

ESTUDO

AVALIAÇÃO DE IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO NA FORMAÇÃO NO PREÇO DE MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE

2019

Abril 2020

Consulta: Estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

Base legal: Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto e Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

ÍNDICE

0. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1 Caracterização metodológica do estudo	1
0.1.1 Tratamento de eventos extramercado externos	1
0.1.2 Tratamento de eventos extramercado internos.....	3
0.2 Identificação de eventos extramercado	3
0.2.1 Eventos extramercado externos.....	4
0.2.2 Eventos extramercado internos.....	4
0.3 Resultados da avaliação.....	4
0.3.1 Efeitos dos eventos extramercado externos	5
0.3.2 Efeitos dos eventos extramercado internos	6
0.3.3 Apuramento da compensação final.....	9
1. ENQUADRAMENTO	13
2. METODOLOGIA DO ESTUDO	15
2.1 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado externos	16
2.1.1 Determinação dos <i>pass through</i> na oferta em mercado	19
2.1.2 Tecnologias a considerar na estimação de <i>pass through</i> às ofertas	20
2.1.3 Energias primárias e <i>drivers</i> de preço a considerar	20
2.1.4 Estrutura da função oferta em mercado	22
2.1.5 Correção das ofertas em mercado	24
2.1.6 Efeitos dos eventos extramercado	26
2.1.7 Síntese da metodologia empregue na determinação dos eventos extramercado externos.....	27
2.2 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado internos	29
3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO	31
3.1 Eventos extramercado externos ao SEN.....	32
3.2 Eventos extramercado internos ao SEN	35
3.2.1 Regime de ISP	36
3.2.2 Contribuição Extraordinária do Setor Energético (CESE).....	37
3.2.3 Encargos com o financiamento da tarifa social no setor elétrico	39
4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES	41
4.1 Situação excecional do período de aplicação do mecanismo em 2019.....	41
4.2 Apuramento dos impactes de eventos extramercado externos.....	42
4.3 Apuramento dos impactes de eventos extramercado internos	46
4.3.1 Regime de ISP	48

4.3.2	CESE.....	48
4.3.3	Tarifa social.....	50
4.3.4	Efeitos combinados	53
4.4	Apuramento dos impactes globais finais	59

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	3
Figura 2 – Efeito de introdução de evento extramercado exterior a Portugal	18
Figura 3 – Ilustração gráfica da alteração de ofertas em mercado	25
Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	28
Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado Ano 2019, de abril a dezembro	46
Tabela 1 – Resultados da estimação de <i>pass through</i> às ofertas de mercado.....	5
Tabela 2 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário base).....	7
Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade).....	7
Tabela 4 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário base).....	8
Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade)	8
Tabela 6 – Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário base)	9
Tabela 7 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário de análise de sensibilidade)	10
Tabela 8 – Resultados de regressão para centrais a carvão.....	42
Tabela 9 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural.....	43
Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas	43
Tabela 11 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos Ano 2019, de abril a dezembro, valores em €/MWh	45
Tabela 12 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo.....	49
Tabela 13 - Valores de Tarifa Social estimados para 2019 no exercício tarifário de 2020	52
Tabela 14 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	57
Tabela 15 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	58
Tabela 16 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário base).....	60
Tabela 17 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade)	60
Tabela 18 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário base).....	61

Tabela 19 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário de análise de sensibilidade)	62
Tabela 20 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem por central e área de balanço (AB)).....	63
Tabela 21 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem, por tecnologia)	64
Tabela 22 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário base).....	64
Tabela 23 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário de análise de sensibilidade)	65

0. SUMÁRIO EXECUTIVO

Anualmente, e conforme o disposto no número 1 do artigo 4 do Decreto-Lei n.º104/2019 de 9 de agosto, que constituiu a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º.74/2013, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem de proceder até 30 de abril, à elaboração dum estudo sobre o impacto na formação dos preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal, de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e dos efeitos dos eventos de ordem interna ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), em conformidade com o determinado pelo membro do governo responsável pela energia até 31 de dezembro do ano anterior a que o estudo se refere¹.

Desta forma, e tendo por base o Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, na sua redação atual, e ademais legislação complementar, a ERSE emite o seguinte estudo, relativo ao ano de 2019.

0.1 CARACTERIZAÇÃO METODOLÓGICA DO ESTUDO

O quadro legal aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial estabelece que devem ser identificados os impactes dos eventos extramercado externos (termo Pem_t^{UE}) e os impactes dos eventos extramercado internos ao Sistema Elétrico Nacional (termo $Pem_{i|k_t}^{PT}$). A conjugação dos dois impactes permite determinar a compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito do referido mecanismo ($Pliq_t^k$), podendo ser desagregada por tecnologia.

0.1.1 TRATAMENTO DE EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

No apuramento dos efeitos dos impactes dos eventos extramercado externos ao SEN, e em relação ao âmbito da análise, o presente estudo considera, na sua metodologia, o mercado diário do MIBEL, dada a elevada liquidez e a forte integração existente entre o mercado grossista português e espanhol, o que os torna indissociáveis na análise.

Por outro lado, ainda que na formação do preço marginal no mercado grossista de eletricidade concorram diferentes tecnologias, a respetiva representatividade para a formação do preço na esfera marginal de

¹ São enunciados no Despacho n.º 12424-A/2019 de 27 de dezembro pelo Governo os eventos de ordem interna relevantes para o estudo em causa.

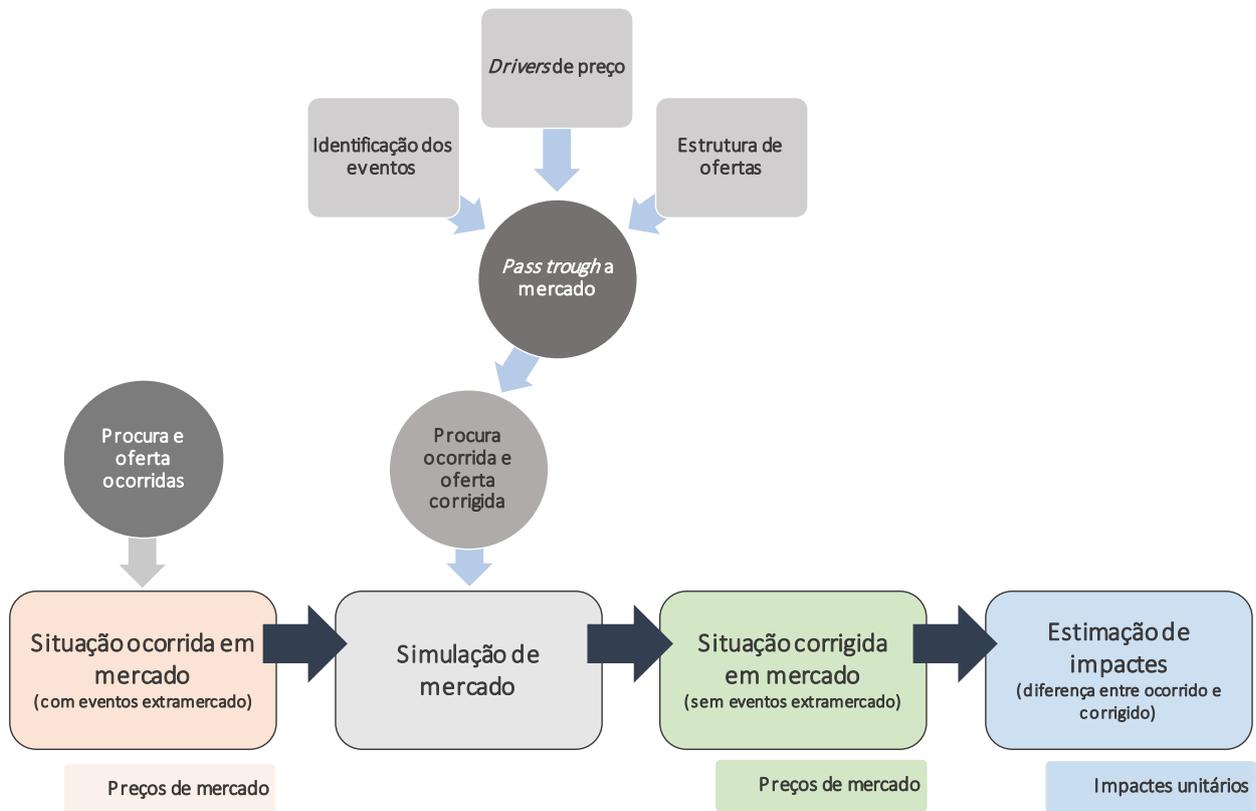
mercado é distinta. Consequentemente, serão aquelas com maior representatividade na esfera marginalista dos preços as que devem, numa perspetiva metodológica, serem tidas em consideração na estimação de impactes sobre o preço de mercado. Assim, o presente estudo considera os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.

Para a determinação de tais efeitos sobre o preço de mercado, é apurado, numa primeira fase, o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia (genericamente o *pass through* a mercado das medidas que correspondem a tais eventos), através, dum estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais ou *drivers* de preço de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo (*dummy*, que assume valor nulo na ausência do evento e valor unitário na sua vigência).

Numa segunda fase, com base nos efeitos de *pass through* estimados anteriormente, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL. Esta simulação de novos preços é considerada desnecessária sempre que o preço verificado para a hora em causa seja considerado um preço instrumental (inferior à média para o período de análise das ofertas casadas da tecnologia que se situam entre 25% e 50% do preço de mercado, e no caso da térmica, carvão e CCGT, ainda para as ofertas casadas cuja a média do período considerado seja acima dos 125% do preço de mercado).

A diferença entre os preços efetivamente verificados e os que decorrem do referido processo de simulação constituem a estimação do impacte dos eventos extramercado externos ao SEN. A Figura 1 resume o algoritmo (metodologia) de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado externos ao SEN.

Figura 1 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



0.1.2 TRATAMENTO DE EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o parâmetro $Pem_{i|k_t}^{PT}$ corresponde ao valor unitário suportado por cada centro electroprodutor da tecnologia k com a medida i ocorrida em Portugal. O impacte dos eventos extramercado internos ao SEN é, por sua vez, determinado pela soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, com especificação de tecnologia sempre que necessário.

0.2 IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS EXTRAMERCADO

O quadro legal aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial estabelece o contexto geral do que se deve entender por eventos extramercado. A metodologia de determinação dos efeitos de tais eventos diferencia aqueles que, pela sua natureza, têm origem noutros sistemas elétricos europeus (eventos externos), dos que têm a sua génese e definição num puro contexto nacional (eventos internos). O estudo a produzir pela ERSE deve identificar ambos.

0.2.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Dado os níveis de integração dos mercados português e espanhol e das características estruturais dos mesmos, as alterações relevantes em termos económicos e legislativos que se situem ao nível de Espanha tenderão a ser mais impactantes no funcionamento do MIBEL e a afetar mais diretamente a formação do preço que é referência para os consumidores portugueses. Neste sentido, sem excluir quaisquer outros eventos ocorridos nos mercados europeus, alterações produzidas em Espanha tenderão a ter repercussões mais evidentes no âmbito deste estudo e de outros que se lhe sigam.

Como tal, para efeitos do presente estudo, é considerado como evento externo ao SEN o regime fiscal existente em Espanha e que incide sobre os produtores de energia elétrica, com componentes de imposto com incidência na energia primária utilizada e outras componentes a incidir no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa mesma energia primária.

0.2.2 EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Para efeitos do estudo relativo a 2019, são considerados dois cenários distintos para o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna:

- Um cenário base, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social; e
- Um cenário de análise de sensibilidade, referente à consideração de apenas o regime de ISP, à semelhança do que foi assumido no Despacho n.º 8521/2019, de 26 de setembro, para efeitos de apuramento do pagamento por conta, e por força das dúvidas jurídicas relativas à consideração dos restantes dois elementos de eventos internos acima anunciados.

0.3 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO

A determinação dos efeitos decorrentes de eventos extramercado externos sobre a formação do preço da energia elétrica em mercado diário, para a área portuguesa do MIBEL, seguiu a metodologia de

apuramento atrás explicitada. A aplicação dessa metodologia envolveu a utilização de informação real proveniente do Eurostat, OMIE, REE, REN e da Thomson Reuters.

Como aspeto prévio ao apuramento dos impactes de eventos de mercado, cabe mencionar que o ano de 2019 tem uma incidência temporal que é excecional e distinta de um ano corrente de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial previsto no Decreto Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

Com efeito, para 2019 vigorou uma isenção de aplicação durante todo o primeiro trimestre do ano, por força da suspensão do único evento extramercado externo ao SEN – correspondente ao regime fiscal existente em Espanha para a produção de eletricidade, o qual se encontrou suspenso até 31 de março de 2019. Por essa razão, o presente estudo efetua a avaliação dos impactes entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2020, com os correspondentes ajustamentos de valores anuais, sempre que necessário.

0.3.1 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Também por aplicação da metodologia definida e atrás explicitada, a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, decorrentes do evento extramercado externo (regime fiscal em Espanha), conduziu ao apuramento dos valores constantes da Tabela 1. Para a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, consideraram-se as tecnologias com influência na zona marginalista de formação do preço (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica).

Tabela 1 – Resultados da estimação de *pass through* às ofertas de mercado

Tecnologia	Coefficiente do evento externo	Coefficiente de ajustamento
Centrais a carvão	2,694 €/MWh	R ² ajustado = 0,979
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	3,429 €/MWh	R ² ajustado = 0,971
Centrais hídricas	4,876 €/MWh	R ² ajustado = 0,955

Fonte: ERSE

Os estudos estatísticos produzidos, para as três tecnologias, verificaram ainda os pressupostos linearidade do modelo, distribuição normal dos erros e multicolinearidade. Por forma a ultrapassar os problemas de heterocedasticidade, o modelo regressivo foi corrigido, pelo que os resultados obtidos têm robustez estatística.

Com base no apuramento dos parâmetros referidos, a replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a **2,24 €/MWh**, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL.

0.3.2 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Em relação ao apuramento dos impactes dos eventos extramercado internos ao sistema português, como antes referido, tais eventos são apurados em base de dois cenários, que refletem valores globais distintos.

Os valores apurados para cada um dos dois cenários são explicitados na Tabela 2 e na Tabela 3.

O cenário base, de aplicação do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, apurou o impacte conjunto e simultâneo do regime do ISP (que, em 2019, foi aplicável ao consumo de carvão pelas centrais termoelétricas), o regime da CESE e da Tarifa Social. O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 86 301 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines), às centrais de ciclo combinado a gás natural (Lares e Pego²) e à hídrica, já que os centros electroprodutores PRE³ em mercado abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, não se encontram sujeitos a pagamento de ISP, de CESE e de Tarifa Social.

² A central do Ribatejo encontra-se isenta de aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial pelo facto de não ter superado o limiar de funcionamento das 2 000 horas.

³ A abreviatura PRE é para os efeitos deste estudo e doravante utilizada excluindo a produção hídrica.

