



**CNMC**  
COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA



**e ERSE**  
ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

# **INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Comisión Nacional del Mercado de Valores

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>A PRE NO MIBEL .....</b>	<b>7</b>
2.1	Peso relativo e importância da PRE .....	7
2.1.1	Na geração elétrica em Portugal, Espanha e MIBEL.....	7
2.1.2	Na estrutura da oferta em mercado diário .....	8
2.1.2.1	Evolução das ofertas da PRE em mercado diário desde 2012 em Portugal e em Espanha .....	8
2.1.2.2	análise da estrutura de produção em mercado diário de Janeiro de 2014 a Dezembro de 2015 em Portugal e em Espanha .....	11
2.2	Resumo do enquadramento regulatório .....	14
2.2.1	Portugal .....	14
2.2.1.1	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia .....	15
2.2.1.2	Tratamento comercial da PRE.....	17
2.2.1.3	Impacto económico e financiamento da PRE .....	18
2.2.2	Espanha .....	19
2.2.2.1	Evolução da capacidade instalada e da produção por tecnologia .....	20
2.2.2.2	Tratamento comercial da PRE.....	22
2.2.2.3	Impacto económico e financiamento da PRE .....	25
2.3	O MIBEL face a outros mercados europeus.....	26
<b>3</b>	<b>INTEGRAÇÃO E EFEITOS DA PRE NO MIBEL.....</b>	<b>30</b>
3.1	Formação do preço em Mercado Diário .....	30
3.2	Previsão e firmeza da PRE no MIBEL .....	31
3.2.1	Análise da situação Portuguesa.....	31
3.2.2	Análise da situação Espanhola .....	38
3.3	Desvios globais do sistema e desvios diretamente atribuíveis à PRE .....	44
3.3.1	Desvios globais do sistema e desvios diretamente atribuíveis à PRE em Portugal.....	44
3.3.2	Desvios globais do sistema e desvios diretamente atribuíveis à PRE em Espanha .....	46
3.4	Operação dos Sistemas Elétricos.....	48
3.4.1	Análise da situação Portuguesa.....	48
3.4.2	Análise da situação Espanhola .....	60
3.5	Gestão da interligação interna no MIBEL .....	73
3.5.1	Análise do efeito da influência da PRE, da hídrica e das importações e exportações na formação dos spreads entre Portugal e Espanha.....	73
3.5.2	Análise das opções de gestão da interligação na formação dos spreads .....	75
3.5.2.1	Análise dos impactos das alterações da capacidade de interligação na formação dos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha (spread PT-ES) .....	76
3.5.2.2	Análise dos impactos das alterações da capacidade de interligação na formação dos diferenciais de preço entre Espanha e Portugal (spread ES-PT) .....	79
3.5.2.3	Considerações das alterações da capacidade de interligação na formação dos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha (spread PT-ES) .....	83
3.6	Interligação do MIBEL com outros sistemas elétricos.....	83
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>87</b>

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

---

## **1 INTRODUÇÃO E MOTIVAÇÃO**

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 proveniente de fontes renováveis não fósseis, como a eólica, a solar e a mini-hídrica, de cogeração de alta eficiência e do tratamento de resíduos no âmbito do MIBEL.

Em Portugal, a energia proveniente dessas fontes, excluindo a grande hídrica, é conhecida como Produção de Regime Especial (PRE). Em Espanha, essas mesmas fontes mantiveram a mesma designação até à entrada em vigor da Ley 24/2013 do Setor Eléctrico, de 26 de dezembro. A fim de simplificar a redação, mantém-se a nomenclatura da PRE no documento para ambos os países.

Apesar do enquadramento normativo seja diferente em cada país, tendo sido alterado em Espanha durante o período de análise, em termos gerais, a PRE refere-se à energia eléctrica produzida por certas tecnologias em que a regulação outorga condições especiais de funcionamento e retribuição, com o objectivo de promover o seu desenvolvimento e potenciar os benefícios que aporta ao nível ambiental. Em particular, a PRE insere-se num regime retributivo específico regulado dentro de um determinado horizonte temporal, sendo este alternativo e/ou complementar à retribuição obtida no mercado grossista, em concorrência com outras tecnologias.

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.

---

<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).



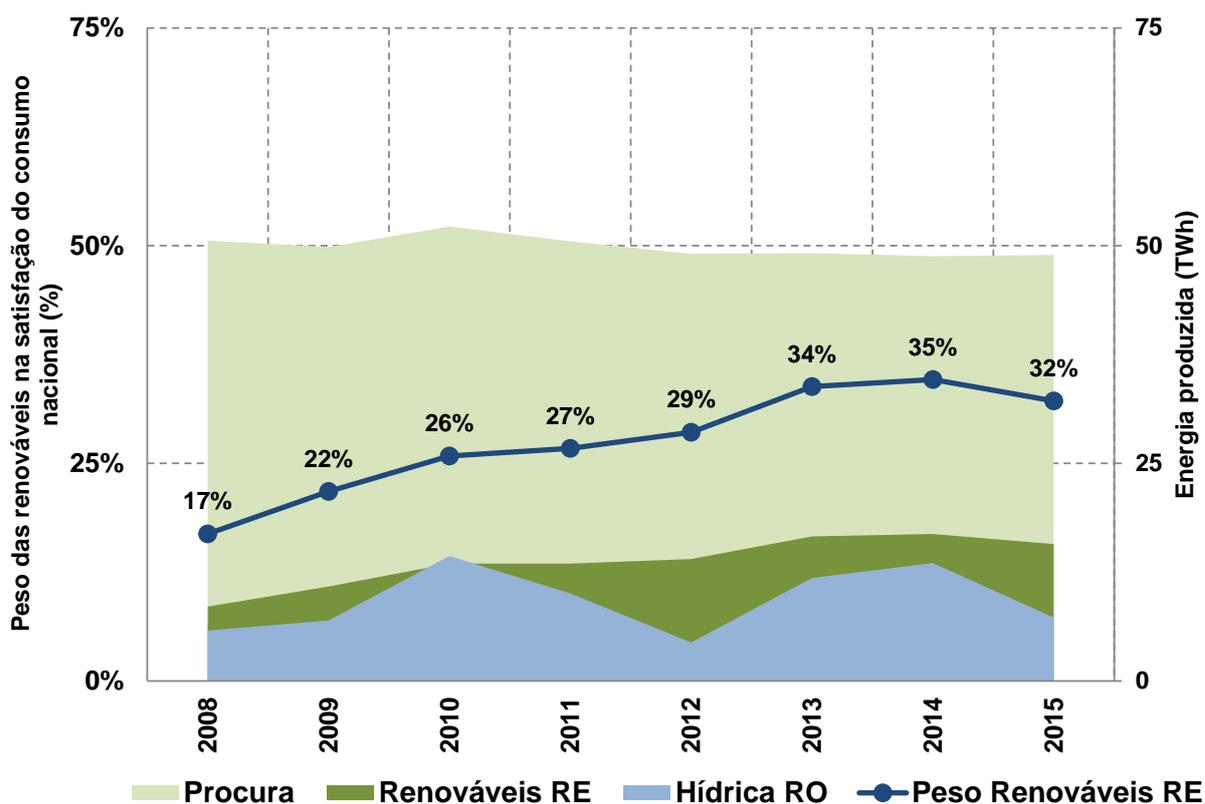
## 2 A PRE NO MIBEL

### 2.1 PESO RELATIVO E IMPORTÂNCIA DA PRE

#### 2.1.1 NA GERAÇÃO ELÉTRICA EM PORTUGAL, ESPANHA E MIBEL

Em Portugal, o contínuo aumento da potência instalada de PRE tem conduzido a que a sua contribuição para a satisfação do consumo tenha aumentado significativamente nos últimos anos, atingindo um máximo de 35% em 2014, conforme se observa na figura seguinte. O ano de 2014 foi também aquele que registou um maior peso das renováveis, cerca de 62% do consumo nacional, valor que inclui a hídrica em regime ordinário e não inclui a cogeração não renovável. A evolução temporal da produção renovável é mais volátil que a da PRE, fundamentalmente pela hidraulicidade que afeta a produção hídrica em regime ordinário de forma plurianual.

Figura 1 - Evolução da produção em regime especial e satisfação do consumo (PT)

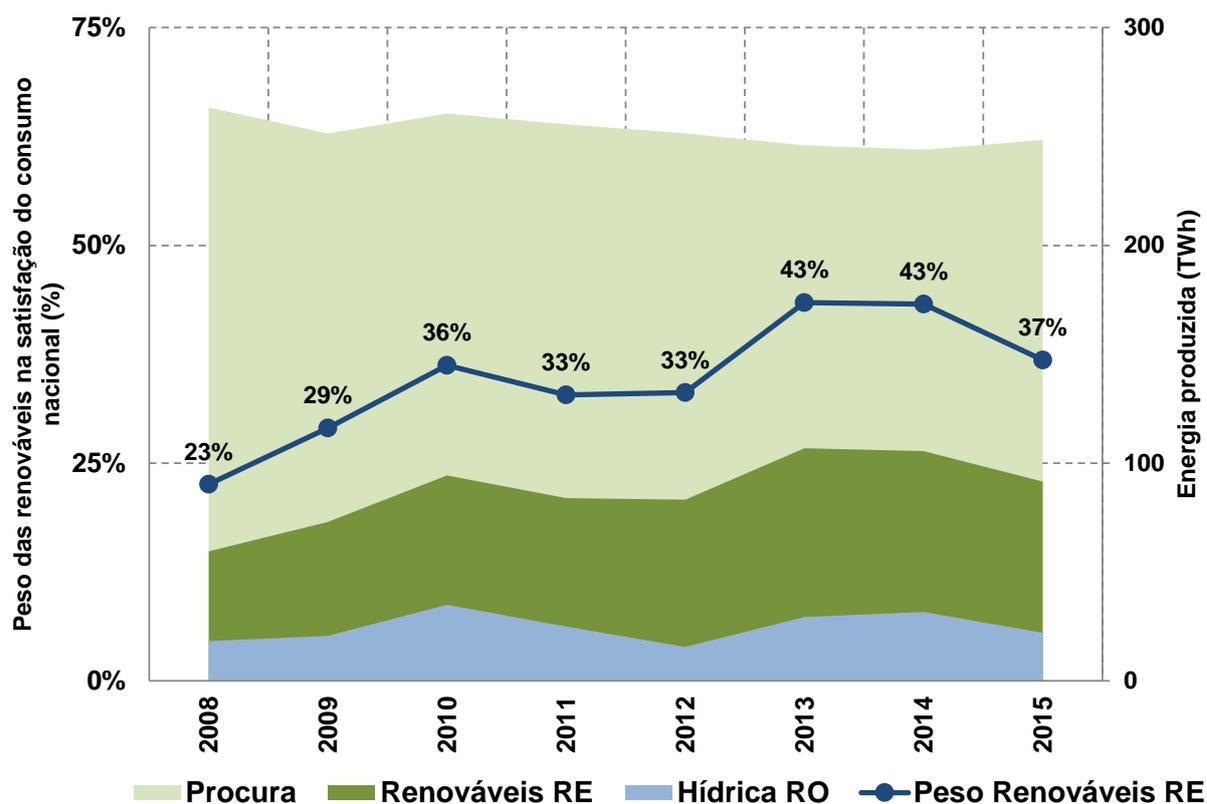


Fonte: REN

Já no que toca a Espanha, o crescimento contínuo da PRE permitiu o aumento da contribuição da PRE renovável para a cobertura da procura total tendo essa contribuição passado de valores da ordem dos 23% em 2008 para níveis em torno dos 40% nos últimos 3 anos.

Tomando em consideração a produção renovável, incluindo produção hídrica em regime ordinário, verifica-se que a sua contribuição para o abastecimento da procura total passou de 29% em 2008 para valores médios em torno do 50% nos últimos 3 anos. Apesar de algum deste crescimento estar associado a algum efeito da hidraulicidade na produção hídrica em regime ordinário existe claramente, nos últimos anos, uma tendência de crescimento do peso da produção renovável na cobertura da procura total.

**Figura 2 - Evolução da contribuição das energias renováveis para a satisfação da procura em Espanha**



Fonte: CNMC

## 2.1.2 NA ESTRUTURA DA OFERTA EM MERCADO DIÁRIO

### 2.1.2.1 EVOLUÇÃO DAS OFERTAS DA PRE EM MERCADO DIÁRIO DESDE 2012 EM PORTUGAL E EM ESPANHA

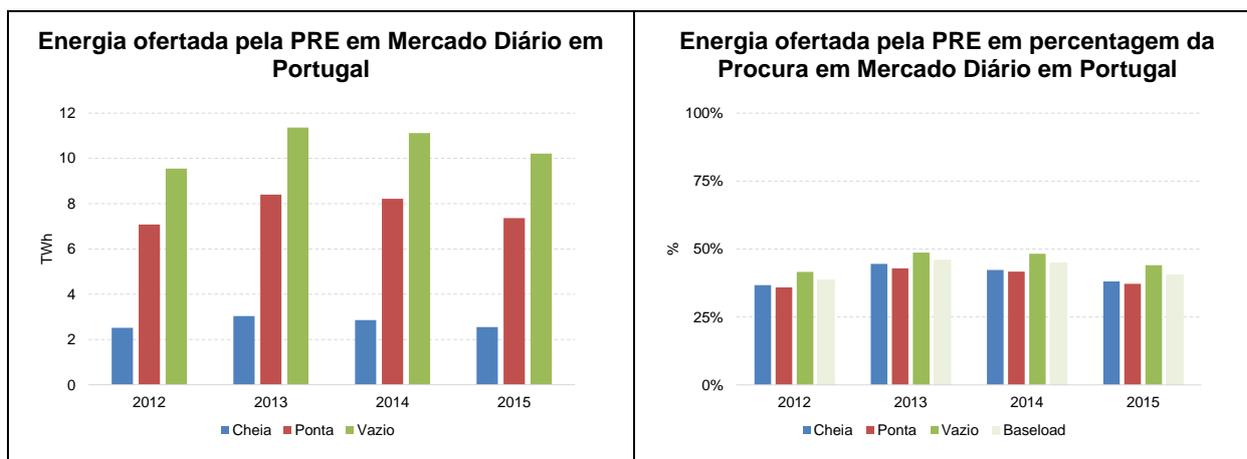
Para efeitos da análise da energia ofertada pela PRE em mercado diário considerou-se apenas os dados a partir de 2012 por ser o ano a partir do qual, em Portugal, a oferta de PRE passou a ser totalmente vendida em mercado diário pelo Comercializador de último recurso. Excluiu-se da análise a negociação em contratação bilateral para efeitos de comparação entre os mercados português e espanhol.

Embora os valores de injeção de PRE renovável na rede e de venda de PRE no mercado diário não sejam directamente comparáveis, pelo facto de estes últimos conterem agregados a oferta relativa à cogeração

não renovável, estes parecem estar alinhados na mesma tendência de crescimento sendo que o valor relativo da cogeração não renovável injectada na rede, cerca de 10% da procura nacional, parece explicar bem a diferença entre as duas grandezas.

Em relação ao preço da oferta de venda este é igual ao preço instrumental de venda a 0 €/MWh que resulta do regime de colocação da PRE em mercado vigente em Portugal a que está sujeito o comercializador de último recurso. A oferta a preço instrumental de venda garante a colocação total do volume ofertado de PRE em mercado diário.

**Figura 3 – Oferta da PRE em Mercado Diário em Portugal**

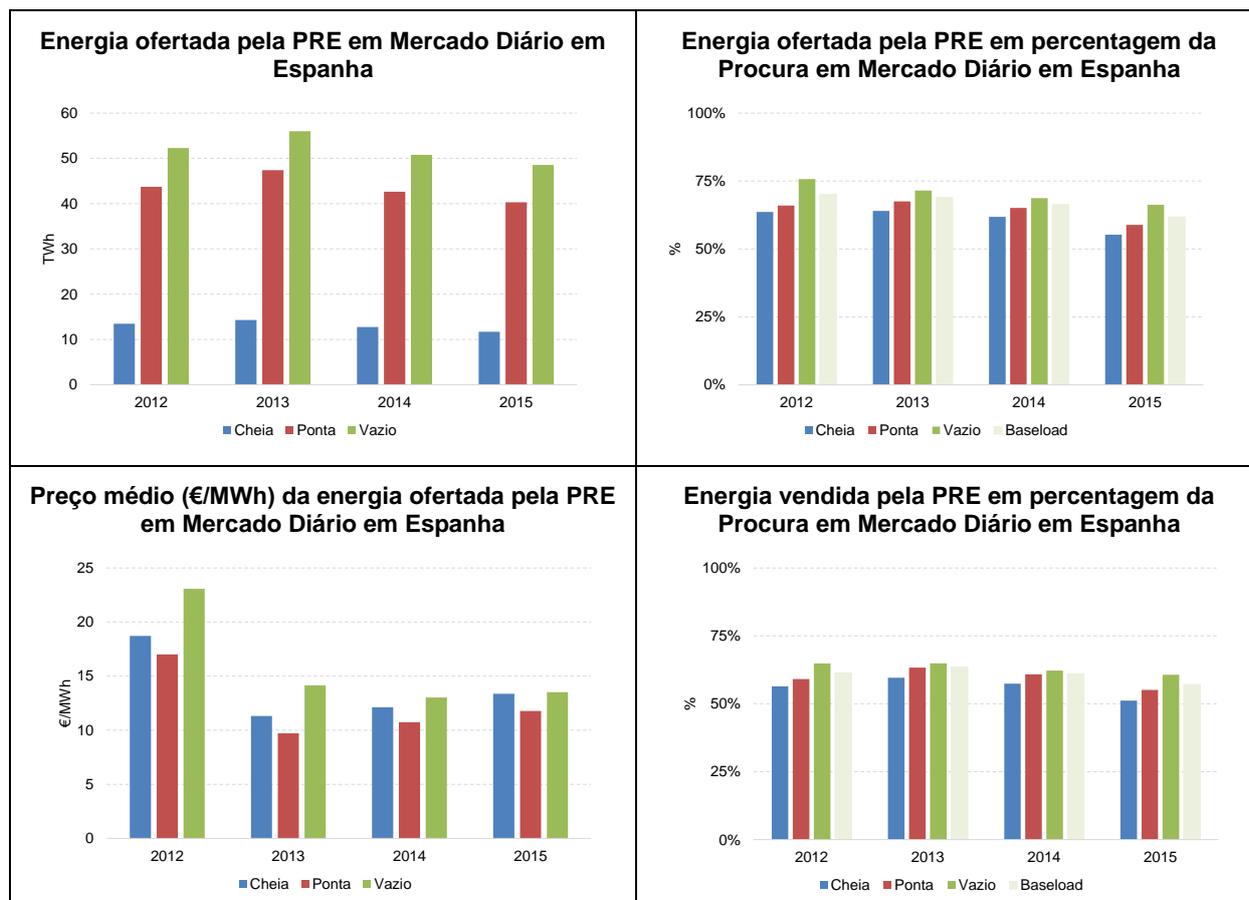


*Fonte: OMIE, Elaboração ERSE*

Em média, o volume de PRE ofertado em mercado diário no período de vazio é praticamente similar à soma do volume de PRE ofertado nos períodos de cheia e ponta, traduzindo-se numa oferta média horária no vazio de cerca de 4% abaixo do oferta média em carga base (i.e. para as 24 horas do dia) para o período em análise.

Em 2012, o volume de PRE ofertado em mercado diário representava cerca de 39% da procura em mercado diário. Já em 2013 e 2014, cerca de 45% da procura em mercado diário era satisfeita pela energia ofertada de PRE, fruto das condições de eolicidade e hidraulicidade mais favoráveis. Em 2015, devido a um ano eólico e hidrológico menos favorável, somente 41% da procura em mercado diário era coberta pelo volume de PRE.

**Figura 4 - Oferta da PRE em Mercado Diário em Espanha**



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

No caso espanhol, em média, o volume de PRE ofertado em mercado diário no período de vazio também é praticamente similar à soma do volume de PRE ofertado nos períodos de cheia e ponta, traduzindo-se numa oferta média horária no vazio de cerca de 7% abaixo do oferta média em carga base (i.e. para as 24 horas do dia) para o período em análise.

Em 2012, o volume de PRE ofertado em mercado diário representava cerca de 70% da procura em mercado diário. Em 2015, somente 62% da procura em mercado diário era coberta pelo volume de PRE.

A partir das ofertas de venda de PRE realizadas, resultou a venda de volume de PRE em mercado diário que em 2012 representava cerca de 61% de procura em mercado diário. Em 2015, essa percentagem reduziu-se para 57% da procura em mercado diário.

O preço médio ofertado de PRE observado em 2012 foi de 20,17 €/MWh, verificando-se uma oferta em preço de 23,06 €/MWh no período de vazio (32% acima do preço médio ofertado nos período de cheia e ponta). Já em 2015, e mais ou menos em linha com os preços ofertados em 2013 e 2014, o preço médio ofertado de PRE foi de 12,81 €/MWh, verificando-se uma oferta em preço de 13,52 €/MWh no período de vazio (11% acima do preço médio ofertado nos período de cheia e ponta).

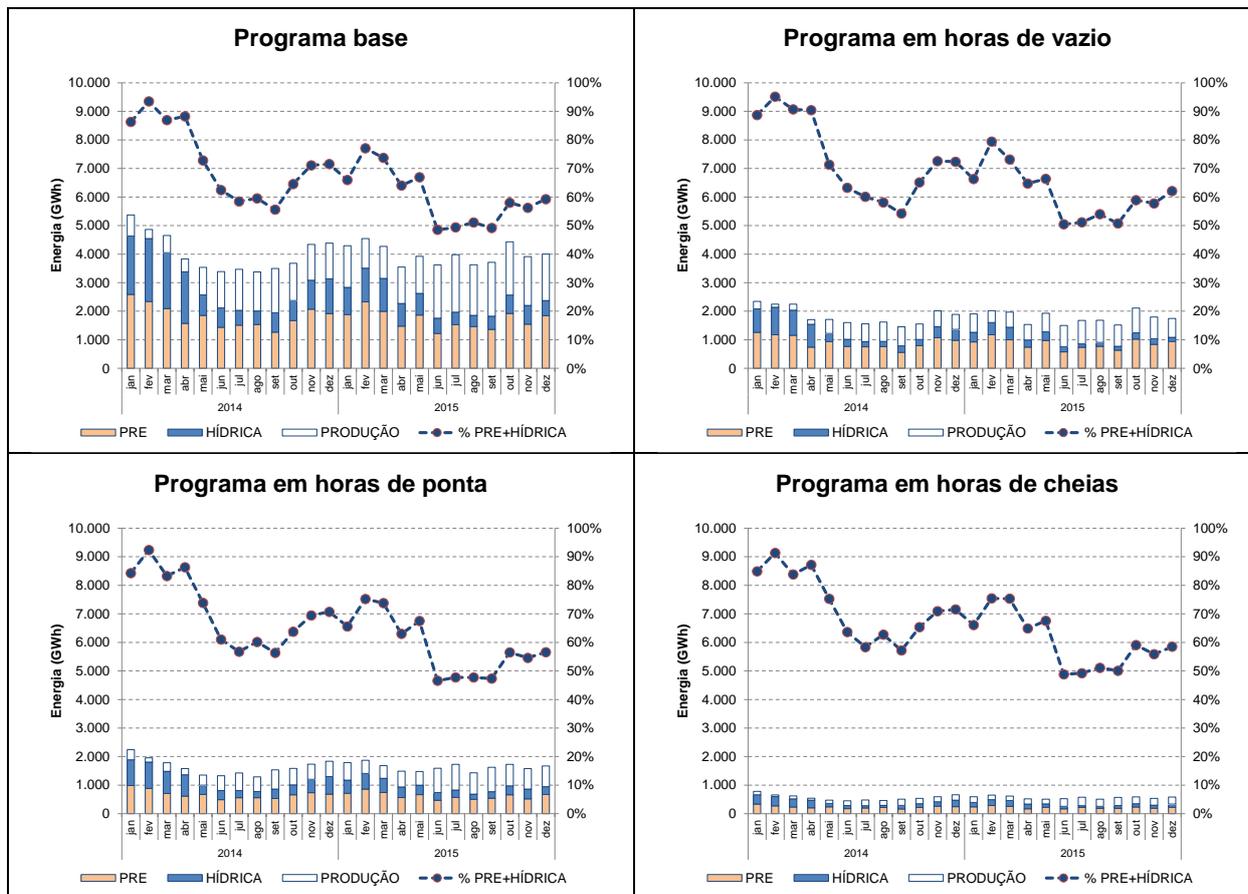
Com o fim das tarifas reguladas (*feed-in tariff* e *feed-in premium*) em 2013 devido à alteração do mecanismo de remuneração da PRE (Real Decreto 9/2013, de 12 de julho) e com a entrada em vigor do

regime fiscal espanhol (Ley 15/2012, de 27 de dezembro, alterado e atualizado na Ley 9/2013, de 13 de julho), os centros eletroprodutores renováveis começaram a ofertar em preço por forma a recuperar os custos associados com a operação e manutenção e com a fiscalidade aplicado ao setor elétrico espanhol. Estes factos estruturantes parecem justificar a diferença de preços ofertados pela PRE no mercado diário entre o ano de 2012 e o triénio 2013-2015.

#### 2.1.2.2 ANÁLISE DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO EM MERCADO DIÁRIO DE JANEIRO DE 2014 A DEZEMBRO DE 2015 EM PORTUGAL E EM ESPANHA

Em relação à contribuição conjugada da produção hídrica e da produção em regime especial para a produção total em mercado diário, foi feita uma análise, constante da Figura 5, das ofertas das unidades de produção hídrica e PRE portuguesas por período horário, durante o ano de 2014 e o ano de 2015. Desta análise verifica-se, para o ano de 2015, uma redução relevante do peso do agregado destas fileiras de produção quando comparado com o ano de 2014. Com efeito, em 2015, a disponibilidade de recursos hídricos e da produção em regime especial apenas permitiu assegurar 60% da produção total, registando-se para o ano de 2014 um valor médio de 74%. A análise ao contributo da produção hídrica e PRE em mercado por período horário permite concluir que existe uma relativa estabilidade entre os diferentes períodos horários considerados para caracterização. A existência de alguma complementaridade entre hídrica em regime ordinário e PRE é um dos fatores que contribui para a estabilidade da produção em mercado entre os diferentes períodos horários destas tecnologias. Com efeito a produção PRE regista maior peso nos períodos de vazio (no período 2014-2015, cerca de 49%) enquanto a produção hídrica em regime ordinário tende a ter um peso relativo mais significativo nos períodos de ponta.

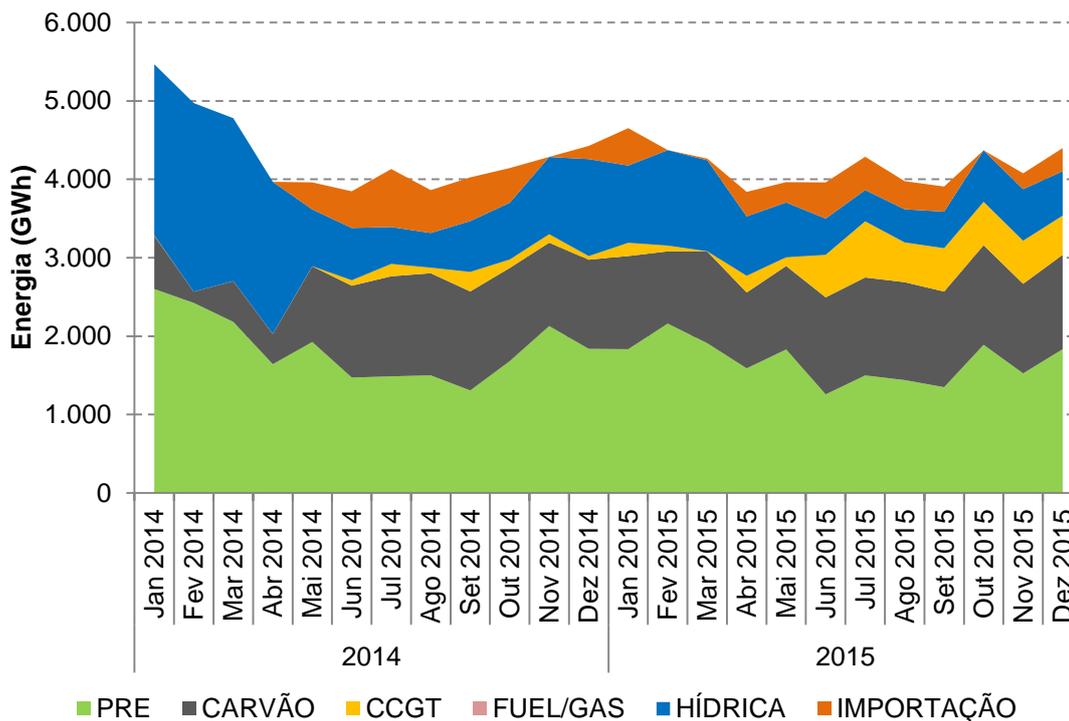
**Figura 5 – Contribuição da produção hídrica e da produção em regime especial para a produção total em Portugal**



Fonte: REN

A menor disponibilidade de recursos hídricos em 2015 teve direta repercussão no *mix* de produção em mercado diário referido a unidades portuguesas a atuar no MIBEL. Em concreto, a Figura 6 explicita o peso, tanto em valores absolutos quanto relativos, do total de energia colocada em mercado, por fileira, incluindo a importação. No período 2014-2015, o *mix* de produção português esteve assente nas seguintes fileiras: produção em regime especial, carvão, hídrica e produção de centrais de ciclo combinado a gás natural. Em 2015 registou-se um acréscimo importante de energia produzida por centrais de ciclo combinado motivado pela existência de um regime hidrológico menos favorável, no qual reduziu ligeiramente a energia de importação proveniente de Espanha, para satisfação do consumo nacional.

Figura 6 – Mix de produção em mercado – Portugal



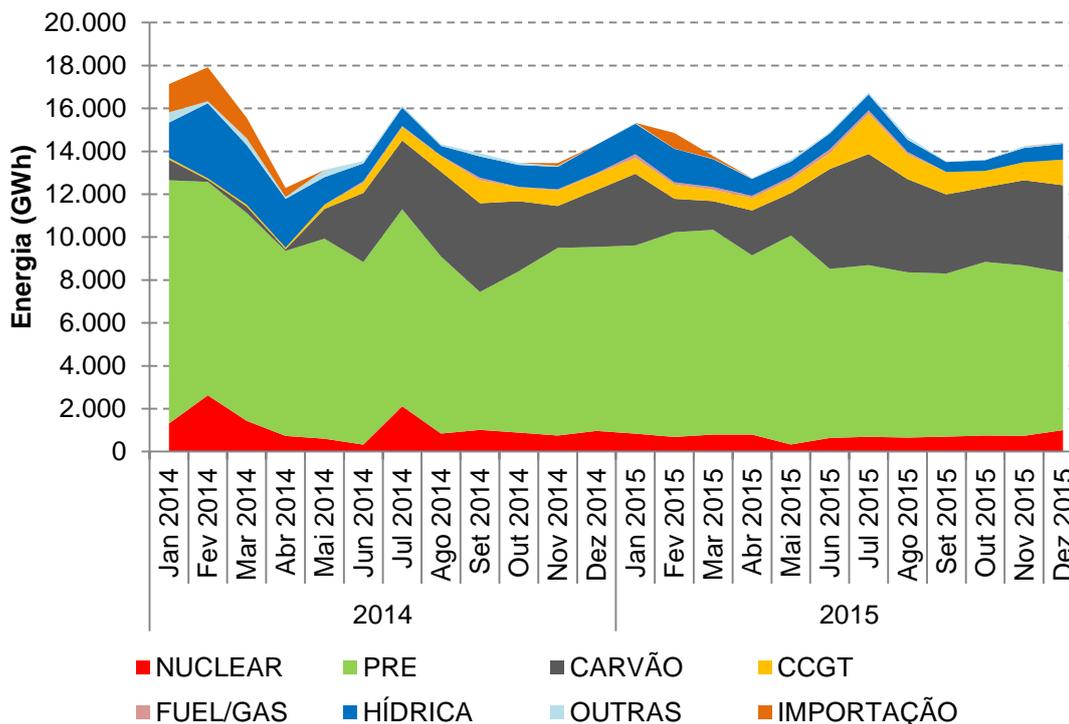
Fonte: OMIE

A comparação das estruturas de produção entre Portugal (Figura 6) e Espanha (Figura 7) permite identificar semelhanças no que respeita à contribuição dos recursos hídricos e da produção em regime especial para o total da produção, sendo o peso da produção hídrica em mercado superior em Portugal e o peso da produção em regime especial em mercado proporcionalmente mais elevado em Espanha. Esta situação explicita a maior exposição do sistema eletroprodutor português à hidraulicidade e à sua variabilidade no tempo.

