

ESTUDO

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

2021

Abril 2022

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.

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.....	5
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.....	12
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	21
2.1.4 Estrutura da função oferta em mercado	22
2.1.5 Adequação dos coeficientes regressivos	24
2.1.6 Correção das ofertas em mercado	25
2.1.7 Efeitos dos eventos extramercado	27
2.1.8 Síntese da metodologia empregue na determinação dos eventos extramercado externos.....	28
2.2 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado internos	30
3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO	33
3.1 Eventos extramercado externos ao SEN.....	34
3.2 Eventos extramercado internos ao SEN	39
3.2.1 Regime de ISP	39
3.2.2 Contribuição Extraordinária do Setor Energético (CESE).....	41
3.2.3 Encargos com o financiamento da tarifa social no setor elétrico	43
4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES	45
4.1 Situação excecional do período de aplicação do mecanismo em 2021.....	45
4.2 Apuramento dos impactes de eventos extramercado externos.....	46
4.3 Apuramento dos impactes de eventos extramercado internos	50

4.3.1	Regime de ISP	51
4.3.2	CESE	52
4.3.3	Tarifa social.....	54
4.3.4	Efeitos combinados	57
4.4	Apuramento dos impactes globais finais	62

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	26
Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	29
Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado Ano 2021, de janeiro a junho.....	50
Tabela 1 – Resultados da estimação de <i>pass through</i> às ofertas de mercado.....	6
Tabela 2 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	7
Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	7
Tabela 4 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	8
Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	9
Tabela 6 – Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)	9
Tabela 7 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)	10
Tabela 8 – Resultados de regressão para centrais a carvão.....	46
Tabela 9 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural.....	47
Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas	47
Tabela 11 – Resultados da estimação de <i>pass through</i> às ofertas de mercado.....	48
Tabela 12 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos Ano 2021, de janeiro a junho, valores em €/MWh	49
Tabela 13 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo.....	53
Tabela 14 - Valores de Tarifa Social estimados para 2021 no exercício tarifário de 2022	56
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 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido).....	59
Tabela 17 - 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)	61
Tabela 18 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	62
Tabela 19 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	64
Tabela 20 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	64

Tabela 21 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)	65
Tabela 22 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)	65
Tabela 23 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem por central e área de balanço (AB)).....	67
Tabela 24 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem, por tecnologia)	68
Tabela 25 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário A)	69
Tabela 26 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário B)	69

0. SUMÁRIO EXECUTIVO

Conforme o disposto no número 1 do artigo 4.º 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 de cada ano, relativamente ao ano anterior, 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 área da energia.

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 2021.

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 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 (i) térmicas a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.

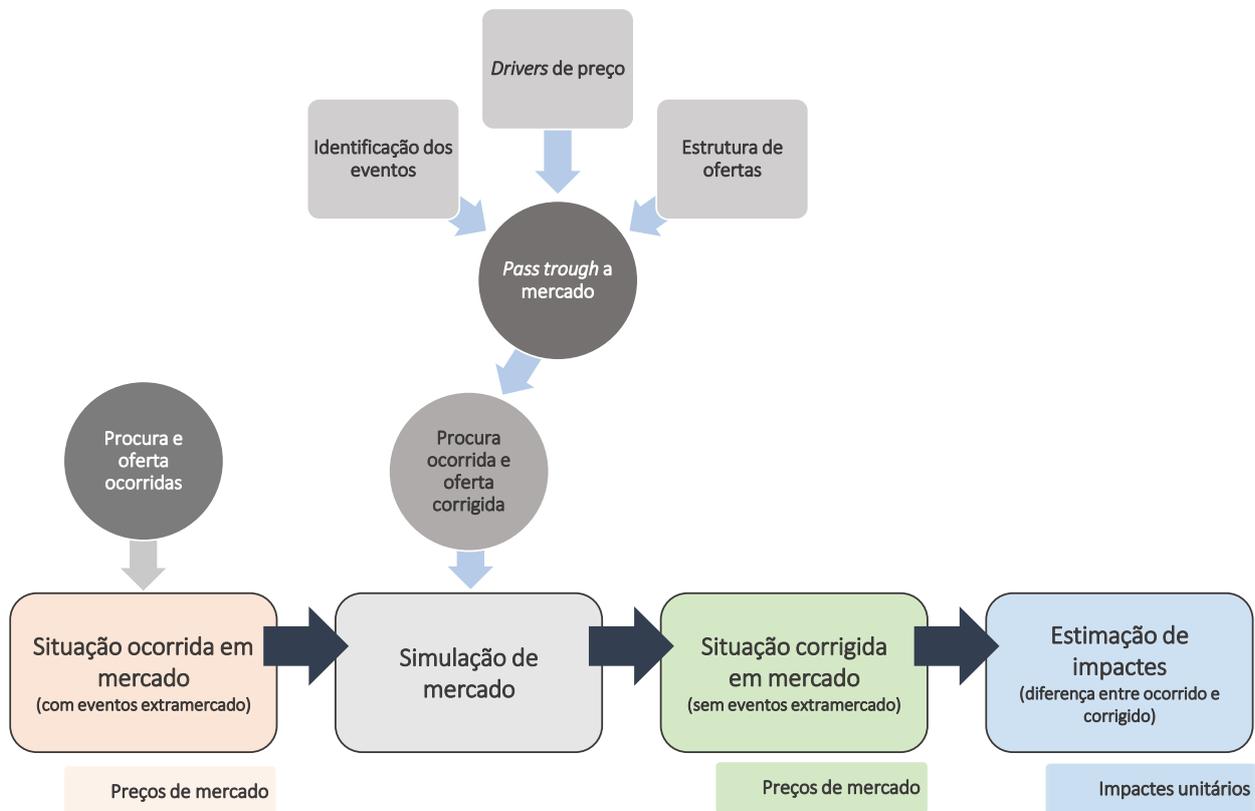
Para a determinação de tais efeitos sobre o preço de mercado, é apurado, numa primeira fase, o impacte dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia (genericamente o *pass through* a mercado das medidas que correspondem a tais eventos), através, dum estudo regressivo, com base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais ou *drivers* de preço variável 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).

Os coeficientes regressivos estimados foram limitados ao valor máximo que assume o evento extramercado externo que é modulado neste documento, de modo a que se garanta que o parâmetro apurado em inferência estatística se restrinja àquele efeito.

Numa segunda fase, com base nos efeitos dos *pass through* estimados nos termos atrás expostos, 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 (as horas em que o preço médio ofertado em mercado é inferior ou igual ao custo marginal de referência diário deduzido de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico).

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



Fonte: elaboração ERSE

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 2021, e tendo em consideração que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, a ERSE entende considerar os mesmos cenários que se identificaram no estudo relativo a 2020:

- **Cenário A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2020 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, 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 ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

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 *Refinitiv*.

Como aspeto prévio ao apuramento dos impactes de eventos de mercado, cabe mencionar que o ano de 2021 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 2021 vigorou uma isenção de aplicação durante todo o segundo semestre 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 entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2021. Por essa razão, o presente estudo efetua a avaliação dos impactes entre 1 de janeiro e 30 de junho de 2021, 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).

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.

Os parâmetros de *pass through* estimados através do estudo regressivo foram limitados ao valor do evento extramercado externo por tecnologia, estimado a partir da média horária do preço do mercado diário na zona espanhola do MIBEL, com a incorporação da internalização dos seguintes efeitos fiscais: (i) **CCGT**:

imposto sobre a produção de energia eléctrica, (ii) **Carvão**: imposto sobre a produção de energia eléctrica e imposto especial sobre o consumo de carvão (cêntimo verde) e (iii) **Hídrica**: imposto sobre a produção de energia eléctrica e taxaço da utilização dos recursos hídricos, e ponderado pelo volume despachado no mercado diário, por tecnologia, em Espanha.

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

Tecnologia	Coefficiente regressivo	Coefficiente de ajustamento	Valor equivalente do evento extramercado	<i>Pass-through</i> final
Centrais a carvão	6,29 €/MWh	$R^2_{\text{ajustado}} = 0,980$	12,09 €/MWh	6,29 €/MWh
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	8,31 €/MWh	$R^2_{\text{ajustado}} = 0,964$	5,72 €/MWh	5,72 €/MWh
Centrais hídricas	34,59 €/MWh	$R^2_{\text{ajustado}} = 0,957$	16,64 €/MWh	16,64 €/MWh

Fonte: elaboração ERSE

Com base no apuramento dos parâmetros referidos, a replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a **7,10 €/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 A** teve em consideração, em 2021, o impacte do ISP aplicável ao consumo de gás natural na energia produzida nas centrais de ciclo combinado 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 **nulo** devido ao facto de as centrais de ciclo combinado a gás natural estarem isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por não terem superado as

2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP aplicável ao gás natural.

