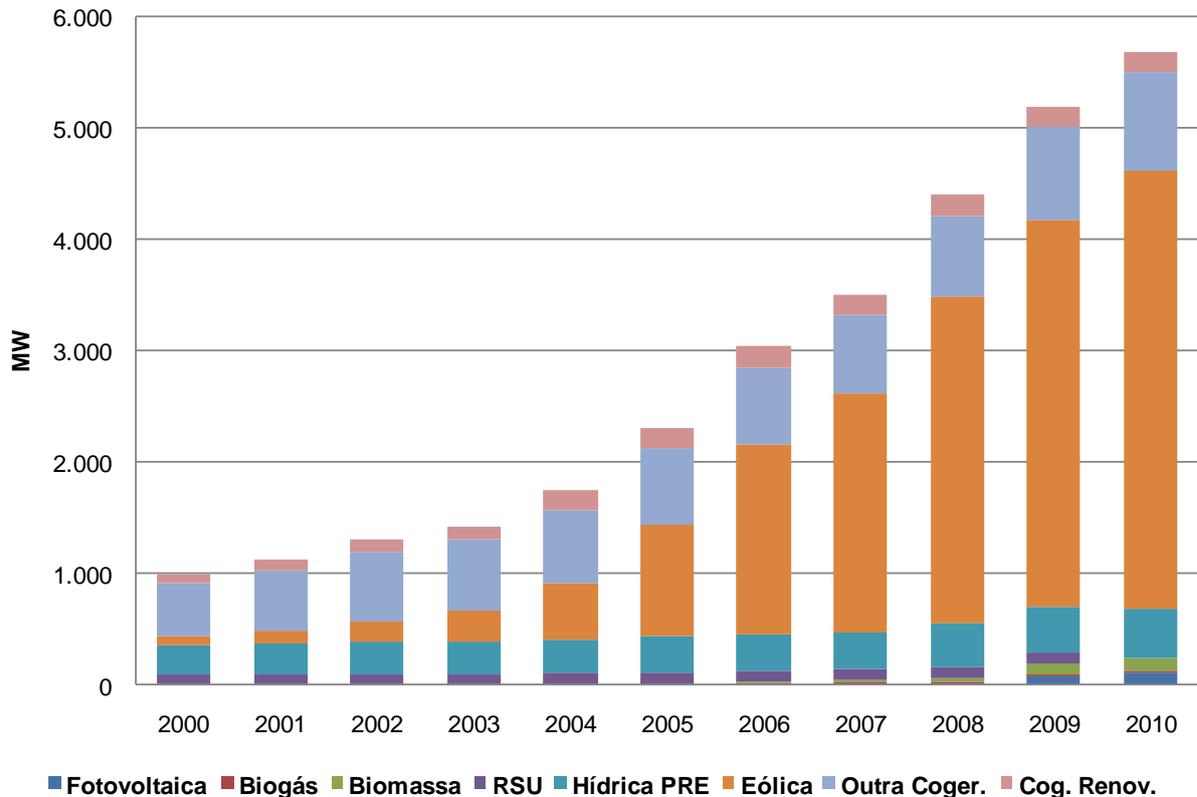
A produção em regime especial tem tido uma evolução muito significativa nos últimos anos. Nas figuras seguintes apresenta-se esta evolução em termos de energia e potência instalada.

Figura 1: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em energia)



Fonte: EDP SU

Figura 2: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em potência instalada)

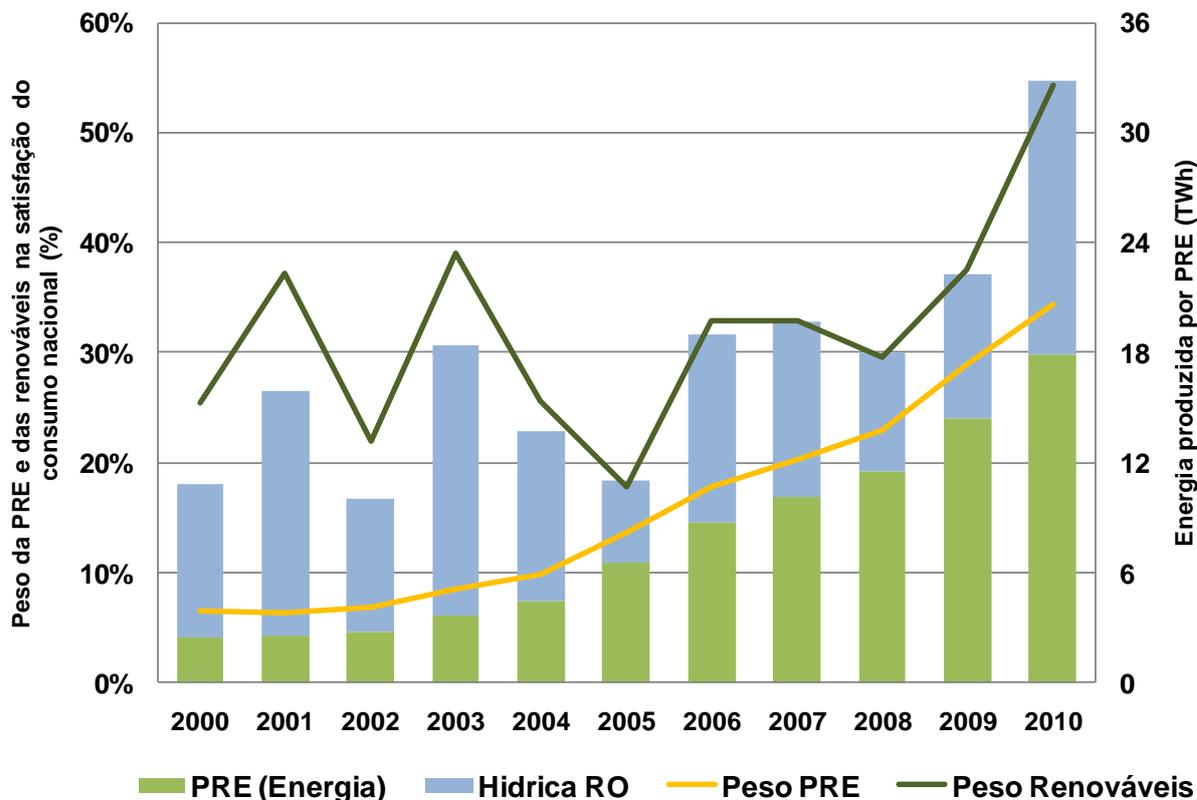


Fonte: EDP SU

### 2.1.3 EVOLUÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DA PRE PARA A SATISFAÇÃO DA PROCURA NACIONAL

O contínuo aumento da potência instalada de PRE tem conduzido a que a sua contribuição para a satisfação do consumo venha a aumentar, atingindo 34,4% em 2010, conforme se observa na figura seguinte. O peso das renováveis, que inclui a hídrica em regime ordinário e não inclui a cogeração não renovável, atingiu em 2010 um valor de cerca de 54% do consumo nacional. A evolução temporal da produção renovável é mais volátil que a da PRE, fundamentalmente pela hidraulicidade que afecta a produção hídrica em regime ordinário de forma plurianual.

Figura 3: Evolução da produção em regime especial e satisfação do consumo



Fonte: REN

#### 2.1.4 TRATAMENTO COMERCIAL DA PRE

Em Portugal, o comercializador de último recurso tem obrigação de compra de toda a energia produzida pela PRE, sendo os preços estabelecidos administrativamente (*feed-in tariff*).

Relativamente à cogeração, destaca-se ainda a possibilidade destas instalações venderem ao comercializador de último recurso toda a produção, incluindo a que se destina a autoconsumo.

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo.
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos factores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo actualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificar-se os custos evitados em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas). Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes factores:

- Período de entrega da energia eléctrica à rede.
- Forma do diagrama de produção de energia eléctrica.
- Fonte de energia primária utilizada.

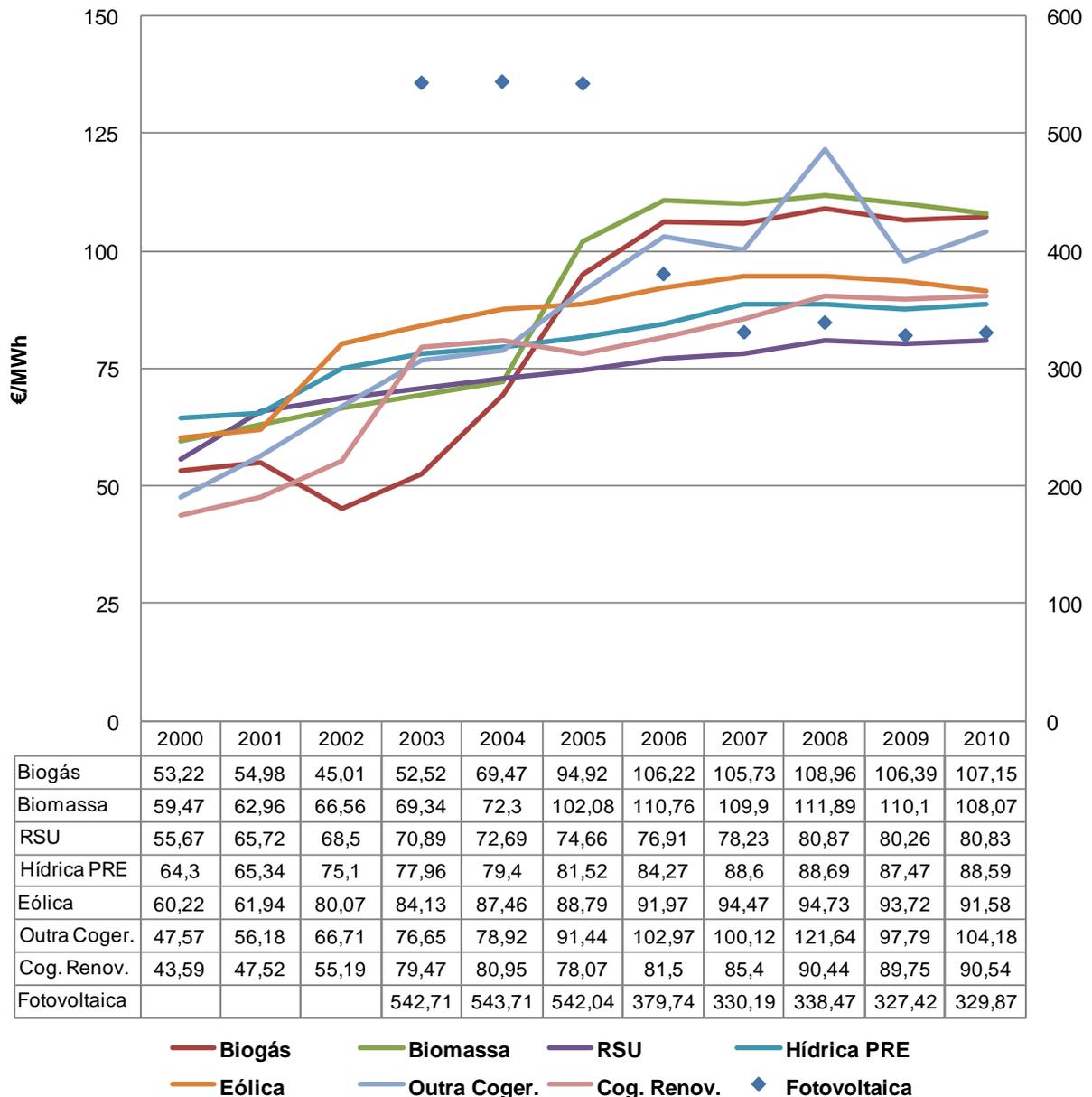
Relativamente à cogeração, encontram-se estabelecidos quatro tarifários para os seguintes tipos de instalação:

- Instalações cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações com potência de ligação superior a 10 MW e que não utilizem como combustível fuelóleo ou resíduos.
- Instalações que, numa base anual, utilizem numa proporção superior a 50% resíduos como fonte de energia primária.
- Instalações cujo combustível utilizado seja fuelóleo.