Tabela 2 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário base)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	2 134	3 329 073 €	1 222 764 €	7 602 252 €	12 154 088 €
CCGT	1 807	- €	1 346 297 €	4 967 567 €	6 313 864 €
Hídrica	5 286	- €	24 849 708 €	42 983 765 €	67 833 473 €
PRE	246	- €	- €	- €	- €
TOTAL	9 473	3 329 073 €	27 418 769 €	55 553 583 €	86 301 425 €

Fonte: ERSE

O cenário de análise de sensibilidade teve em consideração o impacto do ISP na energia produzida nas centrais termoelétricas a carvão, não incidindo, em 2019, nos centros termoelétricos a gás natural. O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 3 329 milhares de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines).

Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	2 134	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €
CCGT	1 807	- €	- €	- €	- €
Hídrica	5 286	- €	- €	- €	- €
PRE	246	- €	- €	- €	- €
TOTAL	9 473	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €

Fonte: ERSE

De acordo com o regime do ISP aprovado pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2019, é aplicável uma tributação ao carvão consumido na produção de eletricidade, sendo o valor do ISP de 4,26 €/ton carvão, de acordo com a Portaria nº.320-D/2011, de 30 de dezembro, ao qual acresce um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂. O valor apurado

pela ERSE para a repercussão do regime do ISP aplicável às centrais termoelétricas a carvão, em 2019, é de 1,56 €/MWh de energia produzida e injetada na rede.

Com base no apuramento dos montantes dos eventos extramercado internos, de natureza fixa, associados à CESE e à Tarifa Social, para cada um dos cenários, os valores unitários dos eventos encontram-se refletidos na Tabela 4 e na Tabela 5.

Tabela 4 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário base)

Tecnologia k	PemPT (€/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
Carvão	1,56	0,57	3,56	5,70
CCGT	0,00	0,74	2,75	3,49
Hídrica	0,00	4,70	8,13	12,83
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: ERSE

No cenário base, constata-se o peso significativo da Tarifa Social enquanto evento extramercado de ordem interna quando comparado com os restantes eventos extramercado. A tecnologia hídrica é aquela que mais suporta CESE e Tarifa Social, devido ao efeito líquido de bombagem por área de balanço.

Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade)

Tecnologia k	PemPT (€/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
Carvão	1,56	0,00	0,00	1,56
CCGT	0,00	0,00	0,00	0,00
Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: ERSE

0.3.3 APURAMENTO DA COMPENSAÇÃO FINAL

Com base nos valores descritos, tanto para eventos extramercado externos como internos, este estudo calcula o valor do $Pliq_t^k$, que corresponde ao efeito líquido no preço de mercado suportado pelos consumidores portugueses e que deveria ser objeto de compensação.

Em cenário base, através da observação da Tabela 6, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia permitem auferir a isenção da aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial ao Carvão, Hídrica e CCGT devido ao valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicáveis a estas tecnologias, que supera o valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 2,24 €/MWh. Conclui-se que a PRE em mercado irá suportar o pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial, sem prejuízo destes, por força da aplicação do despacho interpretativo do senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro) que estabelece a isenção de aplicação do regime de equilíbrio concorrencial a entidades que beneficiam de preço contratual não indexado, direta ou indiretamente, ao preço formado no mercado diário do MIBEL, poderem isentar o pagamento após comprovação do regime de preços contratualizado, através da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, publicada pela ERSE em Diário da República.

Tabela 6 – Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário base)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	2,24	1,56	0,57	3,56	5,70	0
CCGT	2,24	0,00	0,74	2,75	3,49	0
Hídrica	2,24	0,00	4,70	8,13	12,83	0
PRE	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24

Fonte: ERSE

Em cenário de análise de sensibilidade, através da observação da Tabela 7, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para a Hídrica, CCGT e PRE em mercado são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 2,24 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. No caso do Carvão o valor estimado do $Pliq_t^k$

é de 0,68 €/MWh, justificado pela dedução do ISP, no valor unitário de 1,56 €/MWh, ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} . Para a PRE em mercado chama-se a atenção, já referido previamente, da aplicação da eventual isenção prevista por via da aplicação da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março.

Tabela 7 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário de análise de sensibilidade)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	2,24	1,56	0,00	0,00	1,56	0,68
CCGT	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24
Hídrica	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24
PRE	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24

Fonte: ERSE

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2019 (de abril a dezembro), foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 9 473 GWh. Este volume considerou a metodologia de incidência prevista na Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, com a repercussão da compensação devida pelos produtores hídricos em valores de produção líquidos de bombagem, inseridos em áreas de balanço, e em agregação mensal. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se somente a produção residual, acima das 2 000 horas de funcionamento.

Em cenário base, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 550 milhares de euros, totalmente suportados pela PRE em mercado, que pode, no limite, tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro).

Em cenário de análise de sensibilidade, aplicando os volumes aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de

equilíbrio concorrencial no montante global de 17 890 milhares de euros. Chama-se a atenção que os montantes suportados pela PRE em mercado, podem diferir dos apresentados, por força da circunstância destes produtores reportarem mecanismos contratuais não sujeitos a mercado à vista, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do senhor Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo assim o valor do mecanismo de equilíbrio concorrencial até um montante mínimo de 17 340 milhares de euros.

1. ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, veio estabelecer o regime legal para criação de “um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal”. Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, foi concretizada a primeira alteração àquele diploma.

O mencionado mecanismo visa “corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade”, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais. A ERSE, no quadro das suas atribuições estatutárias, supervisiona o funcionamento do mercado grossista de eletricidade, atividade também enquadrada tanto no âmbito da participação no Conselho de Reguladores do MIBEL, como nos termos do Regulamento UE n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e transparência dos mercados grossistas de energia (REMIT).

O Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua redação atual, estabelece que a ERSE deverá efetuar um estudo para cada ano, ouvida a Direção Geral de Energia e Geologia, “sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE”. Por sua vez, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do senhor Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer prazos e trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE.

O estudo em causa, nos termos da citada Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, deve conter como conteúdo mínimo, (i) a identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados; (ii) a identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável, com desagregação pelas tecnologias consideradas no estudo; (iii) a descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado; (iv) a apresentação dos resultados da estimação efetuada; e, (v) a proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

De acordo com o previsto na Portaria n.º 282/2019 no seu artigo 2.º, até ao dia 30 de abril, a ERSE deverá proceder à elaboração do estudo sobre o impacte na formação do preço médio da eletricidade no mercado de grossista dos eventos e medidas extramercado registados no ano 2019.

Cabe ainda referir que, nos termos do enquadramento legal atualmente em vigor, a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial compreende a definição de valores de pagamento por conta por parte dos centros electroprodutores abrangidos, sujeito a um ajuste após o apuramento dos valores finais da energia injetada nas redes por esses produtores e a estimação postecipada dos impactes dos eventos extramercado, para o ano a que respeitem os valores e o estudo a elaborar pela ERSE.

Para efeitos de concretização do estudo previsto legalmente, o presente documento apresenta, além do presente capítulo de enquadramento e do capítulo de sumário executivo, os seguintes capítulos:

- Capítulo 2: descreve-se a metodologia utilizada no estudo para a determinação dos impactes na formação do preço decorrentes dos eventos extramercado;
- Capítulo 3: identificam-se e caracterizam-se os eventos extramercado, externos e internos, objeto do presente estudo;
- Capítulo 4: explicitam-se os efeitos dos eventos extramercado externos e internos, bem como os respetivos impactes conjuntos.

2. METODOLOGIA DO ESTUDO

Nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, o estudo da ERSE deverá identificar o efeito atribuível a eventos extramercado exteriores e os efeitos a repercutir nos centros electroprodutores a respeito de eventos extramercado internos ao sistema português. Em concreto, a referida Portaria estabelece que o pagamento líquido unitário de cada centro electroprodutor é dado pela seguinte expressão:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i|k_t}^{PT}, \text{ em que}$$

- $Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t, para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros. De acordo, com o previsto no artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, o valor do $Pliq_t^k$ não poderá ser inferior a 0 €/MWh;
- Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t, apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;
- $Pem_{i|k_t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i, para a tecnologia k, registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, em €/MWh, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;
- t — É o ano de cálculo para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

Assim, no presente estudo, devem ser identificados os termos Pem_t^{UE} e $Pem_{i|k_t}^{PT}$. O primeiro dos parâmetros corresponderá à identificação do efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português. No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o parâmetro $Pem_{i|k_t}^{PT}$ corresponderá ao valor unitário suportado por cada centro electroprodutor da tecnologia k com a medida i ocorrida em Portugal e calculado de acordo com o disposto na mencionada Portaria.

Uma vez que a aplicação das medidas i consideradas como eventos extramercado internos pode ter especificidade por tecnologia, daí decorre que o valor do pagamento unitário a efetuar por cada centro electroprodutor terá a mesma especificidade. Todavia, cabe sublinhar que a estimação do impacte das

medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal é comum para todos os centros electroprodutores abrangidos (na medida em que o mercado é apenas um e só um para a totalidade das tecnologias em causa).

2.1 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

O objeto do presente estudo resulta do espírito da aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial e visa neutralizar os efeitos para o consumidor de eletricidade português decorrentes da introdução de medidas ou decisões exteriores ao funcionamento do mercado elétrico, que, por via da crescente integração do mercado da eletricidade a nível ibérico e europeu, podem distorcer a formação do preço no mercado grossista da eletricidade, suportado pelos consumidores.

Num sistema crescentemente integrado e interligado, a interdependência dos aspetos que constituem a formulação dos modelos de mercado é elevada, o que torna complexa a identificação dos efeitos de medidas exteriores ao sistema português.

Neste sentido, importa, em termos metodológicos, referir que a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial pretende determinar os efeitos dos eventos extramercado externos na formação do preço médio da eletricidade (com repercussão nos custos efetivos suportados pelos consumidores de energia elétrica em Portugal) e não quaisquer outros efeitos comparativos entre o sistema elétrico português e outros sistemas elétricos europeus.

Por outro lado, e uma vez que a procura dirigida a mercado é tendencialmente inelástica (não responde de forma significativa, em quantidades, a variações do preço), o preço no mercado grossista de eletricidade é maioritariamente determinado pela oferta (produção) e pela respetiva estrutura de custos das ofertas em mercado. Tal circunstância determina que, na ausência de outros mecanismos, a alteração nos fatores determinantes dos custos de produção (por via de medidas externas ao sistema português) poderá implicar uma alteração da ordenação em custos marginais das ofertas integradas em mercado, pelo que se poderão registar impactes, maiores ou menores consoante as tecnologias envolvidas e o caráter das medidas introduzidas, no preço marginal de mercado.

Do ponto de vista metodológico, importa ainda considerar que os efeitos de eventos extramercado externos na formação do preço da energia elétrica para o mercado português se podem, com robustez, aproximar a partir dos efeitos apurados na formação do preço em mercado diário do OMIE. Esta situação é amplamente justificável pelos seguintes aspetos:

1. A forte integração dos mercados português e espanhol, designadamente ao nível do funcionamento do mercado diário e medida pelo número total de horas de preço comum aos dois sistemas, que conduz a que uma parte muito substancial dos efeitos dos eventos extramercado externos ao sistema português se propague através deste referencial de mercado.
2. O mercado diário do OMIE apresenta, para Portugal (situação idêntica para Espanha), uma elevada liquidez relativa, assente no facto de cerca de 3/4 do volume de energia consumida ser aí transacionado.
3. O preço da eletricidade formado no mercado diário constitui uma referência de preço comum e sólida para outros referenciais de mercado, sejam os mercados intradiários, de serviços de sistema ou ainda de liquidação – física ou financeira – de produtos transacionados em mercado a prazo (organizado ou OTC).

Neste sentido, a abordagem metodológica seguida centra-se na análise dos efeitos em preço de mercado no mercado diário do OMIE.

Tratando-se de um mercado marginalista, a formação do preço no mercado diário tem incidência no perfil de quantidades mobilizadas de cada tecnologia e de cada centro electroprodutor, pelo que, qualquer alteração no racional de equilíbrio do preço marginal terá consequências na composição do *mix* de produção e, por conseguinte, efeito nas quantidades de cada sistema, tecnologia ou produtor.

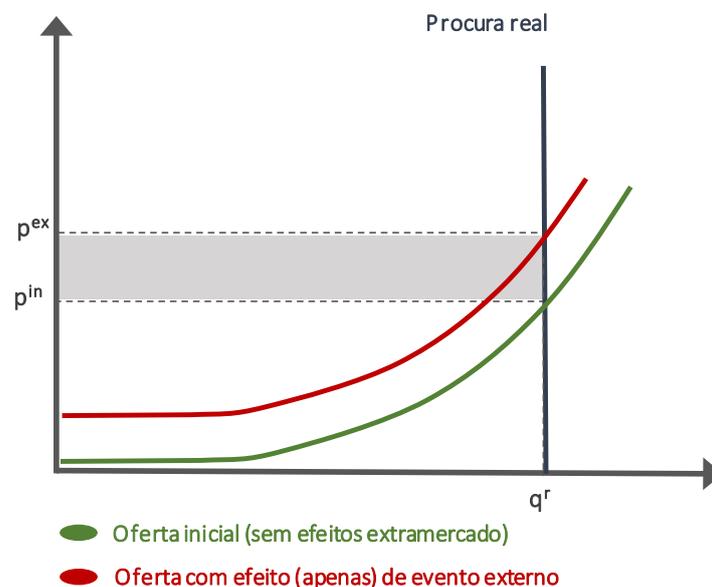
No quadro da metodologia seguida neste estudo, assumiu-se apenas a produção despachada em mercado diário, ainda que a alocação final das quantidades corresponda ao programa final de mercado, que integra os volumes transacionados em mercados diário, intradiários e de serviços de sistema. Daqui decorre que os impactes estimados são minorantes daqueles que realmente se produzem no preço final da energia pago pelo consumidor português.

Uma vez que se assume que o efeito de eventos extramercado se reflete em mercado através da estrutura da oferta agregada, a abordagem metodológica aqui seguida procura determinar qual o repasse ao

mercado (via ofertas em mercado) de tais eventos, no que, simplificadamente, se poderá designar com *pass through* de efeitos. Nesse sentido, o primeiro passo metodológico deverá ser o da estimação desse *pass through*.

A avaliação deste repasse de efeitos ao mercado deverá ser efetuada na curva agregada de oferta do MIBEL. A título de exemplo, considere-se uma situação em que é decidida em Espanha uma medida extramercado que em como consequência que os agentes repassem total ou parcialmente o seu custo às ofertas em mercado. Tal situação corresponde a uma retração da curva de oferta agregada, uma vez que para um mesmo nível de produção, os agentes solicitam do mercado um preço mais elevado – vide Figura 2. A retração da curva agregada de oferta deverá, neste perímetro de atuação, ser apenas efetuada por agentes de mercado em Espanha, já que não há alterações de contexto para os agentes nacionais, ainda que os reflexos se propaguem a todo o sistema ibérico.

Figura 2 – Efeito de introdução de evento extramercado exterior a Portugal



O efeito global para o consumidor de energia será o da passagem do preço de p^{in} para p^{ex} , sendo a diferença entre os dois preços ($p^{ex} - p^{in}$) a aproximação do impacte global unitário dos eventos extramercado, na constatação de que o *pass through* às ofertas é superior a zero. A totalidade dos consumidores suportará este acréscimo de preço e a generalidade dos agentes produtores terá este acréscimo da receita unitária de mercado por esta via. A composição relativa da oferta colocada em mercado (entre agentes portugueses e agentes espanhóis, neste exemplo) dependerá do nível de ajustamento efetuado em cada evento.