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

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	7 120	- €	- €	- €	- €
PRE	441	- €	- €	- €	- €
TOTAL	7 561	- €	- €	- €	- €

Fonte: elaboração ERSE

O **cenário B**, que considera as condições de aplicação do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, apurou o impacto conjunto e simultâneo do regime do ISP, do 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 **49,438 milhões de euros** imputáveis à hídrica (devidos à CESE e Tarifa Social), já que os centros electroprodutores PRE¹ em mercado abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, não se encontram sujeitos a pagamento de ISP, de CESE e de Tarifa Social.

Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	7 120	- €	15 433 965 €	34 004 532 €	49 438 497 €
PRE	441	- €	- €	- €	- €
TOTAL	7 561	- €	15 433 965 €	34 004 532 €	49 438 497 €

Fonte: elaboração ERSE

¹ A abreviatura PRE é para os efeitos deste estudo e doravante utilizada excluindo a produção hídrica.

De acordo com o regime do ISP aprovado pela Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2021, é aplicável uma tributação ao gás natural consumido na produção de eletricidade, sendo o valor do ISP do gás natural de 0,307 €/GJ, de acordo com a Lei n.º 114/2017, de 29 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 de ciclo combinado a gás natural, em 2021, é de 0,43 €/MWh, respetivamente, de energia produzida e injetada na rede. Contudo este valor não é aplicado para efeitos de apuramento de *Pliq_t^k* para a tecnologia CCGT pelo facto de se ter verificado um valor de produção acumulada no período em análise, em horas de utilização da potência instalada, que não ultrapassa as 2 000 horas. 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 A)

Tecnologia k	PemPT (EUR/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, constata-se o peso significativo do valor unitário da Tarifa Social enquanto evento extramercado de ordem interna quando comparado com os restantes eventos. A tecnologia hídrica é aquela que suporta os eventos extramercado de ordem interna, fruto da combinação do agravamento da CESE e da Tarifa Social.

Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia k	PemPT (EUR/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	0,00	2,17	4,78	6,95
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração 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.

No **cenário A**, através da observação da Tabela 6, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para a Hídrica e PRE em mercado são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 7,10 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. As centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) como estão isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por estas não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP devido ao consumo de gás natural. 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, publicada pela ERSE em Diário da República.

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

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10
PRE	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, através da observação da Tabela 7, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia permitem auferir um valor de $Pliq_t^k$ à Hídrica de 0,15 €/MWh, devido à consideração do valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicável a esta tecnologia no valor de 6,95 €/MWh. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) como estão isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por estas não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP devido ao consumo de gás natural, de CESE e de Tarifa Social. 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 B)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	7,10	0,00	2,17	4,78	6,95	0,15
PRE	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10

Fonte: elaboração ERSE

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2021 (de janeiro a junho) foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 7 561 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 abrangidas pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, desprezou-se o volume de produção, já que no período em análise (janeiro a junho) estiveram abaixo do limiar das 2 000 horas² de funcionamento.

No **cenário A**, 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

² A central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo (TER) em redor das 750 horas de funcionamento, a central de ciclo combinado a gás natural de Lares em redor das 1 000 horas de funcionamento e a central de ciclo combinado a gás natural do Pego (Pego CC) em redor das 1 100 horas de funcionamento.

montante global de **53,681 milhões 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 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 **50,55 milhões de euros**.

No **cenário B**, 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 4,198 milhões de euros**, suportados pela Hídrica e 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 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 1,068 milhões 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 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 2021.

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).

Por fim, cabe mencionar que o presente estudo, nos termos do que é definido no quadro legal que o determina, apura impactes em preço de mercado e não alterações da estrutura de custos suportados pelos agentes produtores, estejam eles situados dentro ou fora do SEN. Assim, é essencial que se explicita a forma como cada termo do pagamento líquido unitário é apurado, o que se efetua nas secções seguintes deste capítulo.

2.1 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

O objeto do presente estudo resulta 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 carácter 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.

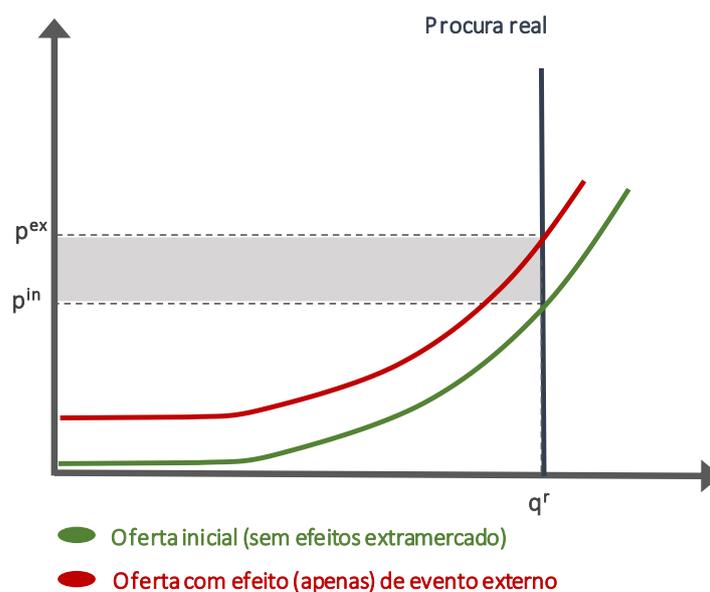
No quadro da metodologia seguida neste estudo, assumiu-se apenas a produção despachada em mercado diário, ainda que a alocação final das quantidades corresponda ao programa final de mercado, que integra os volumes transacionados em mercados diário, intradiários e de serviços de sistema. Daqui decorre 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, simplifadamente, se poderá designar com *pass through* de efeitos. Nesse sentido, o primeiro passo metodológico é 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 onera o custo de produção e que tem como consequência que os agentes repassem total ou parcialmente esse mesmo 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.

Os coeficientes regressivos estimados foram limitados ao valor máximo que assume o evento extramercado externo que é modulado neste documento, de modo a que se garanta que o parâmetro apurado em inferência estatística se restrinja àquele efeito.

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 é obter o parâmetro associado à introdução do evento em causa, o qual tende a ser, para cada tecnologia, a valorização do respetivo *pass through* à estrutura de ofertas em mercado, tendo em consideração a fiscalidade que realmente constitui o evento extramercado.

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 – desde o ano 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). No presente, importa considerar a progressiva saída de capacidade de produção térmica a carvão, subjacente ao plano de descomissionamento deste tipo de produção.

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 MJ/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 ocorrem³.

Ainda no caso das centrais agregadas na tecnologia carvão, foi considerado um rendimento de referência de 36%⁴ 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. De resto, com a situação de descomissionamento programado de centrais a carvão, este regime de funcionamento mais pontual é, necessariamente, mais frequente.

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural, foi considerado, para Espanha, um aprovisionamento que reflete uma ponderação dos preços do mercado à vista de gás natural com entrega em Espanha

³ A mobilização de carvão *spot* tenderá a ser uma exceção, apenas aplicável no *trading* de quantidades adicionais.

⁴ *Optimización de la eficiencia energética en centrales eléctricas*, Eduardo Santos Martínez; Eficiencia energética: tecnología y políticas de apoyo; p. 147.

(PVB - *punto virtual de balance* do MIBGAS) e dos preços de aprovisionamento de gás natural que se extraem dos inventários de comércio internacional agregados pelo *Eurostat*⁵ 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. Esta ponderação justifica-se pela crescente liquidez, para os períodos mais recentes, do citado PVB do MIBGAS. Para o presente estudo, considera-se uma ponderação de 50% para os preços no PVB do MIBGAS (média móvel de 15 dias) e de 50% para os preços resultantes de inventários de comércio internacional agregados pelo *Eurostat*.

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%, 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.

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 carvão 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

⁵ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main>.

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 centrais térmicas ter-se-á em consideração o custo da energia primária (carvão ou gás natural)⁶ 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;

⁶ No caso das centrais termoelétricas 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, a ponderação de 50% do custo do gás natural implícito nos inventários de comércio internacional agregados para Espanha pelo *Eurostat*, no mês a que respeita o dia d, e de 50% do custo do gás natural implícito nos preços no PVB do MIBGAS (média móvel de 15 dias).

- 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.

2.1.5 ADEQUAÇÃO DOS COEFICIENTES REGRESSIVOS

Os parâmetros de *pass through* $\beta_{i,k}$ estimados através do estudo regressivo são sujeitos ao máximo valor, por tecnologia k, do evento extramercado i identificado no estudo, de acordo com a seguinte expressão:

$$\widehat{\beta}_{i,k} = \begin{cases} \beta_{i,k}, & \text{se } \beta_{i,k} \leq \alpha_{i,k} \\ \alpha_{i,k}, & \text{se } \beta_{i,k} > \alpha_{i,k} \end{cases}, \text{ em que}$$

- $\widehat{\beta}_{i,k}$ corresponde ao parâmetro de *pass through* limitado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, sendo a medida do seu impacte na oferta de curto prazo em mercado;
- $\beta_{i,k}$ corresponde ao coeficiente regressivo associado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, estimado em inferência estatística;
- $\alpha_{i,k}$ corresponde ao valor associado ao evento extramercado i, para a tecnologia k.