A recente legislação da cogeração prevê que os cogeradores possam oferecer a energia produzida no mercado organizado, recebendo um prémio por isso. No entanto, esta legislação aguarda ainda regulamentação.

Em síntese, não sendo possível indicar um preço por cada unidade de energia produzida pelo produtor em regime especial e vendida ao comercializador de último recurso, dada a multiplicidade de factores de que depende, apresenta-se na figura seguinte a evolução dos preços médios verificados para cada uma das tecnologias.

Figura 4: Evolução dos preços médios por tecnologia



Fonte: EDP SU

Até à data, o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) ao efectuar ofertas de compra no MIBEL tem em consideração a energia adquirida à produção em regime especial. Deste modo, a produção em regime especial não aparece explicitamente no mercado, mas tem influência no preço de encontro, uma vez que influencia o volume da oferta de compra.

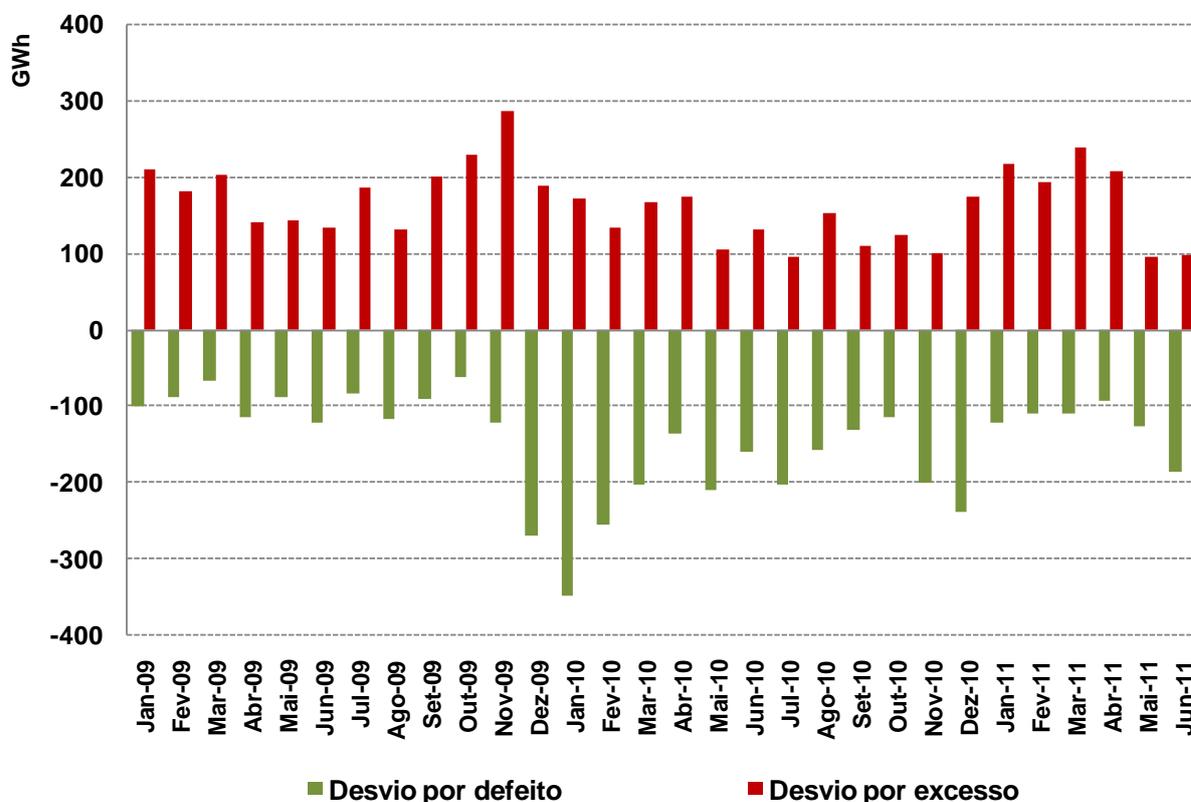
Com a recente alteração efectuada no Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso passará a explicitar a oferta de compra e a oferta de venda, funcionando de forma assimilada a um agente agregador da PRE em Portugal.

## 2.1.5 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRECTAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE

Em Portugal, os desvios globais do sistema correspondem à energia subjacente à mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação. Com efeito, são estas duas rubricas que contribuem para anular os desvios dos agentes em tempo real.

A Figura 5 apresenta a evolução de 2009 a meados de 2011 dos desvios globais no sistema eléctrico português, compreendendo os desvios por excesso e por defeito dos agentes do lado da produção e os desvios por defeito e por excesso dos agentes do lado do consumo.

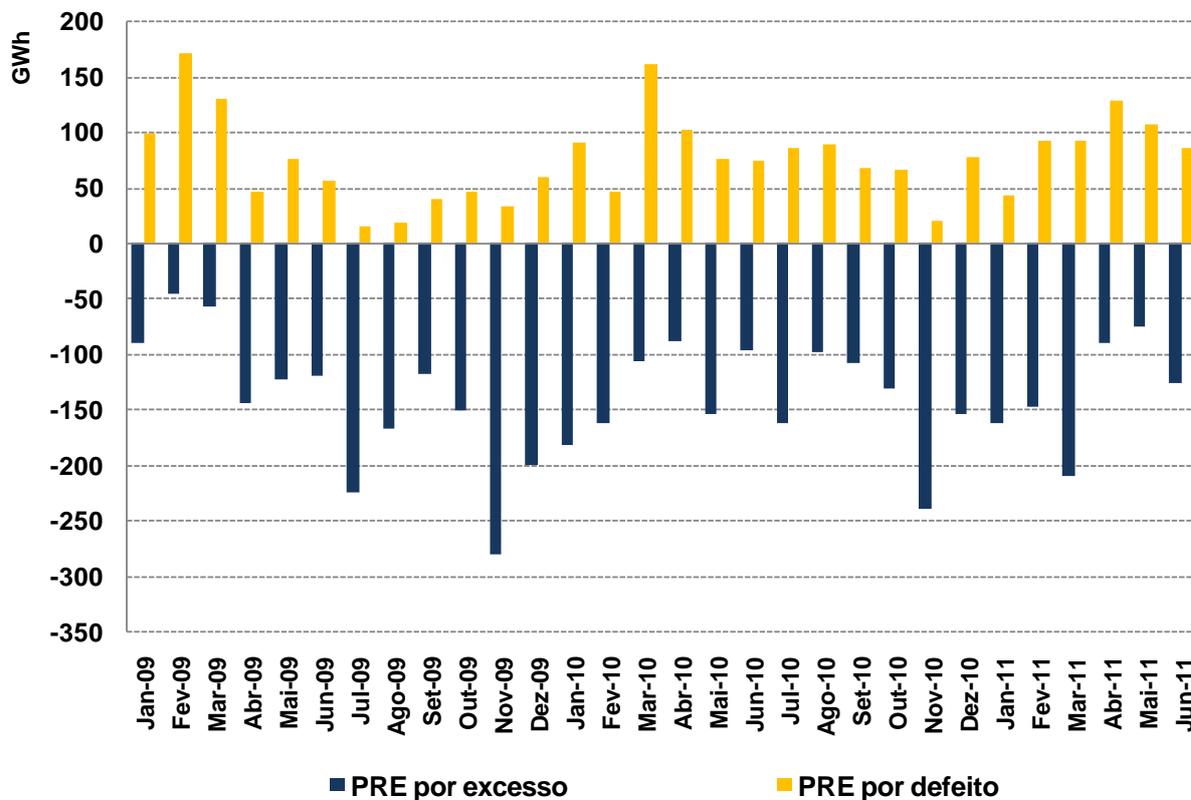
Figura 5: Desvios globais no sistema português



Por outro lado, no enquadramento legal e regulamentar português, a produção em regime especial não vem sendo explicitamente reflectida em mercado, pelo que a determinação de um programa inicial de PRE resulta da existência das previsões de produção que se efectuam. Consequentemente, a aproximação que é efectuada aos desvios directamente imputáveis à PRE resultam exclusivamente da comparação entre o programa de exploração previsto antes da janela temporal de colocação de ofertas em mercado diário e o programa real de exploração da PRE.

A Figura 6 apresenta os valores dos desvios entre a previsão inicial de produção em regime especial e o programa de produção real que se veio a concretizar.

Figura 6: Desvios de previsão da PRE face ao programa real de produção



### 2.1.6 IMPACTO ECONÓMICO E FINANCIAMENTO DA PRE

O sobrecusto da PRE é calculado como a diferença entre o valor pago aos produtores e o valor médio de aquisições do comercializador de último recurso. Assim, é possível conhecer o sobrecusto por tecnologia e o respectivo sobrecusto unitário, conforme se apresenta na tabela seguinte.

Tabela 2: Sobrecusto por tecnologia

[€/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

Fonte: EDPSU

## 2.2 CARACTERIZAÇÃO DA SITUAÇÃO EM ESPANHA

### 2.2.1 OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA E AMBIENTAL

Em Espanha, os objectivos de política energética e ambiental estão consagrados no “Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020”<sup>3</sup>, de acordo com o qual, em 2020 as energias renováveis representarão cerca de 20% do consumo final bruto de energia e cerca de 10% no sector dos transportes. O PANER responde ao compromisso exigido a cada Estado membro da UE pela Directiva 2009/28/CE, do Parlamento e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia com origem em fontes renováveis.

Em particular, no capítulo ‘Evaluaciones’, o PANER estabelece o “contributo total previsível de cada tecnologia de energia renovável para o cumprimento dos objetivos estabelecidos para 2020 e a trajetória intermedia indicativa correspondente às quotas de energia de cada recurso renovável nos sectores eléctrico, de calor e refrigeração e no sector dos transportes” (Tabela 3). Cumpre destacar o papel preponderante da energia eólica; é expectável que aproximadamente 10% da energia eólica em 2020 seja proveniente de instalações *off-shore*. A energia solar cresce de forma também significativa e, em 2020, espera-se que a produção solar termoeléctrica se equipare à solar fotovoltaica, sendo que em conjunto deverão produzir tanta energia como a hídrica.

