

Outubro de 2022

O mecanismo ibérico de ajuste dos preços da eletricidade

Nota Rápida de Prospetiva

Unidade Técnica de Prospetiva e Planeamento

FICHA TÉCNICA

Título

O mecanismo ibérico de ajuste dos preços da eletricidade
Nota Rápida de Prospetiva 08

Data

31 de outubro de 2022

Autoria

Unidade Técnica de Prospetiva e Planeamento (UTPP) – PlanAPP

Nota

Este documento faz parte de um conjunto de Notas Rápidas de Prospetiva que têm por objetivo analisar os impactos e potenciais respostas à crise gerada pela invasão da Rússia à Ucrânia.

Edição

PlanAPP – Centro de Competências de Planeamento, de Políticas e de Prospetiva da Administração Pública

Rua Filipe Folque, 44

1069-123, Lisboa

e-mail: utppgeral@planapp.gov.pt

O mecanismo ibérico de ajuste dos preços da eletricidade

O mecanismo excecional e temporário de limitação do impacto dos custos do gás natural no preço da eletricidade no mercado grossista introduzido pelos governos de Portugal e Espanha tem produzido um benefício para os consumidores do mercado grossista abrangidos. Desde a sua implementação, a 15 de junho, até 15 de outubro, o valor médio diário do benefício foi 48,56 €/MWh (um benefício de 15,7% face ao preço sem mecanismo).

O preço diário no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) para os consumidores abrangidos, ou seja, incluindo o custo do ajuste, foi, em média, 76,65€/MWh mais baixo do que o preço à vista na região de preços Alemanha-Luxemburgo e 128,80 €/MWh inferior ao da região de preços de França.

O mecanismo define um teto sobre o preço do gás natural utilizado na produção de eletricidade, induzindo uma estabilização dos preços da eletricidade no mercado grossista. O funcionamento do mecanismo passa pelo cálculo e aplicação de um ajuste dos custos de produção de energia elétrica, que assegure a compensação dos produtores de energia elétrica a partir do gás natural face à diferença entre o referido teto e o preço de mercado do gás natural.

Apesar de custearem a totalidade do mecanismo de ajuste, os consumidores do mercado grossista (retalhistas e grandes consumidores industriais) acabam por pagar um preço pela eletricidade que tem sido mais baixo do que seria o preço de mercado sem intervenção do mecanismo.

Importa salientar que a atual situação de diminuição das importações de gás natural da Rússia e de dificuldades de aprovisionamento no mercado de GNL, com o consequente aumento do custo deste produto energético, representa uma alteração estrutural do setor energético europeu. Nestas circunstâncias, o desenho do mercado de eletricidade poderá ter de ser sujeito a alterações de caráter permanente e a um eventual afastamento em relação ao atual paradigma de mercado marginalista.

O Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL)

O atual desenho dos mercados de eletricidade resulta do processo de liberalização iniciado com a aprovação da Diretiva 92/96/CE¹, atualizada posteriormente pela Diretiva 2003/54/CE², que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade a nível europeu. A aplicação destas diretivas resultou na configuração de um mercado europeu de eletricidade de que destacamos as seguintes características:

- separação das atividades de produção, transporte e distribuição de eletricidade,
- acesso não discriminatório às redes por parte de produtores e consumidores,
- possibilidade de os consumidores escolherem livremente os seus fornecedores.

Estas alterações permitem o desenho de um mercado de eletricidade que opera pela fixação marginal de preços, isto é, o preço da eletricidade é definido pelo custo variável da tecnologia mais dispendiosa a que é necessário recorrer para satisfazer a procura numa determinada hora. A emergência climática, o significativo crescimento das tecnologias renováveis e a digitalização abriram a possibilidade de uma produção de eletricidade mais limpa e descentralizada, e esses aspetos foram integrados no desenho dos mercados de eletricidade através da Diretiva 2019/944 (regras comuns para o mercado interno da eletricidade)³ e da Diretiva 2018/2001 (promoção da utilização de energia de fontes renováveis)⁴ que foram transpostas para a legislação nacional através do Decreto-Lei nº 15/2022, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional⁵.

O mercado de eletricidade, à semelhança de outros bens de consumo, está dividido entre um mercado grossista e um mercado de retalho (Figura 1). No **mercado grossista** fazem-se acordos de compra e venda entre os produtores de eletricidade (empresas que detêm unidades de produção como centrais termoelétricas a carvão ou gás natural ou centrais de energia renovável) e grandes compradores como empresas de distribuição ou comercialização de eletricidade assim como grandes consumidores industriais. No mercado de retalho fazem-se contratos de compra e venda entre os comercializadores de eletricidade e os consumidores finais (famílias, empresas e serviços). **A análise que se segue diz respeito ao mercado grossista.**