Por outro lado, foi notório o aumento do peso das importações no sentido de Espanha para Portugal, durante o terceiro trimestre de 2014.

Importa ainda referir que uma parte significativa da produção no sistema espanhol, onde se inclui a proveniente da fileira nuclear, é colocada em mecanismos de contratação bilateral (cerca de 30% do total), pelo que não aparece refletida em mercado diário.

Figura 7 – Mix de produção em mercado – Espanha



Fonte: OMIE

## 2.2 RESUMO DO ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

### 2.2.1 PORTUGAL

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 elétrica (para 2020) tendo por base fontes renováveis encontram-se na Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 e no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis aprovado ao abrigo da Diretiva 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 e energia de renováveis em 2020**

Fonte/tecnologia	Meta de potência instalada (MW)	Meta de energia (GWh)
Mini-hídrica	400	916
Hídrica (exceto mini-hídrica)	8.540	13.613
Eólica	5.300	11.671
Solar	720	1.139
Ondas	6	15
Geotermia	29	226
Biomassa	828	4.719

*Fonte: Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis de 2013*

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

A definição de produção em regime especial foi alterada pelo Decreto-Lei nº 215-A/2013 e passou a incluir toda a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, independentemente de beneficiar ou não de regimes jurídicos especiais de remuneração.

Para efeitos deste estudo, opta-se por designar por produção em regime especial toda a produção renovável e em co-geração que beneficie de algum tipo de regime jurídico especial de remuneração, que inclui:

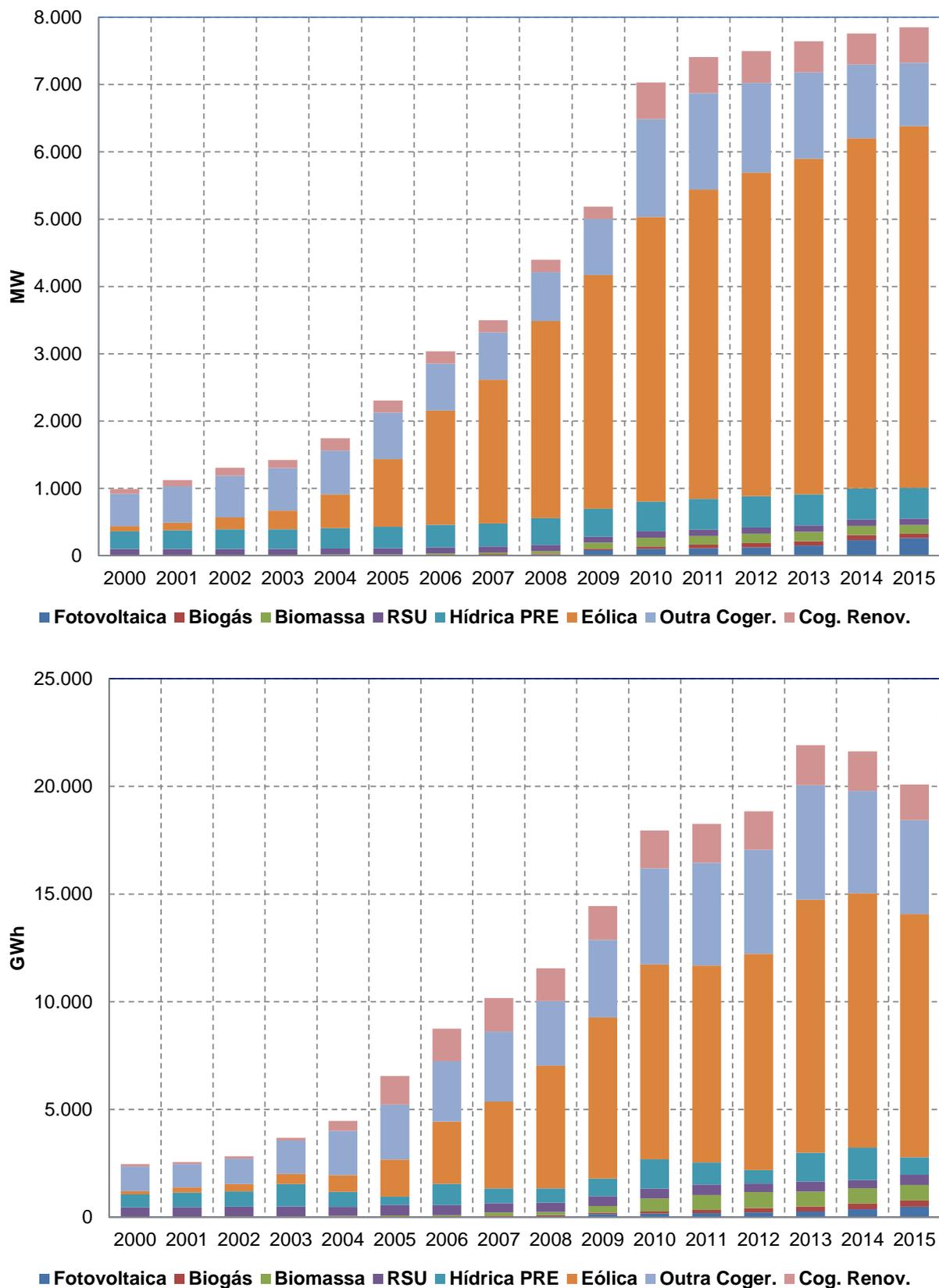
- A produção de energia eléctrica com base em recursos hídricos, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada;
- A produção de energia eléctrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- A produção de energia eléctrica por micro e mini-produção<sup>3</sup>;
- 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.

---

<sup>3</sup> 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.

Figura 8 – Regime especial em Portugal — potência instalada e energia produzida



Fonte: EDP SU

### 2.2.1.2 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.

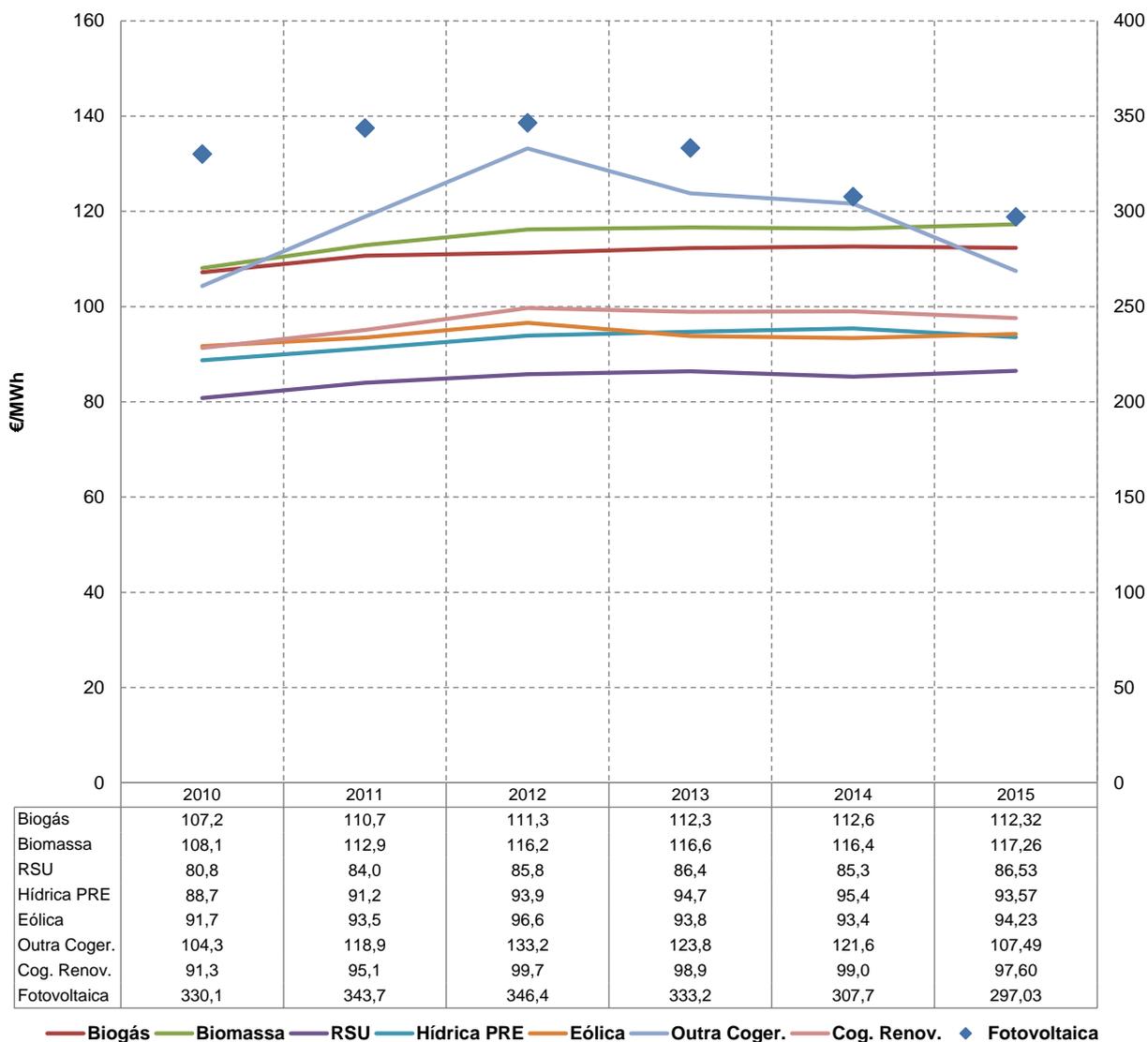
Relativamente à cogeração, encontram-se estabelecidos quatro tarifários para os seguintes tipos de instalação:

- 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 recentes modificações à legislação da cogeração prevêm que os cogeradores possam optar por uma modalidade de autoconsumo com venda de excedentes ao comercializador de último recurso, no caso de cogerações com potências menores que 20 MW, por uma modalidade de autoconsumo com venda dos excedentes em regime de mercado, para as restantes instalações.

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 9 – Evolução dos preços médios por tecnologia**



Fonte: EDP SU

O comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) adquire toda a produção da PRE de acordo com o tarifário definido e coloca no MIBEL as ofertas de venda, com preço de 0 €/MWh, correspondentes à produção prevista

As ofertas de compra que o comercializador de último recurso envia para o MIBEL para abastecer a sua carteira de clientes são realizadas em separado e de forma independente da produção PRE.

### 2.2.1.3 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 das vendas da PRE realizadas pelo comercializador de último recurso no MIBEL. Assim, é possível conhecer o sobrecusto por tecnologia e o respectivo sobrecusto unitário, conforme se apresenta na tabela seguinte.

**Tabela 2 – Sobrecusto por tecnologia**

<b>Sobrecusto médio por tecnologia</b>						
[€/MWh]	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Fotovoltaica	291,36	292,88	302,28	292,20	268,62	246,60
Biogás	68,46	59,88	67,18	71,30	73,52	61,89
Biomassa	69,36	62,08	72,08	75,60	77,32	66,83
RSU	42,06	33,18	41,68	45,40	46,22	36,10
Hídrica PRE	49,96	40,38	49,78	53,70	56,32	43,14
Eólica	52,96	42,68	52,48	52,80	54,32	43,80
Outra Cog. Renov.	65,56	68,08	89,08	82,80	82,52	57,06
Cog. Renov.	52,56	44,28	55,58	57,90	59,92	47,17

Fonte: EDPSU

## 2.2.2 ESPANHA

Em Espanha, os objetivos de política energética e ambiental estão consagrados no “Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020”<sup>4</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 Diretiva 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 intermédia indicativa correspondente às quotas de energia de cada recurso renovável nos sectores elétrico, de calor e refrigeração e no sector dos transportes”. A contribuição prevista no PANER de cada tecnologia renovável, tanto em potência líquida instalada como em energia produzida, tem sido revista no documento “Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020”<sup>5</sup> e no “Informe de Sostenibilidad Ambiental”<sup>6</sup>, segundo o novo enquadramento socio-económico e previsão de crescimento da procura energética menor que aquela que tinha sido considerada no PANER (Tabela 3).

<sup>4</sup> [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_20100630\\_PANER\\_Espana\\_version\\_final\\_11\\_cdb842de.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20100630_PANER_Espana_version_final_11_cdb842de.pdf)

<sup>5</sup> [http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Documents/Planificación%202015\\_2020%20%202015\\_12\\_03%20VPublicación.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Documents/Planificación%202015_2020%20%202015_12_03%20VPublicación.pdf)

<sup>6</sup> [http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Informesostenibilidad/ISA\\_VERSION\\_WEB\\_E.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Informesostenibilidad/ISA_VERSION_WEB_E.pdf)

**Tabela 3 - Contribuição prevista em capacidade instalada e energia bruta por tecnologia renovável no sector elétrico em 2020**

	2020	
	MW	GWh
Eólica	29.479	64.611
Hídrica (sem bombagem)	17.492	32.620
Solar FV	6.030	9.687
Solar CSP	2.511	7.170
Biomassa, biogás, RSU e outras	1.293	7.387
<b>Total</b>	<b>56.805</b>	<b>121.475</b>

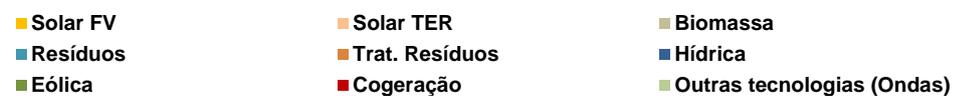
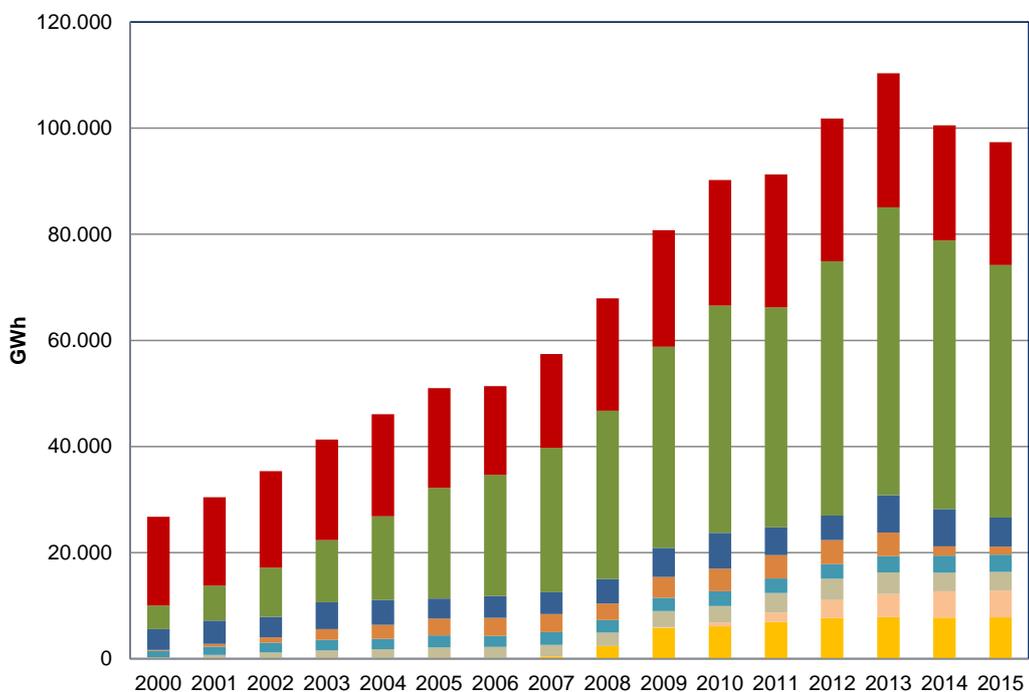
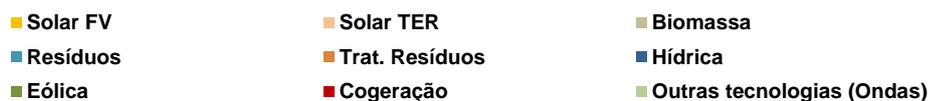
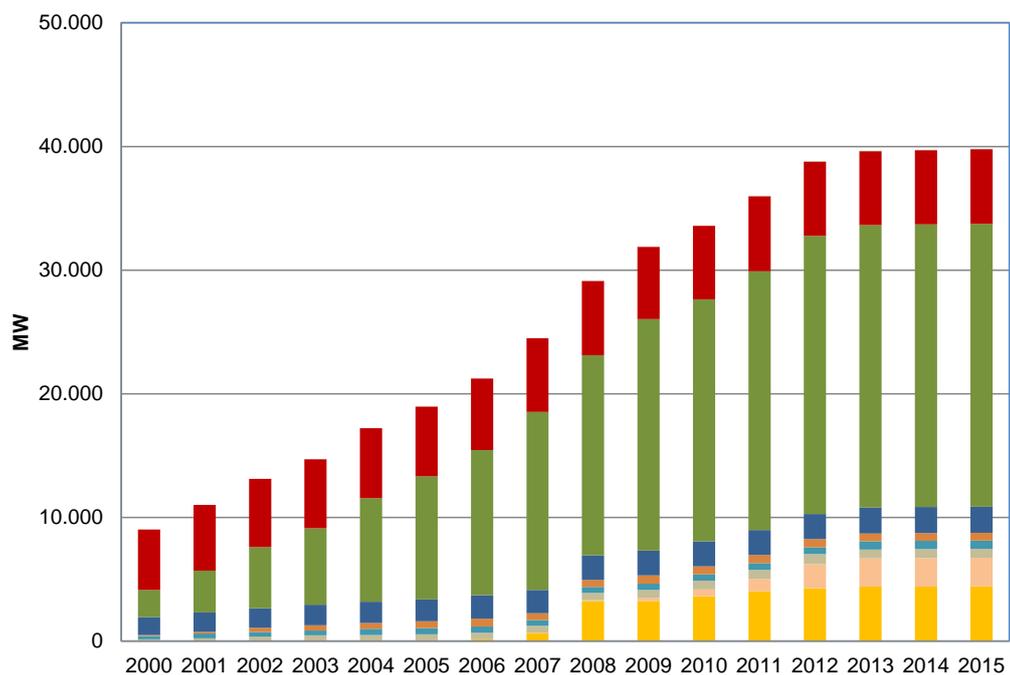
*Fonte: Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020*

#### 2.2.2.1 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.

Em Espanha, a produção em regime especial inclui as tecnologias renováveis do tipo mini-hídrica, eólico, solar, biomassa, geotérmica e resíduos, cujo desenvolvimento foi necessário de forma a garantir o cumprimento dos compromissos ambientais, de âmbito internacional. Estas tecnologias apresentam custos mais elevados que as tecnologias convencionais pelo que a sua implementação não se podia efectivar em concorrência direta com estas. Este regime abrange também certas instalações térmicas não renováveis (cogeração), por considerar que o seu grau de eficiência no aproveitamento energético é igualmente benéfico para o meio ambiente, quando comparadas com as centrais térmicas convencionais. Não obstante, ficam fora da produção em regime especial a grande hídrica (com e sem bombagem) por se considerar que se encontram em condições de poder enfrentar a concorrência.

Figura 10 – Regime especial em Espanha — potência instalada e energia produzida



Fonte: CNMC

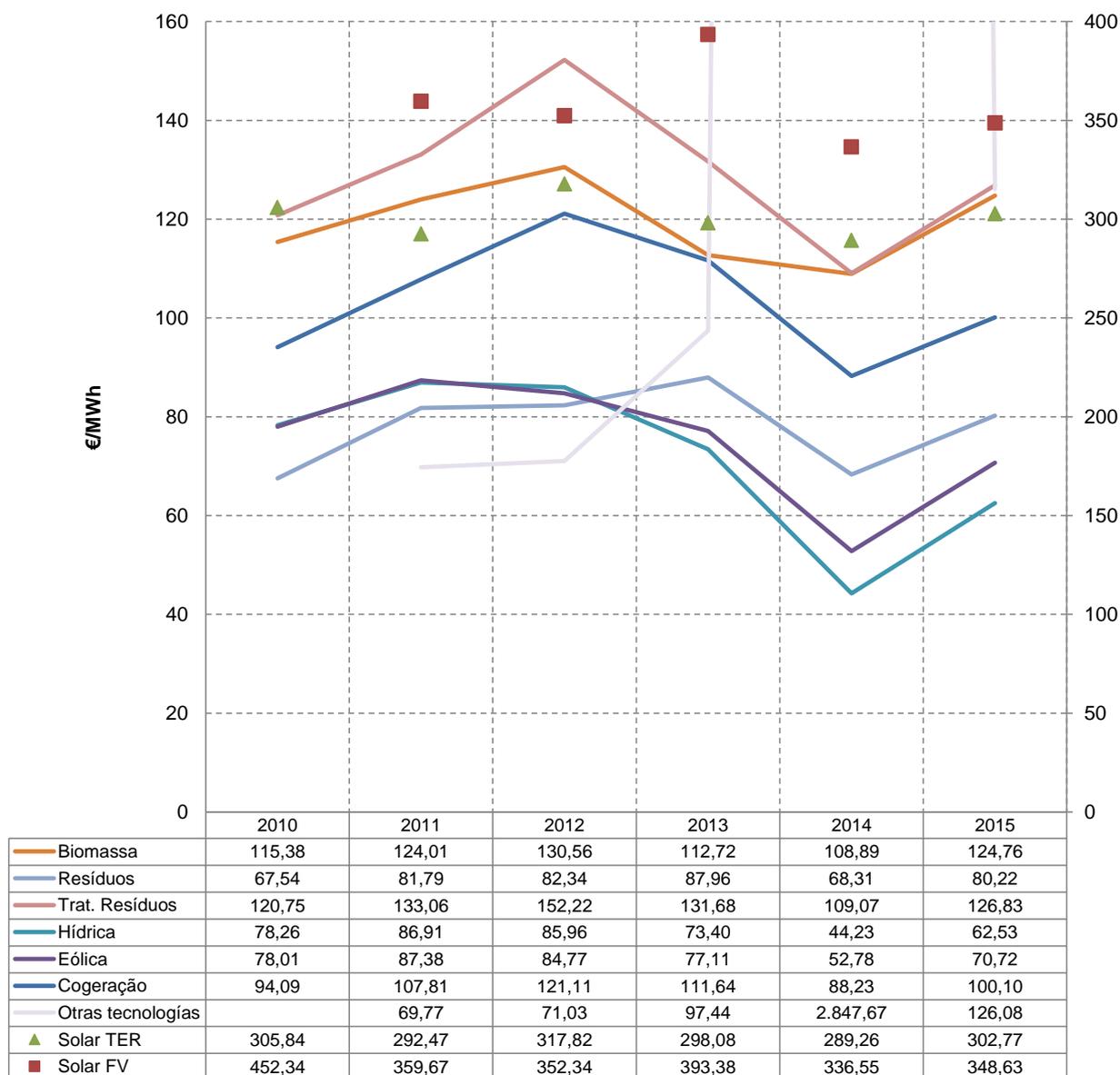
Importa destacar o extraordinário crescimento da energia eólica, que, por si só, supera a contribuição de todas as demais tecnologias, bem como o incremento verificado na solar fotovoltaica a partir de 2008. Ao invés, a contribuição das tecnologias de biomassa e de resíduos é menos significativa, enquanto 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.

#### 2.2.2.2 TRATAMENTO COMERCIAL DA PRE

Até ao ano de 2012, o quadro jurídico e económico que regulamentou a geração de electricidade a partir de fontes renováveis em Espanha, adoptou um sistema de remuneração baseado em tarifas reguladas (*feed-in tariff*) e no pagamento de uma bonificação sobre o preço de mercado (*feed-in premium*) de modo a retribuir as instalações de geração com uma taxa de retorno razoável.

O regime retributivo foi revisto periodicamente entre 1998 e 2012, à medida que crescia a potência instalada de produção em regime especial e pelo nível de madurez das tecnologias inseridas nesse regime. O Real Decreto 661/2007, de 25 de maio, regulou a atividade de produção em regime especial entre o período de 2010 a 2012, que abrange a primeira metade de análise do presente estudo. O objetivo do Real Decreto passava por reduzir a intervenção administrativa na fixação dos preços da electricidade e minimizar o custo imputado ao sistema eléctrico pelo regime especial, incentivando a participação do regime especial no mercado, na gestão dos desvios e na prestação de serviços de sistema no caso das instalações de produção despacháveis. A diferença com a regulação anterior deve-se ao facto deste Real Decreto estabelecer para algumas tecnologias um prémio variável (*feed-in premium*) ao preço de mercado com limites de preço, que garante uma retribuição mínima quando o preço de mercado fosse muito baixo (por aplicação de um limite mínimo denominado de *floor*) e a eliminação do prémio quando o preço de mercado fosse suficientemente elevado de modo a garantir a cobertura dos custos (por aplicação de um limite máximo no preço).

**Figura 11 – Evolução dos preços médios de retribuição por tecnologia**



Fonte: CNMC

A partir de julho de 2013, o sistema de remuneração dos centros eletroprodutores renováveis foi alterado, através da adopção de um pagamento por unidade potência instalada no qual cobre custos associados ao investimento que não sejam recuperáveis via mercado, e uma retribuição à operação, que cobre a diferença entre os custos unitários de exploração da instalação e o preço de mercado, a fim de poderem concorrer no mercado sob as mesmas condições que os centros eletroprodutores convencionais.

A reforma foi motivada pela necessidade de equilibrar os custos e receitas no sistema elétrico, tornando-o mais sustentável. Desde 2005, os custos observados no sistema elétrico espanhol aumentaram muito mais rapidamente do que as receitas, criando um défice tarifário que, em 2012, tinha um valor acumulado de 26 mil milhões de euros. Os custos referentes ao suporte à geração de fonte renovável foram os que

contribuíram mais para o déficite, em parte devido à sobrecapacidade instalada face às metas estabelecidas no PANER de 2005-2010.

Em 2011, o governo espanhol estabeleceu o objectivo de reduzir o déficite tarifário no setor eléctrico. Em janeiro de 2012, a publicação do Real Decreto 1/2012 suspende a atribuição de regimes de apoio para futuros centros eletroprodutores de origem renovável, mas não para os já existentes e introduziu um regime fiscal aplicado ao sector eléctrico. A Ley 15/2012, de 27 de dezembro, estabeleceu a adopção de medidas fiscais visando a sustentabilidade do setor energético, no qual supõe a criação e a alteração dos seguintes impostos:

- A criação de:
  - o Um imposto de 7% aplicado sobre o valor da receita proveniente da produção de energia eléctrica (no referencial de geração);
  - o Um imposto aplicado aos combustíveis utilizados na produção nuclear e aos resíduos radioactivos resultantes dessa produção bem como a aplicação de um imposto ao armazenamento de combustível nuclear utilizados na produção nuclear e resíduos radioactivos, em instalações de armazenamento centralizadas;
  - o Um imposto de 22% pela utilização das águas continentais para a produção de energia eléctrica. Existe uma taxa de imposto reduzida de 2,2% aplicável às instalações de produção com uma capacidade instalada igual ou inferior a 50 MW e às centrais hídricas com bombagem;
- A alteração das taxas de imposto sobre os impostos especiais estabelecidos para o gás natural e o carvão.

As instalações de produção renováveis, de cogeração e resíduos, devem pagar o imposto sobre o valor de produção mas não podem trasladá-lo para o mercado na sua totalidade, já que estas são na sua maioria tecnologias de preço aceite. Não obstante, a retribuição específica que recebem já foi calculada tendo em conta o pagamento dos impostos previstos legalmente, pelo que estes não são suportados pelos produtores mas sim financiados através de tarifas de acesso, com uma retribuição específica maior.

O novo sistema de remuneração foi introduzido em julho pelo Real Decreto 9/2013, de 12 de julho. Nesse novo sistema, está garantida uma taxa de retorno razoável, aos produtores de energia renovável, composta por Obrigações do Tesouro do Governo Espanhol a 10 anos e acrescida de um *spread*, que está actualmente fixado em 300 pontos base (pelo menos para o primeiro período de regulação). Este retorno é calculado sobre a base de ativos de uma instalação “padrão” ao longo da sua vida útil. Os custos padronizados podem variar de acordo com a tecnologia e ano de entrada em operação, e são revistos a cada seis anos. A remuneração é dada através da diferença entre o retorno razoável e a valorização obtida no mercado grossista.

Fruto das alterações estruturais ocorridas no setor eléctrico espanhol (alteração do mecanismo de remuneração e o regime fiscal espanhol), a partir de 2013, os centros eletroprodutores renováveis, começaram a oferecer no mercado *spot*, blocos de energia valorados a preços superiores ao preço mínimos instrumental, no qual o valor mínimo anda em redor dos 4 a 5 €/MWh, de forma a recuperar receita para compensar os custos relacionados com a operação e manutenção e com a fiscalidade

aplicado ao setor eléctrico espanhol através da aplicação da Ley 15/2012, de 27 de dezembro, alterado e atualizado na Ley 9/2013, de 13 de julho.

A publicação da Ley 24/2013, de 26 de dezembro, do Setor Elétrico e do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho, que regula a atividade de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, cogeração e resíduos veio a estabelecer a prioridade de despacho das instalações renováveis seguidas da cogeração de alta eficiência, na condição de igualdade de condições económicas no mercado.

A Ley 24/2013 também aboliu a distinção entre o regime especial e o regime ordinário. Contudo, os centros eletroprodutores inseridos no regime especial (i.e. que utilizem fontes renováveis com uma capacidade instalada inferior a 50 MW) têm prioridade de despacho face aos centros eletroprodutores inseridos no regime ordinário. No regime especial a prioridade máxima de despacho é aplicável às unidades de produção renovável não-controlável (i.e. energias intermitentes como a eólica e a solar), seguida das unidades de produção renovável controlável e da cogeração de alta eficiência.

A produção em regime especial é responsável por programar a energia em mercado, sendo responsáveis pelos desvios de programação à semelhança dos produtores em regime ordinário. O Real Decreto 413/2014 abre também a porta à participação da produção em regime especial no mercado de serviços de sistema, no qual inclui as renováveis, sempre que estas superem as condições de habilitação para a prestação do serviço. As condições de habilitação, participação e retribuição aplicáveis são as mesmas para todas as tecnologias.

### 2.2.2.3 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 direta 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>7</sup>, e, conseqüentemente, das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores. Em 2015, em termos unitários, a bonificação equivalente representou um custo médio do acesso de 28,24 €/MWh; o transporte e a distribuição, em conjunto, representaram 28,98 €/MWh.

---

<sup>7</sup> A 'bonificação equivalente' é a diferença entre a energia efetivamente produzida (produção líquida), avaliada ao preço da respetiva tarifa regulada e a liquidação realizada pelo operador de mercado e pelo operador de sistema.