2.1.1 DETERMINAÇÃO DOS *PASS THROUGH* NA OFERTA EM MERCADO

Nos termos da metodologia aqui utilizada, a aferição dos valores de *pass through* a mercado dos eventos extramercado passa pela realização de um estudo regressivo que permita determinar quais os efeitos diretamente atribuíveis a tais eventos na respetiva estrutura de ofertas de cada tecnologia presente em mercado.

Assim, a aferição dos efeitos dos eventos extramercado exclusivamente para as ofertas dos agentes situados externamente ao SEN com uma periodicidade anual, consistirá em eliminar o *pass through* das ofertas de venda em mercado dos agentes externos ao SEN e, mantendo as condições de procura, ter-se-á o impacte em preço dos eventos extramercado externos (através da reconstrução do processo de encontro de mercado com novas condições de oferta de venda) por comparação com o resultado real.

A formação do preço em mercado está dependente da interação de diversos aspetos, nomeadamente a estrutura do mercado, a atuação dos agentes ou as condições de enquadramento do mercado. Do ponto de vista metodológico, para o presente estudo, importa considerar aqueles efeitos que, refletindo-se diretamente na estrutura do mercado ou nas condições de enquadramento, afetam de forma mais direta a formação do preço de mercado, designadamente:

- Tecnologia subjacente a cada unidade do parque electroprodutor;
- Regime hidrológico;
- Estrutura de custos variáveis de produção por tecnologia (para o parque térmico);
- Regime de disponibilidade dos centros electroprodutores;
- Capacidade e regime de exploração da interligação com Espanha.

Assim, como já referido, na opção metodológica seguida neste estudo, um primeiro referencial de análise passa por determinar que parte das decisões de política energética que se identifiquem como eventos extramercado externos foram, pelos agentes destinatários de tais medidas, transpostas para a sua atuação em mercado grossista do MIBEL, pelas razões atrás expostas.

A metodologia de estimação do grau de *pass through* à estrutura de ofertas dos centros electroprodutores dos eventos extramercado externos socorre-se de um estudo regressivo que utiliza informação entre o início de 2008 e o final de 2012 e o ano objeto deste estudo específico. A informação utilizada corresponde

às ofertas reais para cada tecnologia, nacionais e externos ao SEN, em mercado diário do MIBEL, aos custos de energia primária (carvão e gás natural), aos custos das licenças de emissão de dióxido de carbono e o nível de armazenamento das centrais hídricas.

O objetivo da estimação efetuada será obter o parâmetro associado à introdução do evento em causa, o qual tenderá a ser, para cada tecnologia, a valorização do respetivo *pass through* à estrutura de ofertas em mercado.

2.1.2 TECNOLOGIAS A CONSIDERAR NA ESTIMAÇÃO DE *PASS THROUGH* ÀS OFERTAS

Para a aferição de efeitos, importa sublinhar que as tecnologias de produção não se encontram todas no mesmo plano de repercussão daqueles eventos. Com efeito, as centrais nucleares e a produção alojada no regime de produção com tarifa garantida (em especial as renováveis) não parecem permitir a transmissão às ofertas dos choques a que estejam sujeitos por via fiscal, na medida em que são muito comumente consideradas de menor flexibilidade e, por conseguinte, menos suscetíveis de comportamento adaptativo.

Por estas razões, a análise efetuada centrar-se-á nas tecnologias que potencialmente terão maior impacto sobre a formação do preço marginal em mercado diário, por mais diretamente refletirem a sua estrutura de custos no respetivo padrão de ofertas. No horizonte global de análise do estudo – de 2008 ao presente – as tecnologias hídrica, térmica a carvão e de ciclo combinado a gás natural são aquelas que mais frequentemente se encontram na zona de formação do preço marginal (tecnologias ditas marginais).

2.1.3 ENERGIAS PRIMÁRIAS E *DRIVERS* DE PREÇO A CONSIDERAR

Para as tecnologias anteriormente mencionadas como sendo objeto de estudo regressivo, foi identificada a referência de custeio de energia primária que melhor se adequa à construção do custo variável das centrais respetivas.

No caso específico das térmicas, foi também considerado o custo das emissões de dióxido de carbono, medido pela cotação das respetivas licenças de emissão no mercado europeu de licenças. Para tal, foram considerados fatores de emissão *standard* para as centrais a carvão (88,3 kg de CO₂ emitido por cada GJ de carvão consumido) e para as centrais a gás natural (50,3 kg de CO₂ emitido por cada GJ de gás natural consumido).

No caso das centrais a carvão, foram consideradas as cotações do carvão em mercado internacional, utilizando a referência API2 – carvão com 6 000 kcal/kg (25,122 GJ/kg), com entrega na bacia do Mar do Norte em referência CIF. A utilização desta cotação justifica-se por se tratar da referência líquida mais representativa para *trading* de carvão para a Europa. A cotação API2 foi nivelada para um mês, ou seja, considera-se em cada dia do mês, a média das cotações do carvão de todos os dias do mês anterior, de modo a representar condições de aprovisionamento mais niveladas com as que realmente ocorrem⁴.

Ainda no caso das centrais agregadas na tecnologia carvão, foi considerado um rendimento de referência de 36%⁵ em condições de funcionamento e utilização próximas das 510 horas mensais. Este valor de referência foi, depois, ajustado em função do número de horas de funcionamento médio das centrais, de modo a acomodar alguma perda de rendimento por funcionamentos abaixo daquele patamar de operação. O valor mínimo de rendimento considerado foi de 33,75%, correspondente a uma operação pontual de uma central a carvão.

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural, foram considerados, para Espanha, os preços de aprovisionamento de gás natural que se extraem dos inventários de comércio internacional agregados pelo *Eurostat*⁶ para o sistema espanhol, assumindo que o preço mensal de aprovisionamento para o mercado de produção de eletricidade corresponderá ao valor médio obtido para todo o gás mobilizado para o sistema espanhol, deduzido das quantidades que são exportadas. O poder calorífico considerado para o gás natural mobilizado para o sistema espanhol corresponde a um valor *standard* de 38,2 MJ por m³.

O rendimento de referência considerado para as centrais de ciclo combinado a gás natural foi de 51,2%⁷, que corresponde a condições niveladas de funcionamento e operação em torno das 500 horas mensais de funcionamento. Analogamente ao que foi efetuado para as centrais de carvão, o rendimento das centrais de ciclo combinado a gás natural foi ajustado em baixa para patamares de operação mais reduzidos, com um mínimo de 49,4% nas utilizações pontuais.

⁴ A mobilização de carvão *spot* tenderá a ser uma exceção, apenas aplicável no *trading* de quantidades adicionais.

⁵ *Optimización de la eficiencia energética en centrales eléctricas*, Eduardo Santos Martínez; Eficiencia energética: tecnología y políticas de apoyo; p. 147; https://www.ica.es/contenidos/contenido_texto.php?contenido=2653.

⁶ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>.

⁷ http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/eficiencia_energetica_empresa_electrica.pdf.

Para as tecnologias térmicas aqui consideradas – carvão e gás natural – são assumidos valores de emissões de CO₂ que decorrem da utilização de fatores de emissão padrão para cada tecnologia. Assim, para as centrais a carvão, considerou-se a emissão de 2,22 toneladas métricas de CO₂ por cada tonelada de carvão⁸ que tenha sido utilizado, o que escala os fatores de emissão para o rendimento da central.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, o princípio seguido e a fonte utilizada foram as mesmas, considerando-se a emissão de 0,18 toneladas de CO₂ por cada MWh térmico de gás natural consumido.

2.1.4 ESTRUTURA DA FUNÇÃO OFERTA EM MERCADO

Para cada uma das tecnologias consideradas relevantes para efeitos de formação do preço de mercado, é considerada, neste estudo, uma expressão para a função oferta em mercado diário. Assumindo-se que não é colocado em causa o princípio de um mercado marginalista, em que a oferta de curto prazo tende a refletir a estrutura de custos de curto prazo correspondente a produzir uma unidade adicional de energia (custo marginal), a determinação do preço ofertado em mercado dependerá essencialmente do custo variável de cada tecnologia.

A expressão da função oferta para cada uma das tecnologias consideradas neste estudo, assumirá, assim, a seguinte expressão geral:

$$P_{oferta,k}^d = \beta_k \times Driver_k^d, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^d$ é o preço de venda ofertado em mercado pela tecnologia k no dia d;
- $Driver_k^d$ é o *driver* de custeio de curto prazo associado à tecnologia k para o dia d;
- β_k corresponde ao coeficiente regressivo associado ao *driver* de custeio da tecnologia k;

Atendendo ao conjunto de tecnologias atrás mencionadas como devendo ser integradas ativamente na estimação de efeitos (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica), o *driver* de custeio (ou valorização) deverá integrar todos os itens relevantes na determinação do custo variável de curto prazo. Assim, para as

⁸ Considerado o valor padrão constante da tabela em <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>.

centrais térmicas ter-se-á em consideração o custo da energia primária (carvão ou gás natural)⁹ e os custos com a emissão de CO₂ correspondente, enquanto para as centrais hídricas se tomará como *driver* de valorização os níveis de armazenamento em albufeiras.

Com a introdução dos eventos extramercado externos ao SEN, a expressão da função oferta para cada uma das tecnologias consideradas neste estudo passa a integrar um choque externo (correspondente aos eventos identificados), pelo que a oferta passa a caracterizar-se com a seguinte expressão geral:

$$P_{oferta,k}^d = \beta_k \times Driver_k^d + \beta_{i,k} \times Evento_i, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^d$ é o preço de venda ofertado em mercado pela tecnologia k no dia d;
- $Driver_k^d$ é o *driver* de custeio de curto prazo associado à tecnologia k para o dia d;
- β_k corresponde ao coeficiente regressivo associado ao *driver* de custeio da tecnologia k;
- $Evento_i$ é o evento extramercado i, assumindo a natureza de uma variável *dummy* temporal (assume valor nulo nos períodos em que não existe e valor unitário nos períodos em que está ativo o evento no ano t a que se refere o estudo);
- $\beta_{i,k}$ corresponde ao coeficiente regressivo associado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, sendo a medida do seu impacte na oferta de curto prazo em mercado.

A determinação, por tecnologia, do *pass through* às ofertas que decorre do evento extramercado externo só é considerada após a validação estatística dos resultados obtidos. Com efeito, além da medida da qualidade global do ajustamento regressivo efetuado, é efetuada a validação da significância estatística de cada parâmetro e dos pressupostos referentes ao modelo de regressão linear, nomeadamente: i) o pressuposto da linearidade entre a variável dependente e as variáveis independentes; ii) o pressuposto da distribuição normal dos erros; iii) o pressuposto da ausência de multicolinearidade; e iv) o pressuposto de heterocedasticidade, se necessário o modelo deve ser corrigido de modo a cumprir este último requisito. Posteriormente, realizou-se ainda um teste estatístico para validação da especificação do modelo regressivo utilizado.

⁹ No caso das centrais a carvão considera-se o custo do carvão implícito na cotação média do API2, no mês anterior ao que respeita o dia d; no caso das centrais de ciclo combinado considera-se o custo médio do gás natural implícito nos inventários de comércio internacional agregados para Espanha pelo *Eurostat*, no mês a que respeita o dia d.

2.1.5 CORREÇÃO DAS OFERTAS EM MERCADO

Após a estimação dos resultados dos coeficientes regressivos do evento extramercado associados a cada tecnologia relevante no estudo, e uma vez comprovada a sua validade estatística, estes são utilizados para correção das ofertas em mercado. De forma resumida, se o parâmetro estimado corresponde à melhor estimação da alteração que foi produzida na oferta colocada em mercado que se atribui à entrada em vigor do evento extramercado, a dedução do parâmetro respetivo (tecnologia a tecnologia) a cada termo de oferta no ano do estudo, corresponde a obter a estrutura de oferta de venda isenta desse mesmo evento extramercado.

Neste estudo, havendo a identificação dos efeitos dos eventos externos, a cada termo de oferta de uma central externa ao SEN (a carvão, de ciclo combinado a gás natural, ou hídrica) é deduzido o valor do parâmetro estimado para a respetiva tecnologia, calculado conforme antes expressado. Daqui decorre que a expressão que devolve cada termo de oferta considerado neste estudo é a seguinte:

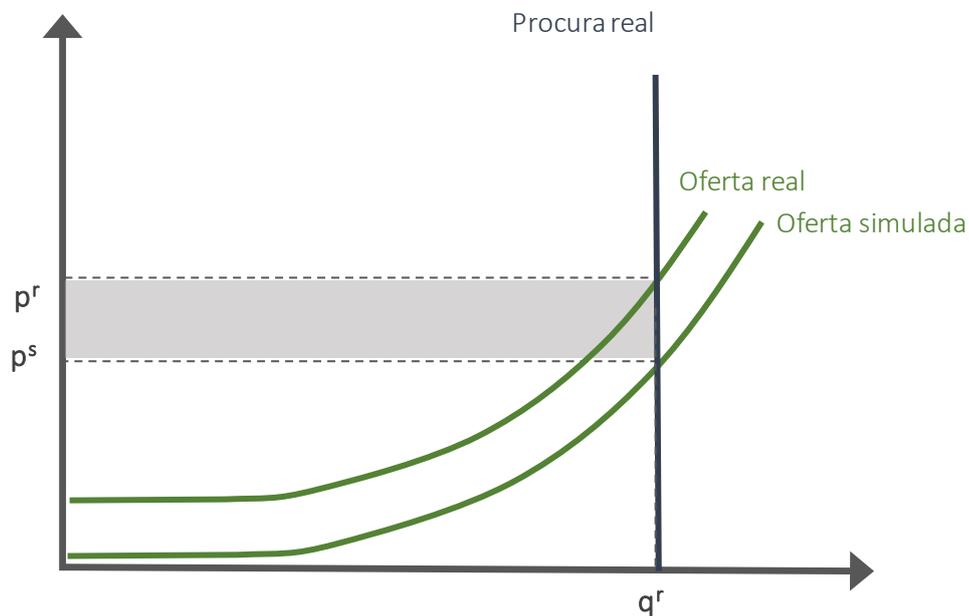
$$P'^h_{oferta,k} = P^h_{oferta,k} - \beta_{i,k}, \text{ em que}$$

- $P'^h_{oferta,k}$ é o preço corrigido de venda ofertado em mercado pela tecnologia k , na hora h ;
- $P^h_{oferta,k}$ é o preço de venda efetivamente ofertado em mercado pela tecnologia k , na hora h ;
- $\beta_{i,k}$ corresponde ao coeficiente regressivo associado ao evento extramercado i , para a tecnologia k , constante para todas as horas do ano em avaliação.