**Tabela 3: Contribuição prevista em capacidade instalada e energia bruta por tecnologia renovável no sector eléctrico**

	2012		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Eólica	23.555	47.312	27.997	57.086	38.000	78.254
Hídrica (s/ bomb.)	16.209	29.830	6.349	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
Biomassa	803	4.876	965	5.962	1.587	10.017
Outras	0	0	0	0	150	520
<b>Total</b>	<b>47.516</b>	<b>94.571</b>	<b>54.277</b>	<b>110.988</b>	<b>69.845</b>	<b>150.030</b>

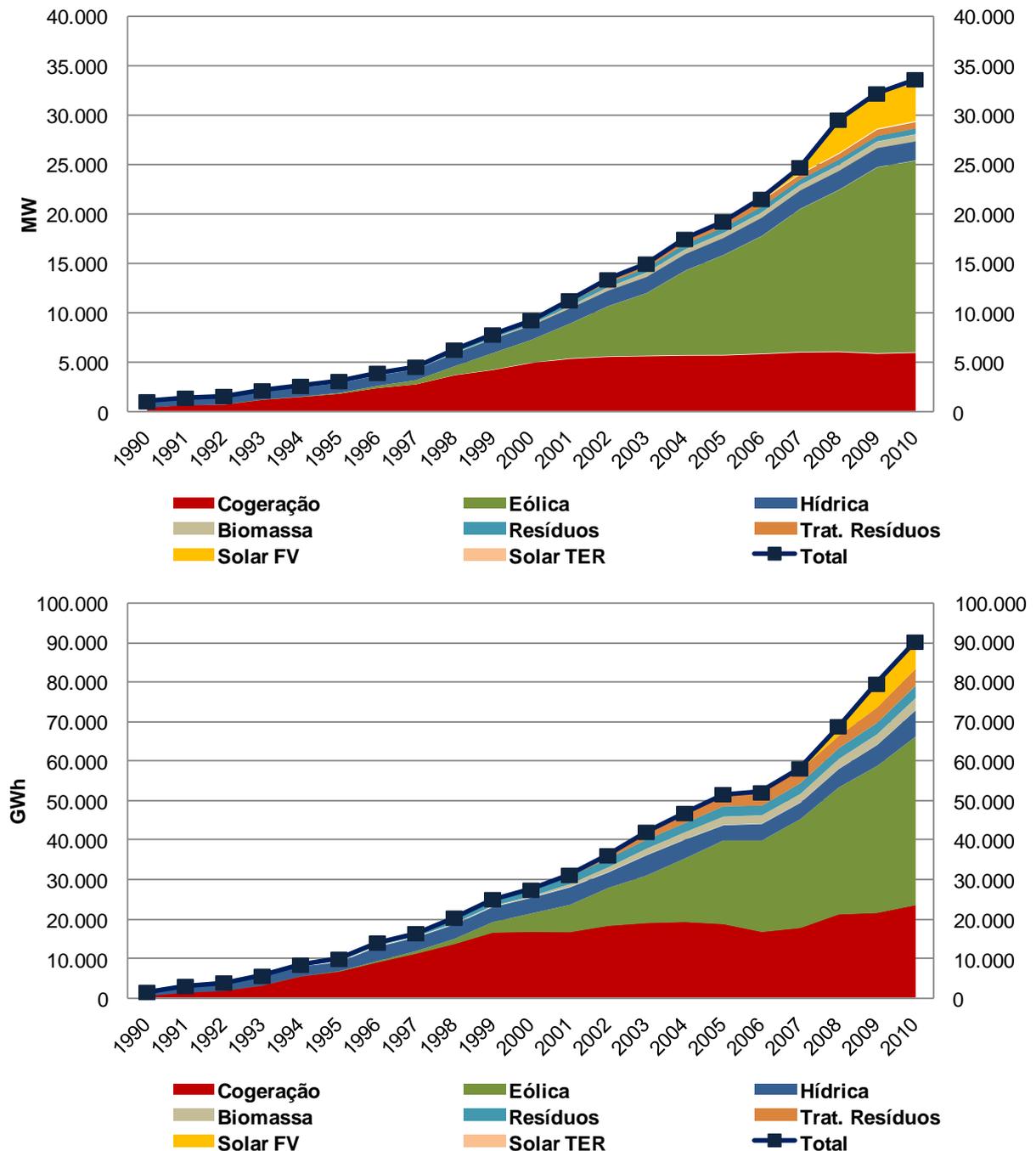
Fonte: (Plan de Acción Nacional de Energías Renovables) PANER

### 2.2.2 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E DA PRODUÇÃO POR TECNOLOGIA

Os gráficos seguintes mostram a evolução da produção em regime especial em Espanha, ao longo das duas últimas décadas, tanto em potência instalada como em energia produzida.

<sup>3</sup> [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: Regime especial em Espanha — potência instalada e energia produzida



Fonte: CNE

Nota: a produção em regime especial inclui a cogeração e exclui a grande hídrica.

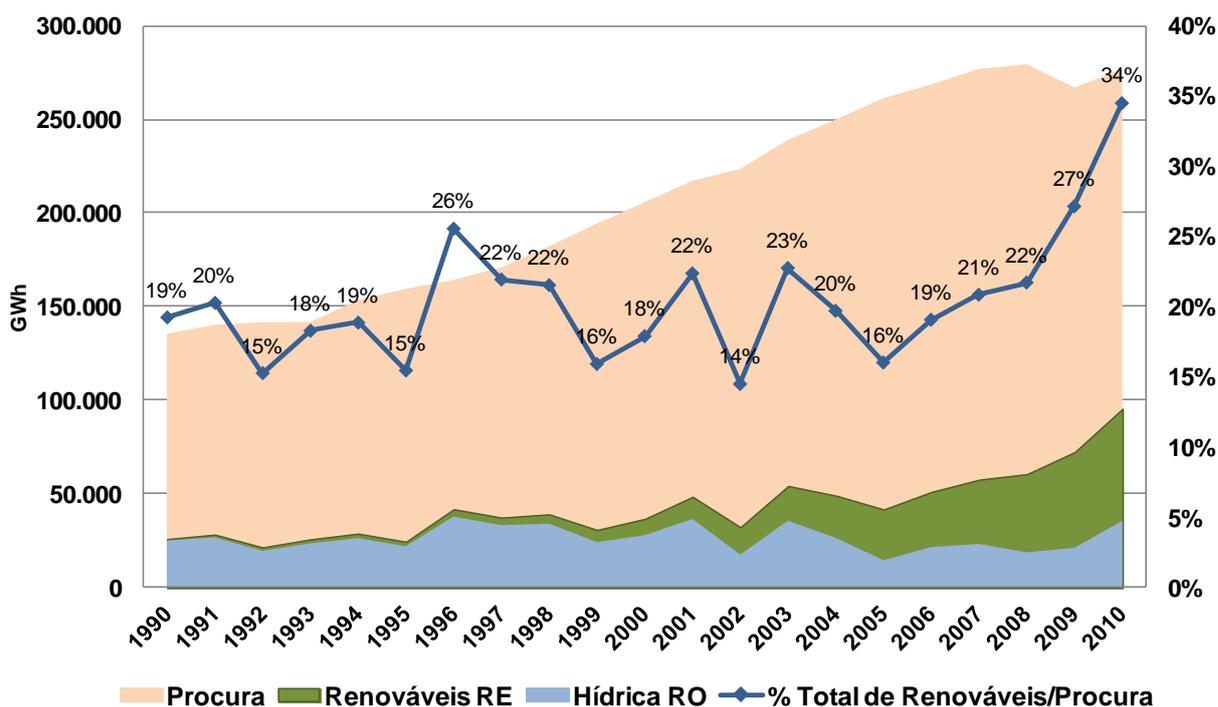
Importa destacar o extraordinário crescimento da energia eólica, que, por si só, supera a contribuição de todas as demais tecnologias, bem como o incremento verificado na solar fotovoltaica em 2008. Ao invés, a contribuição das tecnologias de biomassa e de resíduos é menos significativa, enquanto a cogeração verificou um crescimento continuado ao longo do tempo. A produção em regime especial assente em

recursos hídricos (mini-hídrica), mais do que o enquadramento regulatório, é limitada pela escassez de localizações viáveis do ponto de vista ambiental.

### 2.2.3 EVOLUÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DA PRE PARA A SATISFAÇÃO DA PROCURA NACIONAL

Apesar do continuado crescimento da PRE, a contribuição das renováveis para a cobertura da procura total tem oscilado até ao presente em torno dos 20%, devido a uma evolução irregular da produtividade hídrica e ao crescimento sustentado da procura global, até ao seu máximo histórico em 2007-2008. Os valores de 2008 e 2009 devem ser avaliados com reserva, uma vez que correspondem a anos de elevado hidraulicidade e de retração do consumo num contexto de crise económica. Em todo o caso, é observável uma evolução concordante com o caminho traçado no objectivo comunitário de “20-20-20”, que se traduz numa contribuição de aproximadamente 40% da procura eléctrica em base renovável (Figura 8).

Figura 8: Evolução da contribuição das energias renováveis para a satisfação da procura em Espanha



Fonte: CNE

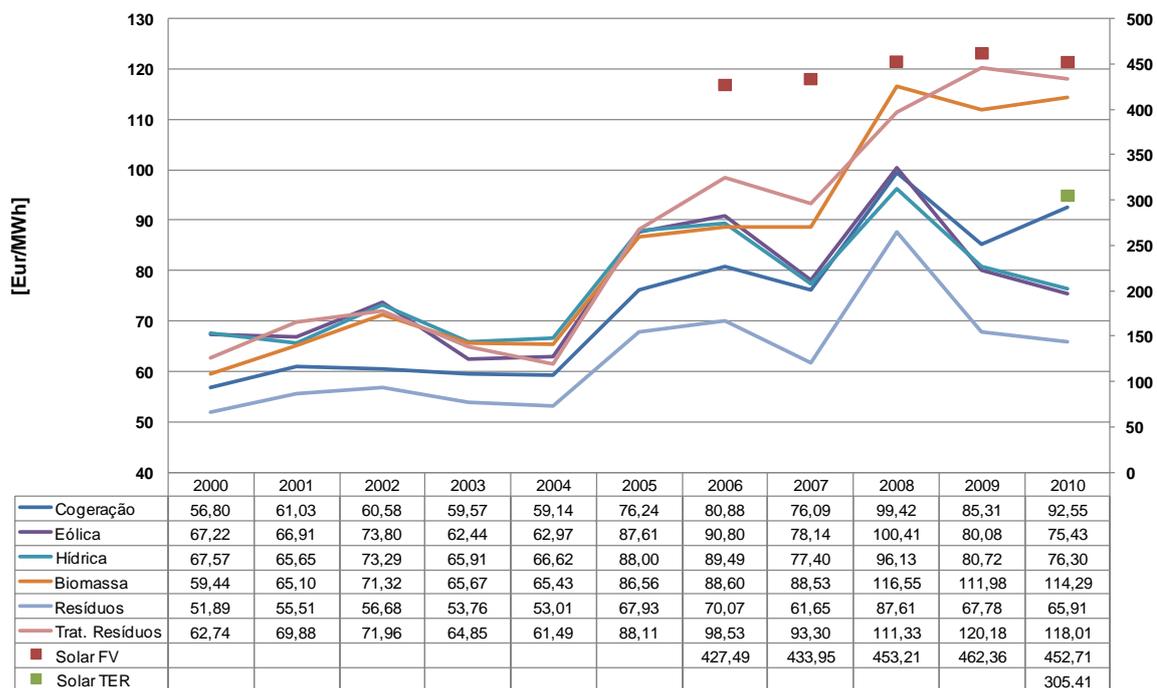
### 2.2.4 TRATAMENTO COMERCIAL DA PRE

Em Espanha vigoram duas opções para a venda de energia produzida a parir do regime especial: a) mediante a aplicação de tarifa regulada, única para todos os períodos de programação, e b) em

mercado, explicitando-se o preço de mercado organizado ou livremente negociado, complementada com uma bonificação.