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

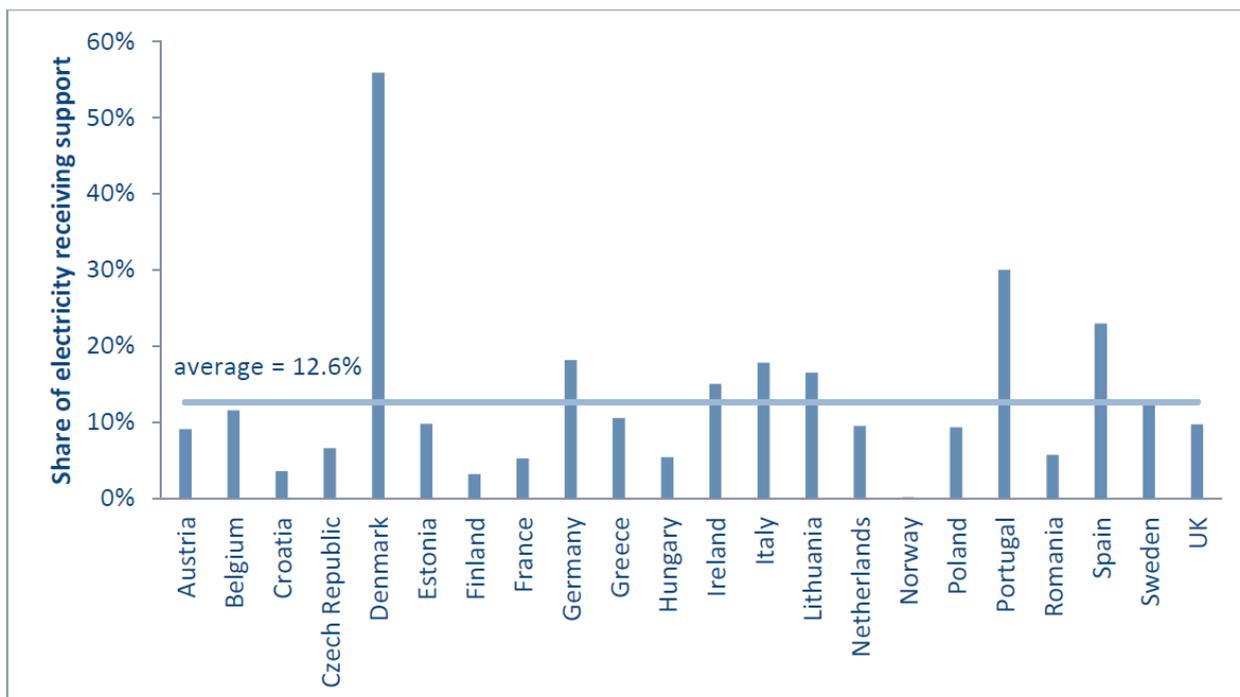
Sobrecusto médio por tecnologia [Eur/MWh]	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Cogeração	57,08	57,88	73,88	67,37	46,10	49,77
Solar FV	415,33	309,74	305,11	349,12	294,42	298,30
Solar TER	268,84	242,54	270,59	253,82	247,12	252,45
Eólica	41,00	37,46	37,54	32,85	10,65	20,39
Hídrica	41,25	36,99	38,73	29,14	2,09	12,21
Biomassa	78,37	74,08	83,32	68,45	66,76	74,44
Resíduos	30,53	31,87	35,10	43,70	26,17	29,90
Trat. Resíduos	83,74	83,13	104,99	87,42	66,94	76,51
Outras tecnologias (Ondas)		19,84	23,79	53,18	2805,54	75,75

Fonte: CNMC

### 2.3 O MIBEL FACE A OUTROS MERCADOS EUROPEUS

De acordo com o *CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes*, Portugal e Espanha são dos países europeus que registavam, em 2012, das maiores percentagens do total de produção de eletricidade com retribuição garantida ao nível da PRE, 30% e 22,9% respetivamente, ficando apenas atrás da Dinamarca que registava 55,9%. O valor médio europeu está na ordem dos 12,6%. Considerando o espaço geográfico do MIBEL, a percentagem do total de produção de eletricidade com retribuição garantida ao nível de PRE seria 23,9%.

Figura 12 – Peso da PRE com remuneração garantida face à energia total produzida

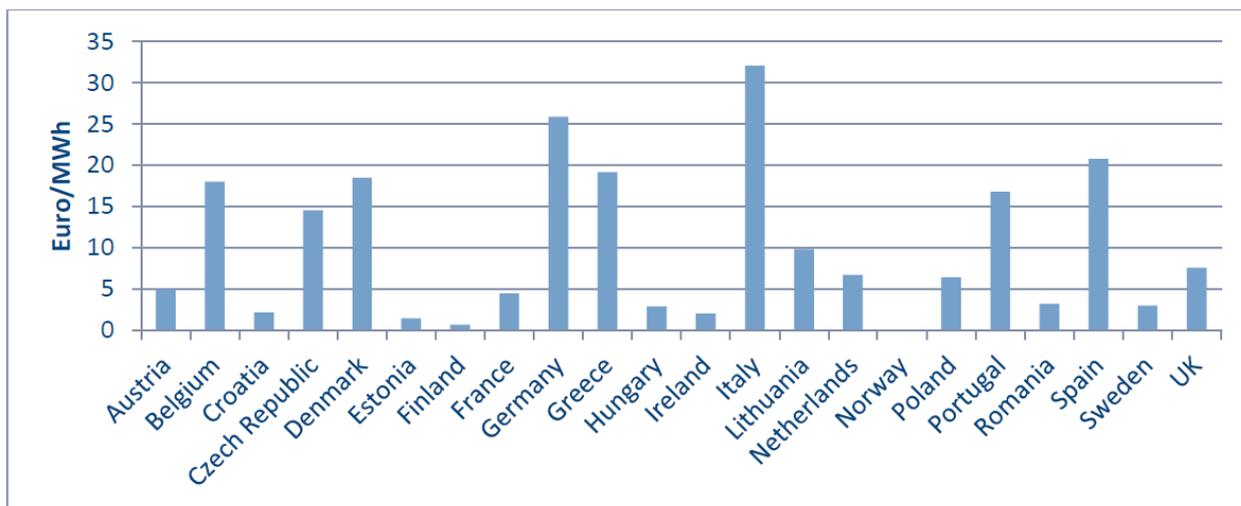


Fonte: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes

Já ao nível da retribuição unitária por MWh de energia total produzida (no qual inclui todos os centros eletroprodutores independentemente de receberem ou não retribuição garantida), o mesmo relatório indica que Portugal e Espanha registaram valores de 16,76 e 20,75 €/MWh, respetivamente, acima da média europeia de 13,68 €/MWh. Em 2012, do universo abrangido, existiam dois países (Itália e Alemanha) que registavam retribuições unitárias superiores às de Portugal e Espanha e outros três (Grécia, Dinamarca e Bélgica) que registavam retribuições unitárias superiores às de Portugal.

Considerando o espaço geográfico do MIBEL, o nível de retribuição unitária por MWh da energia total produzida seria de 20,18 €/MWh.

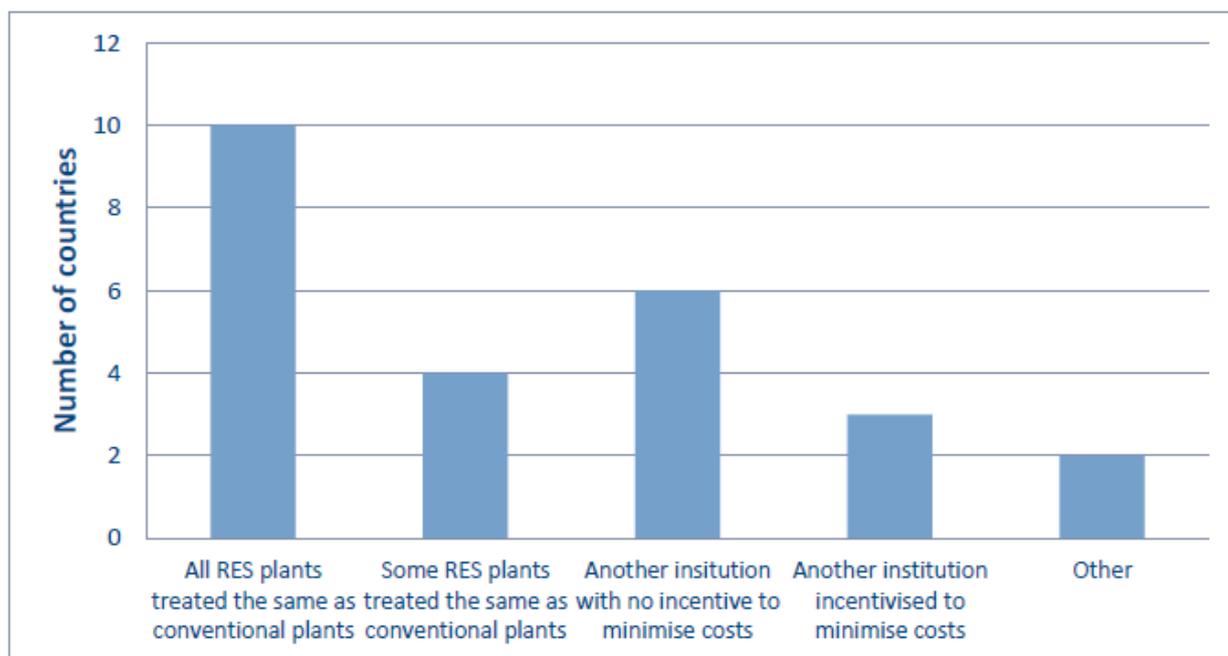
Figura 13 – Suporte à PRE por unidade electricidade produzida (dados de 2012)



Fonte: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes

A Figura 14 mostra o nível de responsabilidade dos desvios de programação por parte da PRE que se encontra nos países da União Europeia. Da observação da figura constata-se uma tendência generalizada de que os produtores de energia renovável tenham condições similares de responsabilidade pelos desvios de programação em iguais condições com os centros eletroprodutores convencionais (no qual Espanha se insere). Somente 6 países responderam que não tinham nenhum mecanismo de incentivo em minimizar custos de desvio em vigor (Áustria, Dinamarca, Grécia, Lituânia, Polónia e Portugal).

Figura 14 – Responsabilidade dos desvios de programação por parte da PRE



Fonte: CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

---

A respeito da responsabilidade dos desvios de programação por parte da PRE, em Portugal essa responsabilidade é assumida pela EDP SU, enquanto comercializador de último recurso que agrega toda a compra de energia eléctrica proveniente da PRE, e o custo socializado pelos consumidores, não existindo um incentivo a minimizar custos por parte da unidade de desvio de produção afectada à venda de PRE.

Em Espanha, os desvios imputados à PRE são assumidos pelos produtores e/ou facilitadores de mercado que agregam a produção proveniente da PRE, sendo o custo assumido por estes. A Tabela 5 mostra a evolução dos desvios ocorridos em Espanha por tecnologia. Nessa evolução é possível constatar o esforço realizado pela produção em regime especial para reduzir o seu volume de desvios e os custos associados a este. Destaca-se a melhoria da programação em mercado face à produção real durante os últimos anos da produção eólica, fotovoltaica e da térmica-solar.

**Tabela 5 - Evolução dos desvios por tecnologia em ES**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Grupos em Área de Balanço	0,8%	0,7%	0,6%	0,9%	0,7%	0,5%
Cogeração (RO)	3,1%	1,6%	2,3%	2,8%	3,4%	1,7%
Eólico (RE)	11,0%	9,9%	8,9%	8,3%	8,2%	7,9%
Fotovoltaico (RE)	11,8%	10,6%	11,8%	10,6%	9,1%	7,2%
Térmica-Solar (RE)	32,6%	18,4%	16,1%	14,6%	15,1%	14,4%
Cogeração (RE)	2,0%	2,2%	2,0%	2,3%	2,5%	1,8%
Hídrica (RE)	4,0%	3,3%	4,8%	6,2%	4,6%	3,7%
RSU (RE)	6,6%	4,5%	5,3%	5,1%	3,7%	2,7%

*Fonte: REE, elaboração CNMC*

### 3 INTEGRAÇÃO E EFEITOS DA PRE NO MIBEL

#### 3.1 FORMAÇÃO DO PREÇO EM MERCADO DIÁRIO

Com o objetivo de caracterizar a relação entre os níveis de PRE programados para mercado diário e nível do preço do mercado, procedeu-se ao tratamento estatístico através de uma análise de valores médios em *clusters* de preço, relativos ao período entre 1 de janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2015 que se apresentam na Tabela 6, em que:

$P_{MIBEL}$  corresponde à média horária do preço do MIBEL no mercado diário em €/MWh, calculado como a média ponderada dos preços horários verificados no mercado diário em Portugal e Espanha pela procura horária abastecida no mercado diário em cada um dos sistemas;

$PROC_{MIBEL}$  corresponde à média horária da procura no MIBEL abastecida em mercado diário;

$PRE_{MIBEL}$  corresponde à média horária das quantidades de PRE vendidas no mercado diário do MIBEL;

$PRE_{MIBEL}$  (%) corresponde ao nível percentual de PRE integrada em mercado no MIBEL obtido pelo rácio entre  $PRE_{MIBEL}$  e  $PROC_{MIBEL}$ .

**Tabela 6 - Análise de *clusters* de preço formado em mercado diário**

Intervalo (EUR/MWh)	$P_{MIBEL}$ (EUR/MWh)	$PROC_{MIBEL}$ (GWh)	$PRE_{MIBEL}$ (GWh)	$PRE_{MIBEL}$ (%)	OBS. (%)
[0; 10[	2,84	28,84	18,62	64,55%	4,9%
[10; 20[	14,80	25,30	17,41	68,81%	3,0%
[20; 30[	25,35	24,24	16,28	67,18%	6,6%
[30; 40[	35,41	23,70	14,53	61,31%	13,7%
[40; 50[	45,27	24,99	14,03	56,12%	28,9%
[50; 60[	54,25	27,66	13,83	50,00%	29,2%
[60; 70[	63,82	29,70	12,91	43,48%	11,1%
[70; 80[	72,80	31,39	12,62	40,19%	1,8%
[80; 90[	84,67	31,46	13,43	42,70%	0,4%
[90; 100[	93,90	31,92	13,52	42,37%	0,3%
>100	103,90	32,34	11,11	34,37%	0,1%

*Fonte: OMIE, CNMC, elaboração ERSE*

Da análise realizada parece existir uma relação inversa entre o peso relativo da PRE no MIBEL e o preço formado no mercado diário, i.e., um elevado nível de penetração de PRE no abastecimento da procura tem impacto na redução do preço formado no mercado diário enquanto que um baixo nível de penetração no abastecimento da procura tem impacto no aumento do preço formado no mercado diário.

O nível de representatividade das observações entre o intervalo de preço entre os 30 €/MWh e os 70 €/MWh é de 82,8%, cujo peso relativo da PRE varia entre os 61,31% e os 43,48%. Para o intervalo de preço superior a 100 €/MWh, o peso relativo da PRE é de 34,37%. Nos intervalos de preço inferiores a 30 €/MWh, constata-se a existência de um peso relativo da PRE entre os 64,55% e 68,81%.

## 3.2 PREVISÃO E FIRMEZA DA PRE NO MIBEL

Este sub-capítulo pretende caracterizar a relação das previsões de PRE e respetiva programação de mercado com a produção real no MIBEL. Para tal será caracterizada a situação portuguesa e espanhola em separado, com enfoque nas tecnologias de PRE intermitentes, nomeadamente a Eólica, para efeitos de comparação entre os dois sistemas elétricos.

De forma a avaliar a qualidade das previsões de energia eólica nos dois sistemas, comparam-se para o período 2011-2015, as previsões efectuadas na véspera, no dia  $d-1$ , com os valores reais de produção no dia  $d$ , de acordo com a informação disponibilizada pelos operadores de sistema português e espanhol e pelo comercializador de último recurso em Portugal, utilizando os indicadores de erros de previsão que se descrevem de seguida.

O erro verificado num dado instante  $t + k$  para uma previsão efectuada no instante  $t$ , denomina-se  $e_{t+k|t}$  e pode ser obtido calculando a diferença entre o valor real,  $p_{t+k}$ , medido em  $t + k$ , e o valor previsto no instante  $t$  para o horizonte  $k$ ,  $P_{t+k|t}$ , tal como na equação seguinte:  $e_{t+k|t} = p_{t+k} - P_{t+k|t}$ .

A partir deste erro, existem diversas formas de quantificar a precisão de um sistema de previsão, uma delas através do erro médio absoluto (MAE – *Mean Absolute Error*).

O MAE é usado para medir a magnitude média dos erros, sendo definido de acordo com a seguinte equação:  $MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |e_{t+k|t}|$ .

Outra forma de quantificar a precisão de um sistema de previsão é através da percentagem do erro médio absoluto (MAPE - *Mean Absolute Percentage Error*) que se obtém dividindo o erro de previsão pelo valor real medido no instante  $t + k$  e multiplicando o somatório por 100:  $MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_{t+k|t}}{p_{t+k}} \right| \cdot 100$ .

De modo a poder comparar os valores de MAE entre os sistemas português e espanhol, interessa normalizá-los com a energia real total de produção eólica em cada um dos sistemas.

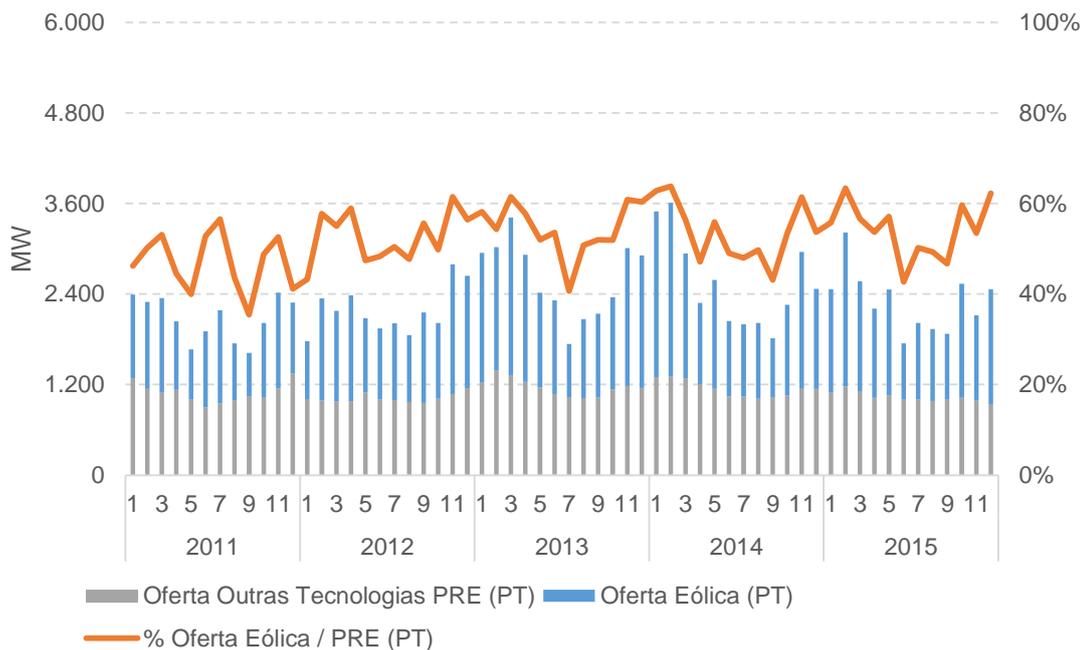
Importa também observar o efeito da agregação da PRE intermitente e não intermitente, comparando a agregação das suas ofertas casadas em mercado diário com a produção agregada real, medindo o impacto na necessidade de serviços de sistema através do seu desvio, em cada um dos sistemas elétricos, análise que é feita nas secções seguintes.

### 3.2.1 ANÁLISE DA SITUAÇÃO PORTUGUESA

Em Portugal, a EDP SU enquanto comercializador de último recurso, na sua função de venda de energia, coloca a totalidade da energia proveniente de produtores em regime especial com remuneração garantida no mercado diário. Para tal tarefa, realiza previsões de injeção de energia de modo a poder despachar em mercado as suas ofertas de venda, a preço instrumental.

A Figura 15 apresenta a evolução da oferta de Eólica e de outras tecnologias PRE em Portugal.

**Figura 15 – Evolução da Oferta de Eólica e Outras Tecnologias PRE em Portugal**

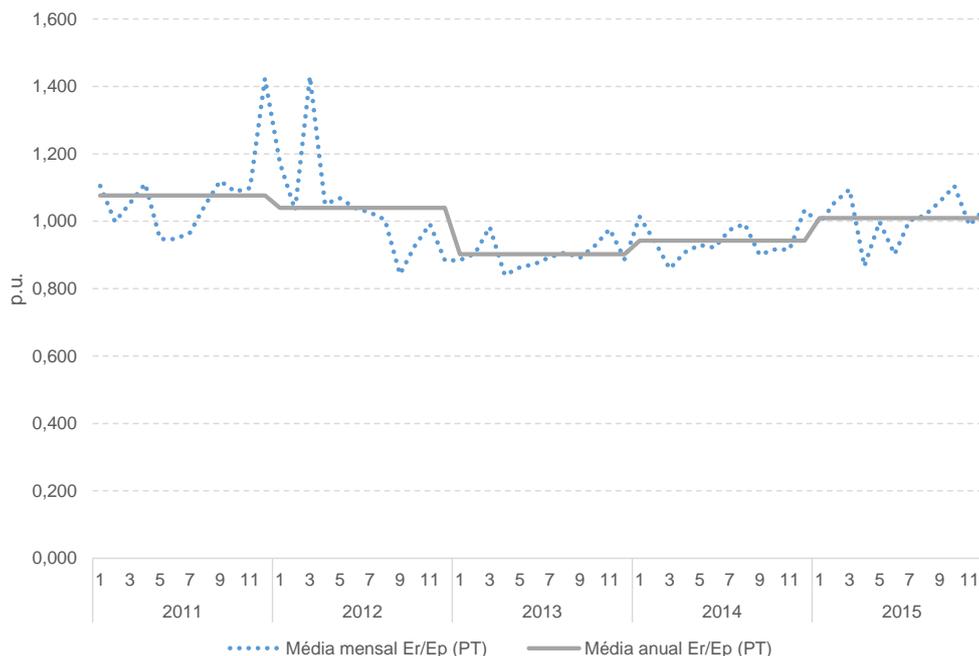


*Fonte: ERSE, EDP SU, REN*

Constata-se que a tecnologia de carácter mais intermitente da produção em regime especial é a eólica, representando, em 2015, cerca de 55% do volume total de PRE casado em mercado diário, resultante das ofertas de venda da EDP SU.

A Figura 16 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela tecnologia eólica e a energia prevista da eólica em Portugal pela EDP SU (Continental).

**Figura 16 – Evolução da Energia real produzida e Energia prevista da Eólica em Portugal**



Fonte: ERSE, EDP SU, REN

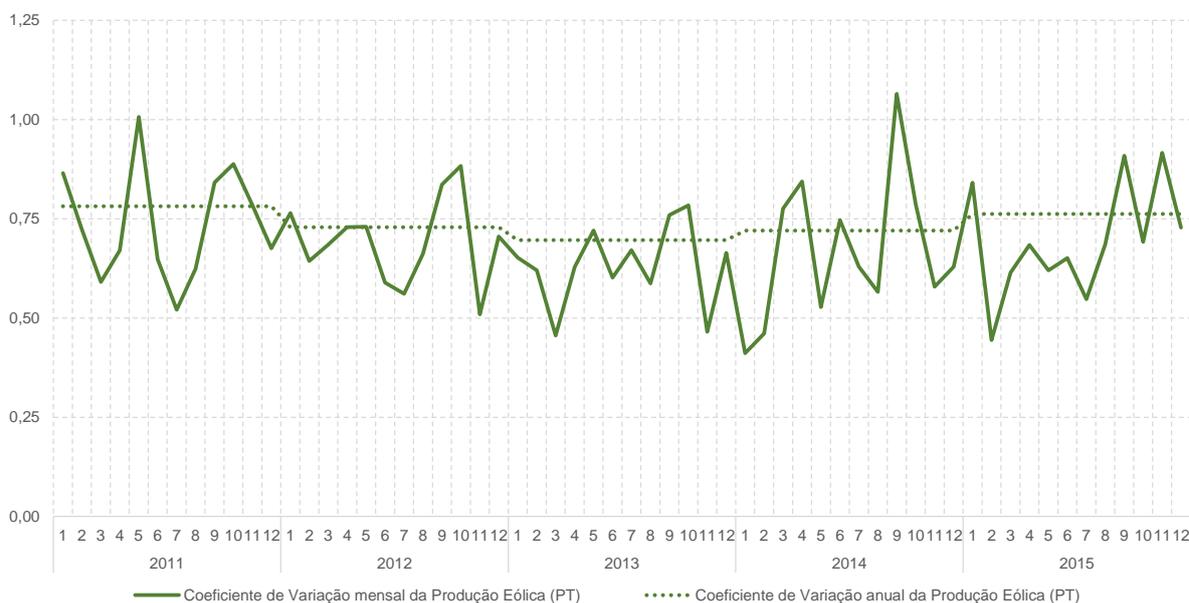
Em termos médios, em 2011 e 2012, as previsões de energia eólica ficaram abaixo da energia real produzida. Já em 2013 e 2014, as previsões de energia eólica ficaram acima da energia real produzida. Em 2015, as previsões de energia eólica foram praticamente similares ao total de energia real produzida por esta tecnologia. Denota-se alguma correlação entre este indicador e as condições hidrológicas ocorridas em Portugal Continental<sup>8</sup>.

A Figura 17 mostra a evolução do coeficiente de variação da energia real produzida pela eólica dada pela seguinte equação  $Coeficiente\ de\ Variação_i = \frac{\sigma_{Energia\ Real_i}}{\mu_{Energia\ Real_i}}$ , que resulta da divisão do desvio padrão da energia real produzida pela eólica pela média da energia real produzida pela eólica.

---

<sup>8</sup> 2013 e 2014 foram anos hidrológicamente mais favoráveis para a produção de energia hídrica.

**Figura 17 – Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela Eólica em Portugal**

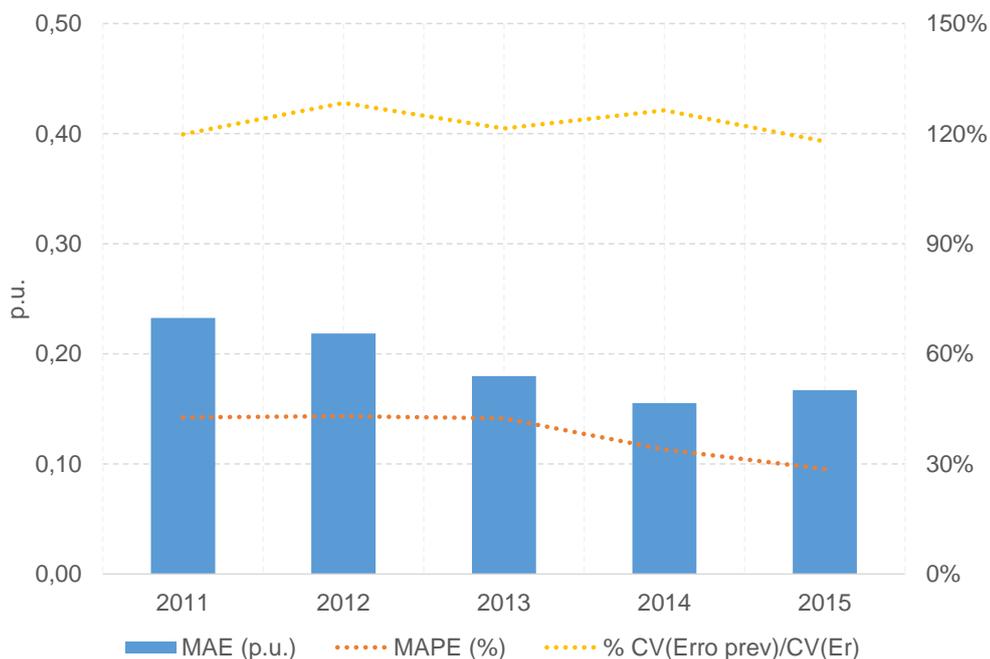


Fonte: ERSE, REN

Denota-se uma certa variabilidade da eólica em Portugal continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida a rondar os 0.74.

A Figura 18 apresenta a evolução de indicadores de previsão da eólica em Portugal. Os valores de MAE observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de produção eólica em Portugal Continental. Apresenta-se também a evolução do indicador dado pela divisão entre o coeficiente de variação do erro de previsão ( $CV_{Erro\ prev} = \frac{\sigma_{Erro\ prev}}{\mu_{Erro\ prev}}$ ) e do coeficiente de variação da Energia real produzida pela eólica ( $CV_{Er} = \frac{\sigma_{Er}}{\mu_{Er}}$ ), que dá uma magnitude do peso do nível de variação do erro de previsão face ao nível da variação da energia real produzida.

Figura 18 – Evolução de indicadores de erros de previsão da Eólica em Portugal



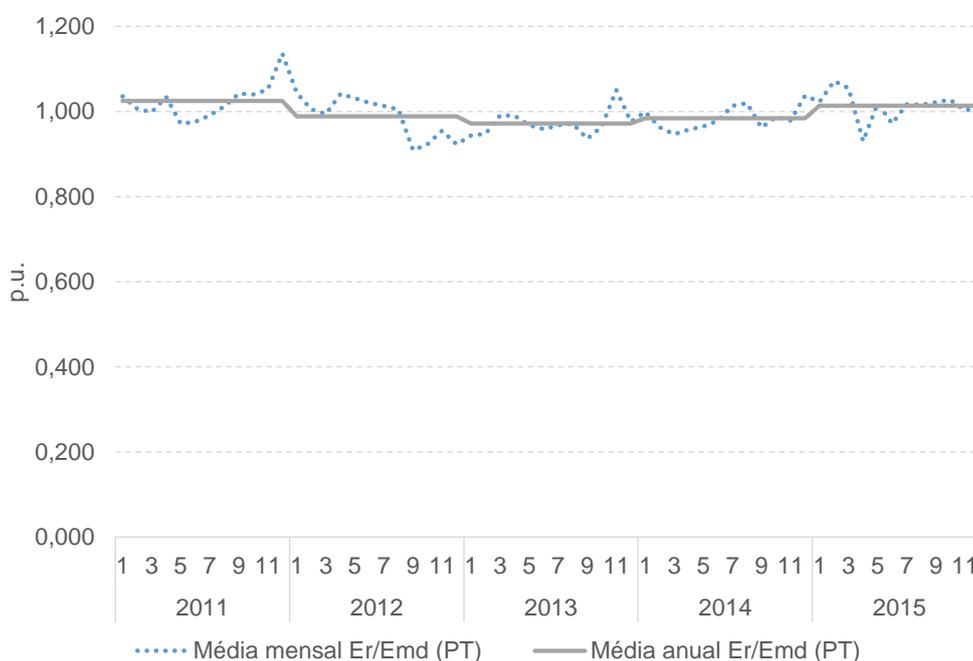
Fonte: Elaboração ERSE

Ao longo do período observa-se uma redução de todos os indicadores de erros de previsão. O MAPE tem sido melhorado para níveis em redor dos 29%, apesar de não se ter observado uma redução da magnitude do nível da variação do erro (acima dos 100%).

Interessa analisar o efeito da agregação da PRE intermitente e não intermitente, comparando a agregação das suas ofertas casadas em mercado diário com à produção agregada real, medindo o impacto na necessidade de serviços de sistema através do seu desvio, em cada um dos sistemas eléctricos.

A Figura 19 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela PRE e a energia despachada em mercado diário em Portugal.