Assumindo genericamente que os valores de $\beta_{i,k}$ são positivos, a correção das ofertas de venda em mercado correspondem a uma alteração da oferta agregada de mercado, em que, para uma mesma quantidade, o preço ofertado é mais baixo, ou, alternativamente, para um mesmo preço ofertado há mais quantidade ofertada. A correção dos eventos corresponde a determinar-se o seu efeito sobre a formação do preço de mercado.

Graficamente, esta correção agregada das ofertas corresponde a um deslocamento para a direita da curva de oferta agregada de mercado e tenderá a originar um preço de equilíbrio de mercado mais baixo (vide figura seguinte).

Figura 3 – Ilustração gráfica da alteração de ofertas em mercado



No presente estudo, é considerado que as ofertas de compra não são ajustadas e que, para efeitos do cálculo do efeito em preço do evento extramercado, a procura global do sistema ibérico é mantida, na nova situação, igual à que efetivamente ocorreu no semestre em estudo (procura completamente vertical). Esta assunção corresponde a isolar os efeitos que, designadamente, se produziram no processo de acoplamento de preço (*price coupling*) com os mercados do noroeste europeu.

As curvas agregadas de oferta que se obtêm da correção de todos e cada um dos termos de oferta de venda nos moldes atrás referidos, dão, depois, origem a um processo de replicação da casação em mercado diário. Este processo de replicação do processo de encontro de ofertas de compra e venda em mercado é apenas concretizado para as horas em que o preço de mercado não reflete condições instrumentais de mercado, ou seja, sempre que o preço se forme com um volume muito significativo de ofertas instrumentais (i.e., ofertas que não refletem a estrutura de custos de curto prazo, mas antes outras condições como a não flexibilidade de despacho económico). Para efeitos da presente metodologia, considera-se, por tecnologia, que as horas em que o preço médio ofertado em mercado que é inferior ou igual ao custo marginal de referência diário deduzido de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico¹⁰, correspondem a

¹⁰ Para a tecnologia hídrica considerou-se o menor valor entre o limite de preço instrumental para a tecnologia carvão e a tecnologia CCGT.

horas de preço instrumental. Nestas horas não há lugar ao referido processo de replicação do encontro de ofertas em mercado diário, assumindo-se o preço realmente ocorrido como o que ocorreria igualmente na ausência de eventos extramercado.

2.1.6 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO

A metodologia seguida passa por estimar os efeitos sobre o preço de equilíbrio de mercado da ocorrência direta dos eventos extramercado sobre os agentes que os defrontam, i.e., que tipo de alteração da estrutura de oferta dos diferentes agentes é possível determinar pela existência de tais eventos, através de um estudo regressivo.

Este estudo, através dos novos preços horários simulados, dará a modulação final dos impactes em preço que se verificam no consumidor português e que se podem atribuir aos eventos extramercado externos. O confronto entre o preço que efetivamente se formou em mercado diário e aquele que resultou do processo de simulação atrás descrito corresponde ao efeito global decorrente dos eventos extramercado sobre o preço da energia em mercado diário que é suportado pelos consumidores portugueses. Este efeito considera, pelas razões atrás mencionadas, todos os efeitos compostos das variáveis determinantes do funcionamento do mercado grossista de eletricidade.

De forma resumida, a diferença entre o preço que realmente ocorreu e o preço que ocorreria na ausência de qualquer evento extramercado externo corresponde ao impacto dos eventos externos na formação de preço em mercado. Assim, a expressão geral do impacte estimado do evento extramercado externo é a seguinte:

$$\widehat{Pem}_t^{UE} = p_t^{PT} - p_t'^{PT}, \text{ em que}$$

- \widehat{Pem}_t^{UE} – É o impacte estimado das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, em €/MWh;
- p_t^{PT} – É o preço médio ponderado por volume de compra para a área portuguesa do MIBEL de todas as horas do ano t , efetivamente verificado no mercado grossista do MIBEL, em €/MWh;

- p_t^{PT} – É o preço médio ponderado por volume de compra para a área portuguesa do MIBEL de todas as horas do ano t , decorrente da simulação efetuada nos termos do presente estudo, em €/MWh.

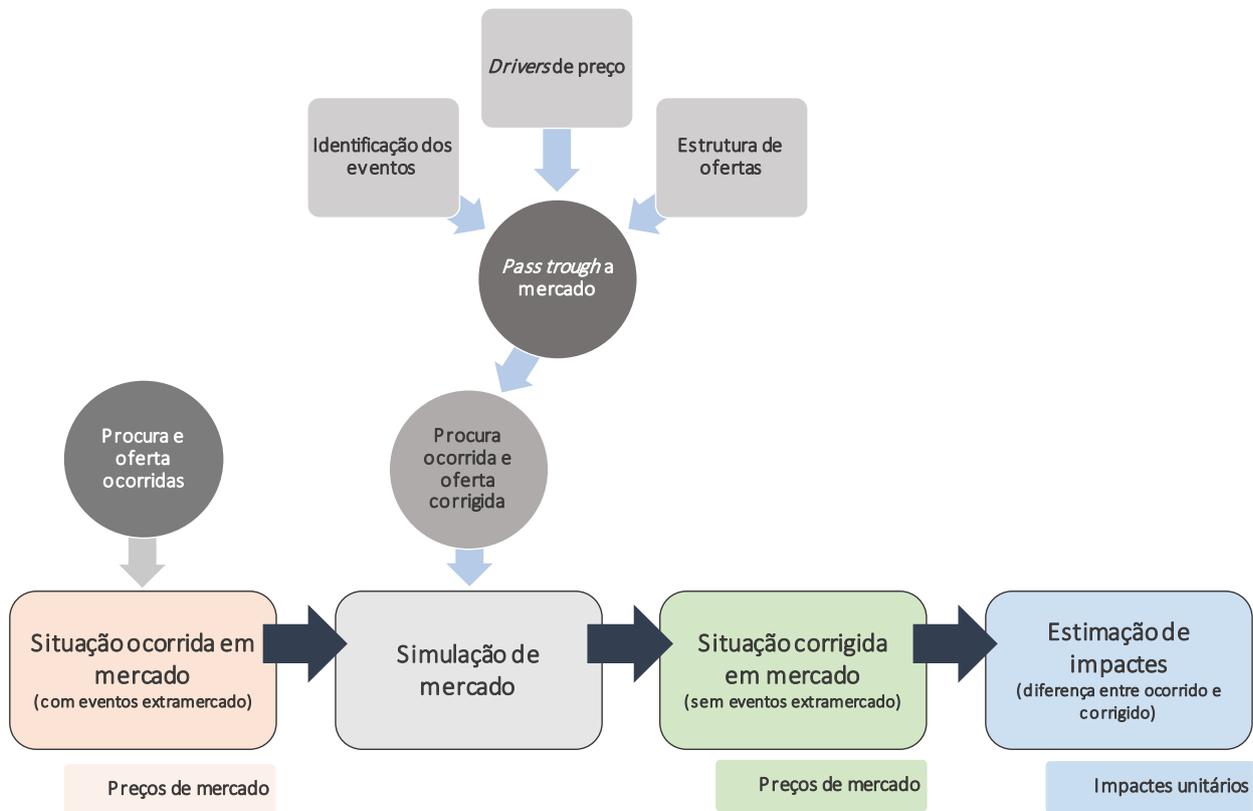
No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, há que considerar a isenção prevista nos termos do número 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que determina que só haja lugar a pagamentos por conta do mecanismo de equilíbrio concorrencial acima das 2 000 horas de produção equivalente.

2.1.7 SÍNTESE DA METODOLOGIA EMPREGUE NA DETERMINAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

A explicitação completa da metodologia empregue neste estudo, para a determinação dos efeitos globais dos eventos extramercado em cenário real, pode sintetizar-se no algoritmo constante da Figura 4, o qual é válido para a aferição de eventos extramercado de natureza externa ao sistema português.

A metodologia seguida neste estudo assume a regra base de simular, com as mesmas regras de mercado, as condições de encontro entre a procura e a oferta na situação em que se expurgam dos *inputs* nesse processo de mercado os efeitos de eventos extramercado externos, ou seja, presumindo a inexistência de *pass through* às ofertas de mercado dos eventos extramercado externos que venham a ser identificados.

Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



A montante, a determinação dos referidos *pass through* depende, naturalmente, da identificação dos eventos que os possam determinar, com ajustamento temporal da sua aplicação, bem como das condições niveladas de oferta (estrutura das ofertas) e da sua relação com os *drivers* de preço ofertado. A conjugação, em tratamento econométrico, destas vertentes é a base de determinação dos efeitos brutos na oferta dirigida a mercado (*pass through*), os quais são, posteriormente e condicionados por questões operativas (como a existência de ofertas instrumentais em mercado), utilizados para ajustar a oferta considerada em cada simulação horária de mercado.

No essencial, os impactes dos eventos extramercado externos são, assim, apurados por confrontação entre a situação realmente ocorrida no mercado e a que ocorreria com as condições ajustadas de funcionamento, necessariamente todas referidas a um mesmo período e a um mesmo conjunto de entidades.

2.2 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Como atrás referido, o mecanismo de equilíbrio concorrencial contempla uma parcela relativa a eventos extramercado de ordem interna ao SEN, os quais atuam em sentido contrário aos eventos externos – i.e., constituem um encargo exterior à operação dita normal das centrais abrangidas, pelo que devem, nos termos da Portaria n.º 282/2019, ser deduzidos ao valor dos encargos a suportar por conta dos eventos extramercado externos. Os eventos extramercado de ordem interna são explicitados no termo $Pem_{i|k_t}^{PT}$, que o quadro legal determina que seja um valor expresso em €/MWh, isto é, um valor unitário por cada unidade de energia injetada na rede.

Nos termos da mencionada Portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar aqueles que são os eventos internos a considerar no apuramento dos valores a repercutir aos produtores abrangidos pela aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

No caso específico das centrais térmicas a gás natural no sistema português, como já referido, há que considerar a existência de uma isenção prevista no número 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que isenta as injeções na rede correspondentes a 2 000 horas de funcionamento do pagamento do valor da compensação nos termos do mecanismo de equilíbrio concorrencial, incluindo nessa aplicação eventuais eventos extramercado internos que lhes sejam aplicáveis.

Do ponto de vista metodológico, no apuramento de valores respeitantes a eventos extramercado internos ao SEN, são considerados os seguintes aspetos:

1. Os eventos considerados são aqueles que forem aprovados, para cada ano t , pelo membro do Governo responsável pela área da energia, com a eventual especificidade de tecnologia que lhes seja atribuída, sendo tomados em base cumulativa e em valores unitários aplicáveis a cada unidade de energia injetada nas redes;
2. Como consequência da consideração de valores unitários por unidade de energia injetada nas redes, eventuais eventos extramercado internos de valor fixo são variabilizados pelo valor total da energia injetada nas redes no ano a que respeita o estudo;
3. No caso específico das centrais de ciclo combinado a gás natural, a variabilização de valores é efetuada considerando a totalidade da produção, sem prejuízo da aplicação dos valores a partir das 2 000 horas de funcionamento equivalente daquelas centrais;

4. Decorrente da eventual especificação por tecnologia no caso dos eventos extramercado internos, há lugar à determinação de um parâmetro $Pem_{i|k,t}^{PT}$, também ele específico por tecnologia.

3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO

O preâmbulo do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estabelece o enquadramento geral do que se deve entender por eventos extramercado, passíveis de estudo pela ERSE nos termos da mesma disposição legal. Com efeito, o referido preâmbulo menciona que o diploma visa a criação de “(...) um mecanismo regulatório que visa compensar as distorções que as medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia provocam na formação dos preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal (...)”, cabendo à ERSE identificá-los em estudo anual. Mais se refere que os mencionados eventos extramercado são “(...) benefícios não expectáveis para os produtores nacionais (...)” que devem, por consequência, ser objeto de compensação para assim se manter o “(...) equilíbrio da concorrência do mercado grossista de eletricidade em Portugal (...)”.

No caso específico dos eventos extramercado de ordem interna, o referido preâmbulo refere também que é contemplada a “(...) possibilidade de ajustar a incidência do evento extramercado à tecnologia de produção de eletricidade sobre a qual incide, assegurando-se deste modo uma aplicação dirigida que evita as distorções da aplicação indiferenciada sobre todos os produtores (...)”.

Em face dos níveis de integração dos mercados português e espanhol e das características estruturais dos mesmos, as alterações relevantes em termos económicos e legislativos que se situem ao nível de Espanha tenderão a ser mais impactantes no funcionamento do MIBEL e a afetar mais diretamente a formação do preço que é referência para os consumidores portugueses. Neste sentido, sem excluir quaisquer outros eventos ocorridos nos mercados europeus, alterações produzidas em Espanha tenderão a ter uma repercussão mais evidente no âmbito deste estudo e de outros que se lhe sigam.

Para efeitos do estudo relativo a 2019, o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia, veio habilitar que as medidas e os eventos internos ao SEN a considerar no estudo a elaborar pela ERSE no ano de 2020 seriam os seguintes: i) a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019; ii) a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação; e iii) a tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

3.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS AO SEN

Em relação aos eventos de ordem externa para 2019, e tendo presentes as referidas características de descontinuidade temporal, foi possível determinar como um elemento importante no quadro de funcionamento do MIBEL a aprovação do pacote legislativo consubstanciado na *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro e na *Ley 9/2013*, de 13 de julho. No essencial, este pacote de medidas veio aprovar um conjunto de incidências tributárias sobre o setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica, as quais não podem deixar de considerar-se como sendo impactantes no funcionamento do MIBEL.

O mencionado pacote de medidas contido na *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro, e alterado e atualizado na *Ley 9/2013*, de 13 de julho, constituiu, para efeitos do presente estudo, a única situação de evento extramercado identificada pela ERSE. As características mais detalhadas dessas medidas são as seguintes:

1. Criação de um imposto sobre a produção de energia elétrica

Foi introduzido um imposto sobre a produção de energia elétrica, com uma taxa marginal de 7% a aplicar às receitas totais geradas por cada produtor com a injeção de energia elétrica nas redes do sistema espanhol. Sendo um valor referente à produção injetada na rede, abrange as receitas obtidas em todos os referenciais de mercado (mercado diário, mercados intradiários, resolução de restrições e reserva de energia).

Este imposto é aplicável a todas as entidades, independentemente da fonte primária de energia utilizada.

2. Alteração das disposições sobre impostos especiais

No quadro da aplicação de impostos especiais, foram alteradas as condições de tributação do consumo de energias primárias, designadamente de combustíveis fósseis. As alterações com impacto mais direto no setor elétrico espanhol foram as seguintes:

Gás natural	Tributação do consumo de gás natural para produção elétrica, por um valor de 0,65 €/GJ de gás consumido. Este valor corresponde a 2,34 €/MWh _t de gás consumido à entrada da central, o que, por sua vez, corresponde a 4,59 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 51%.
-------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Carvão	Tributação do consumo de carvão para produção elétrica, por um valor de 0,65 €/GJ de carvão consumido. Este valor corresponde a 2,34 €/MWh _t de carvão consumido à entrada da central, o que, por sua vez, corresponde a 6,5 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 36%. O consumo de carvão nacional previsto na <i>Resolución</i> 1736/2013, de 13 de fevereiro, está isento de tributação fiscal.
Fuelóleo	Tributação do consumo de fuelóleo para produção elétrica, ou cogeração, por um valor de 12 €/ton de fuelóleo consumido. Este valor corresponde a 1,12 €/MWh _t de fuelóleo consumido à entrada da central para um poder calorífico do fuelóleo de referência NWE ¹¹ , o que, por sua vez, corresponde a 2,95 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 38%.