Quer as tarifas, quer as bonificações sobre o preço de mercado são determinadas atendendo à tecnologia, potência instalada e idade da instalação. Para o caso da produção solar fotovoltaica, assim como para algumas outras tecnologias dentro de determinados parâmetros de potência e idade, apenas existe a opção de venda por aplicação da tarifa predefinida.

**Figura 9: Evolução dos preços médios de retribuição por tecnologia**



Fonte: CNE

Nota: As tecnologias solares estão noutra escala (eixo secundário); não se apresentam os preços anteriores a 2006 (fotovoltaica) e a 2010 (termoeléctrica) por se considerar que não são representativos, devido ao número muito reduzido de instalações existentes para tais tecnologias naquelas datas.

Desde 1 de Novembro de 2009<sup>4</sup>, toda a PRE - também a que se vende à tarifa regulada - são oferecidas em mercado através de um representante. As instalações que vendem por aplicação da tarifa são tomadoras de preço (i.e., apresentam ofertas de venda a preço nulo). Para aquelas instalações que não escolhem livremente um representante, os Comercializadores de Último recurso (CUR) desempenham também a função dos representantes de último recurso (RUR), explicitando-se um preço máximo de

<sup>4</sup> A data inicialmente prevista era 1 de Janeiro de 2009 (RD 661/2007); Foi, numa primeira etapa, adiada para 1 de Julho (RD 485/2009) e, finalmente, fixada a 1 de Novembro de 2009 pela Disposição Adicional Única do Real Decreto 1011/2009, de 19 de Junho, através do qual se dispõe a existência de um Operador de Mudança de Comercializador.

5 Eur/MWh, que poderá ascender a 10 Eur/MWh se o RUR pertence a grupo empresarial declarado *operador dominante*.

O mecanismo de venda da PRE encontra-se previsto na Disposição Transitória sexta do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio<sup>5</sup>, bem como na Disposição Adicional sétima do Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril<sup>6</sup>. A CNE é responsável pela liquidação das *bonificações equivalentes*<sup>13</sup>, bonificações e complementos, de acordo o procedimento estabelecido na Circular 4/2009, de 9 de Julho<sup>7</sup>.

**Um representante é um agente que actua em nome de outro(s) sujeito(s) do mercado** e, consequentemente, tenha a condição de agente de mercado. Não existe um “registo de representantes”; um representante faz fé da sua condição por meio da apresentação do correspondente comprovativo notarial do poder de representação. Um agente que actue como representante não pode actuar simultaneamente por conta própria e por conta de terceiros<sup>8</sup>.

**Existem duas modalidades de representação: directa ou indirecta**; a representação indirecta é a única permitida a instalações que vendem a sua produção em mercado através de aplicação de tarifa. Na modalidade indirecta, ou em nome próprio, é o representante que assume a titularidade das garantias depositadas perante o mercado e, consequentemente, o sujeito responsável pelos pagamentos e direitos de cobrança junto do seu representado. Ao contrário, na representação directa, ou em nome de terceiros, o representado é único responsável pela assumpção de pagamentos e de recebimentos; o representante é um mero interlocutor com o operador do sistema, o mercado e a CNE<sup>9</sup>.

**O agente responsável pela liquidação** perante o Operador de Mercado pode ser o proprietário ou o representante indirecto. O agente responsável pela liquidação perante o Operador de Sistema será sempre o representante, seja ele directo ou indirecto<sup>10</sup>.

**O responsável pela leitura é também responsável pela medida nos pontos de fronteira das instalações**; no caso de instalações de produção (incluindo a PRE), o operador de sistema é o responsável pela leitura dos pontos do “tipo 1” e do “tipo 2” (aqueles com potência aparente maior ou igual a 12 MVA e a 450 kVA, respectivamente), enquanto os distribuidores são responsáveis pelos pontos com potência aparente inferior a 450 kVA<sup>11</sup>.

### **Caixa 1: Representantes, sujeitos de liquidação e responsáveis pela leitura**

---

<sup>5</sup> *Real Decreto 661/2007*, de 25 de Maio, pelo qual se regula a actividade de produção de energia eléctrica em regime especial; a Disposição transitória sexta trata de ‘Participação em mercado e liquidação de tarifas, bonificações, complementos e desvios até à entrada em vigor da figura de comercializador de último recurso’.

<sup>6</sup> *Real Decreto 485/2009*, de 3 de abril, através do qual se estabelece a existencia de Operador de Mudança de Comercializador no sector eléctrico; a disposição adicional sétima trata da ‘Representação de determinadas instalações de regime especial’.

<sup>7</sup> *Circular 4/2009*, de 9 de Julho, da Comisión Nacional de Energía, que regula a prestação de informação e os procedimentos para implementar o sistema de liquidação das bonificações equivalentes, das bonificações, dos incentivos e dos complementos atribuíveis a instalações de produção de energia eléctrica em regime especial.

<sup>8</sup> Ver o ponto 3 da disposição adicional decimonona da *Ley 54/1997*, de 27 de Novembro, do sector eléctrico, com a redacção dada pelo *Real Decreto-ley 5/2005*, de 11 Março.

<sup>9</sup> Ver ponto 4 do Procedimento de Operação 14.1, ‘Condições gerais do processo de liquidação do Operador de Sistema’, aprovado pela *Resolución de la Secretaría General de Energía* de 28 de Julho de 2008.

<sup>10</sup> Ver Procedimento de Operação (PO) 14.8, ‘Sujeito de liquidação das instalações em regime especial’, aprovado pela *Resolución de la Secretaría General de Energía de Energía* de 28 de Julho de 2008.

<sup>11</sup> Pode consultar-se a classificação de pontos de medida no *Real Decreto 1110/2007*, de 24 de Agosto, pelo qual se aprovou o *Reglamento unificado dos pontos de medida do sistema eléctrico*.

## 2.2.5 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRECTAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE

O aumento da participação da PRE não modulável no *mix* de produção condiciona a gestão de reservas (por desvios face ao programa base) e dos desvios propriamente ditos (face ao programa final<sup>12</sup>).

No inverno 2009-2010, a elevada produtividade hidroeléctrica e eólica, com o conseqüente quase desaparecimento do *backup* térmico, induziram um significativo incremento da energia associada a restrições *não-de-rede*, fundamentalmente por insuficiência de reserva a subir. Esta situação conjuntural pode, previsivelmente e num horizonte de dez anos, tornar-se estrutural com uma contribuição sustentada de 40% da PRE para a produção bruta de energia eléctrica.

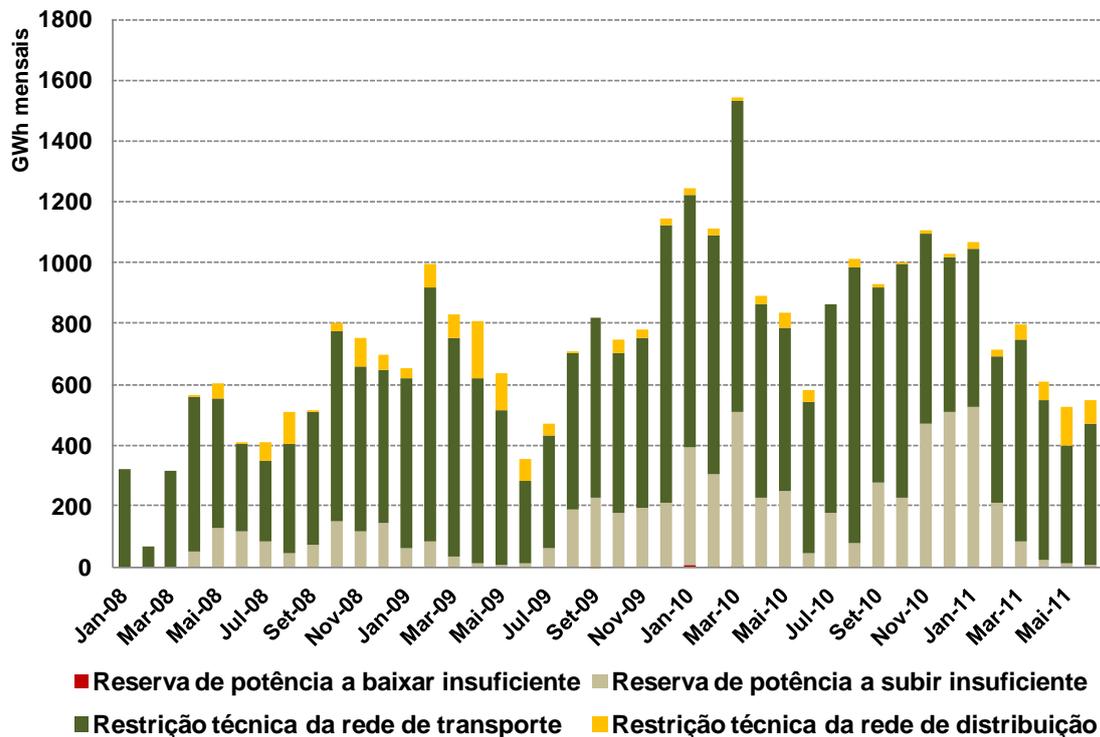
Se bem que nos últimos meses se tem observado uma redução generalizada nos desvios tanto de eólica como de fotovoltaica, os sinais económicos para a minimização dos mesmos, concebidos ao tempo para serem aplicados a produção em regime ordinário (sem bonificação ou tarifa garantida), podem não ser suficientemente dissuasores para determinadas tecnologias de PRE (a penalidade é limitada ao preço marginal do sistema e não ao preço unitário recebido por cada instalação), especialmente nas situações em que o desvio ocorre por excesso e contra o desvio global do sistema.

Uma e outra situação originam sobrecustos adicionais suportados pelo consumidor final; as futuras modificações regulatórias devem reforçar o mais possível o carácter de firmeza da programação.

---

<sup>12</sup> Por 'programa final' entende-se o habitualmente denominado 'P48' no mercado eléctrico ibérico.

Figura 10: Evolução da energia associada a resolução de restrições técnicas



Fonte: REE

## 2.2.6 IMPACTO ECONÓMICO E FINANCIAMENTO DA PRE

A PRE alcançou já a dimensão e a complexidade de um sector económico - avaliar o seu impacto global excede extensamente o alcance desta breve caracterização. Todavia, em muitas regiões espanholas é já claro o seu contributo em termos de PIB e criação de emprego, tanto por via da sua contribuição directa como pelo efeito multiplicador em diversas indústrias e serviços auxiliares. A PRE contribui, assim, para equilibrar a balança de pagamentos e reduzir a dependência energética face ao exterior. Existem ainda outros inquestionáveis benefícios de carácter ambiental e social (fixação de população rural, desenvolvimento local) difíceis de quantificar.

A maior presença da PRE, que apresenta custos variáveis muito baixos, contribui para uma redução do preço marginal médio do mercado grossista; contudo, este menor custo da energia pressupõe, geralmente, um aumento do valor da bonificação equivalente<sup>13</sup>, e, conseqüentemente, das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores. Em 2010, em termos unitários, a bonificação equivalente representou um custo médio do acesso de 24,30 €/MWh; o transporte e a distribuição, em conjunto, representaram cerca de 26,10 €/MWh.

<sup>13</sup> A 'bonificação equivalente' é a diferença entre a energia efectivamente produzida (produção líquida), avaliada ao preço da respectiva tarifa regulada e a liquidação realizada pelo operador de mercado e pelo operador de sistema.