**Figura 19 - Evolução da Energia real produzida e energia despachada em mercado diário de PRE em Portugal**



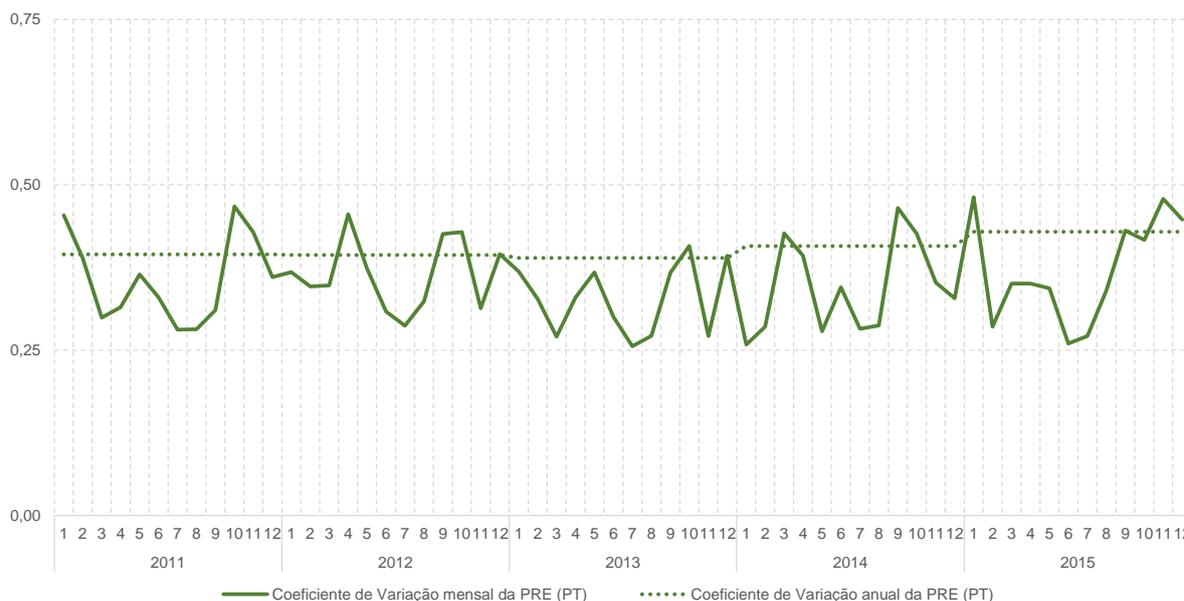
Fonte: ERSE, REN

No período de 2012 a 2014, as ofertas casadas em mercado diário da PRE ficaram, em média, ligeiramente acima da energia real produzida. Em 2011 e 2015, as ofertas casadas em mercado diário ficaram abaixo da energia real produzida.

A Figura 20 demonstra a evolução do coeficiente de variação da energia real produzida pela PRE.

Denota-se uma certa variabilidade da PRE em Portugal continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida a rondar os 0.40, amortecida pelo facto da unidade agregadora de PRE conter tecnologias menos intermitentes, nomeadamente, a cogeração, que amortece o efeito das outras tecnologias de origem renovável de carácter mais intermitente, designadamente a eólica.

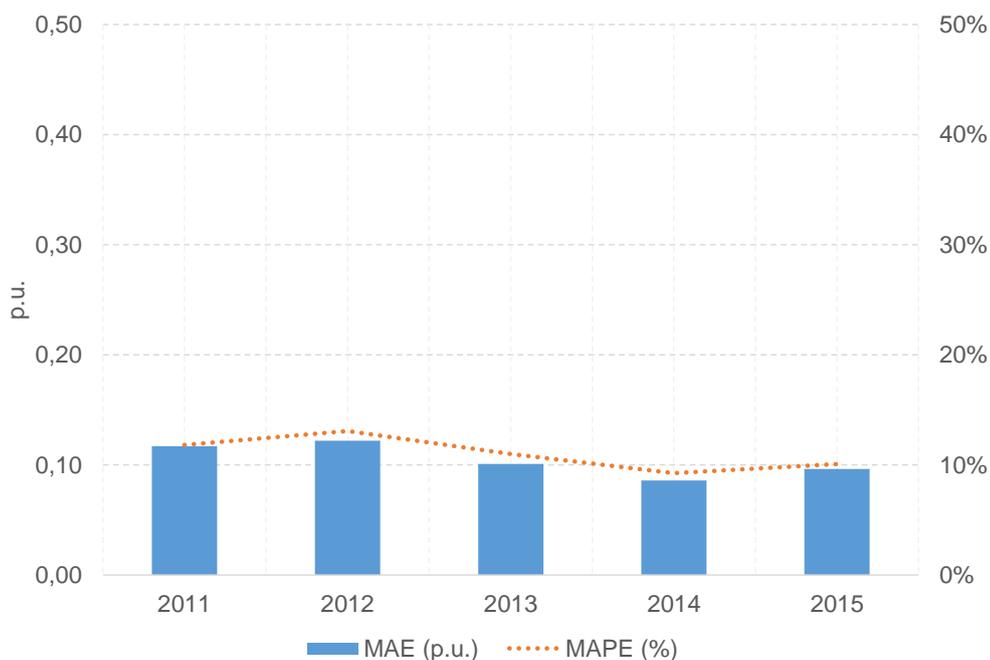
**Figura 20 - Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela PRE em Portugal**



Fonte: ERSE, REN

A Figura 21 apresenta a evolução de indicadores de desvio de PRE em Portugal, utilizando a mesma abordagem metodológica seguida na avaliação dos erros de previsão da Eólica. Os valores de MAE observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de PRE em Portugal Continental.

**Figura 21 - Evolução de indicadores de desvio da PRE em Portugal**



Fonte: Elaboração ERSE

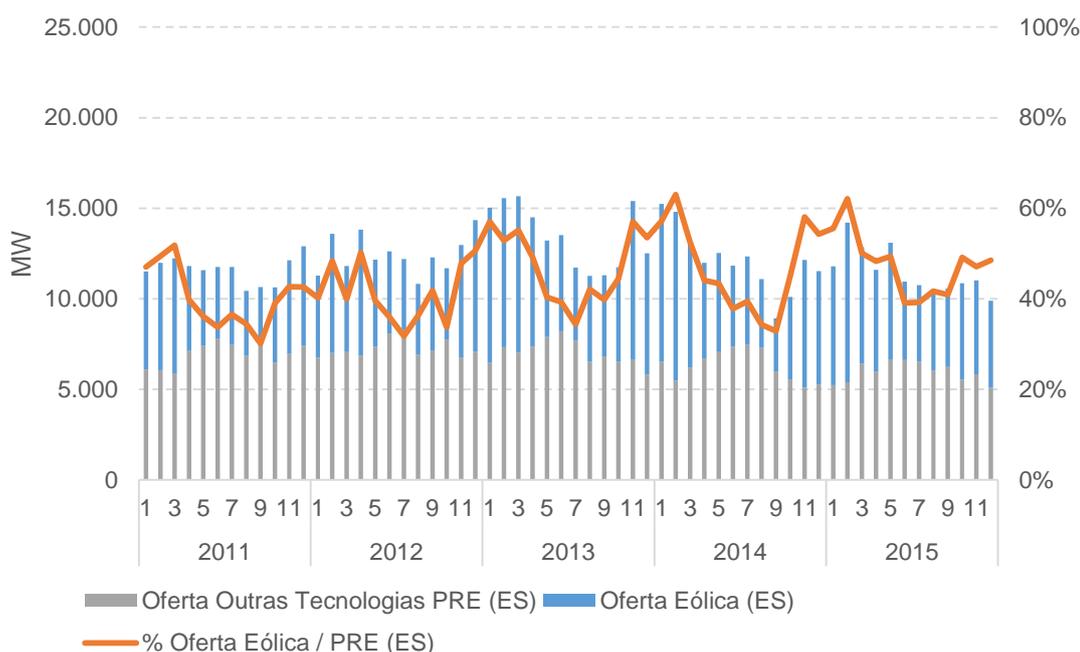
Ao longo do período observa-se uma tendência de redução de todos os indicadores de desvio da PRE. O MAPE tem sido melhorado para níveis em redor dos 10%. Contrastando este valor de MAPE associado ao desvio da PRE com o valor estimado de MAPE associado ao erro de previsão da eólica, verifica-se o efeito amortecedor resultante da agregação dos desvios entre as diferentes tecnologias de PRE, que reduz o desvio global dos produtores com remuneração garantida face à sua produção real.

### 3.2.2 ANÁLISE DA SITUAÇÃO ESPANHOLA

Em Espanha, os produtores em regime especial são responsáveis pela colocação de energia nos diferentes referenciais de mercado. A existência da figura do Facilitador de Mercado permite agregar a produção de diferentes produtores de modo a obter vantagens operativas e de consolidação de erros de previsão de injeção de energia devidos à programação do despacho em mercado, minimizando custos inerentes a desvios de produção de energia.

A Figura 22 apresenta a evolução da oferta da Eólica e de outras tecnologias PRE em Espanha.

**Figura 22 – Evolução da Oferta da Eólica e Outras Tecnologias PRE em Espanha**

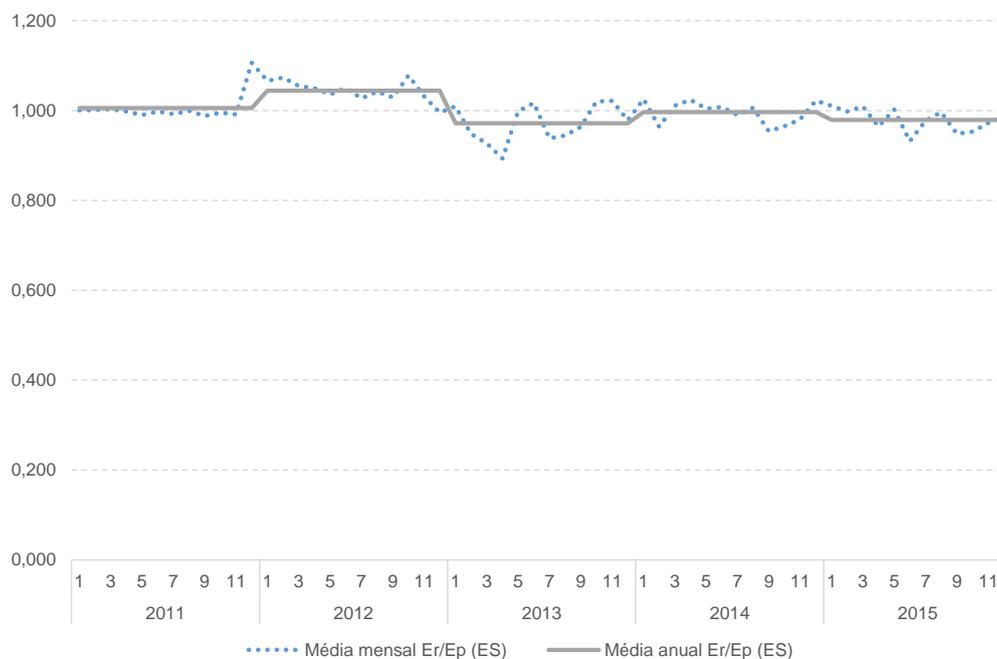


*Fonte: CNMC, REE*

À semelhança de Portugal, constata-se também que a tecnologia de carácter mais intermitente da produção em regime especial é a eólica, representando, em 2015, cerca de 48% do volume total de PRE casado em mercado diário, resultante das ofertas de venda dos produtores eólicos e dos facilitadores de mercado. Contudo, em Espanha o peso significativo da produção de origem solar (Térmico e Fotovoltaico) é igualmente significativo, pelo que se pode verificar no efeito sazonal dos picos de produção que decorrem durante os meses mais quentes (primavera e verão).

A Figura 23 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela tecnologia eólica e a energia prevista da eólica em Espanha (Continental).

**Figura 23 - Evolução da Energia real produzida e Energia prevista da Eólica em Espanha**

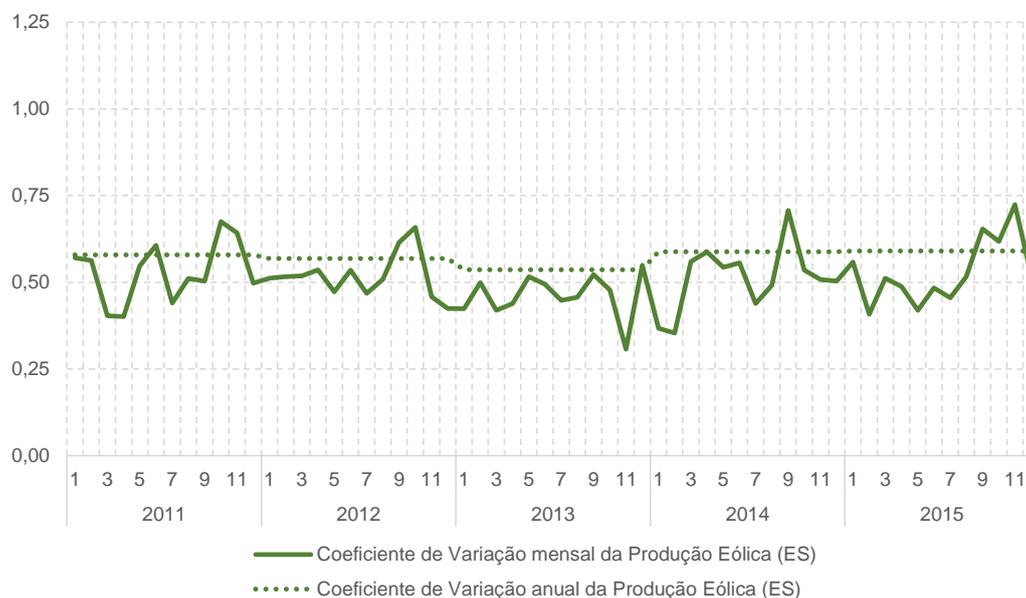


*Fonte: CNMC, REE*

Em termos médios, em 2012, as previsões de energia eólica ficaram abaixo da energia real produzida. Já em 2013 e 2015, as previsões de energia eólica ficaram acima da energia real produzida. Em 2011 e 2014, as previsões de energia eólica foram praticamente similares ao total de energia real produzida por esta tecnologia.

A Figura 24 demonstra a evolução do coeficiente de variação da energia real produzida pela eólica em Espanha.

**Figura 24 - Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela Eólica em Espanha**

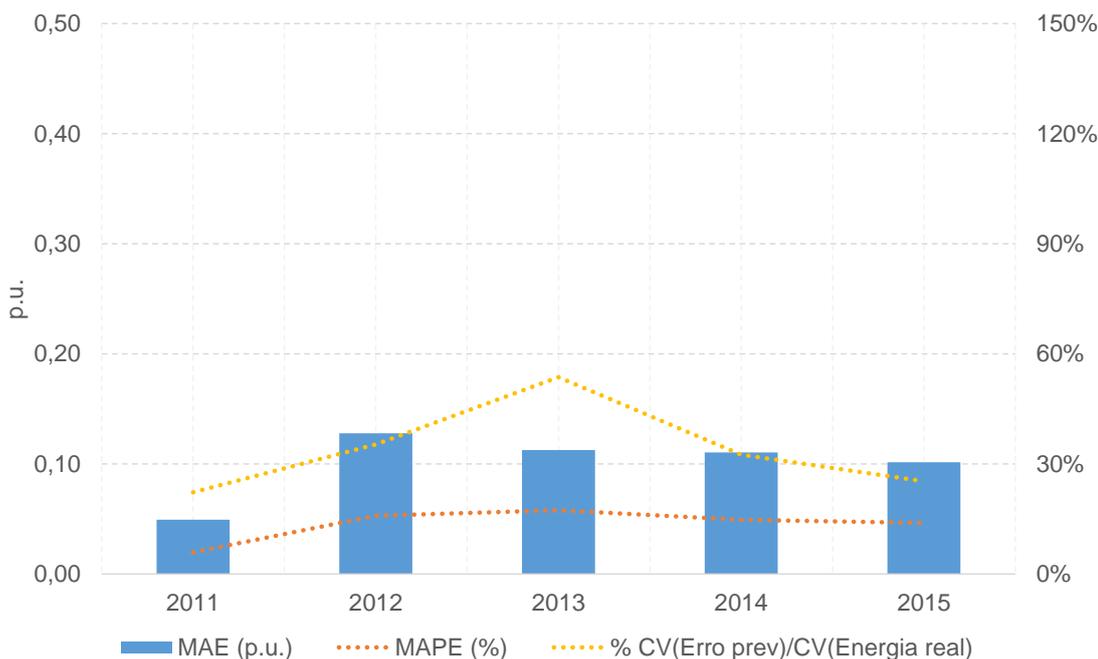


Fonte: CNMC, REE

Denota-se uma variabilidade da eólica em Espanha continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida a rondar os 0.57 durante o período 2011-2015, valor bastante inferior quando comparando com a situação portuguesa, o que parece demonstrar a existência de uma maior incerteza nas previsões de energia eólica efetuadas em Portugal motivada pela própria volatilidade da energia eólica, que possivelmente irá traduzir-se numa menor performance da previsão efetuada em Portugal.

A Figura 25 apresenta a evolução de indicadores de previsão da eólica em Espanha. À semelhança do caso português, os valores de MAE observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de produção eólica em Espanha.

Figura 25 – Evolução de indicadores de erros de previsão da eólica em Espanha



Fonte: Elaboração ERSE

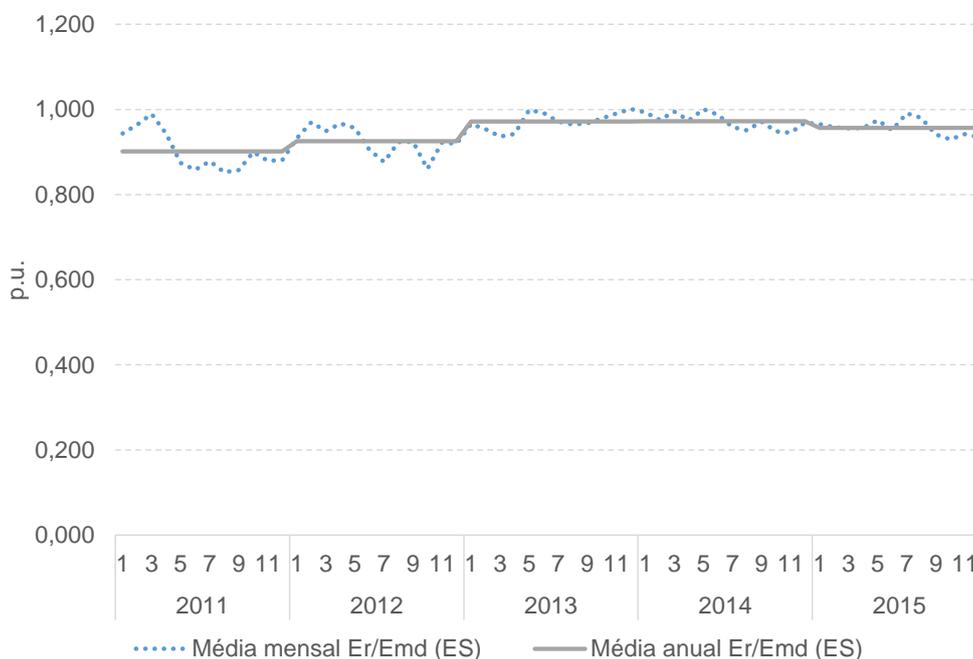
Desde 2012 que o MAPE apresenta valores médios em redor dos 15%, bastante abaixo do MAPE associado ao erro de previsão de energia eólica em Portugal. Ao contrário da situação portuguesa, a magnitude do nível da variação do erro de previsão face à variação da energia real produzida pela eólica em Espanha está bastante abaixo dos 100%, o que também contrasta com uma menor volatilidade da energia eólica espanhola.

Interessa analisar o efeito da agregação da PRE intermitente e não intermitente, comparando a agregação das suas ofertas casadas em mercado diário e a contratação bilateral com a produção agregada real, medindo o impacto na necessidade de serviços de sistema através do seu desvio, em cada um dos sistemas elétricos. Para efeitos de análise considerou-se a informação horária<sup>9</sup> disponibilizada pela CNMC, respeitante ao período de 2011 a 2015.

A Figura 26 apresenta a evolução do indicador que resulta da divisão entre a energia real produzida pela PRE e a energia despachada em mercado diário (inclui a contratação bilateral) em Espanha.

<sup>9</sup> A agregação das ofertas casadas em mercado diário e a contratação bilateral resulta da informação proveniente dos ficheiros PDBF disponibilizados pela REE à CNMC.

**Figura 26 - Evolução do Energia real produzida e energia despachada em mercado diário de PRE em Espanha**



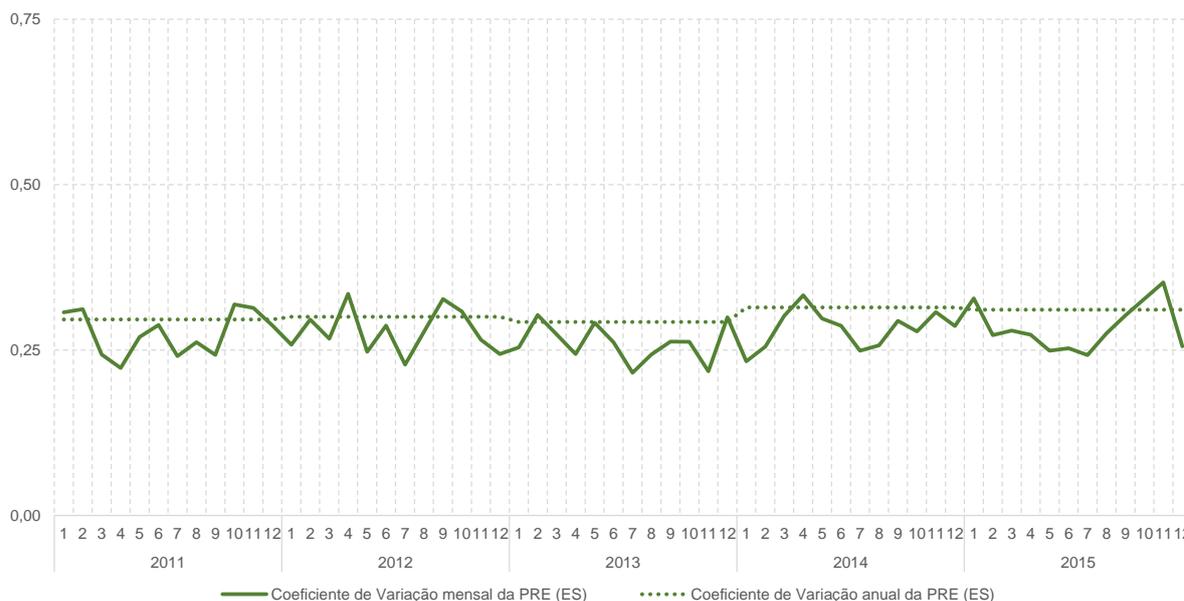
Fonte: CNMC, REE

Durante o período constata-se que o agregado das ofertas casadas em mercado diário e a contratação bilateral da PRE ficaram, em média, acima da energia real produzida.

A Figura 27 demonstra a evolução mensal do coeficiente de variação da energia real produzida pela PRE.

Denota-se uma certa variabilidade da PRE em Espanha continental com valores médios do coeficiente de variação da energia real produzida de 0.30. Esse valor é mais reduzido que o verificado para o caso português (0.43), fruto de um menor peso da eólica (48% no caso espanhol e 55% no caso português) e do seu reduzido nível de volatilidade (59% no caso espanhol e 76% no caso português).

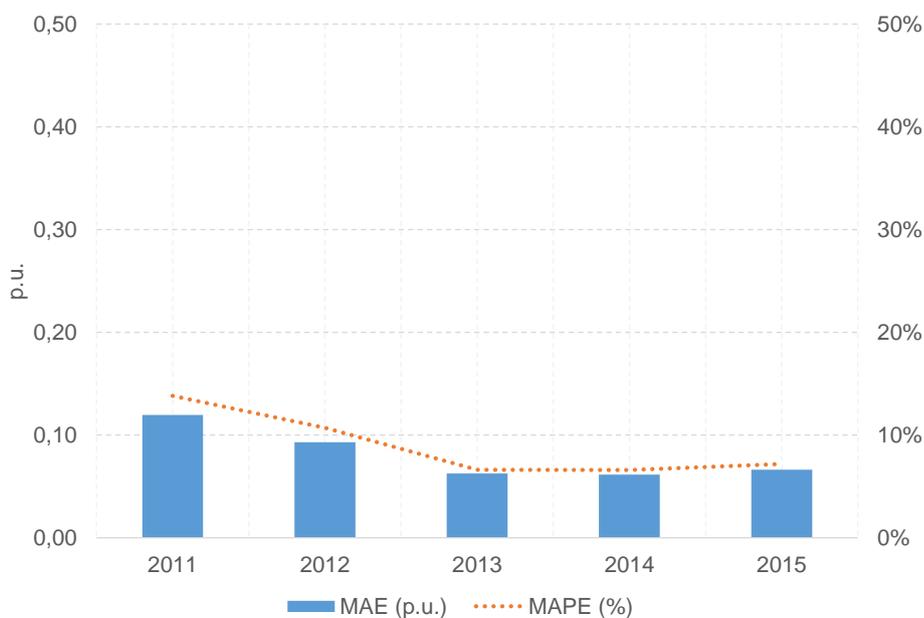
**Figura 27 - Evolução do Coeficiente de Variação da Energia real produzida pela PRE em Espanha**



Fonte: CNMC, REE

A Figura 28 apresenta os indicadores de desvio de PRE em Espanha, utilizando a mesma abordagem metodológica seguida na avaliação dos erros de previsão da Eólica. Os valores de MAE observáveis em todas as horas do ano são normalizados pela energia real total de PRE em Espanha Continental.

**Figura 28 - Evolução de indicadores de desvio de PRE em Espanha**



Fonte: Elaboração ERSE

Ao longo do período observa-se uma tendência de redução de todos os indicadores de desvio de PRE. O MAPE tem sido melhorado para níveis em redor dos 7%. Contrastando este valor de MAPE associado ao desvio da PRE com o valor estimado de MAPE associado ao erro de previsão da eólica, verifica-se o efeito amortecedor resultante da agregação dos desvios entre as diferentes tecnologias de PRE.

Contrastando o MAPE português com o MAPE espanhol, parece haver indícios que o incentivo de pagamento de desvios por parte dos produtores em regime especial, tem vindo a reduzir os erros associados à previsão, por via da melhoria das previsões e de uma melhor actuação em mercado dos produtores em regime especial.

Denota-se que no modelo espanhol, existe a figura do facilitador de mercado que permite a consolidação das carteiras de produção, co-existindo múltiplas entidades que oferecem essa prestação de serviço, ao reduzir estatisticamente os desvios gerados.

O efeito escala referente à dispersão geográfica dos produtores em regime especial e à dimensão da energia proveniente de PRE, designadamente a produção de origem eólica, parece justificar também a redução dos desvios e da volatilidade no sistema espanhol face ao sistema português.

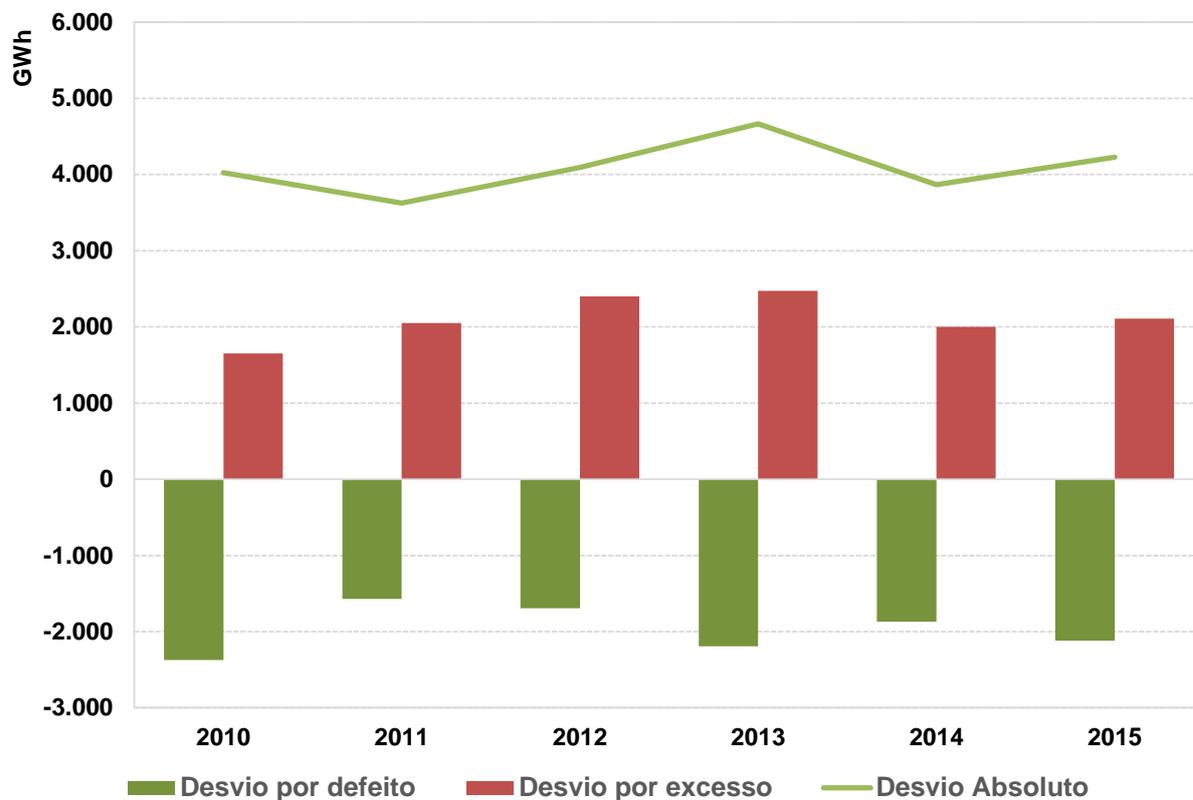
### **3.3 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRETAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE**

#### **3.3.1 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRETAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE EM PORTUGAL**

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 29 apresenta a evolução de 2010 a 2015 dos desvios globais no sistema elétrico 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.

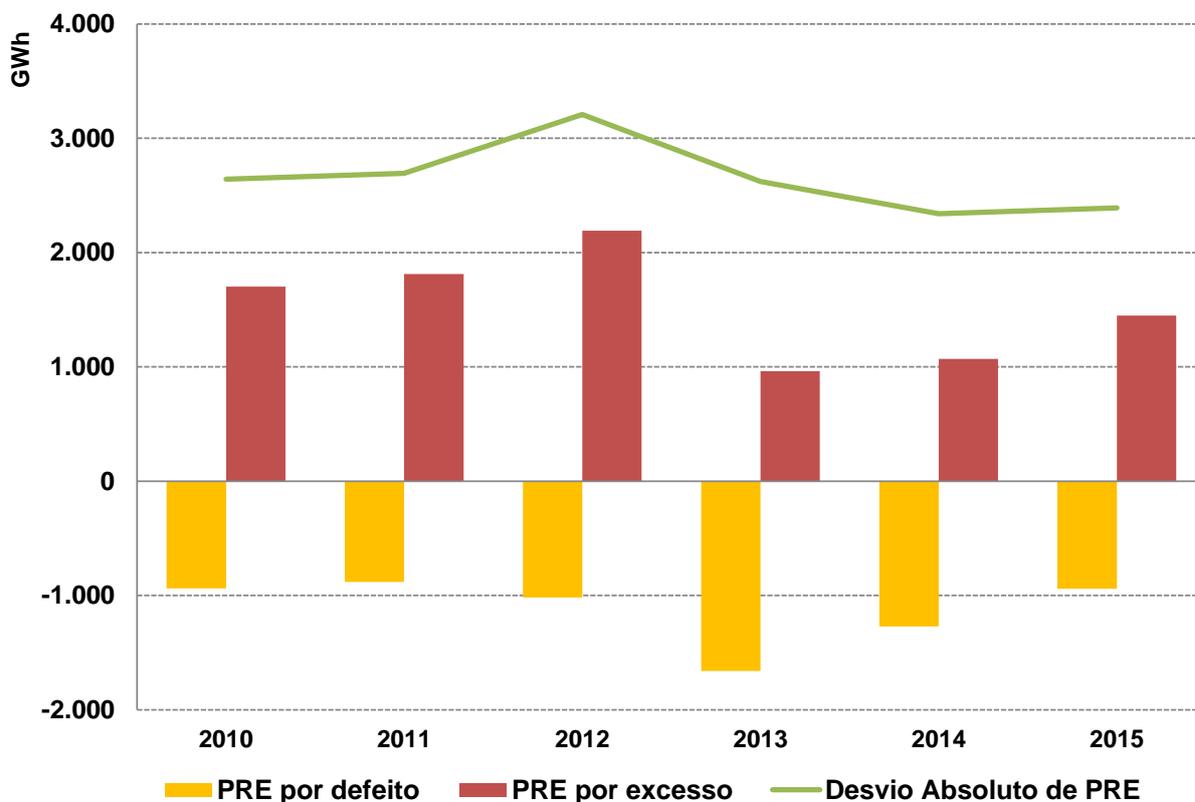
Figura 29 – Desvios globais no sistema português



Fonte: REN

A Figura 30 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. É de registar uma tendência de redução do volume absoluto de desvios entre 2013 e 2015, essencialmente motivado pela redução dos desvios por defeito. Em 2012 verificou-se o valor máximo do desvio absoluto da PRE, correspondente a 3.208 GWh (média horária de 365 MWh), no qual o desvio por excesso contribuiu cerca de 68% do desvio absoluto. Em 2015, o valor do desvio absoluto de PRE correspondeu a 2.391 GWh (média horária de 237 MWh), no qual o desvio por excesso contribuiu cerca de 61% do desvio absoluto.