3. Taxação da utilização dos recursos hídricos

A utilização, para a produção de energia elétrica, de recursos hídricos de domínio público foi sujeita a uma taxa anual. Esta taxa corresponde a 22% do valor económico da energia elétrica produzida e injetada na rede. A *Ley* 15/2012 estabelece um nível de isenção total para os centros electroprodutores hídricos diretamente explorados pela Administração competente para a gestão do domínio público hídrico, assim como um nível de isenção de 90% da taxa (taxa equivalente de 2,2%) aplicável quer aos centros electroprodutores com potência instalada até 50 MW, quer aos centros electroprodutores que, tendo uma potência instalada superior a 50 MW, possuam capacidade de bombagem.

No quadro da aplicação da *Ley* 15/2012 inscreveram-se também encargos tributários sobre a produção de energia elétrica a partir de centrais nucleares. Estes impostos incidem sobre a produção propriamente dita, a produção de resíduos e o armazenamento de resíduos nucleares. O cálculo dos encargos correspondentes para o produtor depende de uma caracterização específica do metal pesado utilizado como combustível e de critérios de operação que não estão acessíveis à ERSE. Em todo o caso, as centrais nucleares só em condições extremas seriam responsáveis pela formação do preço marginal de mercado, pelo que não se considerou crítica a determinação do valor do imposto aplicado.

¹¹ Poder calorífico de 38,65 GJ/ton.

O efeito gerado sobre os centros electroprodutores espanhóis é, na maioria dos casos, visível de duas formas distintas: por um lado no acréscimo de custos na entrada da central a título de utilização da energia primária (seja gás natural, fuelóleo, nuclear ou recursos hídricos) e, por outro, sob a forma de um encargo à saída correspondente a 7% da receita gerada pela produção de energia elétrica.

O referido conjunto de medidas fiscais tem óbvia repercussão na formação do preço de mercado no sistema espanhol, desde logo porque interfere na estrutura de custos das diferentes tecnologias, sejam elas marginais ou não. De resto, parece evidente que a manutenção do resultado operacional para cada centro electroprodutor é apenas possível de assegurar para um patamar de receita unitária mais elevado. Por exemplo, uma central de ciclo combinado a gás natural que em 2012 tivesse obtido uma receita unitária de 50 €/MWh com a energia elétrica produzida e que, após a alteração fiscal, pretendesse manter o mesmo nível de resultado operacional, teria que obter no mercado uma receita unitária de cerca de 58,35 €/MWh¹² com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta a tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacte potencial no preço de mercado de 8,35 €/MWh (cerca de 16,7% do preço inicial). Já para uma central térmica a carvão que em 2012 tivesse obtido uma receita unitária de 50 €/MWh com a energia elétrica produzida e que, após a alteração fiscal, pretendesse manter o mesmo nível de resultado operacional, teria que obter no mercado uma receita unitária de cerca de 60,26 €/MWh¹³ com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacte potencial no preço de mercado de 10,26 €/MWh (cerca de 20,5% do preço inicial).

Por força do nível de integração existente no MIBEL, este conjunto de medidas teve também reflexo no preço marginal do mercado português. De forma muito resumida, as medidas fiscais em Espanha vieram determinar a existência de uma estrutura de custos para os centros electroprodutores espanhóis mais onerosa a partir de 2013 para condições semelhantes de funcionamento. Esta circunstância, num mercado fortemente integrado como o MIBEL, determinou um acréscimo exógeno da competitividade relativa das centrais portuguesas, independentemente do seu nível e estrutura de custos.

¹² Considerando um acréscimo do custo do gás natural consumido de 4,59 €/MWh de eletricidade produzida e o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio $50 \text{ €/MWh} / (1-7\%)$).

¹³ Considerando um acréscimo do custo do carvão consumido de 6,5 €/MWh de eletricidade produzida e o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio $50 \text{ €/MWh} / (1-7\%)$).

Da análise efetuada pela ERSE, o conjunto de medidas introduzido em Espanha pela *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro, e pela *Ley 9/2013*, de 13 de julho, constituiu o único evento extramercado de ordem externa identificável no ano de 2019.

No capítulo seguinte descreve-se a metodologia utilizada para a determinação dos efeitos gerados por estas medidas na formação do preço defrontado pelos consumidores portugueses, sendo, depois, descritos e caracterizados os impactes estimados.

Para o ano de 2019, e à semelhança do 2018, deve tomar-se em consideração a aprovação em Espanha de medidas urgentes para prevenir a subida do preço da eletricidade, que tiveram como consequência direta a suspensão do regime fiscal entre outubro de 2018 e março de 2019 e, conseqüentemente, a inexistência de evento extramercado de ordem externa.

Estas medidas, publicadas através do *Real Decreto-ley 15/2018* a 6 de outubro passado, compreendem a suspensão temporária, a partir de 1 de outubro e durante um período de 6 meses, do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação de um regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica. Daqui decorre que, durante o período da mencionada suspensão do regime fiscal até aqui vigente em Espanha, o efeito de evento extramercado como tal deve ser considerado inexistente (por ausência do próprio evento).

3.2 EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS AO SEN

Na presente secção são apresentados e descritos os eventos extramercado de ordem interna ao SEN, que merecem consideração no âmbito do presente estudo. Tais eventos têm, nos termos legais em vigor, reflexo no cálculo dos efeitos e impactes finais a considerar, conforme se explicita no capítulo seguinte do estudo.

No caso do ano de 2019, há que ter em consideração, para descrição dos eventos extramercado de ordem interna ao SEN, duas situações distintas:

- A incidência do regime do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) sobre a produção de energia elétrica em centrais que utilizam combustão de carvão, cuja consideração se fez, desde logo, no estabelecimento dos valores de pagamento por conta legalmente estatuídos; e

- A incidência de encargos com a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) e a tarifa social no setor elétrico, cuja consideração nos termos do presente estudo se faz por força do Despacho n.º 12424-A/2019, a 27 de dezembro, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, e que, por força da sua data de aprovação, não foram considerados aquando da definição de valores de pagamento por conta.

Nas subsecções seguintes são descritos cada um dos eventos extramercado de ordem interna, com a explicitação da sua natureza e da forma de apuramento dos valores respetivos.

3.2.1 REGIME DE ISP

O regime de ISP, aprovado pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2019, estabelece, para este ano, que é aplicável uma tributação ao consumo de carvão pelas centrais termoelétricas, que compreende um valor diretamente aplicável ao volume de carvão propriamente dito e um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂. Deve referir-se que a incidência deste regime se limita, no ano de 2019, à produção de eletricidade que utiliza carvão como energia primária, não sendo imputados aos centros electroprodutores que utilizem gás natural (a outra única tecnologia térmica em utilização no parque electroprodutor nacional sujeito à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial) quaisquer encargos com ISP.

A Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro, estabelece que o valor de ISP aplicável ao carvão consumido para produção de eletricidade é de 4,26 €/ton de carvão. Por sua vez, o adicional de CO₂ é apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 20 €/tCO₂, e o índice de preço de licenças de emissão de CO₂ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º -A do Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC). Por fim, mais estabelece a Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/tCO₂, e que a repercussão das duas componentes é limitada a 25% do seu valor apurado em 2019 (n.º 2 do artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro).

Neste contexto, e de forma resumida, a incidência do regime de ISP sobre a produção de energia elétrica reflete-se na existência de um custo direto com essa produção, assente numa tributação do consumo de carvão, e no sobrecusto decorrente das emissões de CO₂ geradas com essa produção. Assim, o valor do impacto global do regime do ISP sobre a produção de eletricidade depende, por um lado, da eficiência relativa do centro electroprodutor (relação entre a energia primária consumida e a eletricidade produzida

e injetada nas redes) e, por outro lado, do fator específico de emissão de CO₂ (relação entre as emissões de CO₂ e a eletricidade produzida e injetada nas redes).

Por fim, cabe mencionar que as características atrás mencionadas – eficiência relativa e fator de emissão de CO₂ – são condições específicas de cada centro electroprodutor, não existindo um valor único de incidência para todos os centros electroprodutores com a mesma tecnologia de energia primária.

3.2.2 CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA DO SETOR ENERGÉTICO (CESE)

A Lei n.º 83 C/2013, de 31 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2014) veio estabelecer, no seu artigo 228.º, o regime jurídico da CESE, enquadrando entidades do setor elétrico nacional como abrangidas por aquele regime. Este regime legal foi sucessivamente alterado, no que é reportado ao ano de 2019, pelas Leis n.ºs 82-B/2014, de 31 de dezembro, 33/2015, de 27 de abril, 42/2016, de 28 de dezembro, 114/2017, de 29 de dezembro e pela própria Lei do Orçamento de Estado para 2019 (Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro).

A aplicação da CESE ao setor energético, em particular no que ao setor elétrico diz respeito é resumida de seguida quanto aos seus aspetos principais:

SUJEITOS A QUEM SE APLICA

O quadro legal estabelece que são “(...) sujeitos passivos da contribuição extraordinária sobre o setor energético as pessoas singulares ou coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção efetiva ou estabelecimento estável em território português (...)”, detentores de centros electroprodutores em exploração, com exceção dos situados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Em todo o caso, por força do respetivo regime de isenções, a CESE não se aplica a centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, com exceção dos que beneficiam de tarifa garantida e “(...) dos aproveitamentos hidroelétricos com capacidade instalada igual ou superior a 20 MW”. Estão igualmente isentos de CESE a produção de eletricidade por unidades de cogeração até 20 MW de potência instalada, a produção a partir de pequenas unidades de produção e a que se destina a autoconsumo.

São ainda excluídas da aplicação da CESE as entidades que, no final do ano anterior ao de aplicação da medida, apresentem um valor total do balanço inferior a 1,5 milhões de euros.

INCIDÊNCIA DA CESE

O regime de CESE estabelece, desde da aprovação da Lei do Orçamento de Estado para 2014 e sem alteração materialmente relevante para o setor elétrico nacional até ao presente, que a determinação da base de incidência e cálculo da CESE se efetua por recurso ao conjunto dos ativos fixos tangíveis e intangíveis, estes últimos com exceção dos elementos da propriedade industrial, bem como os ativos financeiros afetos a concessões ou a atividades abrangidas pela sua aplicação.

Neste sentido, a determinação da base da incidência da CESE depende da delimitação, para cada uma das atividades abrangidas, do valor global dos ativos que lhe estão afetos. No caso do presente estudo considera-se, apenas, a atividade de produção de eletricidade, a qual atua em mercado grossista. Ainda para efeitos do presente estudo, a determinação da incidência da CESE deverá fazer-se para as entidades objetivamente abrangidas pela aplicação do Decreto lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

TAXAÇÃO APLICÁVEL

De acordo com o regime legal definido para a CESE a taxa aplicável à base de incidência atrás descrita é de 0,85%. Todavia, o mesmo regime particulariza a produção de eletricidade em centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural que venha a estar abrangida, definido taxas diferenciadas em função do grau de utilização dos centros electroprodutores, nos seguintes termos:

- a) 0,285% para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada inferior a 1500 horas;
- b) 0,565 % para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 1500 e inferior a 3000 horas;
- c) 0,85 % para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 3000 horas.

Importa ainda considerar que o regime de aplicação da CESE é de base anual.

3.2.3 ENCARGOS COM O FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL NO SETOR ELÉTRICO

No âmbito do SEN, os consumidores economicamente vulneráveis, com potências contratadas inferiores ou iguais a 6,9 kVA, têm direito ao desconto da tarifa social no fornecimento de eletricidade. Este desconto é igual para todos os consumidores, quer estejam no mercado regulado, quer estejam no mercado liberalizado.

O regime da tarifa social na eletricidade encontra-se estabelecido no Decreto Lei n.º 138 A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. A tarifa social resulta da aplicação de um desconto na tarifa praticada aos clientes abrangidos e da aplicação destes descontos resulta um custo global a financiar, que corresponderá ao valor do evento extramercado de ordem interna ao sistema português, a considerar nos termos do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro.

As implicações da tarifa social para efeitos do presente estudo são resumidas de seguida quanto aos seus aspetos principais:

SUJEITOS FINANCIADORES DOS CUSTOS DA TARIFA SOCIAL

Nos termos da legislação em vigor, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da sua potência instalada. De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

Neste sentido, os centros electroprodutores abrangidos pela aplicação do presente estudo estão genericamente definidos como financiadores da tarifa social.

CÁLCULO DOS CUSTOS

A determinação dos custos da tarifa social é efetuada pela ERSE, para efeitos da fixação de tarifas e preços para cada ano, dependendo dos valores aprovados para o desconto e do número de beneficiários da tarifa social. Tais custos são, depois, repercutidos nos centros electroprodutores abrangidos, que atrás se mencionaram e se concretizam através de informação da Direção Geral de Energia e Geologia com indicação sobre as potências instaladas (em MW) de cada unidade.

Para efeitos do presente estudo, é utilizada a informação sobre os valores de tarifa social a serem repercutidos nas tarifas fixadas pela ERSE, que contêm a distribuição inicial de custos (tarifas de 2019) na base de informação previsional sobre a sua valorização e a informação de ajustamento (tarifas de 2020) processada até à realização do presente estudo.

Cabe mencionar que, durante o ano de 2019, a ERSE produziu estudo sobre alternativas para o modelo de financiamento da tarifa social, cujas conclusões foram remetidas ao membro do Governo responsável pela área da energia. Do mesmo modo, a Lei do Orçamento para 2020 (Lei n.º 2/2020, de 31 de março), introduz uma norma que prevê a revisão da incidência da tarifa social durante o ano de 2020. Estes aspetos refletem que o quadro de aplicação da tarifa social é, de certa forma, caracterizado por incerteza, mesmo no plano do seu enquadramento legal.

Estando o presente estudo enquadrado nos estritos termos acima expostos convém mencionar, ainda assim, que o mesmo não consolida qualquer posição para o passado, designadamente para interpretação do Despacho nº 9371/2017, de 10 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, anterior à revisão do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, ou da declarada a nulidade parcial do Despacho nº 11566-A/2015, de 3 de outubro, com fundamento em vício procedimental e na proibição da repercussão direta ou indireta da CESE e da Tarifa Social nas tarifas, o que, tanto quanto é público, foi impugnado judicialmente em processo que se encontra em curso.

4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES

A determinação dos efeitos decorrentes de eventos extramercado externos sobre a formação do preço da energia elétrica em mercado diário, para a área portuguesa do MIBEL, seguiu a metodologia de apuramento atrás explicitada. A aplicação dessa metodologia envolveu a utilização de informação real, tanto da REN, quanto do OMIE.