**Tabela 4: Evolução da bonificação equivalente unitária por tecnologia**

[Eur/MWh]	2005	2006	2007	2008	2009	2010
COGERAÇÃO	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
HÍDRICA	29,31	36,06	35,61	31,69	42,99	44,06
BIOMASSA	27,87	35,17	46,75	52,11	74,25	77,59
RESÍDUOS	9,24	16,64	19,86	23,17	30,05	29,80
TRAT.RESÍDUOS	29,42	45,10	51,52	46,88	82,44	81,81
SOLAR FV		374,06	392,16	388,77	424,63	414,61
SOLAR TER						267,31

Fonte: CNE

Nota: Não se apresentam preços anteriores a 2006 para a solar fotovoltaica e a 2010 para a solar termoelétrica por se considerarem pouco representativos, devido ao muito reduzido número de instalações existentes para essas tecnologias nas referidas datas.



### 3 INTEGRAÇÃO DA PRE NO CONTEXTO DO MIBEL

A PRE combina aspectos característicos tanto das actividades liberalizadas como das reguladas. A actividade de produção de energia eléctrica, enquanto tal, desenvolve-se em regime de concorrência e de livre entrada, assim isentando os agentes dos requisitos próprios da exploração de redes em regime de monopólio natural. Todavia, o despacho da PRE é prioritário, a retribuição, pelo menos em parte, é regulada e a dimensão do sector terá que estar alinhada com os objectivos nacionais a médio e longo prazo.

Este capítulo pretende conciliar ambas as características, em princípio contraditórias entre si, com o propósito de contribuir para integrar a PRE em mercado, sem provocar distorções no funcionamento deste, minimizando os custos para o consumidor final de energia eléctrica. Em cada secção do capítulo, é apresentada de forma breve a problemática associada a cada aspecto em particular, assim como possíveis alternativas e as questões relacionadas que se submetem a consulta pública.

#### 3.1 VALORIZAÇÃO DA ENERGIA EM REFERENCIAL DE MERCADO

Qualquer que seja o regime retributivo adoptado, os incentivos económicos à PRE e o seu despacho prioritário conferem às respectivas ofertas em mercado um carácter infra-marginal. A incorporação da PRE no referencial de mercado marginalista contribui para uma redução do preço médio do mercado à vista a curto e médio prazo, desalojando do diagrama tecnologias de custo variável mais elevado. Por outro lado, a operação destas últimas tecnologias – cuja participação permanece necessária em muitas horas do ano – é encarecida, fruto de arranques e paragens mais frequentes, assim como de um menor número anual de horas de funcionamento. O custo dos serviços de sistema é também encarecido como consequência de ser necessário acomodar a “não-despachabilidade” de boa parte da PRE.

Uma maior contribuição da PRE incrementa a produção de carácter intermitente (ou produção de fio-de-água<sup>14</sup>) e reduz a contribuição térmica<sup>15</sup>, determinante para a fixação do preço. Em situações de contracção da procura e de excesso de capacidade, podem ocorrer horas de preço nulo (e, inclusivamente, preço negativo nos sistemas em que as regras de mercado o permitem – que não é o caso actual do MIBEL). Ao invés, nas situações de ponta da procura e com escassez de PRE, é de esperar a ocorrência de picos de preço mais extremos.

Algumas das possíveis respostas a estas circunstâncias passam por: maior capacidade de armazenamento, melhor gestão da procura, adaptação dos mercados de reserva, reforço das interligações ou mecanismos de resposta a situações de escassez. A atribuição dos custos (e, quando

---

<sup>14</sup> Por analogia a hídrica de fio-de-água (*run-of-river*, na literatura anglosaxónica), em oposição a hídrica de albufeira, associada a um caudal controlável mediante a gestão da cota de exploração.

<sup>15</sup> Parte da procura satisfeita por tecnologias térmicas convencionais (carvão, ciclos combinados de gás, gás em ciclo aberto e fuelóleo) que, tradicionalmente, determinam o preço marginal de sistema.

apropriado, a repartição dos benefícios) das medidas sugeridas é tão relevante como as medidas em si mesmo.

Dado o carácter aberto e multidisciplinar das estratégias sugeridas, colocam-se as seguintes perguntas para melhor enquadrar a discussão em torno das mesmas:

- 1. Numa óptica de formação do preço da energia eléctrica, a inclusão da PRE em mercado marginalista é uma solução mais eficiente que o seu despacho fora desse referencial?*
- 2. Preços negativos: Deveria admitir-se a possibilidade de ofertas com preço negativo? Se sim, apenas nos mercados de reserva? Estes seriam compatíveis com a utilização de preços marginais?*
- 3. Repartição de custos: Deveria recair sobre a PRE parte dos custos das medidas adoptadas (mercados de reserva, instalações de bombagem, produção em períodos de ponta, gestão dos desvios, etc.)? Ou deveriam, ao invés, repercutir-se os custos exclusivamente pela procura?*

### **3.2 HORIZONTES DE PROGRAMAÇÃO DA PRE EM MERCADO**

A crescente oferta de PRE no diagrama de produção do MIBEL tem implicações ao nível do funcionamento dos mercados de energia eléctrica, em particular do mercado à vista do MIBEL. Embora de forma distinta, os impactes da PRE no mercado à vista são idênticos para Portugal e para Espanha: no caso português, a oferta de PRE é descontada à procura dirigida a mercado, pressionando o preço de encontro no sentido da sua redução; no caso de Espanha a oferta de PRE é explicitada em mercado, com preço ofertado tendencialmente nulo, pelo que o aumento desta oferta pressiona igualmente o preço de encontro no sentido da descida de preços.

Por outro lado, o carácter intermitente de parte substancial da produção em regime especial, particularmente a de origem eólica, implica que, num mercado de formação de preço horário, se possam registar diferenças relativamente elevadas dos volumes de PRE ofertados em mercado em horas adjacentes, conduzindo à formação de preço com racionais também distintos, facto que, por sua vez, implica um aumento da volatilidade do preço de mercado. Contudo, esta volatilidade não impacta apenas na actuação dos PRE, sendo um elemento que acaba por incorporar as estratégias dos agentes presentes nas restantes fileiras de produção.

Acresce que, dada a forma como tipicamente a PRE é explicitada em mercado – oferta a preço instrumental de venda ou redução de procura a preço instrumental de compra –, o aumento dos volumes de PRE em mercados de curto prazo, além das questões associadas com a volatilidade, acarreta igualmente questões de nível dos preços formados naqueles referenciais de mercado. Com efeito, um

aumento da PRE tem conduzido, no contexto do MIBEL, a um aumento da probabilidade de ocorrerem preços nulos ou próximos de nulo, com preços médios de mercado que estão abaixo dos custos marginais das tecnologias marginais.

Neste sentido, pelo facto de a oferta da PRE não ser *cost reflective* numa óptica de longo prazo, i.e., não reflectir a estrutura de custos marginais de longo prazo da tecnologia, o sinal preço formado nos mercados de curto prazo acaba por ser distorcido quando se analisa a perspectiva de sinalização do investimento.

Os mercados a prazo asseguram, além de outros aspectos, um racional de formação de preço que mitiga os riscos de volatilidade de preço de curto prazo e um nível de formação de preço que se aproxima da estrutura de custos marginais da expectável tecnologia marginal. Na realidade, no caso específico dos mercados a prazo do MIBEL, o preço formado tende a aproximar-se da estrutura de custos marginais das centrais de ciclo combinado, que são aquelas que mais frequentemente são as centrais térmicas marginais nos sistemas ibéricos e que, em face da capacidade instalada, asseguram um *backup* de produção para os períodos de baixa produtividade eólica.

No seguimento do atrás referido, a colocação de volumes de PRE num horizonte temporal superior ao curto prazo poderia contribuir para reduzir a volatilidade na formação dos preços nos mercados à vista, sem que isso implique uma alteração substancial do racional de preços nos mercados a prazo. A esta situação acresce o facto de, do ponto de vista de repercussão dos custos da PRE nos sistemas dos dois países, alguma estabilização dos preços em mercado contribuir também para uma refinação das expectativas de formação global do preço da energia eléctrica, com consequentes reduções de desvios e estabilização das estratégias de actuação dos agentes compradores em mercados grossistas.

4. *Aprovisionamento da PRE a prazo: Constitui um instrumento de estabilização da produção da PRE e de mitigação dos desvios?*
5. *Aquisição da PRE pelos comercializadores (em instrumentos de mercado) como mecanismo de sourcing de energia? Considera que este tipo de medida é favorável à concorrência?*

### **3.3 ADEQUAÇÃO DAS REGRAS DE MERCADO AOS ACTUAIS NÍVEIS DE PRE**

A oferta crescente de PRE em mercados à vista implica, como se referiu atrás, uma maior volatilidade do preço formado nesses referenciais de mercado. Por outro lado, o mercado à vista do MIBEL é um mercado de preço marginal uniforme, que, por sua vez, assenta no facto das ofertas serem aderentes aos custos marginais das centrais participantes em mercado.

A existência de referenciais de custos marginais distintos e, sobretudo, de flexibilidades de despacho horário distintas, é uma das principais razões para a existência de modos de oferta complexa nas actuais regras do mercado à vista do MIBEL. Com a utilização de modos de oferta complexa, os agentes

procuram obviar algumas características implícitas num mercado de formação de preço marginal horário, designadamente a desadequação entre um despacho intermitente de mercado e a capacidade física de tal despacho ser concretizado, pelo menos sem custos adicionais. Todavia, decorre, como já se referiu anteriormente, de um volume crescente de PRE uma maior volatilidade do preço e intermitência de despacho das restantes tecnologias, pelo que o recurso a restrições de segunda ordem (ofertas complexas) na formação do preço tende também a aumentar, tanto mais quanto as actuais regras do mercado à vista compreendem limites de preço (inferior e superior), que mitigam a sinalização económica de escassez ou de abundância extremas.

Resulta evidente que a intermitência de despacho das tecnologias térmicas para acomodar a variação da PRE é tida como um risco de mercado pelos agentes que detêm activos de produção térmica. Esse risco é tanto maior quanto maior o volume de produção da PRE, uma vez que a probabilidade de despacho intermitente é afectada também pelo volume de PRE, ao qual se associa um risco de receita decorrente da pressão de descida de preço marginal que a PRE acarreta. Contudo, o risco é também uma função da procura dirigida a mercado e esta não é linear para todas as horas do dia, como o é a ferramenta privilegiada de mitigação de risco utilizada pelos agentes (ofertas em modo complexo, que pressupõem uma linearização das receitas para o bloco de 24 horas de cada dia, nas actuais regras).

Convirá reter que o algoritmo que determina o processo de encontro do preço marginal, através do cruzamento das curvas de oferta e de procura considera a possibilidade da realização de ofertas complexas por parte de grupos térmicos que conseguem incorporar na oferta a restrição do gradiente de carga e do arranque. Esta restrição é colocada, considerando as ofertas horárias e o número mínimo de horas de despacho consideradas em cada unidade de oferta.