Figura 30 – Desvios de previsão da PRE face ao programa real de produção



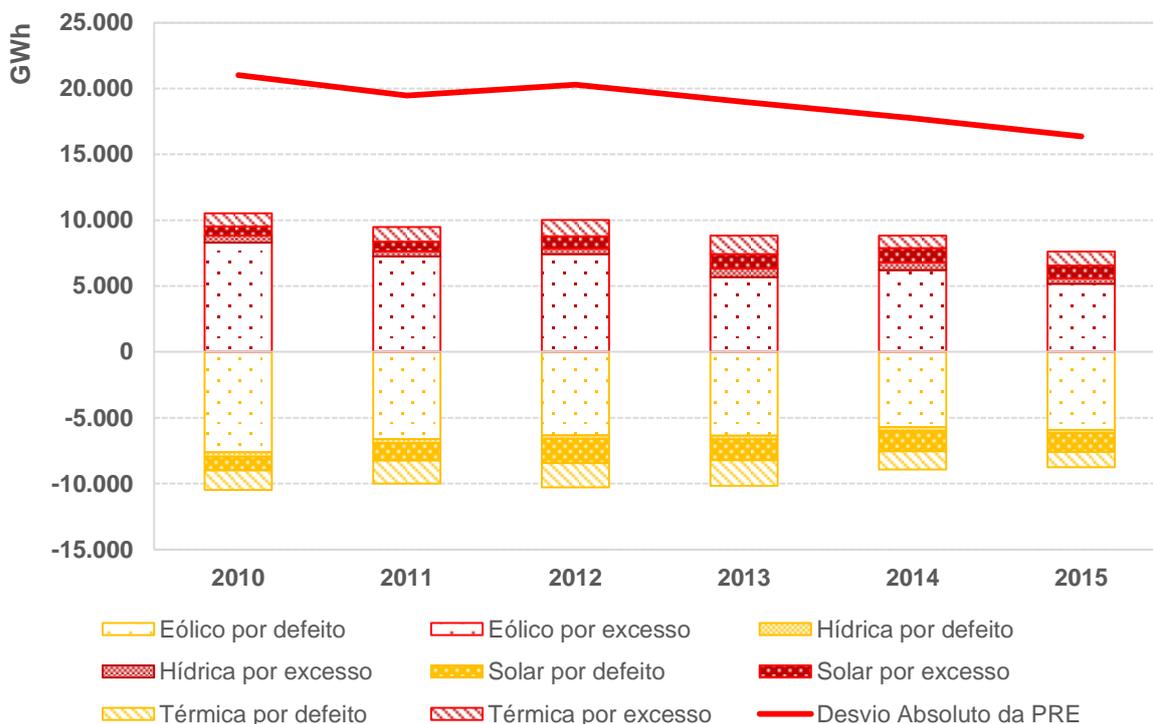
Fonte: Elaboração ERSE

### 3.3.2 DESVIOS GLOBAIS DO SISTEMA E DESVIOS DIRETAMENTE ATRIBUÍVEIS À PRE EM ESPANHA

Em Espanha, o desvio de cada unidade de programação é determinado como sendo a diferença entre a medida de geração ou consumo, no referencial de geração e o programa horário de liquidação (PHL). O Programa Horário de Liquidação compreende a energia incluída no programa operativo (P48), exceto os desvios comunicados pelos agentes de mercado ao operador de sistema e as reduções na procura ordenadas pelo operador de sistema no âmbito de regime de ininterruptibilidade.

A figura seguinte mostra os desvios medidos para as unidade de produção em regime especial, em valor agregado anual. Observa-se que os maiores desvios correspondem à produção eólica, sendo a tecnologia que apresenta a maior capacidade instalada. Também se observa um certo equilíbrio entre os desvios a subir (produção real maior que a produção programada) e a descer (menor produção real que a produção programada), ainda que se observam períodos no tempo em que existe uma dominância de um dos sentidos do desvio.

Figura 31 – Desvios medidos da PRE em Espanha

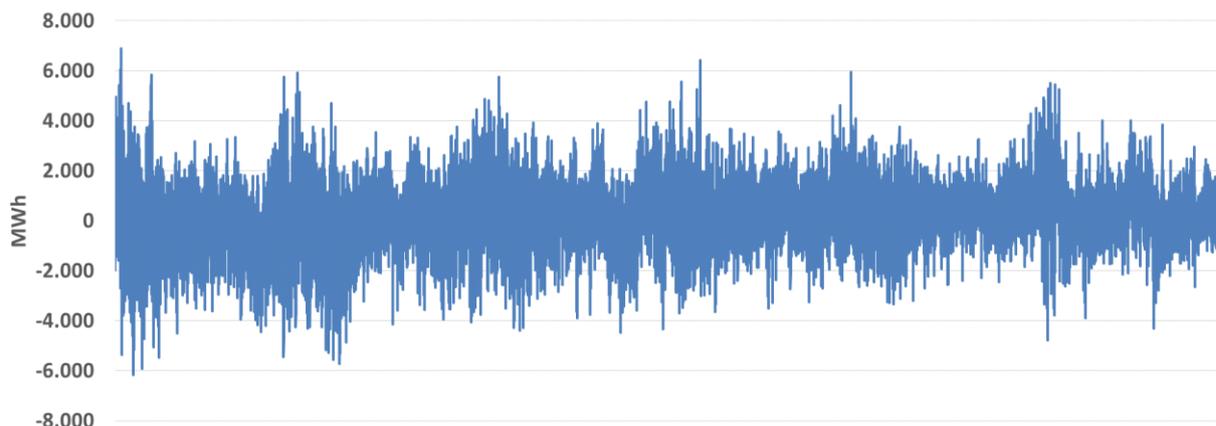


Fonte: REE e CNMC

É de registar uma tendência de redução do volume absoluto de desvios entre 2012 e 2015. Em 2010 verificou-se o valor máximo do desvio absoluto da PRE, correspondente a 21.007 GWh (média horária de 2.398 MWh). Em 2015, o valor do desvio absoluto de PRE correspondeu a 16.359 GWh (média horária de 1.867 MWh).

O efeito que estes desvíos possam vir a ter sobre o sistema eléctrico em cada hora dependerá do valor líquido resultante e do desvio do resto das unidades do sistema. O desvio global do sistema é calculado através do saldo líquido horário das energias a subir e a descer assignadas pelo procedimento de resolução de desvíos, de regulação terciária, de regulação secundária e de serviços transfronteiriços de acções coordenadas de balanço entre sistemas.

**Figura 32 –Desvio líquido horário de Espanha**



Fonte: REE e CNMC

### **3.4 OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS**

#### **3.4.1 ANÁLISE DA SITUAÇÃO PORTUGUESA**

O mercado de produção organizado engloba um conjunto de mecanismos que visa conciliar a livre concorrência na produção de energia elétrica com a necessidade de dispor de um abastecimento que cumpra com os critérios de segurança e qualidade definidos. Este conjunto de mecanismos centra-se em dois aspetos fundamentais: a resolução de restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema.

O processo de resolução de restrições técnicas decorre em três fases distintas: mercado diário, mercado intradiário e tempo real. Este processo visa, fundamentalmente, garantir quer a exequibilidade física dos programas resultantes dos mercados diário e intradiário quer a operação do sistema em tempo real, baseando-se em ofertas apresentadas pelos agentes de mercado.

Já no âmbito dos serviços de sistema, consideram-se dois conjuntos: os serviços de sistema obrigatórios e os serviços de sistema complementares.

Por serviços de sistema obrigatórios entendem-se aqueles que qualquer unidade de produção em regime ordinário deve garantir, como a regulação de tensão ou a regulação primária de frequência. Estes serviços de sistema não são, no atual modelo, passíveis de remuneração.

Os restantes serviços de sistema – complementares – são passíveis de remuneração e devem ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios que visem a promoção da eficiência económica. O modelo adotado estabelece uma separação implícita entre os serviços de sistema complementares aos quais o sistema recorre de um modo regular e aqueles que apenas são necessários pontualmente. Os primeiros, que abrangem a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação, são contratados com base em mercados de ofertas, enquanto os segundos, como a compensação síncrona ou o arranque autónomo, se baseiam em contratação bilateral.

### RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Entende-se por restrição técnica qualquer circunstância ou incidência derivada das atividades de produção, transporte ou distribuição que, por afetar as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do abastecimento, requer a modificação dos programas de energia elétrica.

O processo de resolução de restrições técnicas é gerido pelo Gestor do Sistema e visa resolver restrições técnicas internas (dado que as restrições técnicas na interligação se resolvem através de um mecanismo diferente designado por Ações Coordenadas de Balanço) e assenta em três fases distintas:

- **Validação do programa resultante do mercado diário** – este processo de validação decorre imediatamente após o encontro de ofertas realizado no âmbito do mercado diário, tendo por base ofertas específicas apresentadas pelos agentes de mercado. Cada oferta mobilizada é valorizada ao respetivo preço de oferta (*pay-as-bid*). Os custos decorrentes da mobilização de ofertas em cada período horário são suportados por todo o consumo dos agentes de mercado;
- **Validação dos programas resultantes do mercado intradiário** – este processo de validação decorre imediatamente após cada sessão de encontro de ofertas do mercado intradiário. As restrições técnicas identificadas são solucionadas através da eliminação das ofertas que as originam, não resultando deste processo nenhum custo adicional;
- **Operação** – as restrições técnicas identificadas no âmbito da operação do sistema elétrico em tempo real são solucionadas através da mobilização de ofertas de reserva de regulação. Cada oferta mobilizada é valorizada ao respetivo preço de oferta (*pay-as-bid*), não sendo considerada para a obtenção do preço marginal da reserva de regulação. Os custos decorrentes da mobilização de ofertas em cada período horário são suportados por todo o consumo dos agentes de mercado.

### REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA

Na presença de perturbações de frequência no sistema elétrico, o controlo primário<sup>10</sup> pode evitar a ocorrência de grandes variações de frequência. No entanto, esta função de controlo é incapaz, por si só, de repor a frequência no seu valor nominal (por se tratar de uma função de controlo que não é integral, é proporcional). Para tal, o sistema recorre à regulação secundária de frequência que, adicionalmente, responde ao objetivo de manter as trocas de energia elétrica na interligação nos valores programados.

A regulação secundária de frequência consiste no estabelecimento de uma banda de regulação (intervalo de variação da potência do grupo gerador em torno do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante) e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, conforme solicitado pelo Gestor do sistema.

---

<sup>10</sup> A regulação primária de frequência é um serviço de sistema obrigatório e não remunerado.

No estabelecimento da banda de regulação necessária para operar o sistema em cada hora, o Gestor do Sistema considera o critério publicado pela ENTSO-E<sup>11</sup> para a Banda de Regulação Secundária a Subir, dado pela seguinte expressão:

$$BRS_{Subir} = p \times \sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b$$

Na equação anterior os valores de  $a$  e  $b$ , estabelecidos empiricamente, são, respetivamente, 10 e 150 MW, sendo  $L_{máx}$  o valor máximo do consumo previsto para a hora em causa. O valor de  $p$ , também estabelecido empiricamente, varia num intervalo entre 1,2 e 1,6 consoante a hora do dia. Deste modo faz-se depender a contratação da banda de regulação da previsão de consumo elaborada que, aliás, impacta também na mobilização de energia associada aos mercados de serviços de sistema e, portanto, nos custos em que os agentes incorrem.

A Banda de Regulação Secundária a Descer é dada pela seguinte expressão:

$$BRS_{Descer} = \frac{BRS_{Subir}}{2}$$

A valorização do serviço de regulação secundária de frequência é composta por duas parcelas:

- **Valorização da banda de regulação secundária** – a banda de regulação secundária horária atribuída a cada unidade de produção (unidade física) é valorizada ao preço da última oferta aceite de banda de regulação em cada hora;
- **Valorização da energia de regulação secundária** – a energia de regulação secundária utilizada é valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora, tanto a subir, como a descer.

No caso em que não existam ofertas de banda de regulação secundária suficientes para atender às necessidades do sistema, o Gestor do Sistema pode atribuir banda de regulação secundária, nos termos do mecanismo excecional estabelecido no Manual de Procedimentos da gestão Global do Sistema. De acordo com este mecanismo, a banda de potência extraordinária que seja necessária para obter a banda requerida valorizar-se-á a 115% do preço marginal da banda de regulação secundária dessa hora.

A banda de regulação, incluindo a extraordinária, constitui um custo fixo de operação do sistema, pelo que é coberto por todo o consumo dos agentes de mercado. Já a energia horária de regulação secundária é paga por todos os agentes de mercado que incorrerem em desvios em cada hora.

#### **CARATERIZAÇÃO DO MERCADO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA EM PORTUGAL (PERÍODO 2010-2015)**

Em termos médios, durante o período 2010-2015, constante-se uma tendência de redução da amplitude média da banda de regulação secundária<sup>12</sup> assignada pelo operador do sistema elétrico português. Em 2010 o valor da amplitude média horária era 289 MW (193 MW de banda de regulação secundária a subir

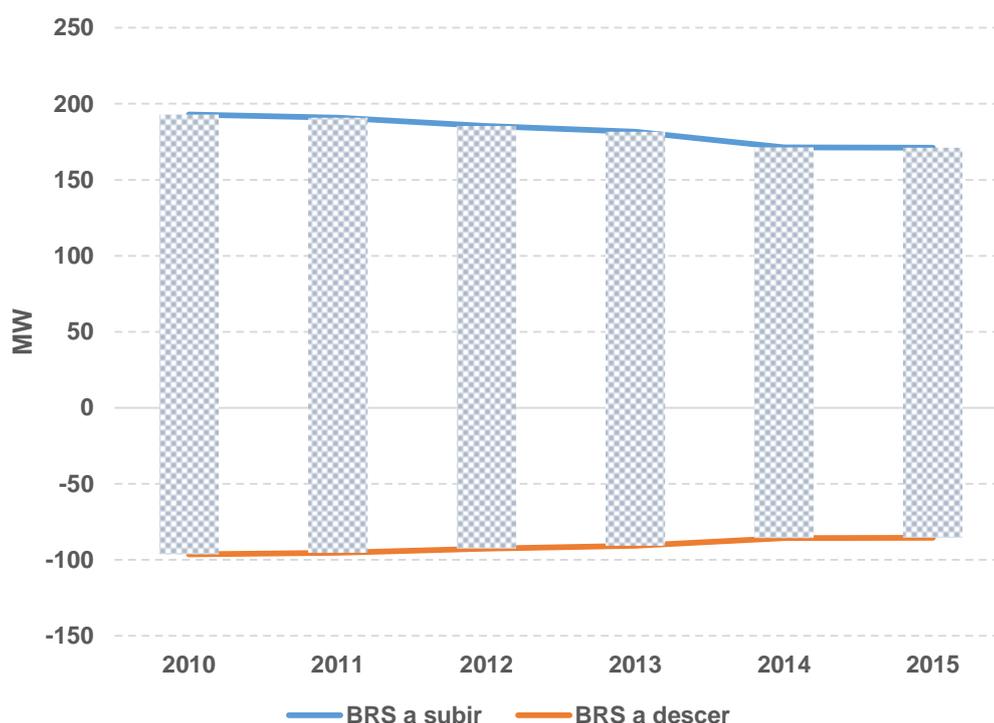
---

<sup>11</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>12</sup> Calculado através da soma da Banda de Regulação Secundária a Subir e a Banda de Regulação Secundária a Descer.

e 96 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). Em 2015 o valor da amplitude média horária era 257 MW (171 MW de banda de regulação secundária a subir e 86 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). A redução da amplitude da banda de regulação secundária deveu-se sobretudo à redução média das necessidades de banda de regulação secundária a subir, tendo-se observado um decréscimo de 11% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015.

**Figura 33 – Banda de Regulação Secundária assignada em Portugal (média horária)**



*Fonte: REN*

No capítulo 3.1 referente à Previsão e Firmeza da PRE no MIBEL, no sub-capítulo que analisa a situação portuguesa, a redução dos erros de previsão associados à eólica e o seu impacto na redução dos erros de previsão da carteira agregada de PRE parece justificar em parte a redução média das necessidades de contratualização de banda de regulação secundária.

Tendo em vista a caracterização da relação da previsão de procura, utilizando para o efeito o referencial de programação da procura em mercado diário, com a assignação de banda de regulação secundária pelo operador do sistema elétrico português foram efetuadas duas regressões destas duas variáveis, utilizando os dados disponíveis entre 1 de janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2015, com o modelo 1 (interseção nula) e modelo 2 (interseção não nula):

**Modelo 1:**  $Amplitude\ BRS_{PT} = a + b \times Procura\ MD_{PT}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Amplitude\ BRS_{PT} = a + b \times Procura\ MD_{PT}, a \neq 0$

em que

*Amplitude BRS<sub>PT</sub>* corresponde à amplitude da Banda de Regulação Secundária assignada pelo operador do sistema eléctrico português, em MW, calculado como a soma da Banda de Regulação Secundária a Subir e a Banda de Regulação Secundária a Descer; e

*Procura MD<sub>PT</sub>* corresponde à procura abastecida no mercado diário na zona de preço portuguesa, em MWh.

Os resultados do Modelo 1 apontam para uma relação entre o nível de Procura despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,047 MW.

Este modelo tem um elevado valor explicativo, dado o valor significativo da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 34 – Estatística da Regressão do Modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,988
Quadrado de R	0,977
Quadrado de R ajustado	0,977
Erro-padrão	42,192
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	3.989.359.696	3.989.359.696	2.241.033	0
Residual	52583	93.605.288	1.780		
Total	52584	4.082.964.984			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura MD	0,047	0,000	1497,008	0,000	0,047	0,047	0,047	0,047

Os resultados do Modelo 2 apontam para uma relação entre o nível de Procura despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,036 MW.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 35 – Estatística da Regressão do Modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,658
Quadrado de R	0,433
Quadrado de R ajustado	0,433
Erro-padrão	40,745
Observações	52584

ANOVA

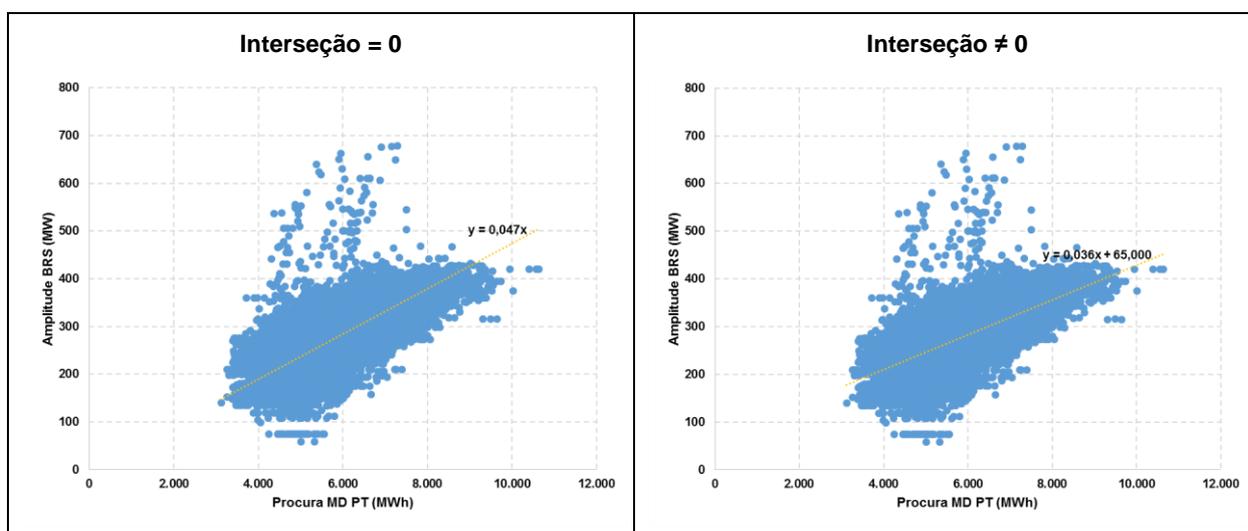
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	66.732.532	66.732.532	40.196	0
Residual	52582	87.294.558	1.660		
Total	52583	154.027.090			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	65,000	1,054	61,654	0,000	62,933	67,066	62,933	67,066
Procura MD	0,036	0,000	200,490	0,000	0,036	0,037	0,036	0,037

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 36 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1 e 2.

**Figura 36 – Regressões Amplitude BRS em função da Procura dirigida a Mercado Diário**



Realizou-se o mesmo exercício anterior, para o mesmo período de análise, substituído a variável de Procura em Mercado Diário pela Procura Residual em Mercado Diário, que resulta da aplicação da seguinte fórmula:  $Procura\ Residual\ MD_{PT} = Procura\ MD_{PT} - Oferta\ PRE\ MD_{PT}$ .

Os novos modelos de regressão estimados foram:

**Modelo 1\*:**  $Amplitude\ BRS_{PT} = a + b \times Procura\ Residual\ MD_{PT}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $Amplitude\ BRS_{PT} = a + b \times Procura\ Residual\ MD_{PT}, a \neq 0$

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Os resultados do Modelo 1\* apontam para uma relação entre o nível de Procura Residual despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,073 MW.

Este modelo tem também um elevado valor explicativo, dado o valor significativo da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 37 – Estatística da Regressão do Modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,957
Quadrado de R	0,916
Quadrado de R ajustado	0,916
Erro-padrão	80,857
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	3.739.186.068	3.739.186.068	571.930	0
Residual	52583	343.778.916	6.538		
Total	52584	4.082.964.984			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura Residual MD	0,073	0,000	756,261	0,000	0,073	0,074	0,073	0,074

Os resultados do Modelo 2\* apontam para uma relação entre o nível de Procura Residual despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,021 MW.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 38 – Estatística da Regressão do Modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,467
Quadrado de R	0,218
Quadrado de R ajustado	0,218
Erro-padrão	47,853
Observações	52584

ANOVA

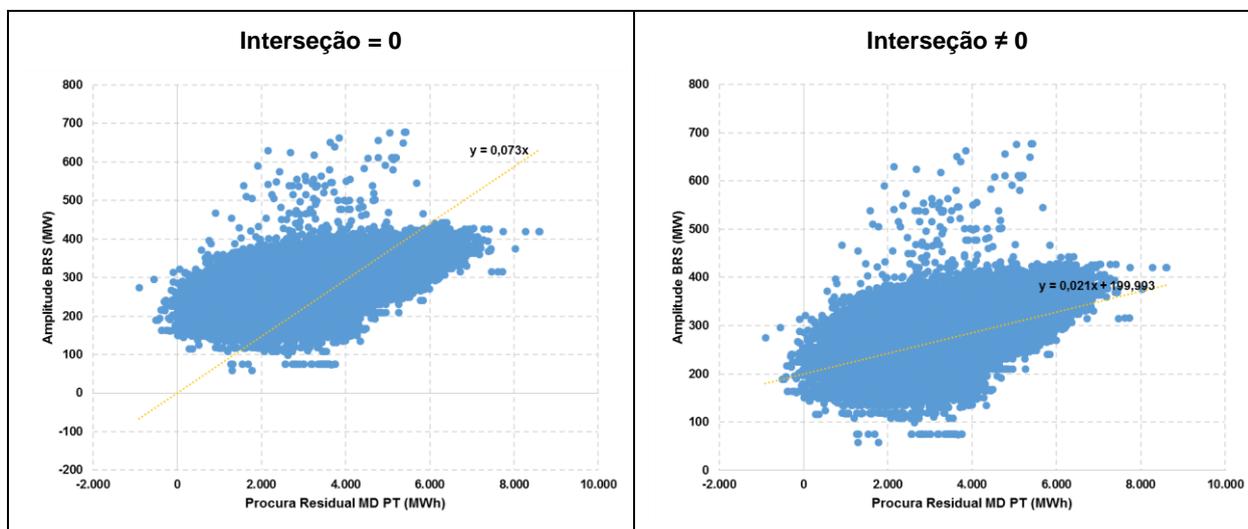
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	33.618.223	33.618.223	14.681	0
Residual	52582	120.408.867	2.290		
Total	52583	154.027.090			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	199,993	0,640	312,321	0,000	198,738	201,248	198,738	201,248
Procura Residual MD	0,021	0,000	121,165	0,000	0,021	0,022	0,021	0,022

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 39 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1\* e 2\*.

**Figura 39 - Regressões Amplitude BRS em função da Procura Residual dirigida a Mercado Diário**



Da análise às regressões realizadas, a variável Procura dirigida a mercado diário é aquela que, estatisticamente, justifica melhor as necessidades de atribuição de banda de regulação secundária pelo operador do sistema eléctrico português. A evolução da banda de regulação secundária está melhor correlacionada com a procura dirigida a mercado diário (coeficiente de correlação de 0,66).

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros, em cada um dos modelos estimados, através da aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos por aplicação do modelo de estimação HAC (Newey-West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

### RESERVA DE REGULAÇÃO

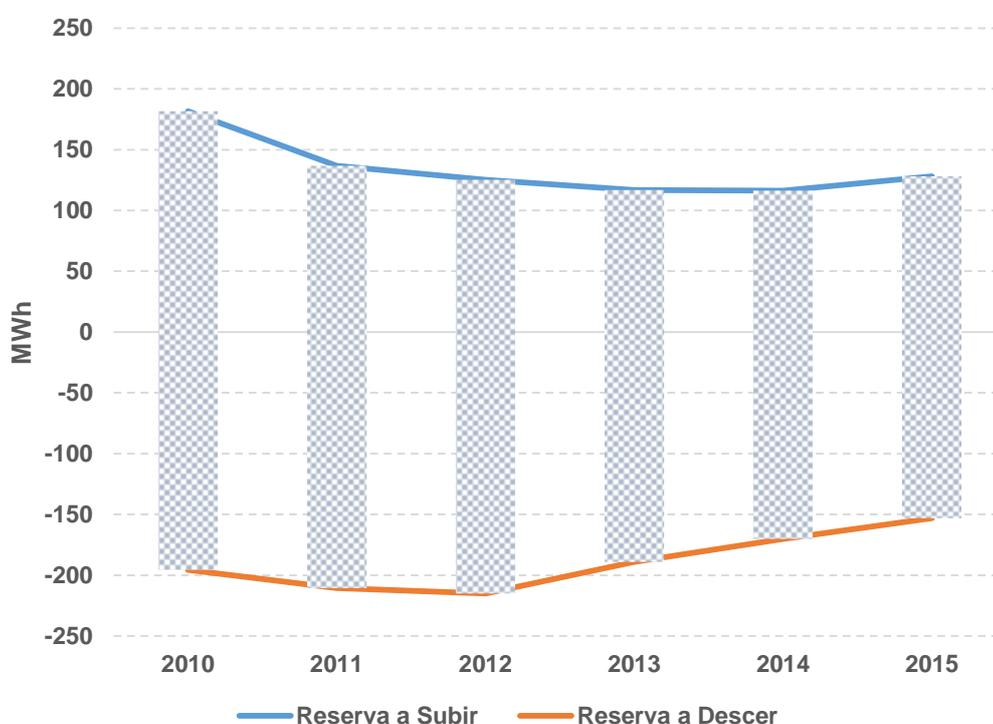
A reserva de regulação visa, nomeadamente, a restituição da regulação secundária utilizada, a resposta a uma perda máxima de produção pré-definida e a cobertura do consumo sempre que existam diferenças significativas entre os valores previstos e os resultantes dos mercados de produção.

A reserva de regulação é contratada e retribuída por mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas mobilizadas, em cada sentido de regulação. À semelhança da energia de regulação secundária, a reserva de regulação horária é paga pelos agentes de mercado que incorrerem em desvios nessa hora.

### CARATERIZAÇÃO DO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO EM PORTUGAL (PERÍODO 2010-2015)

Em termos médios, durante o período 2010-2015, constanta-se uma tendência de redução da energia de reserva de regulação<sup>13</sup> mobilizada pelo operador do sistema elétrico português. Em 2010 o valor da energia de reserva de regulação média horária era 377 MWh (182 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 196 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). Em 2015 o valor da energia de reserva de regulação horária era 281 MWh (128 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 153 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). A redução da energia de reserva de regulação deveu-se à redução média das energias de reserva de regulação a subir e a descer, tendo-se observado um decréscimo de 25% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015.

Figura 40 - Energia de reserva de regulação em Portugal (média horária)



Fonte: REN

No capítulo 3.1 referente à Previsão e Firmeza da PRE no MIBEL, no sub-capítulo 3.2.1 que analisa a situação portuguesa, a redução dos erros de previsão associados à eólica e o seu impacto na redução dos erros de previsão da carteira agregada de PRE parece justificar em parte a redução média da mobilização de energia de reserva de regulação.

<sup>13</sup> Calculado através da soma da Energia de Reserva de Regulação a Subir e a Energia de Reserva de Regulação a Descer.

Tendo em vista a caracterização da relação do erro de previsão de PRE, dado pelo  $MAE\ PRE_{PT}$ , com a mobilização da energia de reserva de regulação pelo operador do sistema elétrico português foram efetuadas duas regressões destas duas variáveis, utilizando os dados disponíveis entre 1 de janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2015, com o modelo 1 (interseção nula) e modelo 2 (interseção não nula):

**Modelo 1:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{PT} = a + b \times MAE\ PRE_{PT}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{PT} = a + b \times MAE\ PRE_{PT}, a \neq 0$

em que

$Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{PT}$  corresponde à energia de reserva de regulação mobilizada pelo operador do sistema elétrico português, em MWh, calculado através da soma da Energia de Reserva de Regulação a Subir e a Energia de Reserva de Regulação a Descer; e

$MAE\ PRE_{PT}$  corresponde à magnitude média dos erros de previsão da PRE, tendo como referencial a produção despachada em mercado diário (inclui contratação bilateral), em MWh.

Os resultados do Modelo 1 apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da PRE e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão de PRE adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,923 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor da estatística  $R^2$ .

**Figura 41 – Estatística da Regressão do Modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,758
Quadrado de R	0,574
Quadrado de R ajustado	0,574
Erro-padrão	257,008
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	4.679.458.558	4.679.458.558	70.844	0
Residual	52583	3.473.274.450	66.053		
Total	52584	8.152.733.008			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE PRE	0,923	0,003	266,165	0,000	0,917	0,930	0,917	0,930

Os resultados do Modelo 2 apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da PRE e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão de PRE adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,403 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística  $R^2$ .