2.1.6 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, bem como a limitação ao valor do próprio evento extramercado, estes são utilizados para correção das ofertas em mercado. De forma resumida, se o parâmetro estimado corrigido 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 de *pass through*, calculado conforme antes expressado. Daqui decorre que a expressão que devolve cada termo de oferta considerado neste estudo é a seguinte:

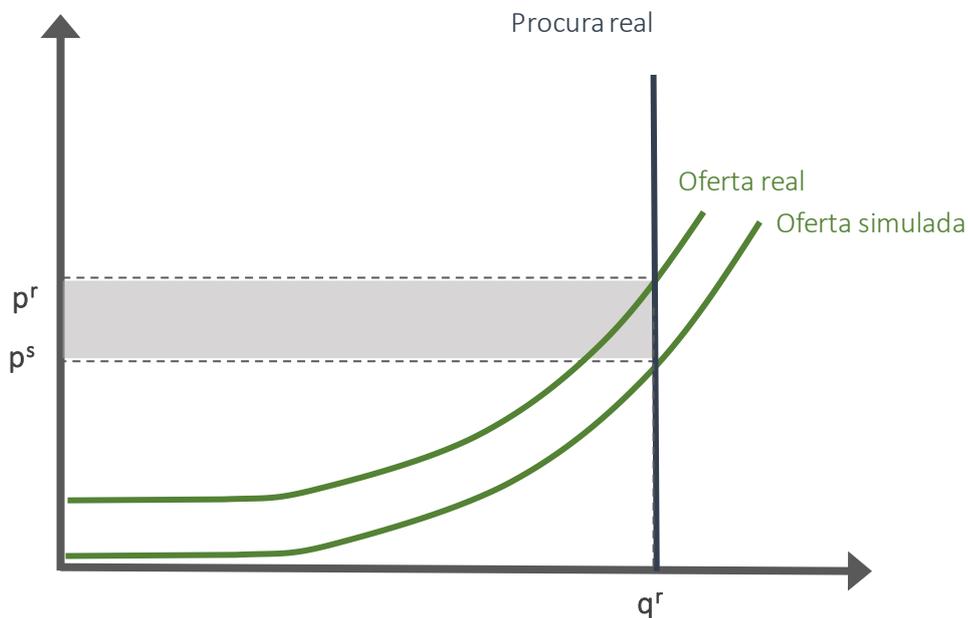
$$P_{oferta,k}^{i,h} = P_{oferta,k}^h - \widehat{\beta}_{i,k}, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^{i,h}$ é o preço corrigido de venda ofertado em mercado pela tecnologia k, na hora h;
- $P_{oferta,k}^h$ é o preço de venda efetivamente ofertado em mercado pela tecnologia k, na hora h;
- $\widehat{\beta}_{i,k}$ corresponde ao parâmetro de *pass through* limitado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, sendo a medida do seu impacto na oferta de curto prazo em mercado.

Assumindo genericamente que os valores de $\widehat{\beta}_{i,k}$ 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 histórico⁷, correspondem a

⁷ 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.

2.1.7 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:

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

- \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;
- $p_t^{\prime PT}$ – 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.

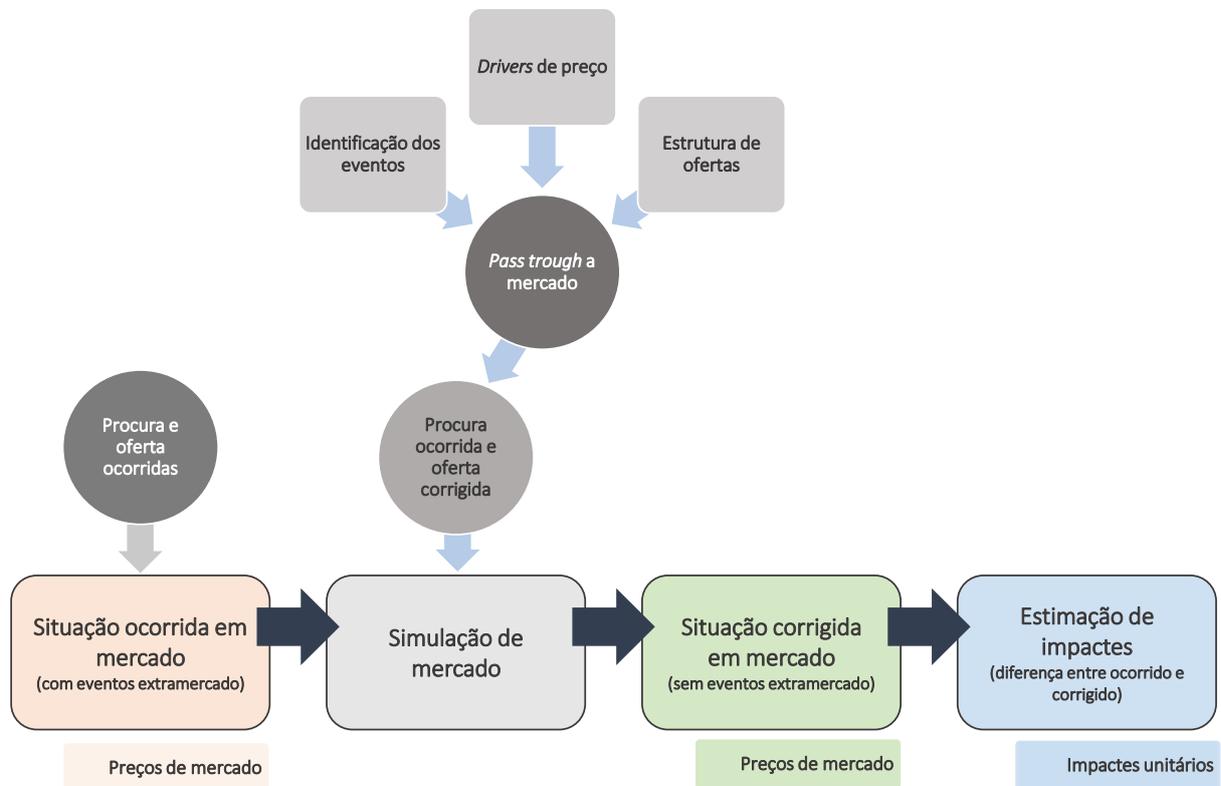
No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, há que considerar a isenção prevista nos termos do número 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que determina que só haja lugar a pagamentos por conta do mecanismo de equilíbrio concorrencial acima das 2 000 horas de produção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

2.1.8 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



Fonte: elaboração ERSE

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 2021 não foi publicado qualquer decisão do membro do Governo responsável pela área da energia que refira quais os elementos a considerar no estudo, a título de eventos extramercado de ordem interna. Neste sentido, entende a ERSE dever considerar o efeito combinado do conteúdo do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, e do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, ambos do Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

Assim, a ERSE considera no presente estudo, a título de eventos internos ao SEN, os seguintes: i) a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos na lei do Orçamento de Estado para 2021; 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.

Uma vez que o Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro constitui a mais recente definição de valores de pagamento a final por aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial – que foi efetuada já na ponderação do estudo da ERSE relativo ao ano de 2020 – entende-se ser ajustado considerar, no estudo relativo a 2021, os seguintes dois cenários de eventos extramercado internos ao SEN:

- **Cenário A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2020 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, 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 ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

3.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS AO SEN

Em relação aos eventos de ordem externa para 2021, 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%.

Este valor encontra-se isento de aplicação por aquelas centrais que utilizem como combustível o gás natural, de acordo com o *Real Decreto-ley 15/2018*⁸, de 5 de outubro (*Disposición final primera: Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales*).

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 *Resolución 1736/2013*, de 13 de fevereiro, está isento de tributação fiscal.

⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>

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 NWE⁹, 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. Em 2017, com a publicação do *Real Decreto-ley 10/2017*, a 9 de junho, a taxa de utilização dos recursos hídricos foi agravada em 3,5%, correspondendo a 25,5% do valor económico da energia elétrica produzida e injetada na rede. Com a publicação deste diploma, o nível de isenção acima descrito foi também alterado para 92% da taxa (taxa equivalente de 2,04%) para os centros electroprodutores hídricos com potência instalada até 50 MW, mantendo-se o nível de isenção de 90% da taxa (taxa equivalente de 2,55%) aos centros electroprodutores hídricos que possuam capacidade de bombagem, com potência instalada superior a 50 MW, desde que estes estejam enquadrados no âmbito de incentivos decorrentes da política energética geral. Tendo em consideração a informação da caracterização do centro electroprodutor hídrico, disponibilizado na página de internet ESIOS¹⁰ da *Red Eléctrica de España*, a ERSE estimou uma taxa média de utilização dos recursos hídrica, a partir da ponderação da potência instalada e da natureza do aproveitamento (com bombagem ou sem bombagem), de 19,1% do valor económico da energia elétrica produzida e injetada na rede.