No quadro de desenho de regras de mercado, podem equacionar-se, neste contexto, algumas opções distintas, desde a admissibilidade de ofertas em blocos de horas como complemento a ofertas em modulação horária, bem como a eventual eliminação dos limites de preços. A primeira das opções (possibilidade de ofertas em blocos) permite uma modulação do risco de despacho diferenciada entre períodos do dia em que o risco de intermitência de despacho é também ele diferente. A segunda opção (eliminação dos limites de preço) parece permitir evitar a existência ou necessidade de mecanismos complementares de receita (como os pagamentos por capacidade), mas poderá implicar uma maior variabilidade dos preços de mercado.

Com efeito, a possibilidade de realizar ofertas por blocos de horas parece contribuir para minorar o efeito económico adverso da simultaneidade de uso de estratégias de oferta em modo complexo, válidas para o conjunto do dia e sem especializar as partes do dia em que o risco que se procura cobrir é diferenciado.

A acomodação de desajustes entre a previsão inicial de PRE utilizada para o referencial de mercado diário e as que se efectuam posteriormente ao seu fecho tem suscitado o interesse em aumentar as possibilidades de fecho desses desajustes mediante a utilização dos mercados intradiários. Em acréscimo, tem-se levantado a questão se este alargamento dos mercados intradiários se deve efectuar

pelo desdobramento do número de sessões já existente ou por introdução da negociação a contínuo neste referencial de mercado.

Em resumo, a crescente penetração da produção em regime especial coloca de forma evidente a questão da adequação das actuais regras de funcionamento do mercado à vista, tanto por via da sinalização económica da escassez e da abundância, como por via da modulação do risco de despacho em mercado das centrais térmicas em função da procura dirigida a mercado.

6. *Haverá a necessidade de redesenhar o mercado diário de modo a que permita realizar ofertas por blocos em detrimento das ofertas complexas, de forma a ajustar as restrições técnicas a um período de horas do dia?*
7. *Um desdobramento do número de sessões de mercado intradiário contribui para uma efectiva adequação dos desvios de previsão associados à PRE ou a existência de um mercado a contínuo responde melhor a este propósito?*

### **3.4 REPRESENTAÇÃO OU AGREGAÇÃO DA PRE**

A apresentação de uma oferta em mercado pressupõe assumir com antecedência compromissos de produção em períodos precisos e o seu incumprimento é objecto de desincentivadoras penalizações. Esta exigência é inalcançável de forma individual pelas instalações de PRE de carácter “não despachável”<sup>16</sup> e de pequena dimensão, pelo que se impõe alguma forma de agregação que permita minimizar desvios face à programação.

É desta forma que surge a figura do ‘agregador’ ou representante, como interlocutor entre um conjunto de instalações e os operadores de mercado e de sistema e, quando necessário e aplicável, outros organismos. Esta abordagem permite estabelecer canais de comunicação profissionalizados e melhorar a eficiência global do sistema, ainda que venha introduzir uma nova tipologia de agente cujas actividades e relações contratuais devem estar claramente definidas.

Deste modo, colocam-se de seguida algumas questões em torno das quais se pretende centrar o debate:

8. *Caracterização: Deveria a representação (ou agregação) ser uma actividade em si mesma ou é de alguma forma assimilável à actividade de comercialização? Deverá envolver sempre obrigações de pagamento (e direitos de recebimento)?*
9. *Representação ‘de último recurso’: É necessária, mesmo que transitoriamente? Se sim, dever-se-ia estabelecer um limite de potência para enquadrar este conceito?*

---

<sup>16</sup> Aquelas cujo recurso energético primário não é controlável.

### 3.5 VALORIZAÇÃO, REPERCUSSÃO E LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS DA PRE

Numa relação muito estreita com o tema da secção anterior, é necessário enquadrar o âmbito de agregação da programação que é admissível para a consolidação de desvios. *A priori*, não deveriam extravasar uma mesma zona de oferta (Portugal ou Espanha, no caso do MIBEL). Outras restrições poderiam vir a abranger instalações cuja produção esteja consignada a contratos bilaterais transfronteiriços, ou exigir que uma percentagem mínima da potência que consolide desvios esteja adstrita a um mesmo centro de controlo.

Em todo o caso, deve discutir-se quando, como e sobre que agente se deve fazer recair o custo dos desvios: identificar o programa contra o qual se calculam os desvios; decidir se apenas pagam as unidades em desvio ou se parte (e que parte) do custo do desvio é assumido pela procura, etc. O alcance destas questões ultrapassa o estrito âmbito da PRE e respeita ao desenho global do mercado.

No caso português convirá reter que a PRE não assume o pagamento de desvios, pelo que não se efectua qualquer valorização correspondente.

**10. *Âmbito de consolidação dos desvios: Que restrições se poderiam colocar e com que justificação?***

**11. *Referência para cálculo: Contra que programa de mercado se devem medir e apurar os desvios?***

### 3.6 CÁLCULO DAS RESERVAS E DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

As oscilações no volume da PRE e a sua prioridade no despacho face às tecnologias convencionais são alguns dos factores que condicionam o cálculo das reservas do sistema e consequentemente a capacidade das interligações.

Em sede do CR, os operadores de sistema ibéricos<sup>17</sup> justificaram as reduções da capacidade de interligação entre Portugal-Espanha devido à segurança do sistema: a REN aplica reduções prévias ao mercado diário quando se prevê uma forte produção eólica em situações de procura reduzida (vazio), para garantir suficiente reserva térmica de regulação a baixar; REN e REE aplicam reduções posteriores ao mercado diário de modo a evitar a exportação de produção de origem térmica, garantindo suficiente reserva a subir<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> Os operadores de sistema português e espanhol são a Rede Eléctrica Nacional (REN) e a Red Eléctrica de España (REE).

<sup>18</sup> Em Espanha, aplica-se o Procedimento de Operação (P.O.) 3.2, “Resolução de restrições técnicas”, donde é referido que se deve evitar novas restrições (adicionais às restrições solucionadas em mercado diário) em processos posteriores (mercado intradiário, balanço e tempo real). Em Portugal, o Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema prevê, no âmbito da “Solução de restrições técnicas internas”, que o ORT estabeleça “as

Na sequência do acompanhamento que os reguladores vêm fazendo desta questão de há cerca de dois anos a esta parte, o CR deseja propor critérios harmonizados para o cálculo das reservas de regulação e do valor de capacidade de interligação disponível, antes e depois do fecho do mercado diário.

**12. Horizonte temporal: A partir de que período no tempo não se deveria admitir reduções na capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha? Quando é que os valores de capacidade de interligação disponível deverão adquirir carácter firme?**

**13. Possíveis actuações irregulares: Poderiam os operadores de sistema estar a criar restrições na capacidade de interligação para resolver restrições de rede eminentemente internas<sup>19</sup>?**

### **3.7 TROCA DE SERVIÇOS DE SISTEMA E FUNCIONAMENTO DOS RESPECTIVOS MERCADOS EM PORTUGAL E ESPANHA**

Em Maio de 2010, a pedido do CR, os operadores de sistema ibéricos elaboraram uma actualização do *roadmap* para a implementação de um mecanismo de troca de serviços de balanço transfronteiriços. As fases 2 e 3 do *roadmap* consistem no desenho e implementação de:

2. Um mecanismo transitório implementado no âmbito MIBEL para evitar a perda de produção renovável não sujeita a despacho pelo operador de sistema e o desacoplamento de grupos térmicos da rede durante períodos de curta duração.
3. Um mecanismo permanente, no âmbito da Região Sudoeste de Europa<sup>20</sup>, extensível a outros sistemas europeus interligados, de alcance mais amplo.

A fase 2 mantém uma estreita relação com o conteúdo deste documento, pois faz parte do desenvolvimento dos trabalhos no âmbito MIBEL e destaca-se pela integração de um volume crescente da PRE em momentos de baixa procura. O sistema com escassez de reserva de potência a baixar – e com necessidade efectiva de reserva a baixar - (sistema A) realizaria uma oferta de energia a subir no sistema (B), o qual incorporaria na sua ordem de mérito; caso esta resulte assignada e exista capacidade de interligação disponível, então seria programada a correspondente troca de serviços de sistema A→B.

---

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.”

<sup>19</sup> Práticas de tal índole foram atribuídas ao operador sueco, Svenska Kraftnät (SvK), merecendo a abertura do processo COMP/39.351 pela Comissão Europeia (CE) em abril de 2009. Segundo a CE, SvK reduzia a capacidade de interligação com as redes vizinhas no sentido exportador, com objetivo de minimizar os custos de redespacho originados por restrições internas, limitando o acesso dos consumidores vizinhos aos meios de produção suecos. Para evitar um processo de incumprimento, SvK comprometeu-se a dividir a sua rede em duas ou mais zonas.

<sup>20</sup> A iniciativa regional do sudoeste de Europa (south-west regional initiative, o SW ERI, nas suas siglas em inglês) engloba Portugal, Espanha e França; o operador do sistema francês é o Réseau de Transport d'Electricité (RTE, nas suas siglas em francês).

Algumas das principais características do mecanismo proposto são:

- Modelo bilateral coordenado TSO-TSO<sup>21</sup>, recíproco e não discriminatório; cada TSO assegura a responsabilidade da segurança de abastecimento no seu próprio sistema.
- Não se admite reserva de capacidade (utiliza-se a capacidade sobrança após a última sessão intradiária), nem pagamentos pela sua utilização; as trocas são fisicamente firmes de hora em hora.
- As trocas começam no início de cada hora de programação, duram um determinado período de horas e até ao horizonte de programação da sessão intradiária seguinte.
- Os agentes de mercado seguem participando nos mercados de serviços de sistema em cada área, cuja gestão é realizada pelo operador de sistema em que a unidade fornecedora do serviço se encontra ligada.

O “Regional Roadmap” para a “SW Region of ERI” prevê que o desenho e concepção da fase 2 estejam prontos no final de 2011 e que a solução definitiva, envolvendo a RTE, entre em funcionamento apenas no 4.º trimestre de 2014.

No âmbito da fase 2, o CR levanta as seguintes questões:

- 14. Preço associado à troca de serviços de sistema descrito: Qual seria o preço justo para a energia transacionada na interligação no sentido de Portugal para Espanha? E de Espanha para Portugal?*
- 15. Dada a entrada em funcionamento do mecanismo definitivo prevista apenas para o 4.º trimestre de 2014, quais são as barreiras existentes que não permitem a concretização mais rápida dos objectivos propostos para a fronteira Portugal-Espanha?*

### **3.8 OPERAÇÃO DAS REDES: AS CAVAS DE TENSÃO E O CONTROLO DA ENERGIA REACTIVA**

Algumas das tecnologias PRE, incluindo a eólica e a fotovoltaica, que são empregues em larga escala, são particularmente sensíveis às flutuações na tensão e da reativa.

Em Espanha, para prevenir uma possível perda em cascata de geração eólica, aprovou-se em 2006 um procedimento de resposta às cavas de tensão<sup>22</sup>; em 2007, este procedimento passou a ser de carácter obrigatório<sup>23</sup>, com um estabelecimento de um prazo de adaptação por parte dos agentes<sup>24</sup>, prorrogado à

---

<sup>21</sup> Operador ou gestor da rede de transporte (Transmission System Operator o TSO, nas suas siglas em inglês).

<sup>22</sup> Procedimento de Operação (P.O.) 12.3: ‘Requisitos de resposta frente a cavas de tensión das instalações eólicas’, aprovado pela Resolução de 4 de Outubro de 2006.