No presente capítulo explicitam-se os resultados apurados para o ano 2019 com a aplicação da metodologia e demais aspetos de incidência do mecanismo de equilíbrio concorrencial, seja no que respeita aos eventos extramercado externos, seja aos de ordem interna ao SEN. Necessariamente, e tendo em conta o quadro legal em vigor, a combinação dos dois apuramentos conduz à identificação do pagamento líquido a efetuar pelos produtores abrangidos no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Nos subcapítulos seguintes são apresentados os resultados da metodologia de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado apurados (externos e internos) e a respetiva conjugação das duas parcelas (efeitos globais apurados).

4.1 SITUAÇÃO EXCECIONAL DO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO MECANISMO EM 2019

Como aspeto prévio ao apuramento dos impactes de eventos de mercado, cabe mencionar que o ano de 2019 tem uma incidência temporal que é excecional e distinta de um ano corrente de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

Com efeito, para 2019 vigorou uma isenção de aplicação durante todo o primeiro trimestre do ano, por força da suspensão do único evento extramercado externo ao SEN – correspondente ao regime fiscal existente em Espanha para a produção de eletricidade, o qual se encontrou suspenso até 31 de março de 2019. Por essa razão, o presente estudo efetua a avaliação dos impactes entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2020, na medida em que o efeito de suspensão do evento foi igualmente considerado no ordenamento jurídico nacional.

Neste sentido, cabe detalhar que, no estudo referente ao ano de 2019:

- a) No caso de evento extramercado de ordem externa ao SEN (Pem^{UE}), a sua vigência é efetiva entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2019, sendo devidos os respetivos valores reportados à energia injetada na rede neste intervalo temporal (sendo desconsiderados os valores de injeção na rede de energia elétrica produzida pelos centros electroprodutores abrangidos no primeiro trimestre de 2019);
- b) No caso dos eventos extramercado de ordem interna ao SEN (Pem^{PT}), a sua vigência é igualmente repercutida ao período entre 1 de abril e 31 de dezembro de 2019, sendo que os valores fixos para o ano são considerados na proporção correspondente – cerca de 75% do seu valor global para o ano.

4.2 APURAMENTO DOS IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Tendo por base a aplicação da metodologia, são aqui apresentados os resultados do estudo regressivo efetuado para determinação dos efeitos do regime fiscal em Espanha (evento extramercado externo ao sistema português). A identificação dos coeficientes de regressão associados às centrais a carvão, de ciclo combinado a gás natural e hídricas, é resumida na Tabela 8, na Tabela 9 e na Tabela 10.

Tabela 8 – Resultados de regressão para centrais a carvão

	Coeficiente do <i>Driver</i>	Coeficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{carvão} = 0,985$	$\beta_{EXT} = 2,694$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,979	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Tabela 9 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{GN} = 0,913$	$\beta_{EXT} = 3,429$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,971	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas

	Coefficiente do Driver	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{hid} = 162,099$	$\beta_{EXT} = 4,876$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,955	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Conforme se pode extrair das tabelas acima, os valores de *pass through* do evento extramercado variam entre os 2,694 €/MWh (para as centrais de carvão) e os 4,876 €/MWh das centrais hídricas. O valor do coeficiente associado ao regime fiscal no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural é de 3,429 €/MWh.

Ainda de acordo com os valores constantes das tabelas, todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos e a regressão efetuada explica entre 96% e 98% da realidade que se pretende estimar.

Tendo presentes os valores obtidos e a robustez estatística do modelo estimado, foram utilizados os coeficientes obtidos na regressão associados ao evento extramercado de cada uma das tecnologias para ajustar as ofertas horárias de todas as centrais espanholas pelo correspondente valor apurado.

Com base neste ajustamento de ofertas individuais das centrais espanholas das tecnologias relevantes, foram construídas por agregação das diferentes ofertas, as respetivas curvas agregadas de oferta de venda do sistema espanhol e utilizadas as curvas de oferta de venda originais do sistema português. Estas curvas agregadas foram, depois, utilizadas no processo de simulação de todos os preços horários, respeitando-se as condições de exploração da interligação, como atrás referenciado. Os resultados agregados do processo de simulação de novos preços e os consequentes efeitos sobre o consumidor português são identificados de seguida na Tabela 11. Convém reter que, do ponto de vista metodológico, se considera que as horas do ano em que o preço horário é inferior a um valor apurado pela dedução ao custo marginal de referência diário de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico, não são origem a simulação de novos valores de preço, assumindo-se os que se verificaram.

Tabela 11 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos

Ano 2019, de abril a dezembro, valores em €/MWh

	PMD real	PMD simulado	Pem ^{UE}
Ano	45,51	43,27	2,24
Abril	50,71	48,11	2,60
Maio	48,91	46,22	2,69
Junho	47,27	44,71	2,56
Julho	51,87	49,61	2,26
Agosto	45,26	43,13	2,13
Setembro	42,23	40,18	2,05
Outubro	47,47	45,46	2,01
Novembro	42,63	40,50	2,13
Dezembro	34,72	32,94	1,78

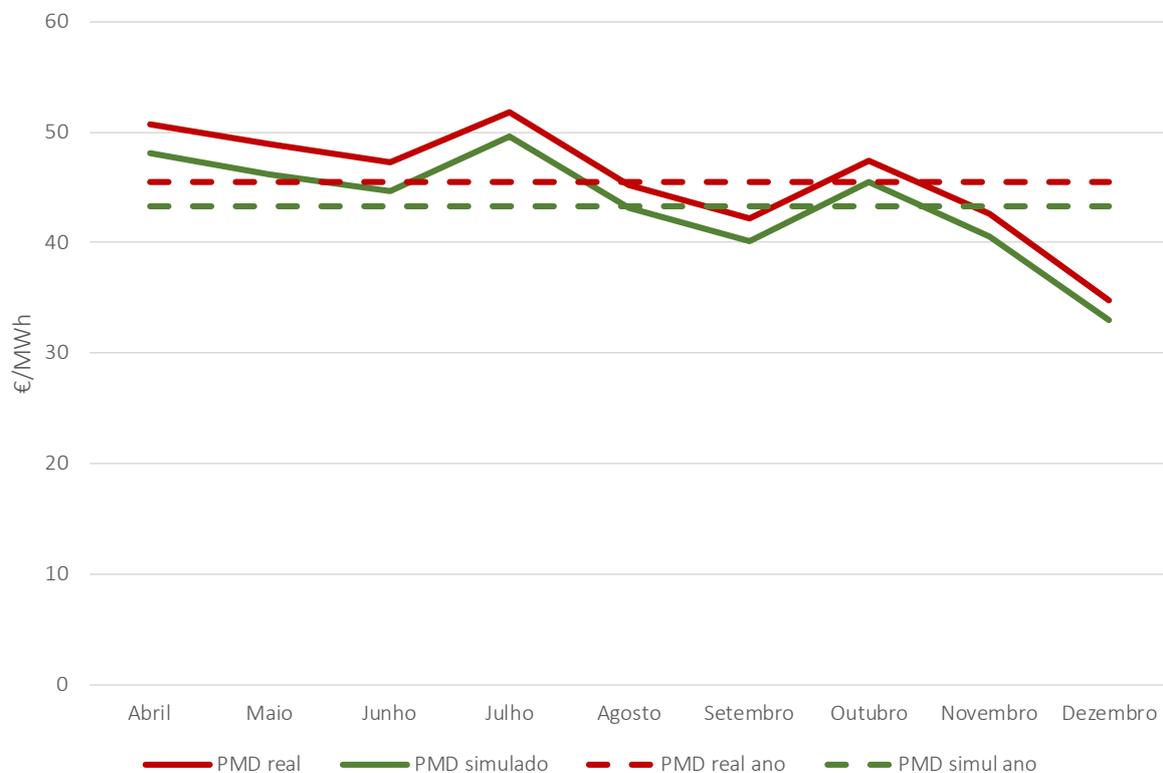
Nota: para os meses de janeiro a março de 2019, a simulação de novos preços não foi produzida, dada a vigência do único evento extramercado de ordem externa ao SEN.

Como evidencia a tabela de resultado, para o ano de 2019 – de abril a dezembro, por força da suspensão do regime fiscal em Espanha, que constitui o único evento extramercado externo ao SEN, o diferencial de preço apurado entre aquele que efetivamente se verificou e o que decorre da replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a 2,24 €/MWh¹⁴, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL. Estes diferenciais variaram entre um mínimo de 1,78 €/MWh registados em dezembro e 2,69 €/MWh registados em maio. Esta informação é igualmente explicitada na Figura 5.

¹⁴ O diferencial de preços por aplicação de uma média aritmética simples ascende a 2,23 €/MWh.

Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado

Ano 2019, de abril a dezembro



Fonte: OMIE; ERSE; elaboração final ERSE

4.3 APURAMENTO DOS IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Em relação ao apuramento dos impactes dos eventos extramercado internos ao sistema português, como antes referido, são considerados os efeitos conjugados decorrentes de duas situações que, atrás neste documento, já se referenciou serem distintas, por força do quadro legal habilitante para tal.

Com efeito, no que se refere ao regime do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) sobre a produção de energia elétrica em centrais que utilizam combustão de carvão, a consideração deste evento está integrada no apuramento do valor de pagamento por conta que foi aprovado para o ano de 2019, estabelecido pelo Despacho n.º 8521/2019 de 26 de setembro, sendo que decorre de parte das alterações legais produzidas em 2019 ao regime de equilíbrio concorrencial.

No caso da avaliação dos custos de CESE e de tarifa social, tal consideração não se efetuou no apuramento do referido pagamento por conta para 2019, sendo a sua consideração para o presente estudo apenas suscitada pela publicação, em 27 de dezembro de 2019, de Despacho do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Despacho n.º 12424-A/2019).

No capítulo anterior do presente estudo já se efetuou a caracterização dos eventos extramercado de ordem interna atrás referidos, com independência de terem, ou não, sido considerados no apuramento do valor de pagamento por conta.

Ainda assim, importa considerar as duas situações distintas atrás mencionadas, as quais se justificam terem tratamento diferenciado não apenas pelo caráter distinto na definição do pagamento por conta relativo a 2019, mas igualmente pela existência de incertezas jurídicas quanto à aplicação dos custos de CESE e de tarifa social no contexto do presente regime de equilíbrio concorrencial.

Com efeito, havendo questões de ordem jurídica que, no passado, implicaram o recálculo de valores de pagamentos no âmbito do regime de equilíbrio concorrencial, já processados em termos tarifários, entende-se que a consideração dos valores relativos a CESE e tarifa social devem ser, no quadro do presente estudo, tidos em base de cenarização alternativa. Para o efeito, considera-se o apuramento dos valores de eventos de extramercado de ordem interna – e, conseqüentemente, o apuramento dos efeitos finais – com a consideração dos dois seguintes cenários:

- **Cenário base:** corresponde à consideração cumulativa, para determinação dos efeitos dos eventos extramercado de ordem interna, dos encargos de ISP, CESE e tarifa social, no pressuposto de que os dois últimos são aplicáveis à luz do quadro legal existente, e ao abrigo do Despacho n.º 12424-A/2019;
- **Cenário de análise de sensibilidade:** corresponde apenas à consideração dos encargos do regime de ISP sobre a produção de eletricidade, sendo os custos com CESE e tarifa social desconsiderados por via da incerteza jurídica que se lhes encontra associada.

A valorização de cada um dos referidos eventos extramercado de ordem interna é, para qualquer dos dois cenários apresentados, efetuada nas seguintes secções específicas.

4.3.1 REGIME DE ISP

O regime de ISP, aprovado pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2019 estabelece que é aplicável uma tributação ao consumo de carvão pelas centrais termoelétricas, que compreende um valor diretamente aplicável ao volume de carvão propriamente dito e um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂.

A Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro estabelece que o valor de ISP aplicável ao carvão consumido para produção de eletricidade é de 4,26 €/ton de carvão. O adicional de CO₂ é apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 20 €/tCO₂ e o índice de preço de licenças de emissão de CO₂ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º -A do Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC).

Para efeitos de realização do presente documento, no cálculo do ISP considerou-se o disposto na Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que estabelece que a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/tCO₂, e que a repercussão das duas componentes é limitada a 25% do seu valor apurado para 2019 (n.º 5 do artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro).

Foi igualmente tido em consideração um valor padrão para a eficiência relativa da única central abrangida pela aplicação do regime de equilíbrio concorrencial e submetida, em cumulação, ao regime de ISP, sendo que igual abordagem foi tida para o fator específico de emissões de CO₂. Os parâmetros em causa foram de, respetivamente, 36% (rácio de transformação da energia primária em energia elétrica, em MWh) e de um fator de emissão de 901,74 g_{CO2}/kWh (calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de CO₂ aplicável ao carvão de 2,26567 tCO₂/t para o ano de 2019, de acordo com o artigo 3.º da Portaria n.º 6-A/2019, de 4 de janeiro).

Neste contexto, a ERSE avalia em 1,56 €/MWh o efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicação do regime de ISP a centrais abrangidas pelo presente estudo.

4.3.2 CESE

Para efetivo apuramento do valor de CESE a ser considerado para efeitos do estudo relativo ao ano de 2019, é considerada a informação reportada pelas entidades a quem se aplica o mecanismo de equilíbrio concorrencial, nos termos do que veio a ser aprovado pela ERSE na Diretiva n.º 4/2020. Importa circunstanciar que o apuramento desses valores, no valor global de 41 550 milhares de euros, decorre do

cruzamento das incidências da CESE e do mencionado mecanismo de equilíbrio concorrencial, o qual resulta na informação constante da Tabela 12, adiante apresentada.

Tabela 12 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo

Tecnologia	Regime	Central	CESE (€)
Hídrica	CMEC	Agueira	895 511 €
		Alto Lindoso	1 800 827 €
		Caldeirão	247 058 €
		Carrapatelo	912 008 €
		Crestuma	1 215 235 €
		Frades	735 300 €
		Fratel	453 014 €
		Pocinho	997 068 €
		Pracana	95 452 €
		Raiva	210 526 €
		Régua	938 239 €
		Torrão	426 187 €
		Touvedo	227 367 €
		Valeira	1 041 888 €
		Vilarinho Furnas	466 075 €
		Vilar-Tabuaço	153 757 €
	Mercado	Alqueva	3 260 320 €
		Alto Rabagão	960 666 €
		Baixo Sabor Jusante	1 910 946 €
		Baixo Sabor Montante	4 700 773 €
		Belver	354 117 €
		Bemposta	1 371 482 €
		Bouçã	128 830 €
		Cabril	132 342 €
		Caniçada	285 563 €
		Castelo do Bode	266 667 €
Desterro	0 €		
Ermida	0 €		
Foz Tua	0 €		
Miranda	265 898 €		
Miranda 2	279 193 €		
Paradela	277 896 €		
Picote	1 468 943 €		
Ponte Jugais	21 025 €		
Sabugueiro	0 €		
Salamonde	234 773 €		
Salamonde 2	1 976 543 €		
Santa Luzia	193 373 €		
Varosa	67 459 €		
Venda Nova	463 159 €		
Venda Nova 3	3 480 119 €		
Vila Cova	61 747 €		
Carvão	Mercado	Sines	1 622 695 €
CCGT	Mercado	TER	1 779 780 €
		Lares	2 790 519 €
		Pego CC	2 379 551 €

Fonte: ERSE

Cabe mencionar que, para o presente estudo e porque tal não constitui um pressuposto do próprio estudo, não é apurado se o valor a que reporta a CESE de 2019 foi, ou não, liquidado junto da respetiva autoridade tributária.