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,

⁹ Poder calorífico de 38,65 GJ/ton.

¹⁰ Vide <https://www.esios.ree.es/es/unidades-fisicas>

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.

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 €/MWh¹¹ com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta a tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacto potencial no preço de mercado de 8,35 €/MWh (cerca de 16,7% do preço inicial). Por via da isenção fiscal dado ao consumo de gás natural prevista no *Real Decreto-ley* 15/2018, de 5 de outubro, a repercussão do regime fiscal por centrais de ciclo combinado a gás natural na receita unitária seria somente de 53,76 €/MWh¹², correspondente a um impacto potencial no preço de mercado de 3,76 €/MWh.

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

¹¹ 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 $50 \text{ €/MWh} / (1-7\%)$).

¹² Considerando o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio $50 \text{ €/MWh} / (1-7\%)$).

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.

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 2021.

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 2021, e à semelhança do que também ocorreu em 2019 e 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 julho e dezembro de 2021 e, conseqüentemente, a inexistência de evento extramercado de ordem externa.

Estas medidas, publicadas através do *Real Decreto-ley 12/2021*¹⁴, a 24 de junho, e do *Real Decreto-ley 17/2021*¹⁵, a 14 de setembro, compreendem a suspensão temporária, a partir de 1 de julho e 31 de dezembro de 2021, do imposto sobre a 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), por força da publicação do

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 €/MWh / (1-7%)).

¹⁴ <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/06/24/12>.

¹⁵ <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2021/09/14/17/con>.

Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, e do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, dentro do enquadramento jurídico nacional.

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 2021, 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 carvão¹⁶ e de gás natural, cuja consideração se fez, desde logo, no estabelecimento dos valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2020 por via do Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial); 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.

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 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2021, estabelece, para este ano, uma tributação ao consumo de gás natural pelas centrais, que

¹⁶ Não sendo de todo aplicável em 2021, no seguimento do descomissionamento da central termoelétrica a carvão de Sines, já que a central termoelétrica a carvão do Pego, por ter um Contrato de Aquisição de Energia, não se encontra abrangida pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

compreende um valor diretamente aplicável ao volume de gás natural propriamente dito e um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂, cujo valor do adicionamento se encontra isento por aquelas instalações abrangidas pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as abrangidas pela Exclusão Opcional prevista no CELE. Deve referir-se que a incidência deste regime se limita, no ano de 2021, à produção de eletricidade que utiliza gás natural como energia primária.

A Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, relativo ao Orçamento de Estado para 2018, estabelece que o valor de ISP aplicável ao gás natural consumido para produção de eletricidade é de 0,307 €/GJ. Por sua vez, a Lei do Orçamento de Estado para 2021 estabelece que o adicional de CO₂ é apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 30 €/tCO₂, e o índice de preço de licenças de emissão de CO₂ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º-A do CIEC.

Com a publicação da Portaria n.º 277/2020, de 14 de fevereiro, que veio fixar o valor da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO₂ para 2021, nos termos do n.º 1 do do n.º 2 do artigo 92.º-A do CIEC, em 23,921 €/tCO₂, o adicional de CO₂ resulta num valor de 6,079 €/tCO₂.

Por fim, mais estabelece a Lei do Orçamento de Estado para 2021 que a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/tCO₂, e que a repercussão das duas componentes é limitada a 20% do seu valor apurado em 2021 (n.º 8 do artigo 389.º da Lei do Orçamento de Estado para 2021). Em 2021, não se aplica o valor do adicional de CO₂ ao gás natural, no valor de 5 €/tCO₂, de acordo com a isenção prevista no n.º 12 do artigo 389.º da Lei do Orçamento de Estado para 2021, às instalações de produção enquadradas nessa disposição.

Neste contexto, e de forma resumida, a incidência do regime de ISP sobre a produção de energia elétrica resultantes do consumo de gás natural reflete-se na existência de um custo direto com essa produção, assente numa tributação do consumo de gás natural, e no sobrecusto decorrente das emissões de CO₂ geradas com essa produção.

Assim, o valor do impacte 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). Em 2021, não se aplica o correspondente sobrecusto ao ISP decorrente das emissões de CO₂ geradas com a produção de

eletricidade proveniente do consumo de gás natural, estando prevista essa isenção no âmbito da Lei do Orçamento de Estado para 2021.

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 2021, 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, 71/2018, de 31 de dezembro e pela própria Lei do Orçamento de Estado para 2020.

Em 2021, a Lei do Orçamento de Estado Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, refere que se “(...) mantém-se em vigor a contribuição extraordinária sobre o setor energético (...)”.

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.

Na Lei do Orçamento de Estado para 2020, foi considerado também isento de aplicação de CESE, a produção de eletricidade por intermédio de centros eletroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, nos termos definidos na alínea f) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com uma potência instalada inferior a 20 MW (n.º 2 do artigo 376.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020), sendo que a isenção não é aplicável aos sujeitos passivos que, no conjunto dos centros eletroprodutores por si detidos que utilizem fontes de energia renováveis, ultrapassem uma potência instalada de 60 MW abrangida por regimes de remuneração garantida.

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 2021) na base de informação previsional sobre a sua valorização e a informação de ajustamento (tarifas de 2022) processada até à realização do presente estudo.

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 2021 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 2021

Como aspeto prévio ao apuramento dos impactes de eventos de mercado, cabe mencionar que o ano de 2021 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 2021 vigorou uma isenção de aplicação durante o segundo semestre 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 entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2021. Por essa razão, o presente estudo efetua a avaliação dos impactes entre 1 de janeiro e 30 de junho de 2021, na medida em que o efeito de suspensão do evento foi igualmente considerado no ordenamento jurídico nacional, por via da publicação do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, e do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro.

Neste sentido, cabe detalhar que, no estudo referente ao ano de 2021:

- a) No caso de evento extramercado de ordem externa ao SEN (Pem^{UE}), a sua vigência é efetiva entre 1 de janeiro e 30 de junho de 2021, 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 segundo semestre de 2021);
- b) No caso dos eventos extramercado de ordem interna ao SEN (Pem^{PT}), a sua vigência é igualmente repercutida ao período entre 1 de janeiro e 30 de junho de 2021, sendo que os valores fixos para o ano são considerados na proporção correspondente – cerca de 50% 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
Coeficientes de regressão	$\beta_{carvão} = 0,98$	$\beta_{EXT} = 6,29$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,980	
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	

Fonte: elaboração ERSE

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	$\beta_{GN} = 0,91$	$\beta_{EXT} = 8,31$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,964	
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	

Fonte: elaboração ERSE

Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{hid} = 183,51$	$\beta_{EXT} = 34,59$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,957	
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	

Fonte: elaboração ERSE

Conforme se pode extrair das tabelas acima, os valores de *pass through* do evento extramercado variam entre os 6,29 €/MWh (para as centrais térmicas a carvão) e os 34,59 €/MWh das centrais hídricas. O valor do coeficiente associado ao regime fiscal no caso das centrais de ciclo combinado a gás natural é de 8,31 €/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.

Os parâmetros de *pass through* estimados através do estudo regressivo foram limitados ao valor do evento extramercado externo por tecnologia, estimado a partir da média horária do preço do mercado diário na zona espanhola do MIBEL, com a incorporação da internalização dos seguintes efeitos fiscais: (i) **CCGT**: imposto sobre a produção de energia elétrica, (ii) **Carvão**: imposto sobre a produção de energia eléctrica e imposto especial sobre o consumo de carvão (cêntimo verde) e (iii) **Hídrica**: imposto sobre a produção de energia eléctrica e taxaço da utilização dos recursos hídricos, e ponderado pelo volume despachado no mercado diário, por tecnologia, em Espanha

Tabela 11 – Resultados da estimação de *pass through* às ofertas de mercado

Tecnologia	Coefficiente regressivo	Valor equivalente do evento extramercado	<i>Pass-through</i> final
Centrais a carvão	6,29 €/MWh	12,09 €/MWh	6,29 €/MWh
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	8,31 €/MWh	5,72 €/MWh	5,72 €/MWh
Centrais hídricas	34,59 €/MWh	16,64 €/MWh	16,64 €/MWh

Fonte: elaboração ERSE

Tendo presentes os valores obtidos, foram utilizados os coeficientes de *pass through* final 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 12.

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 12 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos
Ano 2021, de janeiro a junho, valores em €/MWh

	PMD real	PMD simulado	Pem ^{UE}
Ano	58,47	51,37	7,10
Janeiro	63,06	56,75	6,31
Fevereiro	28,93	24,80	4,13
Março	45,63	38,94	6,69
Abril	65,13	56,58	8,55
Maió	66,27	57,62	8,65
Junho	83,23	74,51	8,72

Nota: para os meses de julho a dezembro de 2021, a simulação de novos preços não foi produzida, dada à suspensão da vigência do único evento extramercado de ordem externa ao SEN.