<sup>23</sup> Apartado e) do artigo 18 (‘Obrigações dos produtores em regime especial’) do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio, que regula a actividade de produção de energia eléctrica em regime especial.

posteriori, e com um incentivo complementar económico associado<sup>25</sup>. Em 2010, esta obrigação estendeu-se às instalações - ou grupos de instalações - fotovoltaicas com mais de 2 MW<sup>26</sup> de potência instalada. A respeito do controlo da energia reactiva, estabeleceu-se para toda a PRE um intervalo obrigatório para o factor de potência cujo incumprimento é penalizado; caso se mantenha o  $\cos\phi$  dentro de um segundo intervalo mais exigente o agente é bonificado com um prémio<sup>27</sup>. Não existe um mercado para a provisão do serviço de controlo de tensão, se bem que a regulação contempla essa possibilidade.

Em Portugal, foram publicados através da Portaria 596/2010, de 30 de Julho, os novos Regulamentos das redes de transporte e de distribuição que tornam mais exigentes as condições de ligação às redes dos equipamentos electroprodutores.

No que diz respeito à PRE, para além das disposições gerais aplicáveis a todas as tecnologias, são estabelecidas condições específicas para os parques eólicos com potência instalada acima de 6 MVA impondo que, em regimes perturbados, permaneçam ligados às redes para variações de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz, ou para variações da componente inversa da corrente até 5% da corrente nominal. Em caso de defeitos, devem suportar cavas de tensão de acordo com as especificações indicadas<sup>28</sup> e não devem consumir energia activa ou reactiva durante o defeito e fase de recuperação da tensão. Devem ainda fornecer energia reactiva durante as cavas de tensão de acordo com as especificações indicadas<sup>29</sup>.

Em regime normal, não é permitido aos grupos geradores injectar reactiva nas redes em horas de vazio e supervazio. Nas restantes horas (pontas e cheias) a produção de energia activa deve ser acompanhada de uma componente proporcional de energia reactiva dependente da rede, do nível de tensão e da potência de geração instalada<sup>30</sup>.

As instalações eólicas superiores a 10 MVA já existentes à data da publicação da Portaria 596/2010 que não cumpram as novas especificações têm um período para se adaptarem.

Relativamente às cavas de tensão e ao controlo da energia reactiva, o CR levanta as seguintes questões:

---

<sup>24</sup> Disposição transitória quinta ('Cumprimento do procedimento de operação 12.3'), do próprio RD 661/2007.

<sup>25</sup> Disposição adicional sétima ('Complemento pela continuidade de abastecimento frente a cavas de tensão'), do repetido RD 661/2007.

<sup>26</sup> Na redacção dada pelo artigo primero, alíneas cinco e catorze a dezasseis do *Real Decreto 1565/2010*, de 19 de Novembro, pelo qual se regulam e modificam determinados aspectos relativos à produção de energia eléctrica em regime especial.

<sup>27</sup> Anexo V ('Complemento de energia reactiva') ao RD 661/2007, na redacção dada pelo artigo primeiro, apartado vinte, do citado RD 1565/2010.

<sup>28</sup> Ver ponto 3.7.4 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.3 do Regulamento da Rede de Distribuição.

<sup>29</sup> Ver ponto 3.7.5 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.4.4 do Regulamento da Rede de Distribuição.

<sup>30</sup> Ver ponto 3.8.1 do Regulamento da Rede de Transporte e ponto 4.5.2.1 do Regulamento da Rede de Distribuição.

16. *Âmbito e importância: Considera relevante a harmonização no âmbito MIBEL dos critérios operativos sobre esta matéria ou é preferível aguardar uma harmonização comunitária?*
17. *Elementos de destaque: Que critérios considera mais úteis de entre os que estão já presentes na regulação portuguesa e espanhola? Que critérios considera serem dispensáveis?*

### **3.9 COORDENAÇÃO, AGREGAÇÃO E CONTROLO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL INJECTADA NA REDE/ VISIBILIDADE — CENTROS DE CONTROLO E/OU REMISSÃO DE TELEMEDIDAS**

Portugal e Espanha assumiram a nível europeu o compromisso de que, respectivamente, 60% e 40% da sua produção eléctrica será de origem renovável em 2020. O facto desta produção ser considerada de despacho prioritário, associado à sua intermitência e tendência para ser mais distribuída e dispersa do que a produção convencional, fazem com que estes ambiciosos objectivos sejam um desafio para a operação do sistema eléctrico e obriguem a uma atenção especial ao modo como se faz a coordenação, a agregação e o controlo da produção de origem renovável que é injectada na rede eléctrica. Apesar da produção eléctrica de origem renovável ser considerada de despacho prioritário, é de esperar que existam situações em que os operadores das redes de transporte terão de emitir ordens para a limitação da energia de origem renovável que está a ser produzida.

Em resposta a este desafio, em Espanha, a REE criou em 2006 o Centro de Controlo do Regime Especial (CECRE) cujo objectivo é supervisionar e controlar a produção em regime especial, maximizando a produção de origem renovável mas garantindo sempre a segurança do sistema eléctrico.

O CECRE integra a estrutura de despacho centralizado da REE, garantindo a comunicação das instruções de comando e supervisão com os centros de controlo da produção que agregam todas as instalações de produção com potência superior a 10 MW. As eventuais ordens de limitação da potência produzida são enviadas pelo CECRE para os centros de controlo da produção através do SCADA.

Em Portugal, o SCADA do despacho da REN integra directamente as medidas e as comunicações com os centros de controlo da produção de origem renovável que estão ligados à rede de transporte. Por sua vez, a produção de origem renovável que se encontra ligada à rede de distribuição recebe instruções da REN através dos centros de controlo de produção dos respectivos grupos empresariais, encontrando-se toda a produção em regime especial com telecontagem instalada. Deste modo e apesar de não ter sido ainda necessário, existem condições técnicas de, com o recurso à figura do agente agregador de produção de origem renovável, dar ordens de redução ou interrupção da injeção desta produção na rede portuguesa. Assim, as dificuldades para aplicar esta medida aparentam ser apenas de natureza legal.

Assim, tendo em consideração as diferenças descritas justificam-se as seguintes questões:

18. *Há razões para uma harmonização entre Portugal e Espanha sobre o modelo como as questões da coordenação, agregação, controlo, redução e eventual interrupção da produção de origem renovável que é injectada na rede eléctrica são tratadas pelas REE e REN?*
19. *Apesar de se continuar a garantir o carácter prioritário da PRE, considera que se deve prever a emissão de ordens de redução ou interrupção da produção em regime especial nos procedimentos correntes do despacho da REN ou da REE?*

### 3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS

Tanto para Espanha como em Portugal, a metodologia retributiva adoptada é do tipo 'Feed-in-Tariff / Feed-in-Premium' (FiT/FiP)<sup>31</sup>, no qual se tem demonstrado, de uma forma geral, ser mais eficaz e eficiente que as quotas, obrigações de compra ou "certificados verdes"<sup>32</sup> usados em outros Estados membros, alguns dos quais já migraram ou estão a considerar migrar para um esquema do tipo FiT/FiP<sup>33</sup>.

Mas, longe de cair na complacência relativamente à concepção e ao desenvolvimento contínuo de uma adequada metodologia retributiva da PRE no contexto MIBEL, esta apresenta sérios desafios.

Em Espanha, o 'boom' fotovoltaico do ano 2008 mostrou os riscos que acarretam uma mudança abrupta da retribuição dissociado da observância rigorosa das metas predeterminadas. A regulação actual<sup>34</sup> prevê uma inscrição ordenada por lotes de PRE associadas a um mecanismo automático de revisão da bonificação. Por outro lado, a progressiva transição do esquema FiT 'puro' (venda à tarifa regulada) a FiP (mercado mais bonificação) sujeito a limites (*cap & floor*) foi interrompida na eólica e biomassa, retrocedeu na cogeração ou nem sequer se chegou a implementar para a fotovoltaica. A PRE é classificada através de várias categorias e subcategorias retributivas, parcialmente sujeitas a regimes

---

<sup>31</sup> Para mais informação acerca desta forma de promoção das energias renováveis, pode consultar-se o 'site' de colaboração fundado pelos Governos alemão, espanhol e esloveno: <http://www.feed-in-cooperation.org>

<sup>32</sup> Ver o documento de trabalho da Comissão Europeia 'The support of electricity from renewable energy sources' (Janeiro de 2008), baseado nos estudos OPTRES-'Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market' (vários autores, Fevereiro de 2007, encarregado pela Direcção Geral para a Energia e o Transporte, DG-TREN) e 'Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States' (Fraunhofer Institute, Janeiro de 2007, encarregado pelo Ministério federal alemão para o meio ambiente, a conservação da Natureza e segurança nuclear, BMU).

<sup>33</sup> O Reino Unido é quicá o caso destacável, pois a transição ao esquema FiT/FiP é marcado por uma muito ambiciosa reforma do mercado eléctrico, objecto do livro branco publicado em julho 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/meeting_energy/renewable_ener/feedin_tariff/feedin_tariff.aspx)

<sup>34</sup> Real Decreto 1578/2008, de 26 de Setembro, retribuição da actividade de produção de energia eléctrica mediante tecnologia solar fotovoltaica para instalações posteriores à data limite de manutenção da retribuição do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio, para dita tecnologia; e artigo 4 ('Mecanismo de registo de pré-asignação de retribuição para as instalações do regim especial') do Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de Abril, donde se adoptam determinadas medidas no sector energético e aprova-se a tarifa social.

transitórios específicos, cuja existência limita o alcance real das sucessivas reformas introduzidas — esta complexidade pode retrair a afluência de investidores ao sector.

Em Portugal como já se referiu anteriormente, a energia produzida pela PRE é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso, por aplicação de preços fixado administrativamente (*feed-in tariff*). A diferenciação da retribuição da PRE está, no actual quadro legal, dependente da tecnologia de produção. No âmbito do memorando de entendimento assinado entre o Estado Português e a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional encontra-se prevista a revisão do esquema de retribuição da PRE, revisão essa que aguarda desenvolvimentos ainda por definir.

No contexto de uma crescente integração da PRE no MIBEL, é relevante a convergência dos sistemas Espanhol e Português, a fim de evitar a distorção que implica a existência de compensações assimétricas para as tecnologias que vendem o mesmo produto indiferenciável num mercado único.

Relativamente aos aspectos de índole retributiva da PRE, o CR propõe as seguintes perguntas:

20. *Simplificação e harmonização: Quais as vantagens e inconvenientes da simplificação e harmonização das categorias retributivas e consequentemente das próprias compensações?*
21. *“Road map” e regimes transitórios: Se optou pela convergência, que proposta apresentaria (medidas e prazos) para a sua realização, e para a equiparação de instalações existentes?*

### **3.11 ACESSO DE TERCEIROS À REDE**

A normativa comunitária e nacional, tanto em Portugal como em Espanha, estabelece a prioridade da PRE face à produção em regime ordinário, tanto no acesso à rede como no despacho, salvo se colocam em risco a segurança de abastecimento.