**Figura 42 – Estatística da Regressão do Modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,388
Quadrado de R	0,150
Quadrado de R ajustado	0,150
Erro-padrão	207,489
Observações	52584

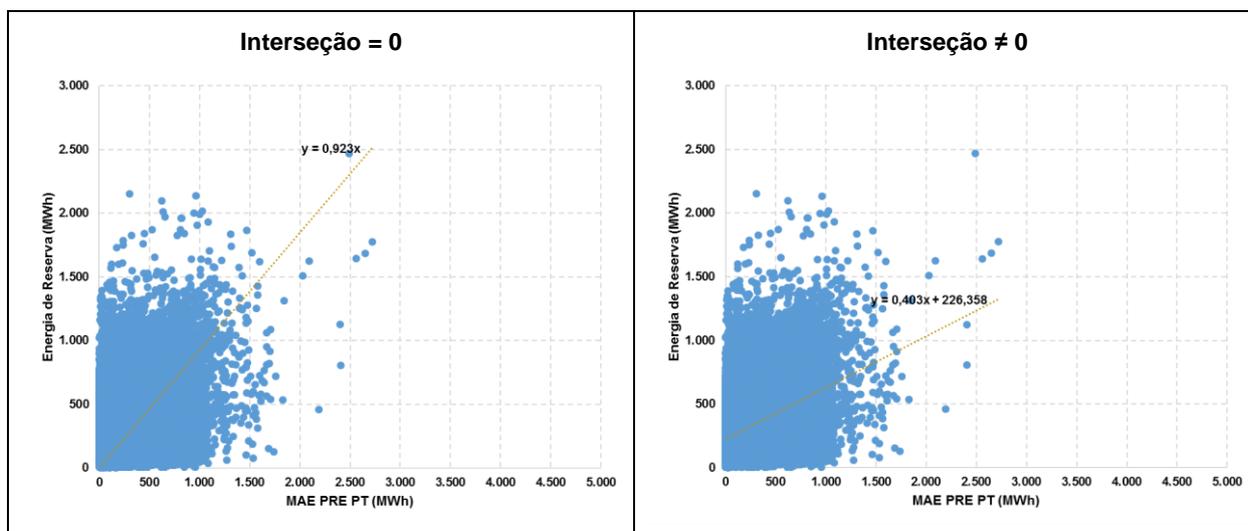
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	400.640.766	400.640.766	9.306	0
Residual	52582	2.263.740.115	43.052		
Total	52583	2.664.380.881			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	226,358	1,350	167,616	0,000	223,711	229,005	223,711	229,005
MAE PRE	0,403	0,004	96,468	0,000	0,395	0,411	0,395	0,411

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 43 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1 e 2.

**Figura 43 – Regressões Energia de Reserva de Regulação em função do MAE da PRE**



Realizou-se o mesmo exercício anterior, para o mesmo período de análise, substituindo a variável de  $MAE\ PRE_{PT}$  pelo erro médio absoluto da procura residual, que resulta da aplicação da seguinte fórmula:  
 $MAE\ Procura\ Residual_{PT} = |Procura\ Residual\ Real_{PT} - Procura\ Residual\ MD_{PT}|$ .

Os novos modelos de regressão estimados foram:

**Modelo 1\*:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{PT} = a + b \times MAE\ Procura\ Residual_{PT}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{PT} = a + b \times MAE\ Procura\ Residual_{PT}, a \neq 0$

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Os resultados do Modelo 1\* apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da procura residual e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão da procura residual adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,6 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 44 – Estatística da Regressão do Modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,766
Quadrado de R	0,587
Quadrado de R ajustado	0,587
Erro-padrão	252,975
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	4.787.612.801	4.787.612.801	74.811	0
Residual	52583	3.365.120.207	63.996		
Total	52584	8.152.733.008			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE Procura Residual	0,600	0,002	273,515	0,000	0,596	0,605	0,596	0,605

Os resultados do Modelo 2\* apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da procura residual e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão da procura residual adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,284 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 45 – Estatística da Regressão do Modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,439
Quadrado de R	0,193
Quadrado de R ajustado	0,193
Erro-padrão	202,257
Observações	52584

ANOVA

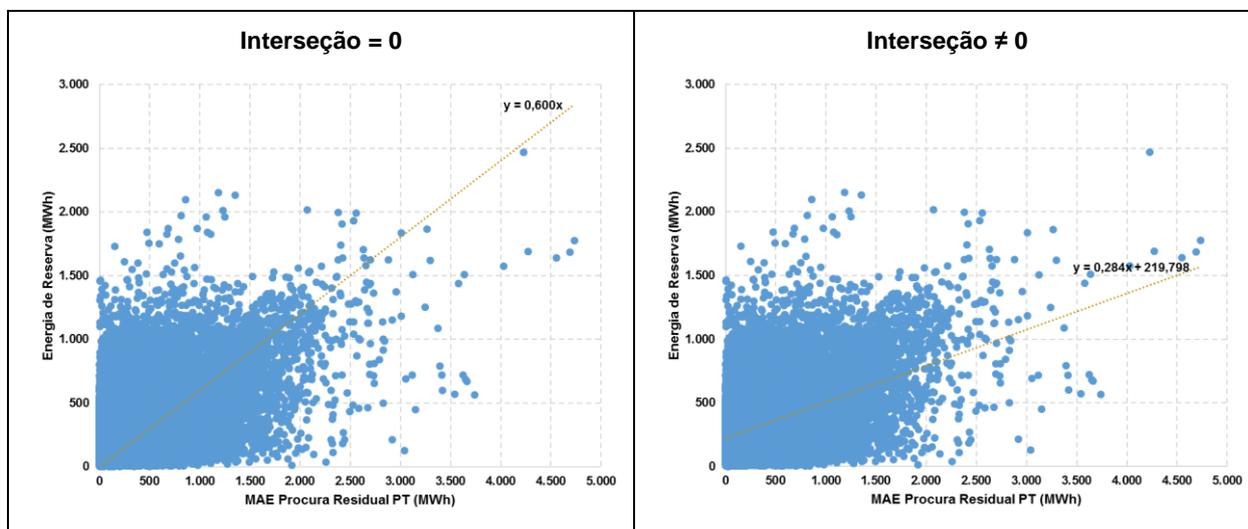
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	513.351.796	513.351.796	12.549	0
Residual	52582	2.151.029.086	40.908		
Total	52583	2.664.380.881			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	219,798	1,276	172,275	0,000	217,297	222,298	217,297	222,298
MAE Procura Residual	0,284	0,003	112,022	0,000	0,279	0,289	0,279	0,289

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 46 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1\* e 2\*.

**Figura 46 - Regressões Energia de Reserva de Regulação em função do MAE da Procura Residual**



Da análise às regressões realizadas, apesar dos valores pouco significativos da estatística  $R^2$ , a variável erro médio absoluto da procura residual é aquela que, estatisticamente, justifica melhor a mobilização de energia de reserva de regulação pelo operador do sistema eléctrico português. A evolução da energia de reserva de regulação está melhor correlacionada com o erro médio absoluto da procura residual (coeficiente de correlação de 0,44).

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros, em cada um dos modelos estimados, através da aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos por aplicação do modelo de estimação HAC (Newey-West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

### 3.4.2 ANÁLISE DA SITUAÇÃO ESPANHOLA

A normativa espanhola vigente define o mercado de produção de energia eléctrica como sendo aquele que integra um conjunto de transações comerciais de compra e venda de energia e de outros serviços relacionados com o fornecimento de energia eléctrica. O mercado de produção de energia eléctrica é constituído pelos seguintes mercados: mercado diário, mercado intradiário, mercado a prazo, mercados de serviços de sistema e mercados não organizados.

O mercado de serviços de sistema é constituído pelos seguintes processos:

- A resolução de restrições técnicas identificadas nos programas resultantes da contratação bilateral física e dos mercados de produção (diário e intradiário), assim como todas aquelas restrições técnicas que ocorreram durante a operação em tempo real;

- Os serviços complementares, que incluem os seguintes processos:
  - a) Reserva de potência adicional a subir;
  - b) Regulação de frequência-potência (regulação primária, secundária e terciária);
  - c) Controlo de tensão;
  - d) Reposição de serviço.
- O processo de gestão dos desvios entre a geração e o consumo como meio imprescindível para garantir o equilíbrio entre a produção e a procura.

Os mercados de serviços de sistema geridos pelo operador de sistema visa adaptar os programas das unidades de produção, resultantes da participação dos agentes de mercado nas diferentes plataformas de contratação de energia, de modo a garantir o cumprimento das condições de segurança e qualidade requeridas no fornecimento de energia eléctrica.

Os serviços de sistema também dispõem de reservas de potência ativa e reativa necessárias para assegurar a segurança e a fiabilidade requeridas para a adequada operação do sistema eléctrico.

O âmbito temporal de aplicação dos mercados de serviços de sistema são:

- i. Horizonte diário (resolução de restrições técnicas do programa diário de produção, reserva de potência adicional a subir e atribuição da banda de regulação secundária);
- ii. Horizonte intradiário e tempo real (utilização, em tempo real, das energias de regulação secundária, regulação terciária e gestão de desvios, resolução de restrições no mercado intradiário e em tempo real, e a variação da tensão nominal em tempo real).

#### **RESOLUÇÃO DE RESTRIÇÕES TÉCNICAS**

Em função do horizonte temporal é possível distinguir vários processos de restrições técnicas que sejam identificadas e solucionadas:

##### *Resolução de restrições técnicas no Programa diário base de funcionamento (PDBF)*

Sobre o Programa diário base de funcionamento (PDBF), que integra a contratação bilateral com entrega física cuja execução é nomeada diariamente pelos agentes de mercado e os resultados de casação das ofertas no mercado diário, o Operador de Sistema inicia o processo de análise e a resolução de restrições técnicas, analisando os programas das unidades de produção e a utilização das interligações previstas, de modo a garantir que o fornecimento de energia eléctrica seja feito em adequadas condições de segurança, qualidade e fiabilidade.

Para este processo, ao dispor de informação referente às previsões de procura, de produção eólica e solar e das indisponibilidades programadas e fortuitas das unidades de produção e dos elementos da rede de transporte, o Operador de Sistema solicita aos agentes de mercado a desagregação em unidades físicas dos programas de energia de cada unidade de programação para efeitos de análise e a identificação de possíveis restrições técnicas.

As principais características sobre este processo de resolução de restrições técnicas são:

- Os provedores são as unidades de programação associadas a instalações de produção e de consumo em bombagem;
- É baseado num sistema de ofertas específicas de energia a subir e a baixar para a resolução de restrições técnicas. Desta forma o Operador de Sistema, em condições de igualdade de critérios técnicos, pode aplicar critérios para a seleção da melhor resolução, assente nas ofertas de resolução de restrições técnicas apresentadas, garantindo o menor custo para o sistema;
- O processo divide-se em duas partes, sendo o objeto da primeira, a resolução das restrições técnicas identificadas, e a segunda, o restabelecimento do equilíbrio entre a geração e a procura sem gerar novas restrições técnicas.

#### *Resolução de restrições técnicas após o Mercado Intradiário*

Em cada uma das sessões do mercado intradiário realiza-se uma análise de segurança, avaliando as alterações à programação das unidades que participam neste mercado e as possíveis alterações nas previsões de procura, de produção eólica e solar e quaisquer indisponibilidades na rede de transporte e na geração.

O Operador de Sistema, caso identifique alguma restrição técnica que impeça a execução do programa resultante em cada sessão do mercado intradiário nas condições de segurança e de funcionamento requeridos, solucionará a referida restrição, selecionando a retirada da oferta ou o conjunto de ofertas que solucionem as restrições técnicas identificadas que possibilitam restabelecer, à posteriori, o equilíbrio entre a geração e a procura, tendo como base a ordem de precedência económica das ofertas casadas em cada sessão do mercado intradiário, divulgado pelo Operador de Mercado (OMIE). Como se trata de anulações de programa, as unidades afetadas não recebem retribuição e não se gera custo para o sistema. Este tipo de restrições ocorrem apenas uma ou duas vezes por ano.

No futuro perspectiva-se a reformulação do mecanismo já que este não é compatível com a implementação do mercado intradiário contínuo.

#### *Resolução de restrições técnicas no tempo real*

O Operador de Sistema analisa permanentemente o estado de segurança real e prevista para o sistema ao longo de todo o horizonte de programação e deteta possíveis restrições técnicas que possam ocorrer em cada período de programação.

Para a resolução de restrições técnicas identificadas em tempo real são realizados redespachos de energia a subir ou a baixar nas unidades de programação de geração e de consumo em bombagem, de modo a garantir a segurança do sistema. Estes redespachos são remunerados ao preço da oferta de terciária colocada pela unidade de programação ou, na falta desta, pelo preço da oferta específica de restrições, no qual à posteriori não estabelece um procedimento sistemático de reequilíbrio entre a geração e a procura. Os possíveis desequilíbrios no sistema resolvem-se com os desvios, mediante a utilização dos serviços de sistema (regulação e balanço).

## **REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA**

O serviço de regulação secundária é um serviço complementar de carácter facultativo operacionalizado através de mecanismos competitivos de mercado e que tem como objetivo a manutenção do equilíbrio entre geração e o consumo, através da correção do desvio instantâneo nas interligações em relação ao programado e o desvio da frequência do sistema face à valor de frequência nominal estabelecido (de 50 Hz). A aplicação do serviço estende-se desde os 20 segundos até aos 15 minutos.

Este serviço é prestado pelas zonas de regulação (também designadas de zonas de controlo) em resposta às necessidades definidas pelo regulador principal do operador de sistema. O regulador principal do operador de sistema é conhecido pelas siglas RCP (*Regulación Compartida Peninsular*).

Este serviço é remunerado através de:

- Disponibilidade (banda de potência);
- Mobilização (energia).

Em cada dia, o Operador de Sistema publica as necessidades de reserva de regulação secundária, tanto a subir como a baixar, para cada período horário correspondente à programação no dia seguinte. À semelhança com o sistema português, o operador de sistema espanhol determina as necessidades de banda por via das aplicação das recomendações da UCTE<sup>14</sup>, que estabelece o mínimo de reserva calculado sobre a procura prevista na zona de controlo respectiva, neste caso, o sistema peninsular espanhol.

As unidades de programação habilitadas para participar neste serviço submetem as suas ofertas de banda de regulação secundária e o serviço é assignado (tendo em conta a hora limite estabelecida nos procedimentos de operação) até satisfazer as necessidades do sistema, aplicando critérios de mínimo custo e respeitando as limitações de programação estabelecidas para efeitos de segurança no processo de solução de restrições do PDBF, estabelecendo um preço marginal de banda de regulação secundária em cada hora.

Em tempo real, as zonas de regulação são geridas pelo sistema RCP, sistema operado pelo Operador de Sistema que se constitui como regulador principal na hierarquia de controlo. O requisito de resposta dinâmica de cada zona de regulação corresponde a uma constante de tempo de 100 segundos.

A mobilização da energia de regulação secundária realiza-se de forma automática através do sistema RCP, distribuindo a energia de regulação secundária entre as diferentes zona de regulação, de acordo com a assignação de banda de regulação secundária resultante da assignação de ofertas em mercado para o dia D.

A energia de regulação secundária mobilizada em sequência do seguimento em tempo real das necessidades de regulação é valorizada ao preço marginal da energia de regulação terciária, a subir e a baixar, que tenha sido necessária programar em cada hora.

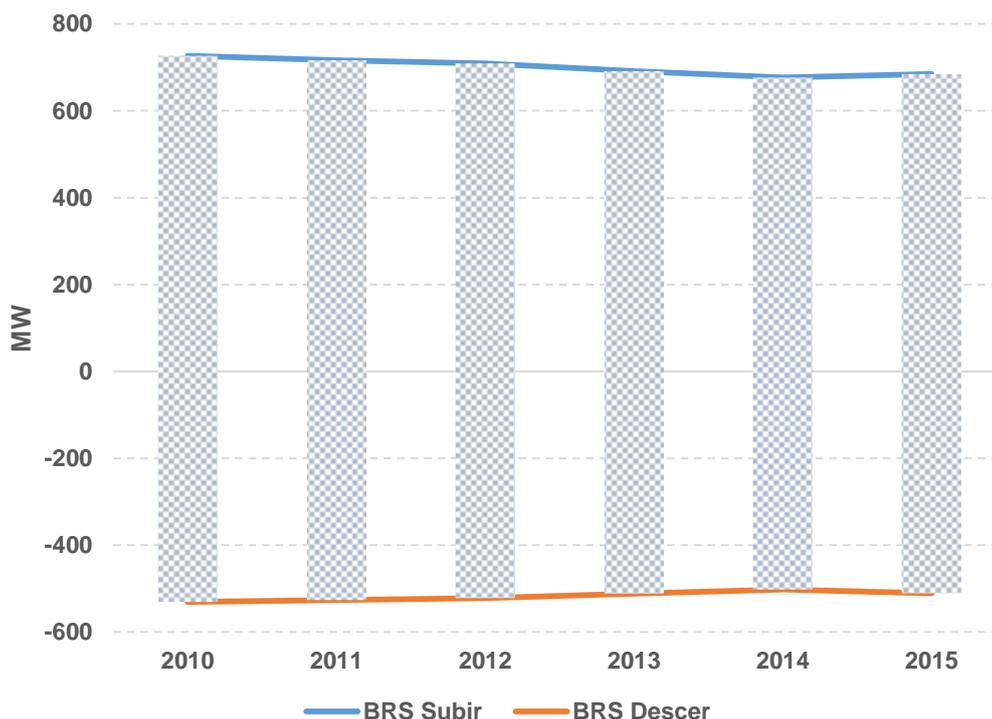
---

<sup>14</sup> *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*

### CARATERIZAÇÃO DO MERCADO DE BANDA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA EM ESPANHA (PERÍODO 2010-2015)

Em termos médios, durante o período 2010-2015, constata-se uma tendência ligeira de redução da amplitude média da banda de regulação secundária<sup>15</sup> assignada pelo operador do sistema elétrico espanhol. Em 2010 o valor da amplitude média horária era 1258 MW (727 MW de banda de regulação secundária a subir e 531 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). Em 2015 o valor da amplitude média horária era 1196 MW (685 MW de banda de regulação secundária a subir e 511 MW de banda de regulação secundária a descer, em média horária). A redução da amplitude da banda de regulação secundária deveu-se à redução média das necessidades de banda de regulação secundária a subir e a descer, tendo-se observado um decréscimo de 5% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015. Esta descida das necessidades de banda de regulação secundária é coerente com a evolução da procura, que também verifica uma redução na ordem dos 5% no período analisado.

Figura 47 - Banda de Regulação Secundária assignada em Espanha (média horária)



Fonte: REE

No capítulo 3.2 referente à Previsão e Firmeza da PRE no MIBEL, no sub-capítulo 3.2.2 que analisa a situação espanhola, a redução dos erros de previsão associados à eólica e o seu impacto na redução dos

<sup>15</sup> Calculado através da soma da Banda de Regulação Secundária a Subir e a Banda de Regulação Secundária a Descer.

erros de previsão da carteira agregada de PRE parece relacionar-se com a redução média das necessidades de contratualização de banda de regulação secundária.

Tendo em vista a caracterização da relação da previsão de procura, utilizando para o efeito o referencial de programação da procura em mercado diário, com a atribuição de banda de regulação secundária pelo operador do sistema eléctrico espanhol foram efetuadas duas regressões destas duas variáveis, utilizando os dados disponíveis entre 1 de Janeiro de 2010 e 31 de Dezembro de 2015, com o modelo 1 (intersecção nula) e modelo 2 (intersecção não nula):

**Modelo 1:**  $Amplitude\ BRS_{ES} = a + b \times Procura\ MD_{ES}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Amplitude\ BRS_{ES} = a + b \times Procura\ MD_{ES}, a \neq 0$

em que

*Amplitude BRS<sub>ES</sub>* corresponde à amplitude da Banda de Regulação Secundária assignada pelo operador do sistema eléctrico espanhol, em MW, calculado como a soma da Banda de Regulação Secundária a Subir e a Banda de Regulação Secundária a Descer; e

*Procura MD<sub>ES</sub>* corresponde à procura abastecida no mercado diário na zona de preço espanhola, em MWh.

Os resultados do Modelo 1 apontam para uma relação entre o nível de Procura despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,043 MW.

Este modelo tem um elevado valor explicativo, dado o valor significativo da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 48 – Estatística da Regressão do Modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,987
Quadrado de R	0,974
Quadrado de R ajustado	0,974
Erro-padrão	198,711
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	77.685.876.824	77.685.876.824	1.967.431	0
Residual	52583	2.076.289.623	39.486		
Total	52584	79.762.166.447			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura MD	0,043	0,000	1402,651	0,000	0,043	0,043	0,043	0,043

Os resultados do Modelo 2 apontam para uma relação entre o nível de Procura despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,018 MW.

Este modelo tem um fraco valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística  $R^2$ .

**Figura 49 – Estatística da Regressão do Modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,460
Quadrado de R	0,212
Quadrado de R ajustado	0,212
Erro-padrão	159,679
Observações	52584

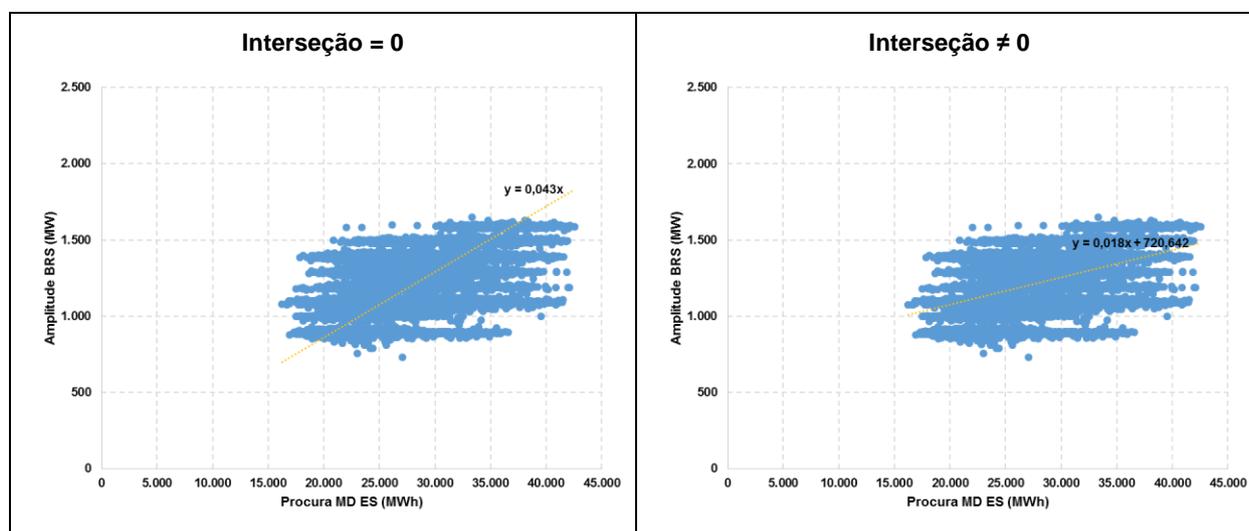
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	360.651.185	360.651.185	14.145	0
Residual	52582	1.340.707.802	25.497		
Total	52583	1.701.358.987			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	720,642	4,243	169,851	0,000	712,326	728,958	712,326	728,958
Procura MD	0,018	0,000	118,931	0,000	0,018	0,018	0,018	0,018

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 50 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1 e 2.

**Figura 50 – Regressões Amplitude BRS em função da Procura dirigida a Mercado Diário**



Realizou-se o mesmo exercício anterior, para o mesmo período de análise, substituindo a variável de Procura em Mercado Diário pela Procura Residual em Mercado Diário, que resulta da aplicação da seguinte fórmula:  $Procura\ Residual\ MD_{ES} = Procura\ MD_{ES} - Oferta\ PRE\ MD_{ES}$ .

Os novos modelos de regressão estimados foram:

**Modelo 1\*:**  $Amplitude\ BRS_{ES} = a + b \times Procura\ Residual\ MD_{ES}$ ,  $a = 0$

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

**Modelo 2\*:**  $Amplitude\ BRS_{ES} = a + b \times Procura\ Residual\ MD_{ES}, a \neq 0$

Os resultados do Modelo 1\* apontam para uma relação entre o nível de Procura Residual despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,073 MW.

Este modelo tem também um elevado valor explicativo, dado o valor significativo da estatística  $R^2$ .

**Figura 51 – Estatística da Regressão do Modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,970
Quadrado de R	0,940
Quadrado de R ajustado	0,940
Erro-padrão	300,991
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	74.998.373.489	74.998.373.489	827.836	0
Residual	52583	4.763.792.958	90.596		
Total	52584	79.762.166.447			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
Procura Residual MD	0,073	0,000	909,855	0,000	0,072	0,073	0,072	0,073

Os resultados do Modelo 2\* apontam para uma relação entre o nível de Procura Residual despachada em mercado diário e a amplitude da banda de regulação secundária assignada. Estima-se que cada unidade de energia adicional de procura em mercado contribua para um aumento da amplitude da banda de regulação secundária em 0,017 MW.

Este modelo tem um fraco valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística  $R^2$ .

**Figura 52 – Estatística da Regressão do Modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,426
Quadrado de R	0,181
Quadrado de R ajustado	0,181
Erro-padrão	162,761
Observações	52584

ANOVA

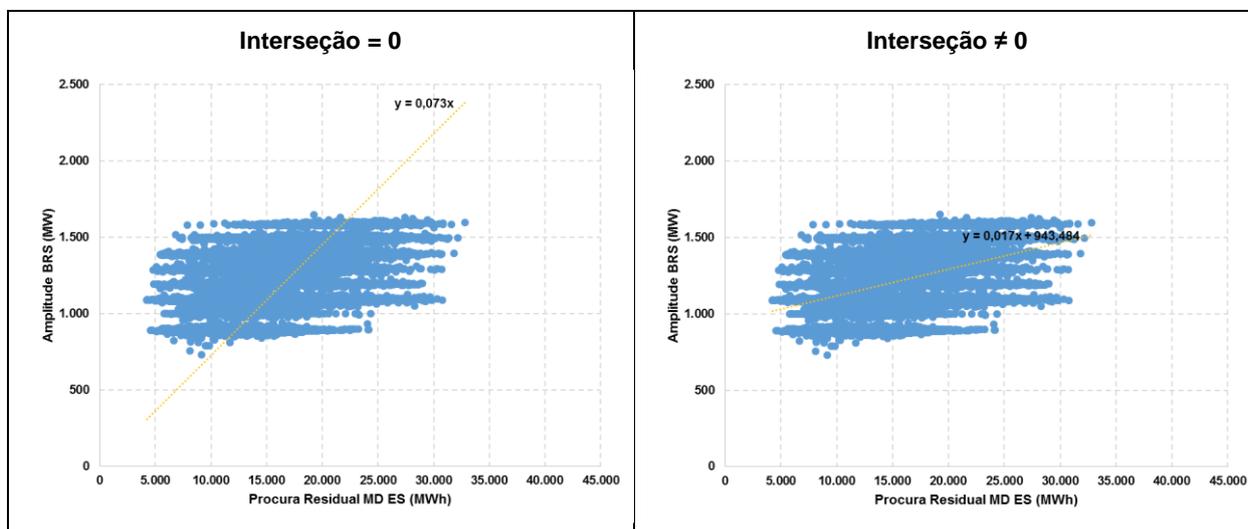
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	308.409.182	308.409.182	11.642	0
Residual	52582	1.392.949.805	26.491		
Total	52583	1.701.358.987			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	943,484	2,645	356,714	0,000	938,300	948,668	938,300	948,668
Procura Residual MD	0,017	0,000	107,898	0,000	0,017	0,018	0,017	0,018

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 53 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1\* e 2\*.

**Figura 53 - Regressões Amplitude BRS em função da Procura Residual dirigida a Mercado Diário**



Da análise às regressões realizadas, a variável Procura dirigida a mercado diário é aquela que, estatisticamente, justifica melhor as necessidades de atribuição de banda de regulação secundária pelo operador do sistema eléctrico espanhol. A evolução da banda de regulação secundária está melhor correlacionada com a procura dirigida a mercado diário (coeficiente de correlação de 0,46).

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros, em cada um dos modelos estimados, através da aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos por aplicação do modelo de estimação HAC (Newey-West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

### RESERVA DE REGULAÇÃO

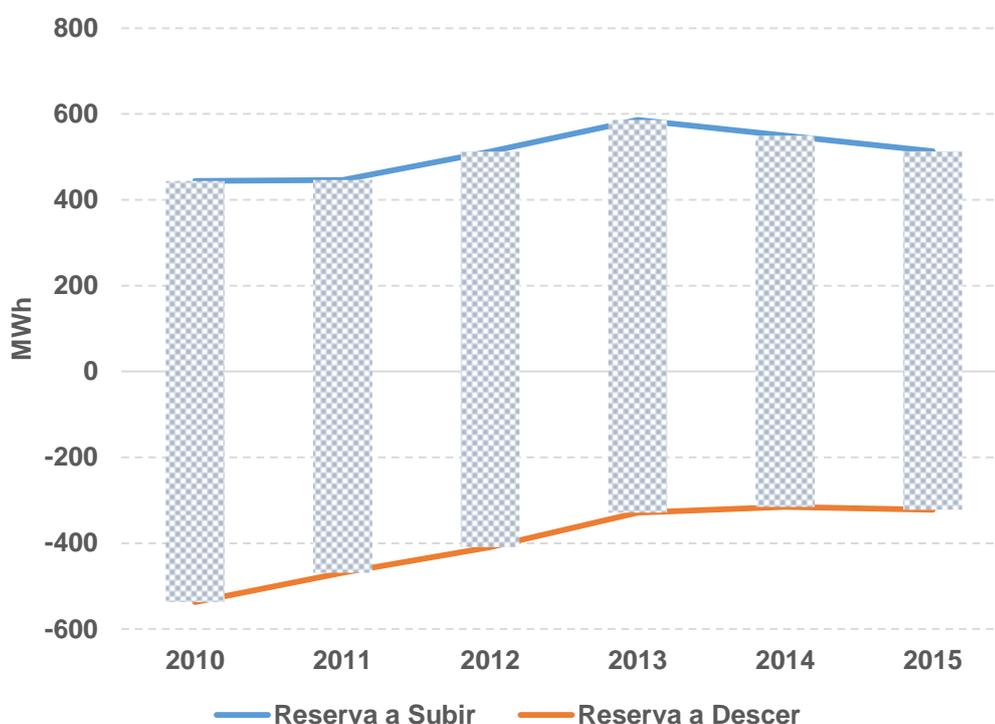
A reserva de regulação visa, nomeadamente, a restituição da regulação secundária utilizada, a resposta a uma perda máxima de produção pré-definida e a cobertura do consumo sempre que existam diferenças significativas entre os valores previstos e os resultantes dos mercados de produção.

A reserva de regulação é contratada e retribuída por mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas mobilizadas, em cada sentido de regulação. À semelhança da energia de regulação secundária, a reserva de regulação horária é paga pelos agentes de mercado que incorrerem em desvios nessa hora.

### CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO EM ESPANHA (PERÍODO 2010-2015)

Em termos médios, durante o período 2010-2015, constante-se uma tendência de redução da energia de reserva de regulação<sup>16</sup> mobilizada pelo operador do sistema elétrico espanhol. Em 2010 o valor da energia de reserva de regulação média horária era 981 MWh (444 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 537 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). Em 2015 o valor da energia de reserva de regulação horária era 835 MWh (513 MWh de energia de reserva de regulação a subir e 322 MWh de energia de reserva de regulação a descer, em média horária). A redução da energia de reserva de regulação deveu-se sobretudo à redução média da energia de reserva de regulação a descer (redução de 40% observado entre 2010 e 2015), tendo-se observado um decréscimo de 15% nas necessidades médias de banda de regulação secundária entre 2010 e 2015.

Figura 54 – Energia de reserva em Espanha (média horária)



Fonte: REE

No capítulo 3.2, referente à Previsão e Firmeza da PRE no MIBEL, no sub-capítulo 3.2.2 que analisa a situação espanhola, a redução dos erros de previsão associados à eólica e o seu impacto na redução dos erros de previsão da carteira agregada de PRE parece justificar em parte a redução média da mobilização de energia de reserva de regulação.

<sup>16</sup> Calculado através da soma da Energia de Reserva de Regulação a Subir e a Energia de Reserva de Regulação a Descer.

Tendo em vista a caracterização da relação do erro de previsão de PRE, dado pelo  $MAE\ PRE_{ES}$ , com a mobilização da energia de reserva de regulação pelo operador do sistema eléctrico espanhol foram efetuadas duas regressões destas duas variáveis, utilizando os dados disponíveis entre 1 de Janeiro de 2010 e 31 de Dezembro de 2015, com o modelo 1 (intersecção nula) e modelo 2 (intersecção não nula):

**Modelo 1:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{ES} = a + b \times MAE\ PRE_{ES}, a = 0$

**Modelo 2:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{ES} = a + b \times MAE\ PRE_{ES}, a \neq 0$

em que

$Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{ES}$  corresponde Energia de Reserva de Regulação mobilizada pelo operador do sistema eléctrico espanhol, em MWh, calculado através da soma da Energia de Reserva de Regulação a Subir e a Energia de Reserva de Regulação a Descer; e

$MAE\ PRE_{ES}$  corresponde à magnitude média dos erros de previsão da PRE, tendo como referencial a produção despachada em mercado diário (inclui contratação bilateral), em MWh.