Como evidencia a tabela de resultado, para o ano de 2021 – de janeiro a junho, 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 7,10 €/MWh¹⁷, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL. Estes diferenciais

¹⁷ O diferencial de preços por aplicação de uma média aritmética simples ascende a 7,27 €/MWh.

variaram entre um mínimo de 4,13 €/MWh registados em fevereiro e 8,72 €/MWh registados em junho.

Esta informação é igualmente explicitada na Figura 5.

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

Ano 2021, de janeiro a junho



Fonte: OMIE; ERSE; elaboração 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 carvão e gás natural, a consideração deste evento está integrada no apuramento do valor de pagamento a final que foi aprovado para o ano de 2020, estabelecido pelo

Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo 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 a final para 2020, sendo a sua consideração para o presente estudo apenas suscitada pela publicação, em 27 de dezembro de 2019, de Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Despacho n.º 12424-A/2019).

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 A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2020 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, 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 ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

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

Tendo em consideração o regime de ISP previsto na Lei do Orçamento de Estado para 2021 e a sua caracterização sumária do evento extramercado de ordem interna, já previamente apresentado no documento (secção 3.2.1), interessa apresentar a estimacão do efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicacão do regime de ISP a centrais abrangidas pelo presente estudo (centrais de ciclo combinado a gás natural).

Para o gás natural, foi tido em consideracão um valor padrã para a eficiência relativa das centrais abrangidas pela aplicacão do regime de equilíbrio concorrencial e submetida, em cumulacão, 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, 51% (rácio de transformação da energia primária em energia elétrica, em MWh) e de um fator de emissão de 396 gCO₂/kWh (calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de CO₂ aplicável ao gás natural de 0,0561 tCO₂/GJ para o ano de 2021, de acordo com o artigo 3.º da Portaria n.º 277/2020, de 4 de dezembro).

Neste contexto, a ERSE avalia em 0,43 €/MWh o efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicação do regime de ISP às centrais de ciclo combinado abrangidas pelo presente estudo, que se encontram isentas do valor do adicional de CO₂ aplicável ao gás natural, pelas razões previamente apresentadas.

4.3.2 CESE

Para efetivo apuramento do valor de CESE a ser considerado para efeitos do estudo relativo ao ano de 2021, 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 37,491 milhões de euros, decorre do cruzamento das incidências da CESE e do mencionado mecanismo de equilíbrio concorrencial, o qual resulta na informação constante da Tabela 13, adiante apresentada. O valor acima indicado inclui a central termoelétrica a carvão de Sines, sendo que esta central não observou volumes de energia injetados na rede sujeitos ao mecanismo de equilíbrio concorrencial até à data do seu descomissionamento a 15 de janeiro de 2021.

Para a PRE em mercado foram considerados valores nulos de CESE, na medida em que, dada a sua respetiva granularidade, não existe informação detalhada quanto aos valores que possam efetivamente ter sido liquidados junto da autoridade tributária, por aplicação do procedimento de auto-liquidação previsto na legislação respetiva.

Tabela 13 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo

Tecnologia	Regime	Agente	Central	CESE (€)	
Hídrica	CMEC	EDP	Aguieira	811 041 €	
			Alto Lindoso	1 675 622 €	
			Caldeirão	237 966 €	
			Carrapatelo	884 896 €	
			Crestuma-Lever	1 146 411 €	
			Frades	630 223 €	
			Pocinho	914 797 €	
			Pracana	92 159 €	
			Raiva	206 337 €	
			Régua	888 374 €	
			Torrão	391 537 €	
			Touvedo	216 326 €	
			Valeira	1 029 899 €	
			Vilarinho das Furnas	423 962 €	
			Tabuaço (Vilar)	140 801 €	
Mercado	EDP	Alqueva I / Alqueva II	2 702 041 €		
		Alto Rabagão	867 918 €		
		Belver	307 634 €		
		Bouçã	107 598 €		
		Cabril	71 935 €		
		Caniçada	673 549 €		
		Castelo do Bode	236 876 €		
		Desterro	0 €		
		Fratel	414 665 €		
		Paradela	439 600 €		
		Ponte de Jugais	0 €		
		Ribeiradio/Ermida	0 €		
		Sabugueiro I	0 €		
		Salamonde I	213 075 €		
		Salamonde II	1 871 421 €		
		Santa Luzia	161 777 €		
		Varosa	56 327 €		
		Venda Nova III (Frades II)	3 427 308 €		
		Vila Cova	49 494 €		
		Vila Nova	219 031 €		
		MOVHERA		Baixo Sabor (Jusante)	1 864 081 €
				Baixo Sabor (Montante)	4 604 680 €
				Bemposta I	346 725 €
Bemposta II	910 142 €				
Foz Tua	0 €				
Miranda I	254 787 €				
Miranda II	267 526 €				
Picote I	222 712 €				
Picote II	1 149 654 €				
Carvão	Mercado	EDP	Sines	900 €	
CCGT	Mercado	EDP	Lares	1 492 992 €	
			TER	1 597 732 €	
		ENDESA	Pego CC	3 268 342 €	
TOTAL				37 490 875 €	

Fonte: EDP Gestão da Produção de Energia, ENDESA, MOVHERA, elaboração 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 2021 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 126,378 milhões de euros¹⁸, e a lista de centros electroprodutores considerados para a repercussão dos custos de tarifa social em 2021 consta da tabela inserta no Anexo I ao documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 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 2021 foram, posteriormente, objeto de um primeiro ajustamento em sede de tarifas para o ano 2022. O valor global de ajustamento estimado para 2021 e repercutido nas tarifas para 2022 ascendeu, em termos globais, a -8,968 milhões de euros¹⁹, com a desagregação que se apresenta na página 303 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

Na tabela seguinte são apresentados os encargos estimados com a tarifa social por centro electroprodutor para 2021, conforme apresentado no exercício tarifário de 2022. Importa referir que na tabela são apresentados todos os centros electroprodutores que suportaram custos com Tarifa Social em 2021, num montante global de 117,41 milhões 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

¹⁸ Vide [documento](#) “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.317.

¹⁹ Vide [documento](#) “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.303.

mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que em 2021 correspondeu a um montante global de aproximadamente 99,688 milhões de euros, que inclui a central termoelétrica a carvão de Sines, sendo que esta central não observou volumes de energia injetados na rede sujeitos ao mecanismo de equilíbrio concorrencial até à data do seu descomissionamento a 15 de janeiro de 2021. Os centros eletroprodutores que estão isentos da aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua atual redação, pagaram uma tarifa social no montante de 17,722 milhões 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 14 - Valores de Tarifa Social estimados para 2021 no exercício tarifário de 2022

Tecnologia	Regime	Agente	Central	Tarifa Social (€)	Centrais Sujeitas (aplicação DL74)	
Hídrica	CMEC	EDP	Aguieira	2 795 598,80 €	sujeito	
			Alto Lindoso	6 523 063,88 €	sujeito	
			Caldeirão	331 330,23 €	sujeito	
			Carrapatelo	1 863 732,54 €	sujeito	
			Crestuma-Lever	1 087 177,31 €	sujeito	
			Frades	1 977 627,30 €	sujeito	
			Pocinho	1 713 598,53 €	sujeito	
			Pracana	424 516,86 €	sujeito	
			Raiva	248 497,67 €	sujeito	
			Régua	1 615 234,86 €	sujeito	
			Torrão	1 511 694,17 €	sujeito	
			Touvedo	227 789,53 €	sujeito	
			Valeira	2 236 479,04 €	sujeito	
			Vilarinho das Furnas	1 428 861,61 €	sujeito	
			Tabuaço (Vilar)	662 660,46 €	sujeito	
			Mercado	EDP		Alqueva I / Alqueva II
	Alto Rabagão	745 493,01 €				sujeito
	Belver	835 573,42 €				sujeito
	Bouçã	455 579,06 €				sujeito
	Cabril	1 118 239,52 €				sujeito
	Caniçada	641 952,32 €				sujeito
	Castelo do Bode	1 646 297,07 €				sujeito
	Desterro	136 673,72 €				sujeito
	Fratel	1 366 737,19 €				sujeito
	Paradela	559 119,76 €				sujeito
	Ponte de Jugais	210 187,61 €				sujeito
	Ribeiradio/Ermida	773 449,00 €				sujeito
	Sabugueiro I	132 532,09 €				sujeito
	Salamonde I	434 870,93 €				sujeito
	Salamonde II	2 319 311,60 €				sujeito
	Santa Luzia	298 197,21 €				sujeito
	Varosa	258 851,74 €				sujeito
	Venda Nova III (Frades II)	8 272 901,65 €				sujeito
	Vila Cova	242 285,23 €				sujeito
	Vila Nova	931 866,27 €				sujeito
	MOVHERA			Baixo Sabor (Jusante)	372 746,51 €	sujeito
Baixo Sabor (Montante)				1 584 172,66 €	sujeito	
Bemposta I				2 174 354,63 €	sujeito	
Bemposta II				2 101 876,14 €	sujeito	
Foz Tua				2 795 598,80 €	sujeito	
Miranda I				1 956 919,16 €	sujeito	
Miranda II				1 863 732,54 €	sujeito	
Picote I				2 019 043,58 €	sujeito	
Picote II				2 543 994,91 €	sujeito	
PRE (Regime Garantido)						Ermal
	Pedrogão	104 576,10 €	isento			
	Sabugueiro II	103 540,70 €	isento			
	Senhora do Porto	91 115,81 €	isento			
Carvão	Mercado	EDP	Sines	497 540,00 €	sujeito	
	CAE	RENT	Pego	6 369 823,65 €	isento	
CCGT	Mercado	EDP	Lares	9 329 016,75 €	sujeito	
			TER	12 524 282,64 €	sujeito	
		ENDESA	Pego CC	8 749 188,85 €	sujeito	
			Turbogás	10 945 287,02 €	isento	
Total				117 410 517,39 €		

Fonte: elaboração 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 alternativos, que correspondem à consideração apenas dos valores de incidência do regime de ISP (**cenário A**), e à consideração conjunta dos valores de incidência do regime de ISP, dos valores de CESE e dos custos de tarifa social (**cenário B**).