No entanto, em Espanha, *não* se aplica o princípio de reserva de capacidade para a PRE: enquanto existir ‘um só kVA sobrança’ num nó, deverá dar-se prioridade de acesso (se este não compromete a segurança do sistema), ainda que, caso haja saturação do nó, seja aplicada o rateio na produção entre todas as instalações ligadas a este (supõe a igualdade de acesso na situação de prioridade de despacho). A aplicação desta filosofia foi possível durante o passado, período em que as redes não estavam saturadas e que a PRE tinha uma presença pouco relevante, hoje em dia é causa de conflitos; a CNE repetidamente tem vindo a pronunciar-se a favor da sua alteração<sup>35</sup>: não se deveriam produzir um

---

<sup>35</sup> No dia 22 de Abril de 2009, a CNE remeteu à Secretaria de Energia a proposta do ‘Real Decreto de acesso e ligação à rede eléctrica de instalações de produção de energia eléctrica do regime especial’, que não foi objecto de tramitação subsequente à data da redacção deste documento. Esta norma guarda uma estreita relação com os P.O.’s da série 12, em particular, com o ponto 12.1 (‘Solicitudes de acesso para a ligação de novas instalações à rede de transporte’), cuja proposta de alteração data de Outubro de 2008.

deslastre sistemático da PRE, cuja produção é objecto de um apoio económico único e necessária para satisfazer compromissos ambientais adquiridos, para além do razoavelmente admissível mediante a aplicação de um rácio indicador de sobre-capacidade a determinar.

Em Portugal, a PRE é também de ligação e despacho prioritário. Existem, no entanto, limitações à potência nominal de cada instalação de PRE que pode ser ligada em cada ponto de rede<sup>36</sup>.

No que toca à prioridade de despacho, é necessário reflectir sobre a razoabilidade de a manter durante todo o horizonte temporal; ou seja, se a (não questionada) prioridade na programação poderá estender-se até ao tempo real, porque assim determinados agentes poderiam incorporar esta vantagem competitiva, reajustando a sua estratégia de oferta nas sessões intradiárias de forma legítima, mas onerosa para o sistema.

Relativamente à prioridade de acesso e despacho da PRE, o CR propõe as seguintes questões:

**22. Reserva de capacidade: Qual o enfoque que considera preferível relativamente à precedência temporal no despacho das distintas instalações de PRE?**

**23. Prioridade de despacho: Até que horizonte de programação considera que deveria estender-se? Que outras limitações se podem identificar e propor?**

### **3.12 GARANTIA DE ORIGEM E ROTULAGEM DA ELECTRICIDADE**

Em Espanha existe um sistema de rastreabilidade da origem de energia eléctrica, supervisionado pela CNE, constituído por um registo de anotações em conta (*não se trata de um sistema de “certificados verdes”*) que é complementado por um código associado à rotulagem da energia eléctrica, e que permite, com segurança, informar os consumidores finais da composição do seu *mix* de fornecimento de energia eléctrica utilizando como referência o *mix* de produção nacional, e informando as emissões de CO<sub>2</sub> e a geração de resíduos radioactivos<sup>37</sup> associados ao fornecimento de energia eléctrica.

No que toca à emissão e resgate das respectivas garantias de origem, a CNE é a entidade responsável pela manutenção do balanço entre a energia injectada e consumida. Em termos de impacto ambiental, as garantias de origem podem constituir um atributo de venda de um produto que é tradicionalmente considerado uma *commodity* indiferenciável, com o qual se pretende ir mais além dos requerimentos de qualidade obrigatórios.

---

<sup>36</sup> 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 cada uma das redes de BT tem de ser menor ou igual a 25% da potência nominal do transformador MT/BT respectivo.

<sup>37</sup> Página web del sistema de garantía de origen: <http://gdo.cne.es>

Em Portugal, as garantias de origem das energias renováveis (que não se encontrem ao abrigo do regime especial) estão sob a responsabilidade do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). No que respeita à cogeração, incluindo cogeração de alta eficiência, as garantias de origem são da responsabilidade da Rede Eléctrica Nacional (REN). No entanto, os sistemas de garantias de origem encontram-se actualmente em fase de implementação.

No que respeita à rotulagem de energia eléctrica, destaca-se a Lei 51/2008 e a Recomendação da ERSE. O modelo escolhido tem em consideração as opções de aprovisionamento dos diversos comercializadores (por exemplo, o comercializador que opte por comprar exclusivamente no OMIE tem o mix de fontes do OMIE).

A integração de um sistema de garantia de origem ao nível ibérico poderia constituir uma via natural para a extensão da harmonização já existente no âmbito do mercado grossista e retalhista. Se toda a energia é casada num único *hub*, parece lógico que os consumidores que se abastecem a partir do mesmo recebam informação análoga à origem da electricidade que partilham.

***24. Que vantagens e inconvenientes se podem identificar na integração dos sistemas de garantia de origem e rotulagem da electricidade a nível ibérico?***

## ANEXOS

### ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em energia).....	9
Figura 2: Evolução da produção em regime especial por tecnologia (em potência instalada).....	10
Figura 3: Evolução da produção em regime especial e satisfação do consumo .....	11
Figura 4: Evolução dos preços médios por tecnologia .....	13
Figura 5: Desvios globais no sistema português.....	14
Figura 6: Desvios de previsão da PRE face ao programa real de produção .....	15
Figura 7: Regime especial em Espanha — potência instalada e energia produzida.....	17
Figura 8: Evolução da contribuição das energias renováveis para a satisfação da procura em Espanha.....	18
Figura 9: Evolução dos preços médios de retribuição por tecnologia .....	19
Figura 10: Evolução da energia associada a resolução de restrições técnicas .....	22
Tabela 1: Metas de potência instalada de renováveis em 2020 .....	8
Tabela 2: Sobrecusto por tecnologia.....	15
Tabela 3: Contribuição prevista em capacidade instalada e energia bruta por tecnologia renovável no sector eléctrico.....	16
Tabela 4: Evolução da bonificação equivalente unitária por tecnologia .....	23

### QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

<b>3.1</b>	<b>Valorização da energia em referencial de mercado</b>
1.	<a href="#">Numa óptica de formação do preço da energia eléctrica, a inclusão da PRE em mercado marginalista é uma solução mais eficiente que o seu despacho fora desse referencial?</a>
2.	<a href="#">Preços negativos: Deveria admitir-se a possibilidade de ofertas com preço negativo? Se sim, apenas nos mercados de reserva? Estes seriam compatíveis com a utilização de preços marginais?</a>
3.	<a href="#">Repartição de custos: Deveria recair sobre a PRE parte dos custos das medidas adoptadas (mercados de reserva, instalações de armazenamento, produção em períodos de ponta, etc.)? Ou deveriam, ao invés, repercutir-se os custos exclusivamente pela procura?</a>
<b>3.2</b>	<b>Horizontes de programação da PRE em mercado</b>
4.	<a href="#">Aprovisionamento da PRE a prazo: Constitui um instrumento de estabilização da produção da PRE e de mitigação dos desvios?</a>
5.	<a href="#">Aquisição da PRE pelos comercializadores (em instrumentos de mercado) como mecanismo de sourcing de energia? Considera que este tipo de medida é favorável à concorrência?</a>
<b>3.3</b>	<b>Adequação das regras de mercado aos actuais níveis de PRE</b>
6.	<a href="#">Haverá a necessidade de redesenhar o mercado diário de modo a que haja possibilidade de realizar ofertas por blocos em detrimento das ofertas complexas, de forma a ajustar as restrições técnicas a um período de horas do dia?</a>
7.	<a href="#">Um desdobramento do número de sessões de mercado intradiário contribui para uma efectiva adequação dos desvios de previsão associados à PRE ou a existência de um mercado a contínuo responde melhor a este propósito?</a>
<b>3.4</b>	<b>Representação ou agregação da PRE</b>
8.	<a href="#">Caracterização: Deveria a representação (ou agregação) ser uma actividade em si mesma ou é de alguma forma assimilável à actividade de comercialização? Deverá envolver sempre obrigações de pagamento (e direitos de recebimento)?</a>
9.	<a href="#">Representação 'de último recurso': É necessária, mesmo que transitoriamente? Se sim, dever-se-ia estabelecer um limite de potência para enquadrar este conceito?</a>
<b>3.5</b>	<b>Valorização, repercussão e liquidação de desvios da PRE</b>
10.	<a href="#">Âmbito de consolidação dos desvios: Que restrições se poderiam colocar e com que justificação?</a>
11.	<a href="#">Referência para cálculo: Contra que programa de mercado se devem medir e apurar os desvios?</a>
<b>3.6</b>	<b>Cálculo das reservas e da capacidade de interligação</b>
12.	<a href="#">Horizonte temporal: A partir de que período no tempo não se deveria admitir reduções na capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha? Quando é que os valores de capacidade de interligação disponível deverão adquirir carácter firme?</a>
13.	<a href="#">Possíveis actuações irregulares: Poderiam os operadores de sistema estar a criar restrições na capacidade de interligação para resolver restrições de rede eminentemente internas?</a>
<b>3.7</b>	<b>Troca de serviços de sistema e funcionamento dos respectivos mercados em Portugal e Espanha</b>

14.	<a href="#">Preço associado à troca de serviços de sistema descrito: Qual seria o preço justo para a energia transacionada na interligação no sentido de Portugal para Espanha? E de Espanha para Portugal?</a>
15.	<a href="#">Dada a entrada em funcionamento do mecanismo definitivo prevista apenas para o 4.º trimestre de 2014, quais são as barreiras existentes que não permitem a concretização mais rápida dos objectivos propostos para a fronteira Portugal-Espanha?</a>
<b>3.8</b>	<b>Operação das redes: as cavas de tensão e o controlo da energia reactiva</b>
16.	<a href="#">Âmbito e importância: Considera relevante a harmonização no âmbito MIBEL dos critérios operativos sobre esta matéria ou é preferível aguardar uma harmonização comunitária?</a>
17.	<a href="#">Elementos de destaque: Que critérios considera mais úteis de entre os que estão já presentes na regulação portuguesa e espanhola? Que critérios considera serem dispensáveis?</a>
<b>3.9</b>	<b>Coordenação, agregação e controlo da produção renovável injectada na rede/ Visibilidade — Centros de controlo e/ou remissão de telemedidas</b>
18.	<a href="#">Há razões para uma harmonização entre Portugal e Espanha sobre o modelo como as questões da coordenação, agregação, controlo, redução e eventual interrupção da produção de origem renovável que é injectada na rede eléctrica são tratadas pelas REE e REN?</a>
19.	<a href="#">Apesar de se continuar a garantir o carácter prioritário da PRE, considera que se deve prever a emissão de ordens de redução ou interrupção da produção em regime especial nos procedimentos correntes do despacho da REN ou da REE?</a>
<b>3.10</b>	<b>Aspectos Retributivos</b>
20.	<a href="#">Simplificação e harmonização: Quais as vantagens e inconvenientes da simplificação e harmonização das categorias retributivas e consequentemente das próprias compensações?</a>
21.	<a href="#">“Road map” e regimes transitórios: Se optou pela convergência, que proposta apresentaria (medidas e prazos) para a sua realização, e para a equiparação de instalações existentes?</a>
<b>3.11</b>	<b>Acesso de Terceiros à Rede</b>
22.	<a href="#">Reserva de capacidade: Qual o enfoque que considera preferível relativamente à precedência temporal no despacho das distintas instalações de PRE?</a>
23.	<a href="#">Prioridade de despacho: Até que horizonte de programação considera que deveria estender-se? Que outras limitações se podem identificar e propor?</a>
<b>3.12</b>	<b>Garantia de Origem e Rotulagem da electricidade</b>
24.	<a href="#">Que vantagens e inconvenientes se podem identificar na integração dos sistemas de garantia de origem e rotulagem da electricidade a nível ibérico?</a>