Os resultados do Modelo 1 apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da PRE e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão de PRE adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,616 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor da estatística  $R^2$ .

**Figura 55 – Estatística da Regressão do Modelo 1**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,702
Quadrado de R	0,493
Quadrado de R ajustado	0,493
Erro-padrão	757,283
Observações	52584

ANOVA

	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	29.326.108.056	29.326.108.056	51.137	0
Residual	52583	30.155.156.366	573.477		
Total	52584	59.481.264.422			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE PRE	0,616	0,003	226,136	0,000	0,611	0,622	0,611	0,622

Os resultados do Modelo 2 apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da PRE e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão de PRE adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,085 MWh.

Este modelo tem um fraco valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística  $R^2$ .

**Figura 56 – Estatística da Regressão do Modelo 2**

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,115
Quadrado de R	0,013
Quadrado de R ajustado	0,013
Erro-padrão	554,437
Observações	52584

ANOVA

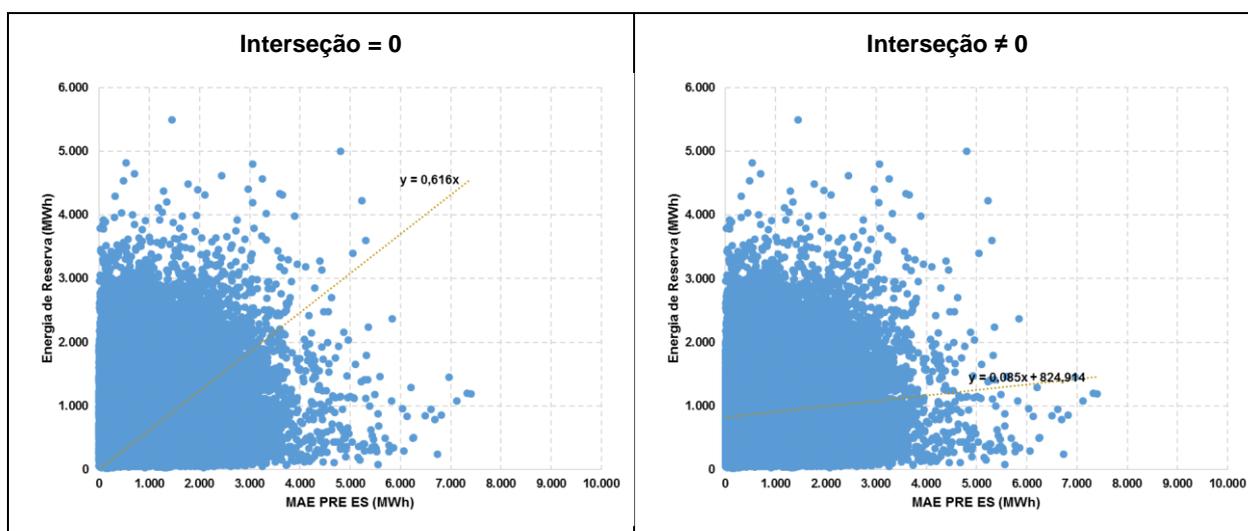
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	218.346.073	218.346.073	710	1,8679E-155
Residual	52582	16.163.700.096	307.400		
Total	52583	16.382.046.169			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	824,914	3,867	213,344	0,000	817,335	832,493	817,335	832,493
MAE PRE	0,085	0,003	26,651	0,000	0,079	0,091	0,079	0,091

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 57 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1 e 2.

**Figura 57 – Regressões Energia de Reserva de Regulação em função do MAE da PRE**



Realizou-se o mesmo exercício anterior, para o mesmo período de análise, substituindo a variável de  $MAE\ PRE_{ES}$  pelo erro médio absoluto da procura residual, que resulta da aplicação da seguinte fórmula:  
 $MAE\ Procura\ Residual_{ES} = |Procura\ Residual\ Real_{ES} - Procura\ Residual\ MD_{ES}|$ .

Os novos modelos de regressão estimados foram:

**Modelo 1\*:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{ES} = a + b \times MAE\ Procura\ Residual_{ES}, a = 0$

**Modelo 2\*:**  $Energia\ de\ Reserva\ de\ Regulação_{ES} = a + b \times MAE\ Procura\ Residual_{ES}, a \neq 0$

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

Os resultados do Modelo 1\* apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da procura residual e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão da procura residual adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,327 MWh.

Este modelo tem um baixo valor explicativo, dado o valor da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 58 – Estatística da Regressão do Modelo 1\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,763
Quadrado de R	0,582
Quadrado de R ajustado	0,582
Erro-padrão	687,469
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	34.629.815.561	34.629.815.561	73.273	0
Residual	52583	24.851.448.861	472.614		
Total	52584	59.481.264.422			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	0,000	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D	#N/D
MAE Procura Residual	0,327	0,001	270,690	0,000	0,325	0,329	0,325	0,329

Os resultados do Modelo 2\* apontam para uma relação entre o erro médio absoluto da procura residual e a energia de reserva de regulação mobilizada. Estima-se que cada unidade de erro de previsão da procura residual adicional contribua para um aumento da mobilização de energia de reserva de regulação em 0,070 MWh.

Este modelo tem um fraco valor explicativo, dado o valor reduzido da estatística R<sup>2</sup>.

**Figura 59 – Estatística da Regressão do Modelo 2\***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,170
Quadrado de R	0,029
Quadrado de R ajustado	0,029
Erro-padrão	550,068
Observações	52584

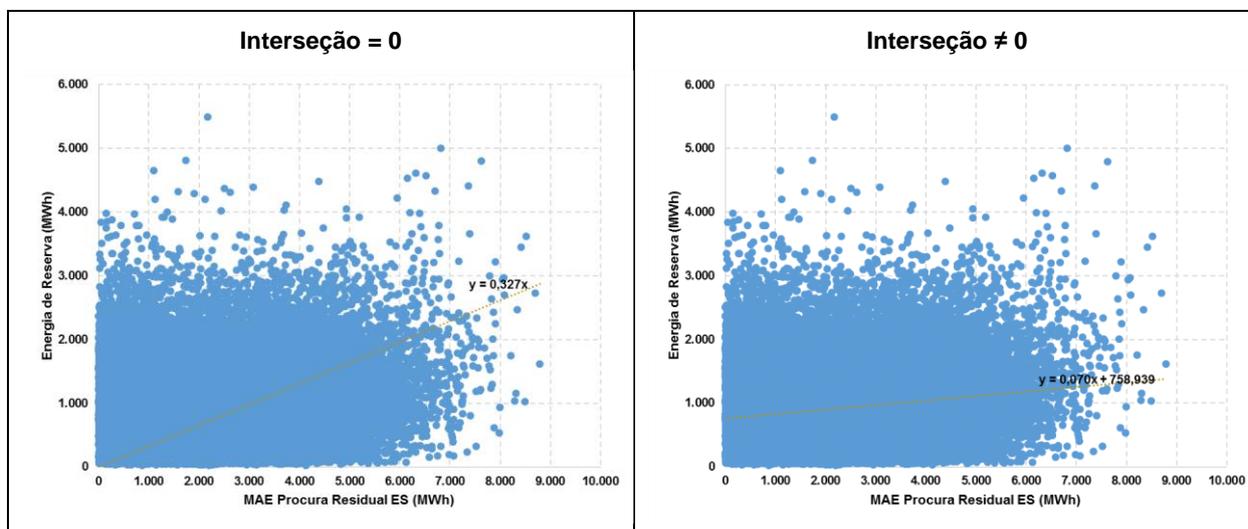
ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	1	472.039.395	472.039.395	1.560	0
Residual	52582	15.910.006.774	302.575		
Total	52583	16.382.046.169			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	758,939	4,415	171,904	0,000	750,286	767,592	750,286	767,592
MAE Procura Residual	0,070	0,002	39,498	0,000	0,067	0,074	0,067	0,074

Em ambos os modelos, o *p-value* relativo a cada um dos coeficientes da regressão apresentou sempre valores nulos ou praticamente nulos apontando para a significância de todas as variáveis.

A Figura 60 demonstra graficamente a nuvem de observações e os resultados das regressões referentes aos Modelos 1\* e 2\*.

**Figura 60 - Regressões Energia de Reserva de Regulação em função do MAE da Procura Residual**



Da análise às regressões realizadas, apesar dos valores pouco significativos da estatística  $R^2$ , a variável erro médio absoluto da procura residual é aquela que, estatisticamente, justifica melhor a mobilização de energia de reserva de regulação pelo operador do sistema eléctrico espanhol. A evolução da energia de reserva de regulação está melhor correlacionada com o erro médio absoluto da procura residual (coeficiente de correlação de 0,17).

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros, em cada um dos modelos estimados, através da aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos por aplicação do modelo de estimação HAC (Newey-West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

### 3.5 GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO INTERNA NO MIBEL

#### 3.5.1 ANÁLISE DO EFEITO DA INFLUENCIA DA PRE, DA HÍDRICA E DAS IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES NA FORMAÇÃO DOS SPREADS ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

Com o objetivo de caracterizar a relação entre os níveis de PRE programados para mercado diário e a ocorrência de *spreads* bem como o efeito da produção hídrica em Portugal e os valores de importação e exportação ocorridos procedeu-se ao tratamento estatístico através de uma análise de valores médios em *clusters* de *spreads*, relativos ao período entre 1 de janeiro de 2010 e 31 de dezembro de 2015 que se apresentam na Tabela 7.

**Tabela 7 – Análise de *clusters* de *spreads***

Spread	Freq. [%]	Spread €/MWh	PRE (% Procura) (% Procura MIBEL)	Hídrica PT (% Procura PT)	IMP PT MW	EXP PT MW	Saldo EXP-IMP MW	Cap. IMP PT MW	Cap. EXP PT MW
≤ -5	1,8%	-14,61	55%	46%	0	1.193	1.193	1.346	1.193
] -5; -2]	0,7%	-3,39	52%	43%	0	1.264	1.264	1.362	1.264
] -2; -1]	0,3%	-1,44	53%	44%	0	1.310	1.310	1.321	1.310
] -1; 0[	0,4%	-0,52	55%	42%	0	1.424	1.424	1.314	1.424
= 0	90,3%	0,00	55%	22%	560	215	-345	1.882	2.011
] 0; 1[	0,9%	0,48	54%	13%	1.275	0	-1.275	1.275	1.725
] 1; 2[	0,8%	1,46	53%	14%	1.391	0	-1.391	1.391	1.714
] 2; 5[	1,8%	3,37	54%	13%	1.336	0	-1.336	1.336	1.741
≥ 5	2,9%	12,76	62%	12%	1.035	0	-1.035	1.035	1.754

Da análise realizada não parece existir uma relação direta entre o peso relativo da PRE no MIBEL e o spread PT-ES. O mesmo não se pode dizer em relação ao nível do peso relativo da produção hídrica em Portugal dado que a análise parece suportar que, tal como seria de esperar, níveis elevados de hídrica tendem a coincidir com *spreads* negativos e baixos pesos de hídrica em Portugal coincidem com *spreads* positivos.

Ao nível das capacidades de interligação e respectiva utilização a principal conclusão que se pode retirar é que os intervalos com os *spreads* mais alargados coincidem com valores de capacidade de exportação (quando o spread é negativo) e de importação (quando o spread é positivo) abaixo dos registados nos restantes intervalos. Também se verifica que as capacidades de importação e exportação apresentam os valores mais elevados nos momentos em que o *spread* é zero.

Esta análise indica portanto que o peso da hídrica em Portugal e os valores de importação e exportação parecem ter alguma influência na definição do spread PT-ES.

Foi ainda construída uma matriz de correlações entre todas as variáveis do modelo que se apresentam na tabela seguinte e onde se confirma que o peso da PRE no MIBEL tem uma baixa relação com a formação dos *spreads*. Por outro lado os trânsitos parecem influenciar mais os *spreads* do que as capacidades.

**Tabela 8 – Matriz de correlações de variáveis de influência na formação dos *spreads***

	Sp.PT-ES	PESO PRE MIBEL	PESO HID PT	IMPORT (ES->PT)	EXPORT (PT->ES)	SALDO EXP-IMP	CAP IMPORT (ES->PT)	CAP EXPORT (PT->ES)
Sp.PT-ES	1,000							
PESO PRE MIBEL	0,087	1,000						
PESO HID PT	-0,199	-0,138	1,000					
IMPORT (ES->PT)	0,163	-0,017	-0,471	1,000				
EXPORT (PT->ES)	-0,246	0,067	0,511	-0,503	1,000			
SALDO EXP-IMP	-0,229	0,044	0,562	-0,902	0,826	1,000		
CAP IMPORT (ES->PT)	-0,110	-0,208	-0,101	0,239	-0,218	-0,264	1,000	
CAP EXPORT (PT->ES)	0,064	0,142	-0,329	0,102	-0,017	-0,075	0,331	1,000

Com base nesta análise preliminar foi realizada uma regressão para o modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP$  com os resultados que se podem consultar na tabela abaixo. As estatísticas da regressão apontam para que apesar de as variáveis do modelo serem significativas o modelo apresenta um baixo poder explicativo ( $R^2$  de 0.076 o que indicia que devem existir outras variáveis fora do âmbito desta análise que podem influenciar o nível de spread PT-ES).

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

**Figura 61 - Estatística da Regressão do Modelo *Spread***

SUMÁRIO DOS RESULTADOS

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,276
Quadrado de R	0,076
Quadrado de R ajustado	0,076
Erro-padrão	3,471
Observações	52584

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	4	52194,44474	13048,61119	1082,968136	0
Residual	52579	633520,8812	12,04893363		
Total	52583	685715,3259			

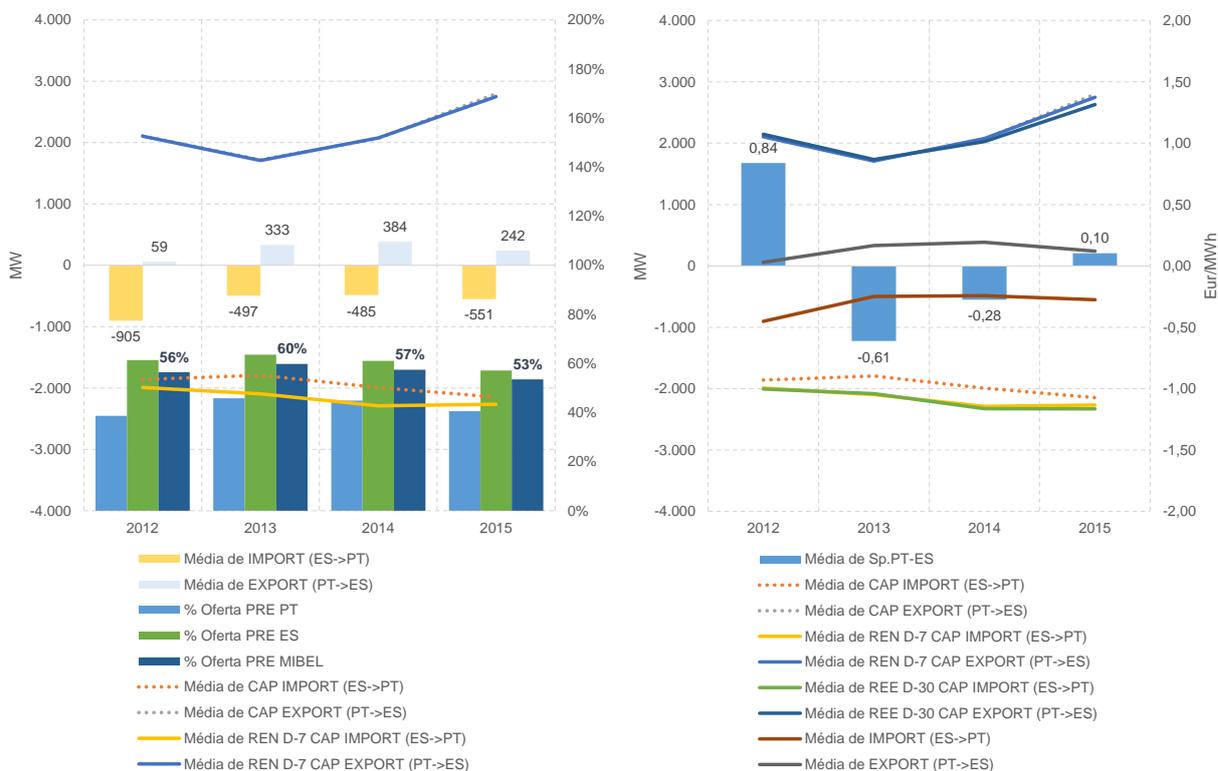
	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	-0,658	0,079	-8,292	0,000	-0,814	-0,503	-0,814	-0,503
PESO PRE MIBEL	2,546	0,120	21,290	0,000	2,311	2,780	2,311	2,780
PESO HID PT	-1,485	0,112	-13,218	0,000	-1,705	-1,265	-1,705	-1,265
IMPORT (ES->PT)	0,000	0,000	6,191	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
EXPORT (PT->ES)	-0,002	0,000	-38,285	0,000	-0,002	-0,002	-0,002	-0,002

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros no modelo estimado, por aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos através do modelo de estimação HAC (Newey-West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

### 3.5.2 ANÁLISE DAS OPÇÕES DE GESTÃO DA INTERLIGAÇÃO NA FORMAÇÃO DOS SPREADS

No âmbito da realização deste estudo, foram disponibilizados pelos operadores de sistema espanhol e português, as previsões de capacidade na interligação entre Portugal e Espanha realizadas 30 dias antes e 7 dias antes à divulgação do programa de capacidade disponível para fins comerciais para o dia *d*, publicado na véspera (*d-1*). O operador de sistema espanhol, forneceu a informação referente à previsão de capacidade realizada em *d-30* enquanto o operador de sistema português forneceu informação referente à previsão de capacidade realizada em *d-7*.

**Figura 62 – Evolução de fundamentais do Mercado Diário e impactos na interligação PT-ES**



Fonte: OMIE, REE, REN

Observando a Figura 62, constata-se que, as previsões de capacidade de interligação disponível para fins comerciais são praticamente similares, tendo sido adoptado, para efeitos de análise a previsão realizada pelo operador de sistema português em d-7.

Verifica-se ainda a existência de reduções da capacidade no sentido importador, sendo mais evidentes nos anos 2013 e 2014, hidrologicamente mais favoráveis e com um peso relativo de PRE significativo.

Em 2013 e 2014, apesar do saldo de utilização da capacidade de interligação para fins comerciais ser importador, os diferenciais de preço médio sinalizam a ocorrência de exportação de energia eléctrica de Portugal para Espanha, motivada pela abundância de geração proveniente de recursos hídricos.

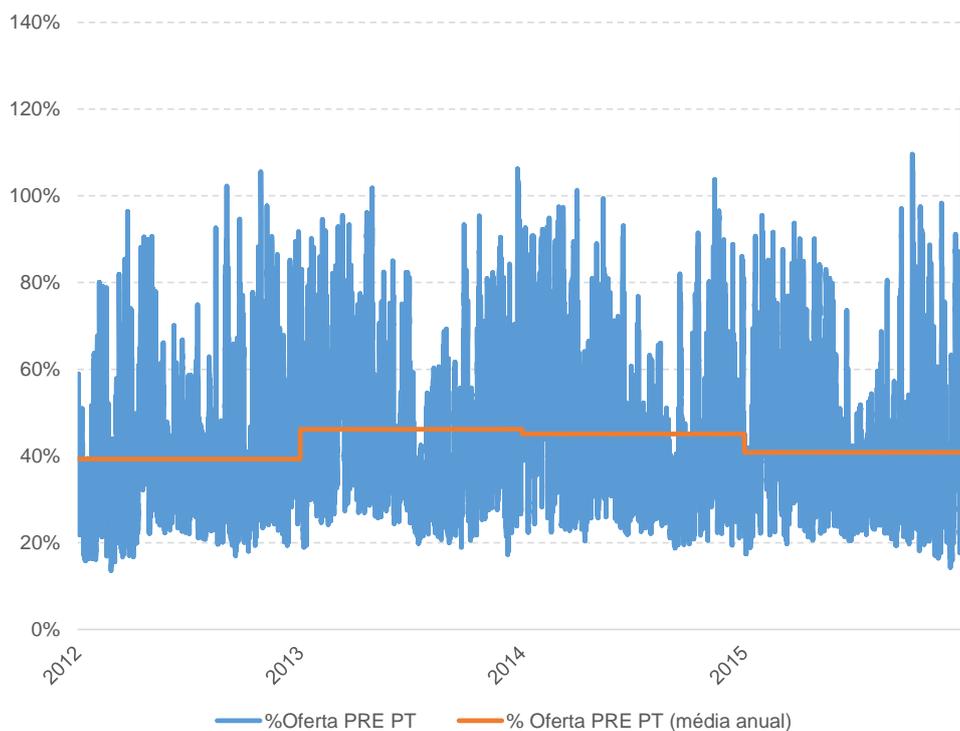
### 3.5.2.1 ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO NA FORMAÇÃO DOS DIFERENCIAIS DE PREÇO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA (SPREAD PT-ES)

Tendo em vista a análise dos impactos das alterações da capacidade de interligação na formação dos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha (*spread PT-ES*) foi feita uma caracterização, no período compreendido entre 2012 e 2015, das situações nas quais ocorreram alterações na capacidade de interligação em d-1, face aos valores publicados em d-7, motivadas pelo grau de satisfação da procura pela PRE em Portugal.

Para restringir à análise ao impacto da PRE na gestão do sistema eléctrico português, por ano, determinaram-se as horas em que o peso da PRE em Portugal foi superior à média verificada nesse ano.

Para o período 2012-2015, num total de 35.064 horas, em cerca de 42% do tempo, a PRE teve uma contribuição na satisfação da procura, acima da média. Na Figura 63, é possível observar a evolução do peso da PRE em Portugal face à média anual.

**Figura 63 – Evolução Horária do peso relativo da PRE em Portugal em Mercado Diário**



*Fonte: OMIE, Elaboração ERSE*

Tal como já foi referido, em 2013 e 2014, observa-se um aumento do contributo da PRE portuguesa na satisfação da procura dirigida a mercado (em redor dos 46%).

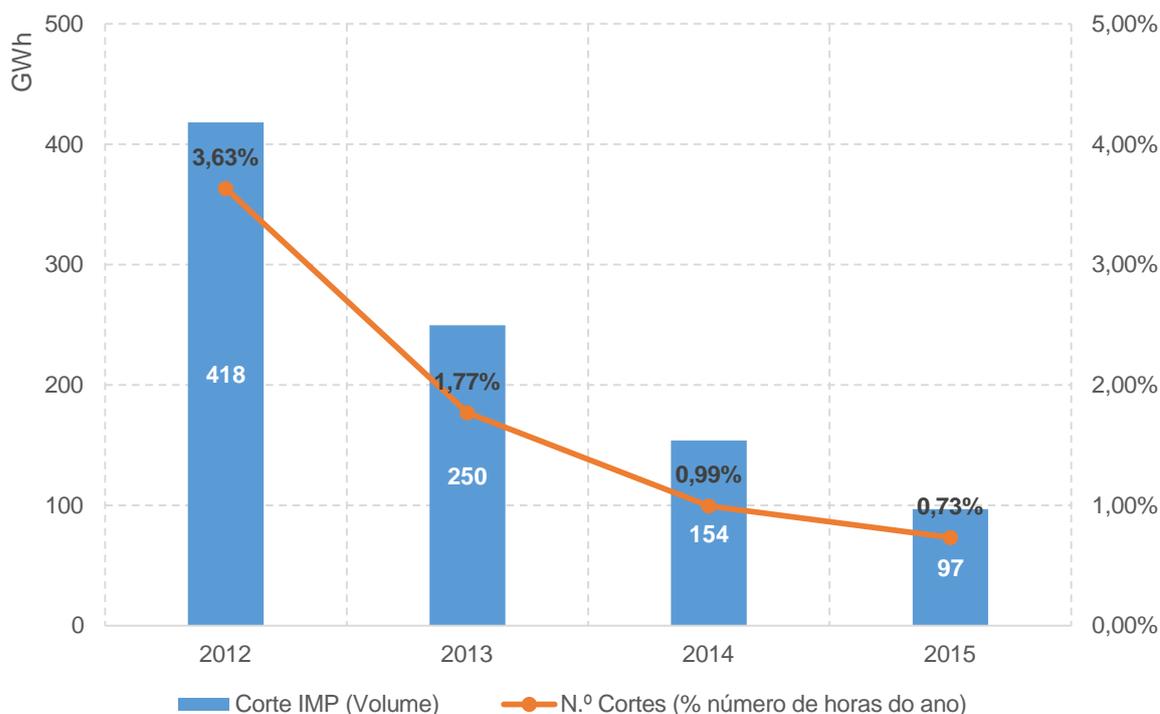
De seguida, verificou-se para as horas nas quais se registaram reduções de capacidade no sentido importador da interligação entre Portugal e Espanha, calculado através da diferença entre o programa disponibilizado para o mercado diário em d-1 e a previsão realizada em d-7, pelo operador de sistema português, em que ocorreram spread de preços no sentido importador.

Verificou-se, para a capacidade de importação, que em 8.590 das 9.215 horas onde se verificou redução da capacidade, ocorreu um spread de preços negativo ou nulo o que significa que a redução da capacidade de importação não teve qualquer efeito sobre a formação do preço do MIBEL. Apenas em 625 das horas (cerca de 7% do tempo) em que ocorreu redução da capacidade de importação se verificou ter sido spread de preços positivo, pelo que a redução teve impacto na formação do preço no MIBEL.

A Figura 64 apresenta a evolução dos cortes no sentido importador da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha para o período em análise. Observa-se uma redução significativa do número de cortes ao longo dos anos bem como ao volume associado a esses mesmos cortes, motivados pela existência considerável de PRE no sistema eléctrico português.

Embora estas limitações de capacidade tenham vindo a serem reduzidas durante o período do estudo, estas deveriam ser evitadas de acordo com o disposto no Regulamento (UE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade. Este regulamento estabelece que os problemas de congestionamento de rede devem ser abordados através dos princípios da livre concorrência, com soluções não discriminatórias e métodos não baseados em transações, ou seja, métodos que não impliquem uma selecção entre os contratos dos diversos intervenientes no mercado. Nesse sentido, de acordo com o mencionado regulamento, apenas se poderão limitar as transações na interligação em situações de emergência, com a atuação expedita do operador da rede de transporte e quando não seja possível aplicar o redespacho de geração. Neste âmbito, Nessa mesma linha está posicionada a proposta do *Clean Energy Package* feita pela Comissão Europeia.

Figura 64 – Evolução dos Cortes na Importação



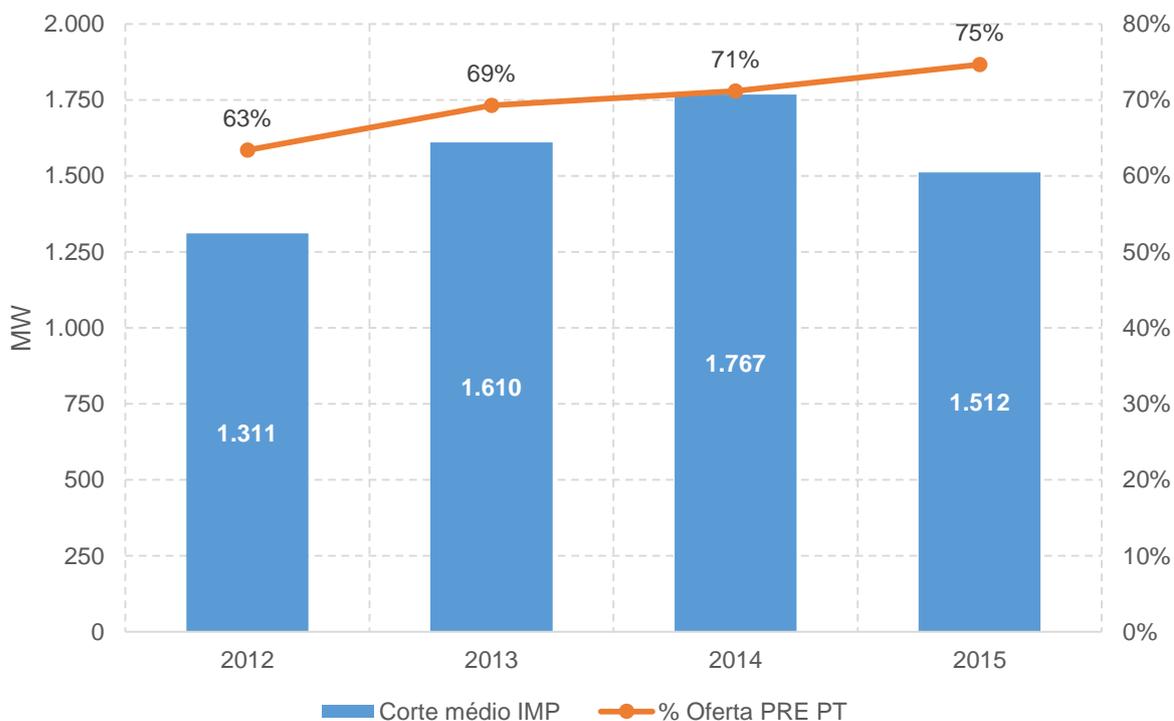
Fonte: Elaboração ERSE

Em 2012, cerca de 418 GWh foram cortados em 3,6% do número de horas do ano (319 horas). Já em 2015 o volume cortado reduziu-se drasticamente para 97 GWh em 0,7% do número de horas do ano (64 horas).

Na Figura 65, observa-se a evolução do corte médio horário verificado no sentido importador da capacidade de interligação bem como a evolução do peso da oferta de PRE na satisfação da Procura em Mercado Diário. Em média, durante o período em análise, a severidade dos cortes são superiores a 1.300 MW, sendo mais expressivos em 2013 e 2014, fruto das condições de funcionamento de mercado justificados pela abundância de recursos hídricos e de PRE. Nas horas em que ocorreram os cortes e

existia spread de preços positivo, o peso da PRE em Portugal apresentava valores significativos, bem acima dos 60%, sendo observável uma tendência de crescimento ao longo do período que não é totalmente relacionado com a evolução do corte na capacidade de interligação no sentido importador.