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 A

O **cenário A** considera apenas como evento extramercado de ordem interna o ISP. De acordo, com o artigo 389.º da Lei do Orçamento de Estado para 2021, para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o ISP aplicou-se apenas 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.

No gás natural, **o montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna**, devido aos encargos de ISP apurado de 0,43 €/MWh, é **nulo** derivado do facto das centrais de ciclo combinado a gás natural estarem isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por não terem superado as 2 000 horas de de utilização da potência instalada.

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)

Tecnologia	Central/AB	Produção (GWh)			Eventos Extramercado Internos (EUR)			
		2021	Jan.-Jun.	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	Lares	1 723	821	0	- €	- €	- €	- €
	TER	2 132	905	0	- €	- €	- €	- €
	Pego CC	3 291	984	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	ACAVADO	1 381	567	567	- €	- €	- €	- €
	ADOURO	3 083	2 136	2 136	- €	- €	- €	- €
	AGUADIA	21	4	4	- €	- €	- €	- €
	ALIMA	822	581	581	- €	- €	- €	- €
	AMONDEG	347	283	283	- €	- €	- €	- €
	ATEJZEZ	1 620	1 109	1 109	- €	- €	- €	- €
	DOUSUP	3 094	2 439	2 439	- €	- €	- €	- €
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgosa	72	32	32	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Central Hidroelétrica de Alvadia	23	17	17	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica Sra. de Monforte	17	16	16	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Sordo	3	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Terragido	26	21	21	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Torga	24	20	20	- €	- €	- €	- €
PRE Fotovoltaica	Central Fotovoltaica da Amareleja	29	14	14	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	23	11	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Azambuja	12	6	6	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Solar dos Barros	11	5	5	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Cruz do Campo 1	16	8	8	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Casa Nova	22	11	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Évora 3	54	26	26	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Gloria	43	22	22	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	77	36	36	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Infantado	27	13	13	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	73	33	33	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 1	19	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 2	19	2	2	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 3	25	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ourika!	69	32	32	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ourique	99	48	48	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Morgado de Arge	0	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Freixial	15	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Alcanhões	25	6	6	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Fonte Figueira	1	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ferreira do Alentejo	2	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ferreira	3	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Alcoutim	8	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Larinho	7	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mexeiro	23	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Moura	45	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Sado	13	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Tapadas	12	6	6	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Tendeiros	42	21	21	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Vale Matanças	11	5	5	- €	- €	- €	- €
Central Solar de Vale de Moura	47	23	23	- €	- €	- €	- €	
PRE Térmica	Petrogal (Sines)	0	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Cogeração da Navigator Paper - Setúbal	33	0	0	- €	- €	- €	- €
	Suldouro - Aterro de Gestal (Grupo 6)	0	0	0	- €	- €	- €	- €
TOTAL		18 584	10 271	7 561	- €	- €	- €	- €

Fonte: elaboração ERSE

CENÁRIO B

Para efeitos do cálculo do valor dos encargos apurados de CESE e Tarifa Social ao período de aplicação do mecanismo concorrencial, considerou-se o valor anual do encargo ponderado pela proporção referente ao número de horas do período de aplicação (janeiro a junho: 4 343 horas) pelo número de horas do ano de 2021 (8 760 horas).

AVALIAÇÃO DE IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO NA FORMAÇÃO NO PREÇO DE MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE – 2021

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 16 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 16 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro electroprodutor abrangido)

Tecnologia	Regime	Agente	Central	AB	CESE (EUR)			Tarifa Social (EUR)					
					2021	Jan-Jun	Jan-Jun*	2021	Jan-Jun	Jan-Jun*			
Hídrica	CMEC	EDP	Aguieira	AMONDEG	811 041 €	402 095 €	402 095 €	2 795 599 €	1 385 992 €	1 385 992 €			
			Alto Lindoso	ALIMA	1 675 622 €	830 734 €	830 734 €	6 523 064 €	3 233 980 €	3 233 980 €			
			Caldeirão	ATEIZEZ	237 966 €	117 978 €	117 978 €	331 330 €	164 266 €	164 266 €			
			Carrapatelo	ADOURO	884 896 €	438 711 €	438 711 €	1 863 733 €	923 994 €	923 994 €			
			Crestuma-Lever	ADOURO	1 146 411 €	568 363 €	568 363 €	1 087 177 €	538 997 €	538 997 €			
			Frades	ACAVADO	630 223 €	312 450 €	312 450 €	1 977 627 €	980 461 €	980 461 €			
			Pocinho	ADOURO	914 797 €	453 535 €	453 535 €	1 713 599 €	849 561 €	849 561 €			
			Pracana	ATEIZEZ	92 159 €	45 690 €	45 690 €	424 517 €	210 465 €	210 465 €			
			Raiva	AMONDEG	206 337 €	102 297 €	102 297 €	248 498 €	123 199 €	123 199 €			
			Régua	ADOURO	888 374 €	440 435 €	440 435 €	1 615 235 €	800 795 €	800 795 €			
			Torrão	ADOURO	391 537 €	194 115 €	194 115 €	1 511 694 €	749 462 €	749 462 €			
			Touvedo	ALIMA	216 326 €	107 250 €	107 250 €	227 790 €	112 933 €	112 933 €			
			Valeira	ADOURO	1 029 899 €	510 599 €	510 599 €	2 236 479 €	1 108 793 €	1 108 793 €			
			Vilarinho das Furnas	ACAVADO	423 962 €	210 190 €	210 190 €	1 428 862 €	708 396 €	708 396 €			
			Tabuaco (Vilar)	ADOURO	140 801 €	69 806 €	69 806 €	662 660 €	328 531 €	328 531 €			
			Mercado	EDP		Alqueva I / Alqueva II	AGUADIA	2 702 041 €	1 339 608 €	1 339 608 €	5 148 043 €	2 552 278 €	2 552 278 €
						Alto Rabagão	ACAVADO	867 918 €	430 293 €	430 293 €	745 493 €	369 598 €	369 598 €
						Belver	ATEIZEZ	307 634 €	152 518 €	152 518 €	835 573 €	414 257 €	414 257 €
						Bouçã	ATEIZEZ	107 598 €	53 345 €	53 345 €	455 579 €	225 865 €	225 865 €
						Cabril	ATEIZEZ	71 935 €	35 664 €	35 664 €	1 118 240 €	554 397 €	554 397 €
						Cançada	ACAVADO	673 549 €	333 930 €	333 930 €	641 952 €	318 265 €	318 265 €
	Castelo do Bode	ATEIZEZ				236 876 €	117 437 €	117 437 €	1 646 297 €	816 195 €	816 195 €		
	Desterro	ATEIZEZ				0 €	0 €	0 €	136 674 €	67 760 €	67 760 €		
	Fratel	ATEIZEZ				414 665 €	205 581 €	205 581 €	1 366 737 €	677 596 €	677 596 €		
	Paradela	ACAVADO				439 600 €	217 943 €	217 943 €	559 120 €	277 198 €	277 198 €		
	Ponte de Jugais	ATEIZEZ				0 €	0 €	0 €	210 188 €	104 206 €	104 206 €		
	Ribeiradio/Ermida	AMONDEG				0 €	0 €	0 €	773 449 €	383 458 €	383 458 €		
	Sabugueiro I	ATEIZEZ	0 €	0 €	0 €	132 532 €	65 706 €	65 706 €					
	Salamonde I	ACAVADO	213 075 €	105 638 €	105 638 €	434 871 €	215 599 €	215 599 €					
	Salamonde II	ACAVADO	1 871 421 €	927 806 €	927 806 €	2 319 312 €	1 149 860 €	1 149 860 €					
	Santa Luzia	ATEIZEZ	161 777 €	80 205 €	80 205 €	298 197 €	147 839 €	147 839 €					
	Varosa	ADOURO	56 327 €	27 926 €	27 926 €	258 852 €	128 333 €	128 333 €					
	Venda Nova III (Frades II)	ACAVADO	3 427 308 €	1 699 178 €	1 699 178 €	8 272 902 €	4 101 508 €	4 101 508 €					
Vila Cova	ATEIZEZ	49 494 €	24 538 €	24 538 €	242 285 €	120 119 €	120 119 €						
Vila Nova	ACAVADO	219 031 €	108 591 €	108 591 €	931 866 €	461 997 €	461 997 €						
MOVHERA			Baixo Sabor (Jusante)	DOUSUP	1 864 081 €	924 167 €	924 167 €	372 747 €	184 799 €	184 799 €			
			Baixo Sabor (Montante)	DOUSUP	4 604 680 €	2 282 891 €	2 282 891 €	1 584 173 €	785 395 €	785 395 €			
			Bemposta I	DOUSUP	346 725 €	171 898 €	171 898 €	2 174 355 €	1 077 993 €	1 077 993 €			
			Bemposta II	DOUSUP	910 142 €	451 227 €	451 227 €	2 101 876 €	1 042 060 €	1 042 060 €			
			Foz Tua	DOUSUP	0 €	0 €	0 €	2 795 599 €	1 385 992 €	1 385 992 €			
			Miranda I	DOUSUP	254 787 €	126 317 €	126 317 €	1 956 919 €	970 194 €	970 194 €			
			Miranda II	DOUSUP	267 526 €	132 633 €	132 633 €	1 863 733 €	923 994 €	923 994 €			
			Picote I	DOUSUP	222 712 €	110 415 €	110 415 €	2 019 044 €	1 000 994 €	1 000 994 €			
			Picote II	DOUSUP	1 149 654 €	569 971 €	569 971 €	2 543 995 €	1 261 252 €	1 261 252 €			
			Carvão	Mercado	EDP	Sines		900 €	446 €	0 €	497 540 €	246 669 €	0 €
Lares		1 492 992 €				740 190 €	0 €	9 329 017 €	4 625 105 €	0 €			
CCGT	Mercado	EDP	TER		1 597 732 €	792 118 €	0 €	12 524 283 €	6 209 242 €	0 €			
			Pego CC	ENDESA	3 268 342 €	1 620 366 €	0 €	8 749 189 €	4 337 640 €	0 €			
TOTAL					37 490 875 €	18 587 085 €	15 433 965 €	99 688 492 €	49 423 187 €	34 004 532 €			