4.3.3 TARIFA SOCIAL

Como foi atrás referido, a aplicação da tarifa social no setor elétrico segue o conjunto de critérios que é definido no Decreto-Lei n.º 138 A/2010, de 28 de dezembro, na sua redação atual, sendo o seu custo suportado pelos produtores de energia elétrica, na proporção da potência instalada. Necessariamente, o valor a ser repercutido depende, em cada ano, do número de beneficiários de tarifas social e do respetivo desconto que é atribuído.

O valor global de custo com a tarifa social ascendeu, nesse contexto, a 109 689 milhares de euros¹⁵, e a lista de centros electroprodutores considerados para a repercussão dos custos de tarifa social em 2019 consta da tabela inserta no Anexo I ao documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, sendo a respetiva desagregação de valores apresentada em tabela ao Anexo II do mesmo documento.

Os valores apresentados em base previsional para 2019 foram, posteriormente, objeto de um primeiro ajustamento em sede de tarifas para o ano 2020. O valor global de ajustamento estimado para 2019 e repercutido nas tarifas para 2020 ascendeu, em termos globais, a 3 136 milhares de euros¹⁶, com a desagregação que se apresenta na página 136 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

Na tabela seguinte são apresentados os encargos estimados com a tarifa social por centro electroprodutor para 2019, conforme apresentado no exercício tarifário de 2020. Importa referir que na tabela são apresentados todos os centros electroprodutores que suportaram custos com Tarifa Social em 2019, num montante global de 106 553 milhares de euros. Contudo, para o cálculo dos impactes da tarifa social, no âmbito deste estudo é apenas relevante, como base de incidência para o cálculo da tarifa social os centros electroprodutores sujeitas à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que em 2019

¹⁵ Vide documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.121.

¹⁶ Vide documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.136.

correspondeu a um montante global de aproximadamente 91 980 milhares de euros. Os centros eletroprodutores que estão isentas da aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei nº 74/2013, na sua atual redação, pagaram uma tarifa social no montante de 14 573 milhares de euros, abrangendo não só os centros electroprodutores em regime CAE (a central termoelétrica a carvão do Pego e a central de ciclo combinado a gás natural Turbogás), mas ainda outras centrais hídricas com regime de remuneração garantido (PRE).

Tabela 13 - Valores de Tarifa Social estimados para 2019 no exercício tarifário de 2020

Tecnologia	Regime	Central	Tarifa Social (€)	Centrais Sujeitas (aplicação DL74)	
Hídrica	CMEC	Aguieira	2 824 845,19 €	sujeito	
		Alto Lindoso	5 296 584,73 €	sujeito	
		Caldeirão	336 291,09 €	sujeito	
		Carrapatelo	1 689 862,75 €	sujeito	
		Crestuma	910 508,14 €	sujeito	
		Frades	1 605 789,97 €	sujeito	
		Fratel	1 109 760,61 €	sujeito	
		Pocinho	1 563 753,59 €	sujeito	
		Pracana	344 698,37 €	sujeito	
		Raiva	201 774,66 €	sujeito	
		Régua	1 311 535,27 €	sujeito	
		Torrão	1 177 018,83 €	sujeito	
		Touvedo	184 960,10 €	sujeito	
		Valeira	2 017 746,56 €	sujeito	
		Vilarinho Furnas	1 050 909,67 €	sujeito	
		Vilar-Tabuaço	487 622,09 €	sujeito	
		Mercado	Alqueva	4 358 332,58 €	sujeito
			Alto Rabagão	571 694,86 €	sujeito
	Baixo Sabor Jusante		302 661,98 €	sujeito	
	Baixo Sabor Montante		1 286 313,43 €	sujeito	
	Belver		678 467,28 €	sujeito	
	Bemposta		3 724 423,86 €	sujeito	
	Bouça		369 920,20 €	sujeito	
	Cabril		907 985,95 €	sujeito	
	Caniçada		521 251,20 €	sujeito	
	Castelo do Bode		1 336 757,10 €	sujeito	
	Desterro		110 976,06 €	sujeito	
	Ermida		628 023,62 €	sujeito	
	Foz Tua		2 269 964,88 €	sujeito	
	Miranda		1 513 309,92 €	sujeito	
	Miranda 2		1 588 975,42 €	sujeito	
	Paradela		453 992,98 €	sujeito	
	Pedrogão		84 913,50 €	isento	
	Picote		3 705 087,13 €	sujeito	
	Ponte Jugais	170 667,73 €	sujeito		
	Sabugueiro	107 613,15 €	sujeito		
	Salamonde	353 105,65 €	sujeito		
	Salamonde 2	1 883 230,13 €	sujeito		
Santa Luzia	205 137,57 €	sujeito			
Varosa	210 181,93 €	sujeito			
Venda Nova	756 654,96 €	sujeito			
Venda Nova 3	6 717 414,60 €	sujeito			
Vila Cova	196 730,29 €	sujeito			
Regime Garantido	Ermal	84 072,77 €	isento		
	Penacova	80 709,86 €	isento		
	Sabugueiro II	84 072,77 €	isento		
	Senhora do Porto	73 984,04 €	isento		
	Vilar do Monte	105 931,69 €	isento		
Carvão	Mercado	Sines	10 088 732,82 €	sujeito	
	CAE	PEGO	5 172 157,02 €	isento	
CCGT	Mercado	TER	10 169 442,68 €	sujeito	
		Lares	7 574 956,89 €	sujeito	
		Pego CC	7 104 149,36 €	sujeito	
	CAE	Turbogás	8 887 332,88 €	isento	
Total			106 552 992,37 €		

Fonte: ERSE

4.3.4 EFEITOS COMBINADOS

Como foi atrás referenciado, o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna considera, no presente estudo, dois cenários, um que corresponde à consideração conjunta dos valores de incidência do regime de ISP, dos valores de CESE e dos custos de tarifa social (cenário base); e outro à consideração apenas dos valores de incidência do regime de ISP (cenário de análise de sensibilidade).

Para cada um dos dois cenários descritos é apresentada, de seguida, a valorização dos respetivos eventos extramercado de ordem interna, com consideração direta dos valores apurados nos termos das secções anteriores deste documento.

CENÁRIO BASE

Para efeitos do cálculo do valor dos encargos apurados de CESE e Tarifa Social ao período de aplicação do mecanismo concorrencial (de abril a dezembro), considerou-se o valor anual do encargo ponderado pela proporção referente ao número de horas do período de aplicação (abril a dezembro: 6 601 horas) pelo número de horas do ano de 2019 (8 760 horas).

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, foi considerado ainda, por central, o período acima do limiar das 2 000 horas de funcionamento, sendo aplicável os valores mensais de CESE e Tarifa Social, a partir do qual se começou a observar produção abrangida pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

A Tabela 14 apresenta os resultados obtidos para a CESE e Tarifa social por centro electroprodutor. Importa referir para efeito de cálculo de CESE e Tarifa Social foram apenas considerados os centros electroprodutores sujeitos à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua atual redação.

Tabela 14 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido)

Tecnologia	Regime	Central	CESE (€)			Tarifa Social (€)					
			2019	Abril-Dez	Abril-Dez*	2019	Abril-Dez	Abril-Dez*			
Hídrica	CMEC	Aguieira	AMONDEG	895 511 €	674 802 €	674 802 €	2 824 845 €	2 128 630 €	2 128 630 €		
		Alto Lindoso	ALIMA	1 800 827 €	1 356 993 €	1 356 993 €	5 296 585 €	3 991 182 €	3 991 182 €		
		Caldeirão	ATEJZEZ	247 058 €	186 168 €	186 168 €	336 291 €	253 408 €	253 408 €		
		Carrapatelo	ADOURO	912 008 €	687 233 €	687 233 €	1 689 863 €	1 273 377 €	1 273 377 €		
		Crestuma	ADOURO	1 215 235 €	915 727 €	915 727 €	910 508 €	686 103 €	686 103 €		
		Frades	ACAVALADO	735 300 €	554 077 €	554 077 €	1 605 790 €	1 210 025 €	1 210 025 €		
		Fratel	ATEJZEZ	453 014 €	341 364 €	341 364 €	1 109 761 €	836 248 €	836 248 €		
		Pocinho	ADOURO	997 068 €	751 329 €	751 329 €	1 563 754 €	1 178 349 €	1 178 349 €		
		Pracana	ATEJZEZ	95 452 €	71 927 €	71 927 €	344 698 €	259 744 €	259 744 €		
		Raiva	AMONDEG	210 526 €	158 640 €	158 640 €	201 775 €	152 045 €	152 045 €		
		Régua	ADOURO	938 239 €	707 000 €	707 000 €	1 311 535 €	988 293 €	988 293 €		
		Torrão	ADOURO	426 187 €	321 149 €	321 149 €	1 177 019 €	886 929 €	886 929 €		
		Touvedo	ALIMA	227 367 €	171 330 €	171 330 €	184 960 €	139 375 €	139 375 €		
		Valeira	ADOURO	1 041 888 €	785 103 €	785 103 €	2 017 747 €	1 520 450 €	1 520 450 €		
		Vilarinho Furnas	ACAVALADO	466 075 €	351 206 €	351 206 €	1 050 910 €	791 901 €	791 901 €		
		Vilar-Tabuaço	ADOURO	153 757 €	115 862 €	115 862 €	487 622 €	367 442 €	367 442 €		
		Mercado		Alqueva	AGUADIA	3 260 320 €	2 456 778 €	2 456 778 €	4 358 333 €	3 284 173 €	3 284 173 €
				Alto Rabagão	ACAVALADO	960 666 €	723 899 €	723 899 €	571 695 €	430 794 €	430 794 €
				Baixo Sabor Jusante	ADOURO	1 910 946 €	1 439 972 €	1 439 972 €	302 662 €	228 068 €	228 068 €
				Baixo Sabor Montante	ADOURO	4 700 773 €	3 542 215 €	3 542 215 €	1 286 313 €	969 287 €	969 287 €
				Belver	ATEJZEZ	354 117 €	266 841 €	266 841 €	678 467 €	511 251 €	511 251 €
				Bemposta	ADOURO	1 371 482 €	1 033 465 €	1 033 465 €	3 724 424 €	2 806 498 €	2 806 498 €
				Bouçã	ATEJZEZ	128 830 €	97 078 €	97 078 €	369 920 €	278 749 €	278 749 €
				Cabrã	ATEJZEZ	132 342 €	99 725 €	99 725 €	907 986 €	684 203 €	684 203 €
				Caniçada	ACAVALADO	285 563 €	215 183 €	215 183 €	521 251 €	392 783 €	392 783 €
				Castelo do Bode	ATEJZEZ	266 667 €	200 944 €	200 944 €	1 336 757 €	1 007 298 €	1 007 298 €
				Desterro	ATEJZEZ	0 €	0 €	0 €	110 976 €	83 625 €	83 625 €
				Ermida	AMONDEG	0 €	0 €	0 €	628 024 €	473 240 €	473 240 €
				Foz Tua	ADOURO	0 €	0 €	0 €	2 269 965 €	1 710 507 €	1 710 507 €
				Miranda	ADOURO	265 898 €	200 364 €	200 364 €	1 513 310 €	1 140 338 €	1 140 338 €
				Miranda 2	ADOURO	279 193 €	210 383 €	210 383 €	1 588 975 €	1 197 355 €	1 197 355 €
				Paradela	ACAVALADO	277 896 €	209 405 €	209 405 €	453 993 €	342 101 €	342 101 €
				Picote	ADOURO	1 468 943 €	1 106 906 €	1 106 906 €	3 705 087 €	2 791 927 €	2 791 927 €
				Ponte Jugais	ATEJZEZ	21 025 €	15 843 €	15 843 €	170 668 €	128 605 €	128 605 €
				Sabugueiro	ATEJZEZ	0 €	0 €	0 €	107 613 €	81 091 €	81 091 €
Salamonde	ACAVALADO			234 773 €	176 910 €	176 910 €	353 106 €	266 079 €	266 079 €		
Salamonde 2	ACAVALADO			1 976 543 €	1 489 402 €	1 489 402 €	1 883 230 €	1 419 087 €	1 419 087 €		
Santa Luzia	ATEJZEZ			193 373 €	145 714 €	145 714 €	205 138 €	154 579 €	154 579 €		
Varosa	ADOURO			67 459 €	50 833 €	50 833 €	210 182 €	158 380 €	158 380 €		
Venda Nova	ACAVALADO			463 159 €	349 009 €	349 009 €	756 655 €	570 169 €	570 169 €		
Venda Nova 3	ACAVALADO			3 480 119 €	2 622 405 €	2 622 405 €	6 717 415 €	5 061 833 €	5 061 833 €		
Vila Cova	ATEJZEZ			61 747 €	46 529 €	46 529 €	196 730 €	148 244 €	148 244 €		
Carvão	Mercado			Sines		1 622 695 €	1 222 764 €	1 222 764 €	10 088 733 €	7 602 252 €	7 602 252 €
CCGT	Mercado	TER		1 779 780 €	1 341 134 €	0 €	10 169 443 €	7 663 070 €	0 €		
		Lares		2 790 519 €	2 102 764 €	746 248 €	7 574 957 €	5 708 024 €	3 176 121 €		
		Pego CC		2 379 551 €	1 793 084 €	600 049 €	7 104 149 €	5 353 252 €	1 791 446 €		
TOTAL				41 549 890 €	31 309 454 €	27 418 769 €	91 979 818 €	69 310 363 €	55 553 583 €		

Fonte: ENDESA; EDP Gestão da Produção de Energia, elaboração ERSE

Nas colunas “2019” são apresentados, por central, os encargos totais com a CESE, de acordo com a informação reportada pelos respetivos produtores visados - no montante de 41 550 milhares de euros - e os encargos totais com Tarifa Social, usando como fonte a informação do documento das tarifas “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, no valor de 91 980 milhares de euros. Estes montantes correspondem à tributação anual dos encargos, isto é, referente a 12 meses (janeiro a dezembro de 2019). Contudo, e como atrás referido, o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, no âmbito do presente estudo, é de abril a dezembro, assim nas colunas “Abr-Dez” são apresentados os valores dos encargos com CESE e Tarifa social para os 9 meses de aplicação (abril a dezembro) obtidos através do montante total anual (coluna “2019”) ponderado pelo rácio

entre o número de horas do período de aplicação do mecanismo (6 601 horas) e o total de horas anuais em 2019 (8 760 horas), obtendo-se um valor de CESE de 31 309 milhares de euros e de Tarifa Social de 69 310 milhares de euros.

Estes cálculos, contudo, não contemplam a isenção prevista, no artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019 de 30 de agosto, para as centrais de ciclo combinado a gás natural, para as quais os valores sujeitos para a reposição do equilíbrio contratual só se aplicam para a produção igual ou superior a 2 000 horas anuais de utilização da potência instalada da central. Nas colunas “Abril-Dez*” é tido em consideração esta isenção, sendo imputados os valores da CESE e Tarifa social somente aos meses a partir dos quais cada central regista um volume de produção de energia elétrica superior a 2 000 horas de utilização da potência instalada.