**Figura 65 – Evolução dos Cortes na Importação e Peso da PRE em Portugal**



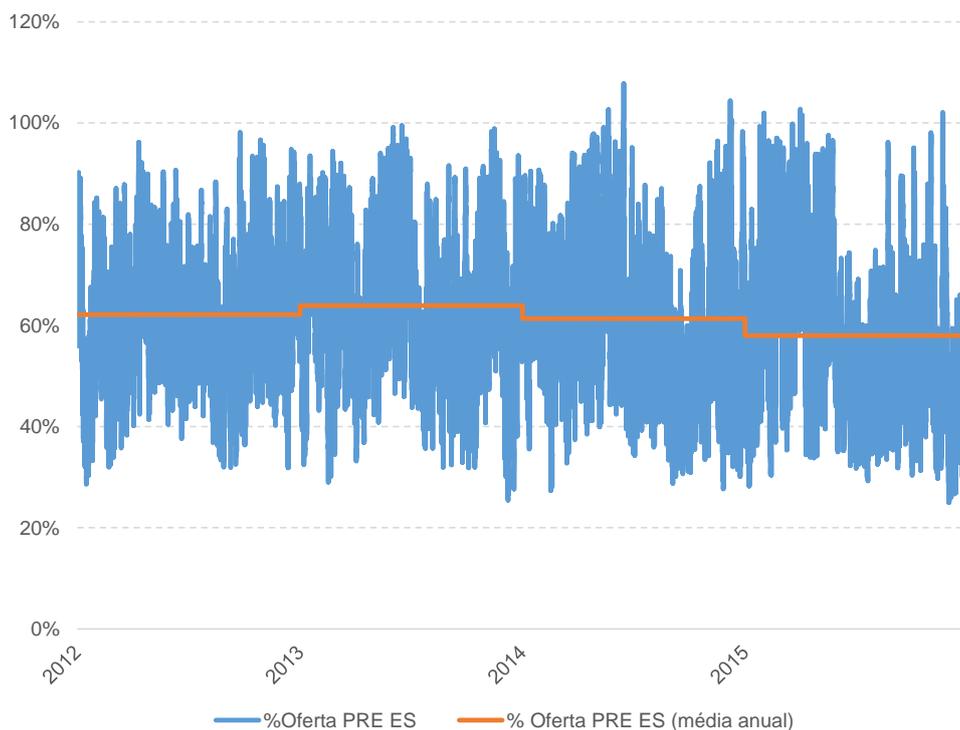
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

### 3.5.2.2 ANÁLISE DOS IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO NA FORMAÇÃO DOS DIFERENCIAIS DE PREÇO ENTRE ESPANHA E PORTUGAL (SPREAD ES-PT)

Tendo em vista a análise dos impactos das alterações da capacidade de interligação na formação dos diferenciais de preço entre Espanha e Portugal (*spread ES-PT*) foi feita também uma caracterização, no período compreendido entre 2012 e 2015, das situações nas quais ocorreram alterações na capacidade de interligação em d-1, face aos valores publicados em d-7, motivadas pelo grau de satisfação da procura pela PRE em Espanha.

Para restringir a análise ao impacto da PRE na gestão do sistema eléctrico espanhol, por ano, determinaram-se as horas em que o peso da PRE em Espanha foi superior à média verificada nesse ano. Para o período 2012-2015, num total de 35.064 horas, em cerca de 47% do tempo, a PRE teve uma contribuição na satisfação da procura, acima da média. Na Figura 66 é possível observar a evolução do peso da PRE em Espanha face à média anual.

Figura 66 – Evolução Horária do peso relativo da PRE em Espanha em Mercado Diário



Fonte: OMIE, Elaboración ERSE

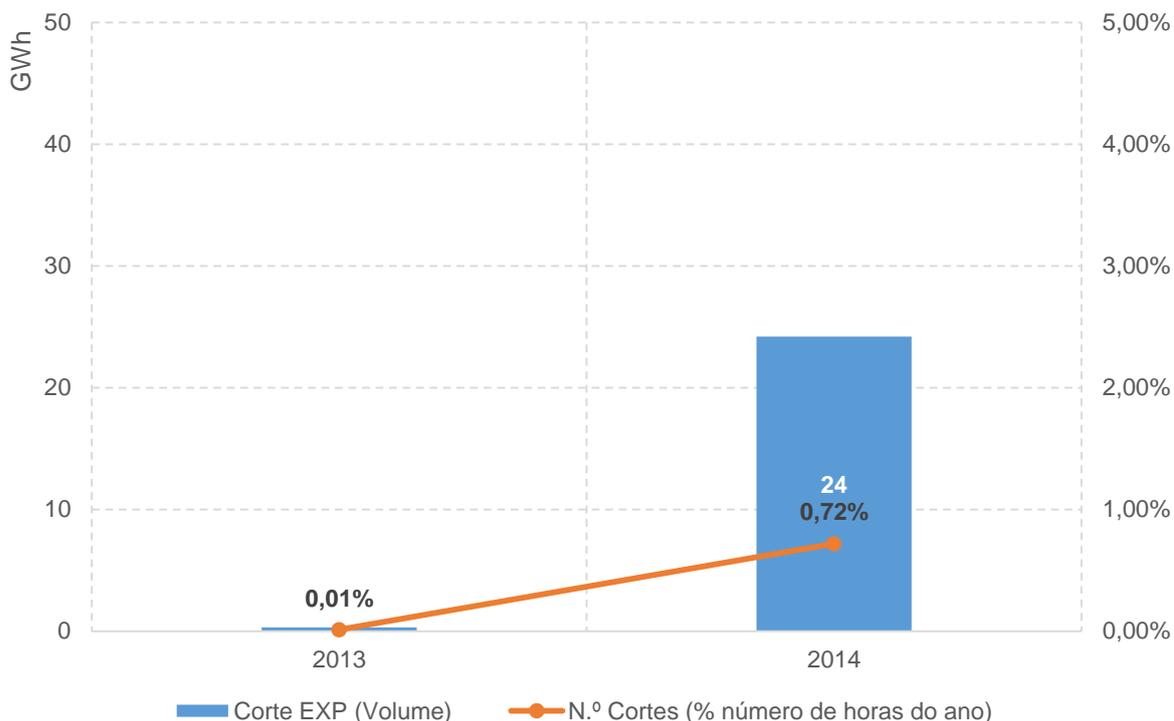
Em média, o contributo da PRE espanhola na satisfação da procura dirigida a mercado foi de 62%, durante o período 2012-2014, observando uma diminuição do contributo da PRE espanhola em 2015. No MIBEL, o ano de 2013 foi o que presenciou o maior contributo da PRE na satisfação da procura ibérica dirigida a mercado (em cerca de 60%).

De seguida, verificou-se para as horas nas quais se registaram reduções de capacidade no sentido exportador da interligação entre Portugal e Espanha, calculado através da diferença entre o programa disponibilizado para o mercado diário em d-1 e a previsão realizada em d-7, pelo operador de sistema português, em que ocorreram spread de preços no sentido exportador.

Verificou-se, para a capacidade de exportação, que em 2.707 das 2.771 horas onde se verificou redução da capacidade, ocorreu um spread de preços positivo ou nulo o que significa que a redução da capacidade de exportação não teve qualquer efeito sobre a formação do preço do MIBEL. Apenas em 64 horas (cerca de 2% do tempo) em que ocorreu redução da capacidade de exportação se verificou ter sido spread de preços negativo, pelo que a redução teve impacto na formação do preço no MIBEL..

A Figura 67 apresenta a evolução dos cortes no sentido exportador da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha para o período em análise que possam ter efeito na formação do preço devido a indisponibilidades de rede, coexistindo estas com a existência considerável de PRE no sistema eléctrico espanhol, destacando-se a existência reduzida do número e do volume de cortes, inferiores aos cortes motivados pela existência considerável de PRE no sistema eléctrico português no sentido importador da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

Figura 67 - Evolução dos Cortes na Exportação

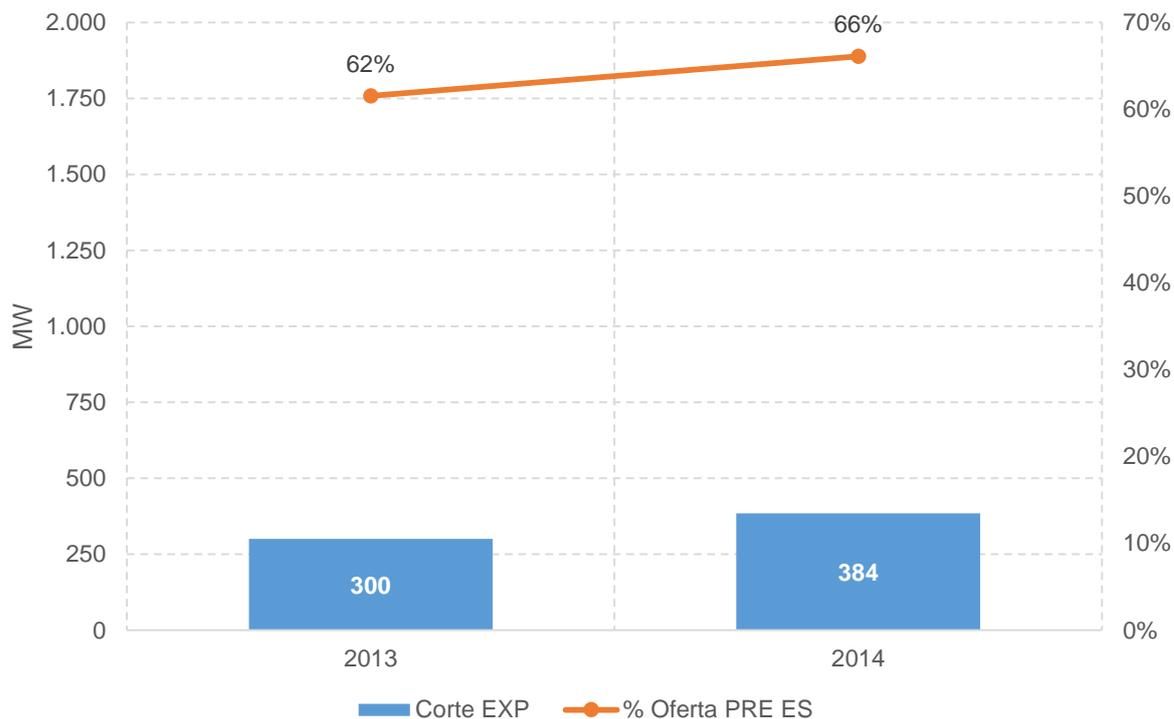


Fonte: Elaboração ERSE

Em 2013, cerca de 300 MWh foram cortados em 0,01% do número de horas do ano (1 hora). Já em 2014 o volume cortado aumentou para 24 GWh em 0,72% do número de horas do ano (63 horas).

Na Figura 68, observa-se a evolução do corte médio horário verificado no sentido exportador da capacidade de interligação bem como a evolução do peso da oferta de PRE na satisfação da Procura em Mercado Diário. Em média, durante o período em análise, a severidade dos cortes são superiores a 300 MW, em 2013 e 2014. Nas horas em que ocorreram os cortes e existia spread de preços negativo, o peso da PRE em Espanha apresentava valores significativos, bem acima dos 60% à semelhança do verificado em Portugal, sendo observável uma ligeira tendência de crescimento relacionado com a evolução do corte na capacidade de interligação no sentido exportador.

Figura 68 - Evolução dos Cortes na Exportação e Peso da PRE em Espanha



Fonte: Elaboração ERSE

Não obstante o acima exposto, e sem prejuízo do motivo que provocou as reduções de capacidade, de acordo com as informações fornecidas pelo operador do sistema espanhol, os cortes indicados na Figura 68 foram motivados por indisponibilidades na rede e não pela presença de um volume elevado de PRE no sistema elétrico espanhol.

Independentemente dos resultados da análise, a legislação das renováveis em Espanha (Ley 24/2013, de 26 de dezembro) dá primazia de despacho aos centros eletroprodutores que utilizem fontes de energia renovável e à cogeração de elevada eficiência em igualdade das condições económicas no mercado, estando também contemplado a possibilidade de imposição de limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente dos referidos centros eletroprodutores da PRE por razões relacionadas com a fiabilidade e segurança do abastecimento das redes.

O Procedimento de Operação “3.2 Restricciones técnicas”, de 18 de dezembro<sup>17</sup> prevê a hierarquização do deslatare dos mesmos em condições muito extremas de exploração do sistema eléctrico espanhol, nomeadamente, quando se verificarem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia eléctrica.

Assim, desde o dia 19 de fevereiro de 2013, após a implementação de certas melhorias no algoritmo de cálculo da reserva, o operador do sistema espanhol não leva a cabo reduções na capacidade de

<sup>17</sup>[http://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES\\_VAR\\_20151218\\_Participacion\\_en\\_servicios\\_de\\_ajuste\\_y\\_aprobacion\\_POs.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_VAR_20151218_Participacion_en_servicios_de_ajuste_y_aprobacion_POs.pdf)

interligação com o objetivo de garantir reserva suficiente para integrar a produção renovável no sistema elétrico.

Desde a publicação do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho, que a produção renovável em Espanha passou a auferir uma retribuição por capacidade instalada e não por energia produzida. A partir dessa data, os produtores renováveis deixaram de ofertar no mercado *spot* a preço instrumental, de modo a poderem recuperar os custos de operação e manutenção, uso das redes e pagamento de impostos (no valor mínimo de 4 a 5 Eur/MWh por unidade de energia injectada). Essa situação levou à redução significativa do número de casos de deslastre de PRE por parte do operador de sistema elétrico espanhol, pois o próprio mercado *spot* no processo de encontro entre a oferta e a procura de energia eléctrica, deslastrava do programa de despacho de mercado as ofertas dos produtores renováveis com retribuição garantida.

### 3.5.2.3 CONSIDERAÇÕES DAS ALTERAÇÕES DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO NA FORMAÇÃO DOS DIFERENCIAIS DE PREÇO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA (SPREAD PT-ES)

O operador de sistema português apesar de ter reduzido a aplicação de limitações à capacidade de interligação no sentido importador antes do mercado diário de modo a garantir reserva de potência em situações de previsão de elevada produção de energia eólica no seu sistema elétrico, essas situações de cortes na importação continuam a ocorrer. Por sua vez, o operador de sistema espanhol deixou de aplicar essas limitações à capacidade de interligação desde 2013.

As autoridades reguladoras do Conselho de Reguladores do MIBEL já sinalizaram em 2013 aos Governos Espanhol e Português a necessidade de eliminar a assimetria regulatória existente entre os dois países, especificamente no campo do deslastre de produção renovável.

O Conselho de Reguladores do MIBEL defende que é prioritário avançar na harmonização regulatória dos procedimentos de deslastre da produção em regime especial em ambos os países, a fim de evitar tratamentos assimétricos que afetem o funcionamento correto do MIBEL. Sem essa harmonização, não será possível estabelecer medidas coordenadas para evitar completamente as limitações à capacidade de interligação.

## 3.6 INTERLIGAÇÃO DO MIBEL COM OUTROS SISTEMAS ELÉTRICOS

Com o objetivo de caracterizar a relação entre os níveis de PRE programados para mercado diário e a ocorrência de *spreads* na fronteira MIBEL-NWE bem como o efeito da produção hídrica no MIBEL e os valores de importação e exportação ocorridos procedeu-se ao tratamento estatístico através de uma análise de valores médios em *clusters* de *spreads*, para o qual se considerou o período compreendido entre o início do acoplamento do mercado diário nesta fronteira e 31 de dezembro de 2015, que se apresentam na Tabela 9.

**Tabela 9 - Análise de clusters de spreads**

Spread	Freq.[%]	Spread €/MWh	PRE (% Procura MIBEL)	Hídrica (% Procura MIBEL)	IMP ES MW	EXP ES MW	Saldo EXP-IMP MW	Cap. IMP ES MW	Cap. EXP FR MW
≤ -5	7,0%	-14,41	74%	10%	6	1.028	1.022	1.275	1.022
] -5; -2]	1,9%	-3,44	71%	10%	12	985	972	1.262	972
] -2; -1]	0,8%	-1,54	70%	11%	14	1.022	1.008	1.263	1.008
] -1; 0[	0,6%	-0,52	67%	11%	20	955	934	1.224	961
= 0	11,4%	0,00	64%	9%	464	214	-250	1.351	1.107
] 0; 1[	1,3%	0,52	58%	7%	1.366	2	-1.364	1.364	1.115
] 1; 2[	1,3%	1,51	58%	8%	1.325	1	-1.324	1.324	1.077
] 2; 5[	4,4%	3,50	57%	8%	1.306	1	-1.305	1.305	1.043
≥ 5	71,3%	20,40	50%	8%	1.176	0	-1.176	1.178	1.014

Da análise realizada parece poder extrair-se alguma influência do peso relativo da PRE no MIBEL e da hídrica no MIBEL sobre o spread ES-FR dado que estas variáveis apresentam uma relação inversa do seu comportamento com o da evolução dos *spreads*.

Ao nível das capacidades de interligação e respectiva utilização a análise não é muito conclusiva. Apenas merece destaque o valor de capacidade de importação inferior à média para o intervalo em que o spread ES-FR supera os 5 €/MWh.

Foi ainda construída uma matriz de correlações entre todas as variáveis do modelo que se apresentam na tabela seguinte e onde se confirma que o peso da PRE no MIBEL tem uma relação forte com a formação dos *spreads*. Por outro lado os trânsitos parecem influenciar mais os *spreads* do que as capacidades.

**Tabela 10 - Matriz de correlações de variáveis de influência na formação dos spreads**

	Sp.ES-FR	PESO PRE MIBEL	PESO HID PT	IMPORT (FR->ES)	EXPORT (ES->FR)	SALDO EXP-IMP	CAP IMPORT (FR->ES)	CAP EXPORT (ES->FR)
Sp.ES-FR	1,000							
PESO PRE MIBEL	-0,547	1,000						
PESO HID PT	-0,079	-0,302	1,000					
IMPORT (FR->ES)	0,440	-0,420	-0,154	1,000				
EXPORT (ES->FR)	-0,619	0,472	0,111	-0,596	1,000			
SALDO EXP-IMP	-0,560	0,487	0,154	-0,946	0,824	1,000		
CAP IMPORT (FR->ES)	-0,154	-0,011	-0,093	0,605	0,106	-0,385	1,000	
CAP EXPORT (ES->FR)	-0,045	-0,060	-0,141	0,545	0,084	-0,351	0,850	1,000

Com base nesta análise preliminar foi realizada uma regressão para o modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP$  com os resultados que se podem consultar na Figura 69. As estatísticas da regressão apontam para que o modelo tenha um valor explicativo razoável mas parecem excluir que os valores da Importação de França para Espanha tenham influência na formação do spread. Esta última conclusão não é muito intuitiva e pode estar influenciada pelo facto de ainda não existirem um número de observações suficientemente alargado com o acoplamento regional de mercados (PCR) em funcionamento e pelo facto de se ter verificado uma alteração estrutural do mercado com a entrada em funcionamento de uma nova interligação de 1400 MW Sant Llogaia – Baixas<sup>18</sup> que teve o efeito de quase duplicar os valores de capacidade.

<sup>18</sup> <http://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

*INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL  
E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*

**Figura 69 - Estatística da Regressão do Modelo Spread**

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,697
Quadrado de R	0,485
Quadrado de R ajustado	0,485
Erro-padrão	9,630
Observações	14329

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	4	1253011,576	313252,8941	3378,056414	0
Residual	14324	1328288,786	92,73169411		
Total	14328	2581300,363			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	38,964	0,542	71,903	0,000	37,902	40,026	37,902	40,026
PESO PRE MIBEL	-37,997	0,740	-51,369	0,000	-39,446	-36,547	-39,446	-36,547
PESO HID	-33,054	1,469	-22,507	0,000	-35,932	-30,175	-35,932	-30,175
IMPORT (FR->ES)	0,000	0,000	0,622	0,534	0,000	0,000	0,000	0,000
EXPORT (ES->FR)	-0,016	0,000	-51,756	0,000	-0,017	-0,015	-0,017	-0,015

Para testar o efeito desta alteração estrutural foi feita uma nova regressão com o modelo  $Spread = a + b_1 \times PRE_{MIBEL} + b_2 \times HID_{PT} + b_3 \times IMP + b_4 \times EXP + b_5 \times FLAG$  em que FLAG é uma variável dummy que assume o valor 0 até 31 de Outubro de 2015 e o valor 1 a partir dessa data que coincide com o momento em que a nova interligação passou a gerar valores de capacidade consistentemente mais elevados.

Os resultados descritos na Figura 70 apontam para que o modelo seja estatisticamente significativo e aponta para que a entrada da nova interligação tenha tido o efeito de reduzir o spread ES-FR em 7,36 €/MWh. No entanto, estes dados têm de ser intrepertados com alguma cautela dado o reduzido período de funcionamento com a dummy ativa.

**Figura 70 - Estatística da Regressão do Modelo Spread com dummy FLAG ativa**

<i>Estatística de regressão</i>	
R múltiplo	0,706090774
Quadrado de R	0,498564181
Quadrado de R ajustado	0,498389135
Erro-padrão	9,506265776
Observações	14329

ANOVA					
	<i>gl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>F de significância</i>
Regressão	5	1286943,901	257388,7802	2848,19492	0
Residual	14323	1294356,462	90,369089		
Total	14328	2581300,363			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Erro-padrão</i>	<i>Stat t</i>	<i>valor P</i>	<i>95% inferior</i>	<i>95% superior</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Interceptar	36,763	0,547	67,224	0,000	35,691	37,835	35,691	37,835
PESO PRE MIBEL	-38,950	0,732	-53,221	0,000	-40,385	-37,516	-40,385	-37,516
PESO HID	-35,116	1,454	-24,157	0,000	-37,965	-32,267	-37,965	-32,267
IMPORT (FR->ES)	0,003	0,000	14,001	0,000	0,003	0,004	0,003	0,004
EXPORT (ES->FR)	-0,012	0,000	-34,633	0,000	-0,013	-0,012	-0,013	-0,012
FLAG	-7,360	0,380	-19,377	0,000	-8,104	-6,615	-8,104	-6,615

Apesar de terem sido identificados a presença de autocorrelação e heteroscedaticidade dos erros, em cada um dos modelos estimados, através da aplicação do teste de Breusch-Godfrey e do Teste de White, os erros associados ao modelo foram corrigidos por aplicação do modelo de estimação HAC (Newey-

West), que não alterou a significância estatística dos coeficientes estimados, utilizando um intervalo de confiança de 95%.

## 4 CONCLUSÕES

O Conselho de Reguladores do MIBEL inscreveu, na sua planificação de atividades, o propósito de realizar um estudo sobre a integração da produção em regime especial em mercado, o que se concretiza com o presente documento e constitui, simultaneamente, a segunda abordagem que se efetua desta realidade concreta – depois da que foi concretizada com o estudo de 2012.

Sendo uma realidade complexa, nas suas abordagens técnica e económica, a integração da produção em regime especial no contexto do MIBEL assume uma elevada importância, desde logo, pela dimensão relativa que este fenómeno tem no contexto da península ibérica, de resto com poucos outros exemplos semelhantes no contexto europeu. Importa ainda referir que este estudo integra também uma dimensão analítica que não se esgota no contexto do MIBEL, perspectivando-se a evolução quanto à integração do próprio MIBEL no mercado europeu de energia, em particular a partir do desenvolvimento da integração com o mercado francês.

Com este estudo e a análise que foi concretizada, pode concluir-se que, ao nível da formação de preço em mercado *spot* do MIBEL parece existir uma elevada relação inversa entre o peso relativo da produção em regime especial na satisfação da procura e o próprio nível do preço formado em mercado. Com efeito, para a elevada disponibilidade dos recursos de PRE (contributo para a satisfação da procura em torno de 2/3 ou acima deste valor), o preço *spot* formado para o MIBEL tende a aproximar-se de valores na gama entre 0 €/MWh e 30 €/MWh, valores claramente abaixo dos valores médios de custos marginais que se podem estimar para as restantes tecnologias.

Em sentido inverso, a baixa disponibilidade de recursos de PRE surgem associados a uma maior ocorrência de preços acima dos 60 €/MWh, o que reflete a necessidade de recurso a tecnologias de custo marginal mais elevado para a satisfação da procura no MIBEL.

O impacto, que se pode considerar muito relevante, do peso de PRE na formação do preço *spot* no MIBEL não pode considerar-se, sequer, um elemento surpreendente, na medida em que este tipo de produção beneficia genericamente de despacho prioritário e preço administrativo, o que implica que a sua participação no mercado *spot* se faça em preço instrumental para garantir aquele despacho. Ainda assim, à medida que a proporção de oferta que é colocada em preço instrumental aumenta, tenderá a observar-se que a volatilidade do preço de mercado se aproximará da volatilidade relativa do respetivo recurso colocado nesse referencial de preço – ou seja, quanto maior a proporção de PRE colocada a preço instrumental, maior a tendência para a variabilidade do preço em mercado à vista.

Neste contexto, o alargamento da base de produção renovável que participe diretamente em mercado, sem beneficiar de tarifa administrativa garantida, poderá contribuir para alguma estabilização das condições de variabilidade do preço no mercado à vista. No entanto, a existência de uma participação relevante de energia renovável no MIBEL com custos variáveis muito baixos, em qualquer caso, levará a uma forte variabilidade de preços, mesmo que a tarifa administrativa desapareça.

Na análise efetuada de caracterização do fenómeno da produção em regime especial no MIBEL, que é estruturante para a sua integração em mercado, é importante avaliar as suas características intrínsecas numa perspetiva operativa. Como já atrás referido, o agregado de produção em regime especial no MIBEL é fortemente marcado por um peso relativo significativo da produção eólica, face aos demais vetores de energia primária. Tal composição determina que as características de variabilidade no tempo dos volumes de produção em regime especial sejam, em grande medida, influenciadas pelas características de variabilidade da própria produção eólica.

A análise efetuada da previsão e firmeza da produção em regime especial permite confirmar as características de intermitências que se atribuem a este tipo de geração de energia elétrica, sendo observável também neste estudo que o fenómeno apresenta algumas matizes entre Portugal e Espanha. Com efeito, contrapondo a variabilidade temporal da produção eólica em Portugal e Espanha, pode observar-se que esta produção é mais volátil em Portugal que em Espanha – o que se reflete num desvio padrão médio mais elevado em Portugal. Necessariamente e atendendo ao peso da produção eólica no agregado da produção em regime especial, tal maior volatilidade acarreta uma maior dificuldade de previsão do fenómeno e, conseqüentemente, a uma expeável menor qualidade das previsões de energia eólica em Portugal. Pode, como uma explicação para esta diferença, mencionar-se a maior complementaridade geográfica da produção eólica em Espanha, o que contrasta com a marcada influência atlântica dos ventos em Portugal, o que não permite tal complementaridade. Daqui decorre uma necessária maior complexidade da integração da PRE em mercado do lado português, quando comparado com o que sucede relativamente ao agregado do parque eólico em Espanha.

No que respeita ao tratamento de desvios, tanto no que respeita ao desvio global de cada sistema, como ao desvio específico que se possa atribuir ao agregado de PRE, o que este estudo permite observar é o seguinte:

- Em Espanha, para o conjunto do sistema peninsular espanhol, observa-se no período entre 2010 e 2015 uma tendência de redução ligeira da magnitude do desvio horário médio. Ainda em Espanha, mas para o agregado de PRE, no mesmo período, é possível observar uma redução da magnitude do desvio que lhes é imputável, que excede ligeiramente a evolução que se pode observar para o conjunto do sistema.
- Em Portugal, para o sistema elétrico nacional, no mesmo período entre 2010 e 2015, pode observar-se uma ligeira tendência de acréscimo do desvio horário médio, que contrapõe a uma tendência de redução, ainda que ligeira, do desvio imputável à PRE.

Do acima expresso decorre que a evolução do tratamento dos desvios de PRE, tanto no sistema português, como no sistema espanhol, registaram evoluções mais positivas que o que ocorre para cada um dos sistemas globalmente considerados. Neste sentido, poderá dizer-se que, neste período, se melhoraram as condições de integração da PRE em mercado, com menores impactes em tempo real ao nível da incerteza operacional.

Ainda assim, convirá reter que os regimes de tratamento da PRE em Portugal e Espanha permanecem distintos – como se fez notar no estudo do Conselho de Reguladores do MIBEL de 2012 -, com os produtores em regime especial em Portugal que beneficiam de tarifa administrativa a estarem isentos de encargos com os respetivos desvios.

No que se refere à operação técnica dos sistemas, este estudo permitiu observar que, tanto para Portugal como para Espanha e no período entre 2010 e 2015, se pode observar uma redução das necessidades de banda de regulação secundária, que, apesar de tudo, é mais expressiva em Portugal que em Espanha.

Importa recordar que desde o mês de junho de 2014 que está em funcionamento o mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*) correspondente à troca de serviços transfronteiriços de balanço, correspondente a energia de reserva, entre os sistemas da região do sudoeste da Europa, disponibilizando um maior volume de oferta de reserva por parte dos operadores de sistema. Perspetiva-se, no futuro, a implementação do projeto TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges*) alargada a mais países assente num modelo de trocas multilaterais que irá contribuir para uma melhoria face ao mecanismo já implementado.

Sendo que a entrada em operação do projeto BALIT data, como referido, de junho de 2014, esta redução das necessidades de regulação secundária ao longo do período é apenas parcialmente explicada pelo reforço dos mecanismos de coordenação entre os gestores de sistema ibéricos, podendo inferir-se que, dado o peso do agregado de PRE no sistema ibérico, que a redução da magnitude dos desvios imputáveis a este agregado poderão ter contribuído positivamente para esta evolução.

A primeira conclusão que se pode extrair do comportamento da interligação interna ao MIBEL é a ocorrência consistente de integração de mercado, medida pelo elevado número de horas em que o preço é igual nas duas áreas do MIBEL (mais de 90% das ocorrências horárias entre 2010 e 2015), o que reflete uma muito razoável capacidade de integração conjunta do agregado PRE e, por outro lado, a própria magnitude semelhante em Portugal e Espanha da dimensão relativa do agregado PRE para satisfação da procura.

A análise da gestão da interligação interna ao MIBEL permitiu constatar que a ocorrência e evolução de diferenciais de preço entre os sistemas português e espanhol é mais influenciada pela evolução do peso relativo da produção hidroelétrica que por qualquer outra variável. Com efeito, a evolução do peso relativo da produção hidroelétrica em Portugal (sistema mais dependente deste fileira, em particular de fios de água, que o sistema espanhol) parece determinar a inversão de diferenciais de preço entre os dois sistemas - preço em Espanha superior quando se verificam elevados níveis de disponibilidade hídrica em Portugal e preço em Portugal superior quando se verifica o inverso.

Todavia, ainda que se possa observar que a ocorrência e magnitude de diferenciais de preço entre Portugal e Espanha se mantenha relativamente desligada do nível de contribuição da PRE – com valores de peso relativo da PRE na procura global dirigida ao MIBEL entre 53% e 55%, os diferenciais de preço podem variar entre 0 €/MWh e 5 €/MWh em qualquer dos sentidos -, já para níveis de contribuição da PRE acima daquele limiar parece registar-se a tendência para a ocorrência de diferenciais de preço mais significativos e no sentido importador português. Estes dados ilustram, assim, a menor resiliência do

sistema português à integração de elevados níveis de PRE quando estes ocorrem em simultâneo com valores absolutos de procura mais reduzidos.

No que diz respeito às limitações de capacidade que ocorreram na interligação Espanha-Portugal, o Conselho de Reguladores do MIBEL considera, conforme já sinalizado em 2013 aos Governos Espanhol e Português, que é uma prioridade avançar na harmonização regulatória dos procedimentos de deslastre da produção em regime especial em ambos os países, a fim de eliminar essas reduções que afetam o correto funcionamento do MIBEL. O Conselho de Reguladores do MIBEL considera que estas reduções de capacidade não deverão ocorrer, de acordo com o disposto no número 5 do artigo 11.º do Regulamento da Eletricidade da proposta do *Clean Energy Package* que a Comissão Europeia lançou em novembro de 2016, no qual refere que a prioridade de despacho das energias renováveis não deve ser usado como uma justificação para restringir as capacidades de interligação transfronteiriças.

Já no que respeita à análise que se efetua da operação e efeitos da fronteira externa do MIBEL – interligação entre o sistema espanhol e o sistema francês – a análise efetuada neste estudo confirma a abordagem empírica de que o reforço da capacidade desta interligação contribuirá para facilitar a integração em mercado da produção em regime especial. Com efeito, ao invés do que se observou para a interligação interna do MIBEL, a variação do peso relativo da PRE na satisfação da procura dirigida a mercado parece ter uma relação mais direta com a formação de diferenciais de preço ocorridos entre Espanha e França e com o próprio sentido dos trânsitos. Em concreto, parece haver evidência suficientemente forte de que, para elevada disponibilidade de produção a partir de PRE no MIBEL, se registem fluxos exportadores de energia e, em face das capacidades, se gerem correspondentes diferenciais de preço mais elevados (preço em Espanha inferior ao preço em França).

A análise que se efetua para a interligação externa do MIBEL, quando combinada com a que se produziu para a interligação interna, permitem concluir que o reforço da integração do mercado numa escala mais ampla que a ibérica – vide reforço da interligação com França – produz efeitos que não se esgotam nessa fronteira, propagando-se a todos os sistemas interligados.