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

Nas colunas “2021” são apresentados, por central, os encargos totais com a CESE, de acordo com a informação reportada pelos respetivos produtores visados - no montante de 37 491 milhares de euros - e os encargos totais com Tarifa Social, usando como fonte a informação do documento das tarifas “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, no valor de

99 688 milhares de euros. Estes montantes correspondem à tributação anual dos encargos, isto é, referente a 12 meses (janeiro a dezembro de 2021). Contudo, e como atrás referido, o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, no âmbito do presente estudo, é de janeiro a junho, assim nas colunas “Jan-Jun” são apresentados os valores dos encargos com CESE e Tarifa social para os 6 meses de aplicação (janeiro a junho) obtidos através do montante total anual (coluna “2021”) ponderado pelo rácio entre o número de horas do período de aplicação do mecanismo (4 343 horas) e o total de horas anuais em 2021 (8 760 horas), obtendo-se um valor de CESE de 18 587 milhares de euros e de Tarifa Social de 49 423 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, nem a central termoelétrica a carvão de Sines, sendo que esta central não observou volumes de energia injetados na rede sujeitos ao mecanismo de equilíbrio concorrencial até à data do seu descomissionamento a 15 de janeiro de 2021.

Nas colunas “Jan-Jun*” é tido em consideração esta isenção²⁰ bem como o descomissionamento da central termoelétrica a carvão de Sines, não sendo imputados os valores da CESE e Tarifa social (valor nulo para a CESE e Tarifa social).

O valor dos encargos apurados com a CESE e Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo concorrencial totaliza assim 15 434 milhares de euros e 34 005 milhares de euros.

A Tabela 17 apresenta os mesmos resultados, mas agregando as centrais hídricas por área de balanço.

²⁰ No 1.º semestre de 2021, a produção ocorrida em cada uma das centrais de ciclo combinado a gás natural não ultrapassou o limiar da isenção das 2 000 horas prevista no Decreto-Lei n.º 74/2019, na sua atual redação.

Tabela 17 - 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	Agente	Central/AB	CESE (EUR)			Tarifa Social (EUR)		
			2021	Jan-Jun	Jan-Jun*	2021	Jan-Jun	Jan-Jun*
Carvão	EDP	Sines	900,00 €	446,20 €	0,00 €	497 540,00 €	246 668,52 €	0,00 €
CCGT	EDP	Lares	1 492 992,30 €	740 190,13 €	0,00 €	9 329 016,75 €	4 625 104,99 €	0,00 €
	EDP	TER	1 597 732,31 €	792 117,74 €	0,00 €	12 524 282,64 €	6 209 241,95 €	0,00 €
	ENDESA	Pego CC	3 268 341,88 €	1 620 366,30 €	0,00 €	8 749 188,85 €	4 337 640,09 €	0,00 €
Hídrica	EDP	ACAVALADO	8 766 087,96 €	4 346 018,26 €	4 346 018,26 €	17 312 004,45 €	8 582 880,74 €	8 582 880,74 €
	EDP	ADOURO	5 453 042,83 €	2 703 489,16 €	2 703 489,16 €	10 949 428,65 €	5 428 466,74 €	5 428 466,74 €
	EDP	AGUADIA	2 702 040,72 €	1 339 607,63 €	1 339 607,63 €	5 148 043,43 €	2 552 277,69 €	2 552 277,69 €
	EDP	ALIMA	1 891 948,94 €	937 983,36 €	937 983,36 €	6 750 853,41 €	3 346 912,83 €	3 346 912,83 €
	EDP	AMONDEG	1 017 377,58 €	504 391,65 €	504 391,65 €	3 817 545,48 €	1 892 648,40 €	1 892 648,40 €
	EDP	ATEIZEZ	1 680 103,95 €	832 955,65 €	832 955,65 €	7 198 149,22 €	3 568 671,47 €	3 568 671,47 €
	MOVHERA	DOUSUP	9 620 306,25 €	4 769 519,41 €	4 769 519,41 €	17 412 438,92 €	8 632 673,77 €	8 632 673,77 €
			TOTAL	37 490 875 €	18 587 085 €	15 433 965 €	99 688 492 €	49 423 187 €

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

A Tabela 18 apresenta a **valorização dos eventos extramercado internos**, identificados no presente estudo, para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial aos centro eletroprodutores abrangidos e em regime de exploração, com a agregação das centrais hídricas por área de balanço. O **montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna é de 49,438 milhões de euros**, imputáveis somente às centrais hídricas, já que as centrais de ciclo combinado a gás natural estão isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada.

Tabela 18 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

Tecnologia	Central/AB	Produção (GWh)			Eventos Extramercado Internos (EUR)			
		2021	Jan.-Jun.	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	Lares	1 723	821	0	- €	- €	- €	- €
	TER	2 132	905	0	- €	- €	- €	- €
	Pego CC	3 291	984	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	ACAVADO	1 381	567	567	- €	4 346 018 €	8 582 881 €	12 928 899 €
	ADOURO	3 083	2 136	2 136	- €	2 703 489 €	5 428 467 €	8 131 956 €
	AGUADIA	21	4	4	- €	1 339 608 €	2 552 278 €	3 891 885 €
	ALIMA	822	581	581	- €	937 983 €	3 346 913 €	4 284 896 €
	AMONDEG	347	283	283	- €	504 392 €	1 892 648 €	2 397 040 €
	ATEJZEZ	1 620	1 109	1 109	- €	832 956 €	3 568 671 €	4 401 627 €
	DOUSUP	3 094	2 439	2 439	- €	4 769 519 €	8 632 674 €	13 402 193 €
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgorosa	72	32	32	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Central Hidroeléctrica de Alvadia	23	17	17	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroeléctrica Sra. de Monforte	17	16	16	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroeléctrica de Sordo	3	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroeléctrica de Terragido	26	21	21	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroeléctrica de Torga	24	20	20	- €	- €	- €	- €
PRE Fotovoltaica	Central Fotovoltaica da Amareleja	29	14	14	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	23	11	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Azambuja	12	6	6	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Solar dos Barros	11	5	5	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Cruz do Campo 1	16	8	8	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Casa Nova	22	11	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Évora 3	54	26	26	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Gloria	43	22	22	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	77	36	36	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Infantado	27	13	13	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	73	33	33	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 1	19	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 2	19	2	2	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Nisa 3	25	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ourika!	69	32	32	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ourique	99	48	48	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Morgado de Arge	0	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Freixial	15	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Alcanhões	25	6	6	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Fonte Figueira	1	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ferreira do Alentejo	2	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Ferreira	3	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Alcoutim	8	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Larinho	7	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mexeiro	23	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Moura	45	3	3	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Sado	13	0	0	- €	- €	- €	- €
Central Fotovoltaica de Tapadas	12	6	6	- €	- €	- €	- €	
Central Fotovoltaica de Tendeiros	42	21	21	- €	- €	- €	- €	
Central Fotovoltaica Vale Matanças	11	5	5	- €	- €	- €	- €	
Central Solar de Vale de Moura	47	23	23	- €	- €	- €	- €	
PRE Térmica	Petrogal (Sines)	0	0	0	- €	- €	- €	- €
	Central Cogeração da Navigator Paper - Setúbal	33	0	0	- €	- €	- €	- €
	Suldouro - Aterro de Gestal (Grupo 6)	0	0	0	- €	- €	- €	- €
TOTAL		18 584	10 271	7 561	- €	15 433 965 €	34 004 532 €	49 438 497 €

Fonte: elaboração 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 4.2 deste capítulo e corresponde à identificação do efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português que o estudo estimou em **7,10 €/MWh** para 2021.