No caso particular da central do Ribatejo, a produção ocorrida não ultrapassou o limiar da isenção das 2 000 horas. Daí decorre o facto do valor apresentado para a CESE e Tarifa social ser nulo.

No caso da central de Lares, a produção acumulada ultrapassa as 2 000 horas anuais de utilização da potência instalada a partir de agosto, e no caso da central do Pego CC a partir de outubro. Assim os fatores de ponderação aplicável aos encargos anuais com cada evento extramercado interno (CESE e Tarifa Social) resulta do rácio entre o número de horas de agosto a dezembro (3 673 horas) pelo o número de horas em 2019 (8 760 horas), no caso da central de Lares, e para a central do Pego CC, o número de horas de outubro a dezembro (2 209 horas) pelo número total de horas em 2019 (8 760 horas).

O valor dos encargos apurados com a CESE e Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo concorrencial totaliza assim 27 419 milhares de euros e 55 554 milhares de euros, respetivamente.

A Tabela 15 apresenta os mesmos resultados, mas agregando as centrais hídricas por área de balanço.

Tabela 15 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

Tecnologia	Central/AB	CESE (€)			Tarifa Social (€)		
		2019	Abril-Dez	Abril-Dez*	2019	Abril-Dez	Abril-Dez*
Carvão	Sines	1 622 695 €	1 222 764 €	1 222 764 €	10 088 733 €	7 602 252 €	7 602 252 €
CCGT	TER	1 779 780 €	1 341 134 €	0 €	10 169 443 €	7 663 070 €	0 €
	Lares	2 790 519 €	2 102 764 €	746 248 €	7 574 957 €	5 708 024 €	3 176 121 €
	Pego CC	2 379 551 €	1 793 084 €	600 049 €	7 104 149 €	5 353 252 €	1 791 446 €
Hídrica	ACAVADO	8 880 094 €	6 691 496 €	6 691 496 €	13 914 044 €	10 484 772 €	10 484 772 €
	ADOURO	15 749 075 €	11 867 539 €	11 867 539 €	23 758 966 €	17 903 303 €	17 903 303 €
	AGUADIA	3 260 320 €	2 456 778 €	2 456 778 €	4 358 333 €	3 284 173 €	3 284 173 €
	ALIMA	2 028 194 €	1 528 323 €	1 528 323 €	5 481 545 €	4 130 557 €	4 130 557 €
	AMONDEG	1 106 037 €	833 442 €	833 442 €	3 654 643 €	2 753 916 €	2 753 916 €
	ATEJZEZ	1 953 623 €	1 472 131 €	1 472 131 €	5 875 005 €	4 427 045 €	4 427 045 €
TOTAL		41 549 890 €	31 309 454 €	27 418 769 €	91 979 818 €	69 310 363 €	55 553 583 €

Fonte: ENDESA; EDP Gestão da Produção de Energia, elaboração ERSE

A Tabela 14 apresenta a valorização dos eventos extramercado internos, identificados no presente estudo, para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial aos centro eletroprodutores abrangidos, com a agregação das centrais hídricas por área de balanço. O montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna é de 86 301 milhares de euros, no qual os encargos de ISP imputáveis à central termoelétrica de Sines contribuem com um montante de 3 329 milhares de euros. Chama-se a atenção que a PRE em mercado não está sujeita aos eventos extramercado internos identificados no presente estudo.

Tabela 14 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

		Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
Tecnologia	Central/AB	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	Sines	2 134	3 329 073 €	1 222 764 €	7 602 252 €	12 154 088 €
CCGT	TER	0	- €	- €	- €	- €
	Lares	1 189	- €	746 248 €	3 176 121 €	3 922 369 €
	Pego CC	619	- €	600 049 €	1 791 446 €	2 391 495 €
Hídrica	ACAVADO	691	- €	6 691 496 €	10 484 772 €	17 176 268 €
	ADOURO	2 983	- €	11 867 539 €	17 903 303 €	29 770 842 €
	AGUADIA	6	- €	2 456 778 €	3 284 173 €	5 740 950 €
	ALIMA	645	- €	1 528 323 €	4 130 557 €	5 658 880 €
	AMONDEG	282	- €	833 442 €	2 753 916 €	3 587 357 €
	ATEJZEZ	679	- €	1 472 131 €	4 427 045 €	5 899 176 €
PRE Eólica	Alto da Folgorosa	58	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Alvadia	19	- €	- €	- €	- €
	Terragido	20	- €	- €	- €	- €
	Torga	22	- €	- €	- €	- €
	Monforte	6	- €	- €	- €	- €
PRE Solar	Ourika	59	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Casa Nova	7	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar de Barros	3	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Tendeiros	14	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Vale de Moura	13	- €	- €	- €	- €
	FV Évora 3	18	- €	- €	- €	- €
	FV Ourique	2	- €	- €	- €	- €
	FV Vale Matanças	4	- €	- €	- €	- €
TOTAL		9 473	3 329 073 €	27 418 769 €	55 553 583 €	86 301 425 €

Fonte: ERSE

CENÁRIO DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

O cenário de análise de sensibilidade considera apenas como evento extramercado de ordem interna o ISP. De acordo, com o artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro (que aprovou o Orçamento de Estado para 2019), o ISP aplicou-se apenas aos centros electroprodutores a carvão, estando isentas de tributação as restantes centrais termoelétricas, nomeadamente as centrais de ciclo combinado a gás natural. A Tabela 15 apresenta a valorização do ISP enquanto evento extramercado interno único para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial aos centro eletroprodutores abrangidos, com a agregação das

centrais hídricas por área de balanço. O montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna é de 3 329 milhares de euros, correspondendo ao produto da produção de energia elétrica ocorrida na central de Sines, no período de abril a dezembro (2 134 GWh) e o valor unitário do ISP apurado de 1,56 €/MWh no qual os encargos de ISP imputáveis à central termoeleétrica de Sines contribuem com um montante de 3 329 milhares de euros.

Tabela 15 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

		Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
Tecnologia	Central/AB	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	Sines	2 134	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €
CCGT	TER	0	- €	- €	- €	- €
	Lares	1 189	- €	- €	- €	- €
	Pego CC	619	- €	- €	- €	- €
Hídrica	ACAVADO	691	- €	- €	- €	- €
	ADOURO	2 983	- €	- €	- €	- €
	AGUADIA	6	- €	- €	- €	- €
	ALIMA	645	- €	- €	- €	- €
	AMONDEG	282	- €	- €	- €	- €
	ATEJZEZ	679	- €	- €	- €	- €
PRE Eólica	Alto da Folgosa	58	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Alvadia	19	- €	- €	- €	- €
	Terragido	20	- €	- €	- €	- €
	Torga	22	- €	- €	- €	- €
	Monforte	6	- €	- €	- €	- €
PRE Solar	Ourika	59	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Casa Nova	7	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar de Barros	3	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Tendeiros	14	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Vale de Moura	13	- €	- €	- €	- €
	FV Évora 3	18	- €	- €	- €	- €
	FV Ourique	2	- €	- €	- €	- €
	FV Vale Matanças	4	- €	- €	- €	- €
TOTAL		9 473	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €

Fonte: ERSE

4.4 APURAMENTO DOS IMPACTES GLOBAIS FINAIS

Nos termos da Portaria n.º 282/2019, o valor global do parâmetro *Pliq* a aplicar em cada ano resulta da aplicação conjugada dos efeitos extramercado de ordem interna e de ordem externa, nos termos da expressão já atrás evidenciada e reproduzida de seguida:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i|k_t}^{PT}, \text{ em que}$$

- $Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t, para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros;
- Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t, apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;
- $Pem_{i|k_t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i, para a tecnologia k, registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, em €/MWh, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;
- t — É o ano de cálculo para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

O primeiro termo da expressão foi apurado na secção 4.1 deste capítulo e corresponde à identificação do efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português que o estudo estimou em 2,24 €/MWh para 2019.

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o segundo termo da expressão (mencionado na secção 4.2 deste capítulo e cenarizado pelas razões aí expressas), corresponde ao valor combinado dos eventos extramercado de ordem interna relativo ao ISP aplicável ao carvão, à CESE e à tarifa social aplicável a todas as tecnologias, com exceção da PRE em mercado, cujo valor global é:

- De 86 301 milhares de euros, em cenário base, com a desagregação constante da Tabela 16;

Tabela 16 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário base)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	2 134	3 329 073 €	1 222 764 €	7 602 252 €	12 154 088 €
CCGT	1 807	- €	1 346 297 €	4 967 567 €	6 313 864 €
Hídrica	5 286	- €	24 849 708 €	42 983 765 €	67 833 473 €
PRE	246	- €	- €	- €	- €
TOTAL	9 473	3 329 073 €	27 418 769 €	55 553 583 €	86 301 425 €

Fonte: ERSE

- De 3 329 milhares de euros, em cenário de análise de sensibilidade com a desagregação constante da Tabela 17.

Tabela 17 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário de análise de sensibilidade)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Abril-Dezembro*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	2 134	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €
CCGT	1 807	- €	- €	- €	- €
Hídrica	5 286	- €	- €	- €	- €
PRE	246	- €	- €	- €	- €
TOTAL	9 473	3 329 073 €	- €	- €	3 329 073 €

Fonte: ERSE

Com base nestes valores, tanto para eventos extramercado externos como internos, este estudo calcula o valor do $Pliq_t^k$, por tecnologia, que corresponde ao efeito líquido no preço de mercado suportado pelos consumidores portugueses e que deveria ser objeto de compensação, em €/MWh, a suportar pelos centros electroprodutores abrangidos durante o ano de 2019.

Em cenário base, através da observação da Tabela 18, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia, permitem auferir a isenção da aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial ao Carvão, Hídrica e CCGT devido ao valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicáveis a estas tecnologias, que supera o valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no

valor de 2,24 €/MWh. Conclui-se que a PRE em mercado irá suportar o pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial, sem prejuízo destes, por força da aplicação do despacho interpretativo do Senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro) que estabelece a isenção de aplicação do regime de equilíbrio concorrencial a entidades que beneficiam de preço contratual não indexado, direta ou indiretamente, ao preço formado no mercado diário do MIBEL, poderem isentar o pagamento após comprovação do regime de preços contratualizado, através da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, publicada pela ERSE em Diário da República.

Tabela 18 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário base)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	2,24	1,56	0,57	3,56	5,70	0
CCGT	2,24	0,00	0,74	2,75	3,49	0
Hídrica	2,24	0,00	4,70	8,13	12,83	0
PRE	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24

Fonte: ERSE

Em cenário de análise de sensibilidade, através da observação da Tabela 19, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para a Hídrica, CCGT e PRE em mercado são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 2,24 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. No caso do Carvão o valor estimado do $Pliq_t^k$ é de 0,68 €/MWh, justificado pela dedução do ISP, no valor unitário de 1,56 €/MWh, ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} . Para a PRE em mercado chama-se a atenção, já referido previamente, da aplicação da eventual isenção prevista por via da aplicação da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março.

Tabela 19 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019

(cenário de análise de sensibilidade)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	2,24	1,56	0,00	0,00	1,56	0,68
CCGT	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24
Hídrica	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24
PRE	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,24

Fonte: ERSE

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2019 (de abril a dezembro), foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 9,473 TWh, com a repartição que se explicita na Tabela 20. Este volume considerou a metodologia de incidência prevista na Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, com a repercussão da compensação devida pelos produtores hídricos em valores de produção líquidos de bombagem, inseridos em áreas de balanço, e em agregação mensal. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se somente a produção residual, acima das 2 000 horas de funcionamento, verificada em 2019.

Tabela 20 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem por central e área de balanço (AB))

Tecnologia	Central/AB	Produção (GWh)		
		2019	Abril-Dezembro	Abril-Dezembro*
Carvão	Sines	4 077	2 134	2 134
CCGT	TER	2 530	2 298	0
	Lares	3 332	2 789	1 189
	Pego CC	2 348	2 299	619
Hídrica	ACAVADO	972	691	691
	ADOURO	4 329	2 983	2 983
	AGUADIA	12	6	6
	ALIMA	743	645	645
	AMONDEG	365	282	282
	ATEJZEZ	808	679	679
PRE Eólica	Alto da Folgorosa	74	58	58
PRE Hídrica	Alvadia	25	19	19
	Terragido	28	20	20
	Torga	22	22	22
	Monforte	6	6	6
PRE Solar	Ourika	77	59	59
	FV Central Solar Casa Nova	7	7	7
	FV Central Solar de Barros	3	3	3
	FV Central Solar Tendeiros	14	14	14
	FV Central Solar Vale de Moura	13	13	13
	FV Évora 3	18	18	18
	FV Ourique	2	2	2
	FV Vale Matanças	4	4	4
	Volume Global	19 810	15 051	9 473

Fonte: REN; elaboração ERSE

Na Tabela 21, é possível observar os volumes apurados agregados por tecnologia, distinguido a PRE em mercado das restantes tecnologias de geração convencionais, relativamente ao período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2019 (de abril a dezembro).

Tabela 21 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem, por tecnologia)

Ano	Volume Global sujeito (GWh)	Hídrica	CCGT	Carvão	PRE em mercado
	9 473	5 286	1 807	2 134	246
Abril	1 051	558	0	468	25
Maio	687	380	0	284	23
Junho	660	158	0	485	17
Julho	857	348	0	491	17
Agosto	462	363	33	37	30
Setembro	875	472	373	0	30
Outubro	1 108	369	575	137	26
Novembro	1 269	575	532	126	36
Dezembro	2 504	2 062	294	106	42

Fonte: REN; elaboração ERSE

Em cenário base, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 550 milhares de euros, totalmente suportados pela PRE em mercado, que pode no limite tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro).

Tabela 22 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário base)

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De Carvão	De PRE em mercado
Ano	550	0	0	0	550
Abril	57	0	0	0	57
Maio	51	0	0	0	51
Junho	37	0	0	0	37
Julho	39	0	0	0	39
Agosto	66	0	0	0	66
Setembro	66	0	0	0	66
Outubro	59	0	0	0	59
Novembro	81	0	0	0	81
Dezembro	94	0	0	0	94

Fonte: elaboração ERSE

Em cenário de análise de sensibilidade, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 17 890 milhares de euros. Chama-se a atenção que os montantes suportados pela PRE em mercado, podem tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEA Ene, de 16 de dezembro), reduzindo os proveitos do mecanismo de equilíbrio concorrencial para um montante de 17 340 milhares de euros.

**Tabela 23 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial
(cenário de análise de sensibilidade)**

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De Carvão	De PRE em mercado
Ano	17 890	11 841	4 048	1 451	550
Abril	1 625	1 250	0	318	57
Maio	1 097	852	0	193	51
Junho	722	354	0	330	37
Julho	1 153	780	0	334	39
Agosto	978	813	74	25	66
Setembro	1 959	1 057	835	0	66
Outubro	2 268	827	1 288	93	59
Novembro	2 646	1 288	1 192	86	81
Dezembro	5 442	4 618	658	72	94

Fonte: ERSE