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o segundo termo da expressão (mencionado na secção 4.3 deste capítulo e cénarizado pelas razões aí expressas), corresponde ao valor combinado dos eventos extramercado de ordem interna relativo ao ISP aplicável ao gás natural, à CESE e à tarifa social aplicável a todas as tecnologias, com exceção da PRE em mercado, cujo valor global é:

- **Nulo**, no **cenário A**, com a desagregação constante da Tabela 19, devido ao facto das centrais de ciclo combinado a gás natural estarem isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP aplicável ao gás natural;

Tabela 19 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	7 120	- €	- €	- €	- €
PRE	441	- €	- €	- €	- €
TOTAL	7 561	- €	- €	- €	- €

Fonte: elaboração ERSE

- De **49,438 milhões de euros**, no **cenário B** com a desagregação constante da Tabela 20.

Tabela 20 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	Jan.-Jun.*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
CCGT	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	7 120	- €	15 433 965 €	34 004 532 €	49 438 497 €
PRE	441	- €	- €	- €	- €
TOTAL	7 561	- €	15 433 965 €	34 004 532 €	49 438 497 €

Fonte: elaboração 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 2021.

No **cenário A**, através da observação da Tabela 21, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para cada tecnologia em análise (Hídrica e PRE em mercado) são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 7,10 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. As centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) como estão isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por estas não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP devido ao consumo de gás natural. 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 21 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10
PRE	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, através da observação da Tabela 22, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia permitem auferir um valor de $Pliq_t^k$ à Hídrica de 0,15 €/MWh, devido à consideração do valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicável a esta tecnologia no valor de 6,95 €/MWh. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) como estão isentas de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial por estas não terem superado as 2 000 horas de utilização da potência instalada, pelo que não lhes é aplicável o montante de ISP devido ao consumo de gás natural, de CESE e de Tarifa Social. 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 22 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
CCGT	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Hídrica	7,10	0,00	2,17	4,78	6,95	0,15
PRE	7,10	0,00	0,00	0,00	0,00	7,10

Fonte: elaboração ERSE

Conclui-se, neste cenário que a PRE em mercado irá suportar grande parte do pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial, sem prejuízo deste, por força da aplicação do despacho interpretativo do 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.

Do ponto de vista dos **volumes apurados para o ano de 2021 (de janeiro a junho)**, foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a **7 561 GWh**, com a repartição que se explicita na Tabela 23. 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, desprezou-se a produção, já que no período em análise (janeiro a junho de 2021) estiveram abaixo do limiar das 2 000 horas de funcionamento (a central de ciclo combinado a gás natural do Ribatejo – TER - em redor das 750 horas de funcionamento, a central de ciclo combinado a gás natural de Lares em redor das 1 000 horas de funcionamento e a central de ciclo combinado a gás natural do Pego - Pego CC - em redor das 1 100 horas de funcionamento).

Tabela 23 - 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)		
		2021	Jan.-Jun.	Jan.-Jun.*
CCGT	Lares	1 723	821	0
	TER	2 132	905	0
	Pego CC	3 291	984	0
Hídrica	ACAVADO	1 381	567	567
	ADOURO	3 083	2 136	2 136
	AGUADIA	21	4	4
	ALIMA	822	581	581
	AMONDEG	347	283	283
	ATEJZEZ	1 620	1 109	1 109
	DOUSUP	3 094	2 439	2 439
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgosa	72	32	32
PRE Hídrica	Central Hidroelétrica de Alvadia	23	17	17
	Central Hidroelétrica Sra. de Monforte	17	16	16
	Central Hidroelétrica de Sordo	3	0	0
	Central Hidroelétrica de Terragido	26	21	21
	Central Hidroelétrica de Torga	24	20	20
PRE Fotovoltaica	Central Fotovoltaica da Amareleja	29	14	14
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	23	11	11
	Central Fotovoltaica de Azambuja	12	6	6
	Central Fotovoltaica Solar dos Barros	11	5	5
	Central Fotovoltaica de Cruz do Campo 1	16	8	8
	Central Fotovoltaica de Casa Nova	22	11	11
	Central Fotovoltaica de Évora 3	54	26	26
	Central Fotovoltaica da Gloria	43	22	22
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	77	36	36
	Central Fotovoltaica do Infantado	27	13	13
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	73	33	33
	Central Fotovoltaica Nisa 1	19	3	3
	Central Fotovoltaica Nisa 2	19	2	2
	Central Fotovoltaica Nisa 3	25	3	3
	Central Fotovoltaica de Ourika!	69	32	32
	Central Fotovoltaica de Ourique	99	48	48
	Central Fotovoltaica Morgado de Arge	0	0	0
	Central Fotovoltaica do Freixial	15	0	0
	Central Fotovoltaica de Alcanhões	25	6	6
	Central Fotovoltaica de Fonte Figueira	1	0	0
	Central Fotovoltaica de Ferreira do Alentejo	2	0	0
	Central Fotovoltaica de Ferreira	3	0	0
	Central Fotovoltaica de Alcoutim	8	0	0
	Central Fotovoltaica de Larinho	7	0	0
	Central Fotovoltaica de Mexeiro	23	0	0
	Central Fotovoltaica de Moura	45	3	3
	Central Fotovoltaica do Sado	13	0	0
	Central Fotovoltaica de Tapadas	12	6	6
	Central Fotovoltaica de Tendeiros	42	21	21
	Central Fotovoltaica Vale Matanças	11	5	5
Central Solar de Vale de Moura	47	23	23	
PRE Térmica	Petrogal (Sines)	0	0	0
	Central Cogeração da Navigator Paper - Setúbal	33	0	0
	Suldouro - Aterro de Gestal (Grupo 6)	0	0	0
TOTAL		18 584	10 271	7 561

Fonte: REN; elaboração ERSE

Na Tabela 24, é possível observar os volumes apurados agregados por tecnologia, distinguindo a PRE em mercado das restantes tecnologias de geração convencionais (no qual representa cerca de 5,8% do volume sujeito, em 441 GWh), relativamente ao período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2021 (de janeiro a junho).

**Tabela 24 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial
(Produção líquida de bombagem, por tecnologia)**

	Volume Global sujeito (GWh)	Hídrica	CCGT	PRE em mercado
Jan.-Jun.	7 561	7 120	0	441
Janeiro	1 374	1 321	0	53
Fevereiro	2 360	2 305	0	55
Março	1 613	1 534	0	79
Abril	977	911	0	65
Maio	555	463	0	92
Junho	682	586	0	96

Fonte: REN; elaboração ERSE

No **cenário A**, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $P_{liq}_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no **montante global de 53,681 milhões 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 Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo os proveitos do mecanismo de equilíbrio concorrencial para um **montante de 50,55 milhões de euros**.

Tabela 25 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário A)

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De PRE em mercado
Jan.-Jun.	53 681	50 550	0	3 130
Janeiro	9 755	9 377	0	378
Fevereiro	16 757	16 365	0	392
Março	11 451	10 888	0	562
Abril	6 935	6 471	0	463
Maio	3 939	3 287	0	652
Junho	4 844	4 161	0	683

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, 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 4,198 milhões de euros**, suportados pela Hídrica e pela PRE em mercado. Contudo o valor suportado pela PRE em mercado pode no limite tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo o montante de proveitos do mecanismo de equilíbrio concorrencial para um **montante de 1,068 milhões de euros** equivalente ao valor suportado pela Hídrica.

Tabela 26 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário B)

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De PRE em mercado
Jan.-Jun.	4 198	1 068	0	3 130
Janeiro	576	198	0	378
Fevereiro	737	346	0	392
Março	792	230	0	562
Abril	600	137	0	463
Maio	722	69	0	652
Junho	771	88	0	683

Fonte: elaboração ERSE