¹ Diretiva 96/92/CE, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EN>

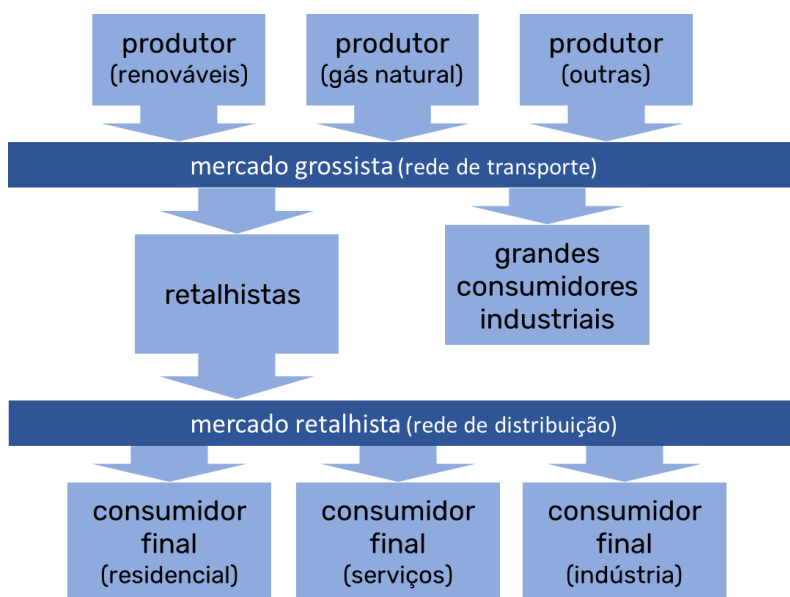
² Diretiva 2003/54/CE, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF

³ Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

⁴ Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

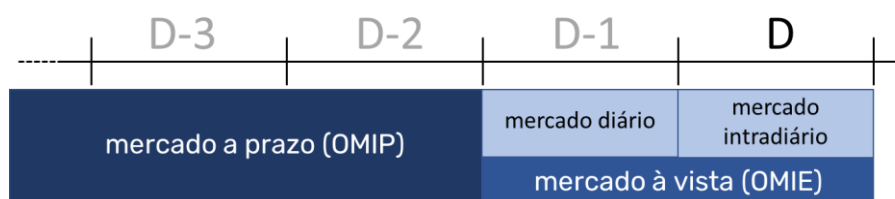
⁵ <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>

Figura 1 – Diagrama da estrutura do mercado de eletricidade



O Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL- resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países, no âmbito do desenvolvimento do mercado interno de energia da União Europeia (UE)⁶. O MIBEL é constituído por um operador de mercado ibérico (OMI) subdividido num polo espanhol (OMIE⁷) e num polo português (OMIP⁸). O OMIE é responsável pela gestão do mercado à vista (*spot*), enquanto o OMIP é responsável pela gestão do mercado a prazo (Figura 2).

Figura 2 – Diagrama de gestão do mercado de eletricidade para as entregas a efetuar no dia D



O **Mercado à Vista** é constituído pelos mercados diário e intradiário.

O **Mercado Diário** opera como uma plataforma para a transação de eletricidade para entrega, física, no dia seguinte ao da negociação/liquidação. Qualquer um dos agentes registados no mercado pode oferecer ou comprar energia, mediante a indicação do preço e quantidade de energia, assim como do dia/hora a que a oferta diz respeito.

⁶ <https://www.mibel.com/>

⁷ <https://www.omie.es/pt>

⁸ <https://www.omip.pt/pt>

As ofertas de compra e venda são aceites tendo em conta a sua ordem de mérito económico e em função da capacidade de interligação disponível entre as duas zonas de preço (Portugal e Espanha). Se, numa determinada hora do dia, a capacidade de a interligação entre as duas zonas permitir o fluxo de eletricidade resultante da negociação, o preço da eletricidade nessa hora será o mesmo em ambas as zonas. Se, pelo contrário, nessa hora a interligação estiver totalmente ocupada, obtém-se um preço diferente em cada zona. Este mecanismo descrito para a formação do preço da eletricidade é denominado acoplamento de mercados⁹. Do conjunto das propostas forma-se o preço para cada uma das 24 horas de cada dia do ano, como descrito à frente. Os preços da eletricidade no mercado diário servem de referência para a fixação dos preços da eletricidade em todos os outros períodos de operação do mercado à vista.

O **Mercado Intradiário** visa a adequação da oferta/procura, de forma mais precisa e próxima da hora de entrega da energia. Os mercados intradiários organizam-se em seis sessões de leilões no âmbito do MIBEL e num mercado contínuo transfronteiriço europeu, e são levados a efeito depois de o operador do sistema, após o mercado diário, ter realizado os ajustes necessários para que o programa resultante seja viável.

O **Mercado a Prazo** configura-se como um mercado sob a forma de derivados, por via da celebração de contratos de compra e venda de energia para um horizonte temporal superior ao referencial diário. O Mercado a Prazo contempla um conjunto de contratos (futuros, *forwards*, *swaps*, opções, FTR), que são diariamente negociados por agentes sediados em Portugal e Espanha, bem como em outros países europeus e fora da Europa¹⁰. No contexto do Mercado a Prazo, a OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia S.A., assume a posição de contraparte central, de câmara de compensação e, paralelamente, de sistema de liquidação de todas as operações realizadas no mercado.

Existe ainda um **mercado de balcão** (*over-the-counter*) de contratação bilateral em que se celebram contratos entre os produtores e os demais agentes qualificados, com produtos, condições de entrega e pagamentos definidos pelos intervenientes.

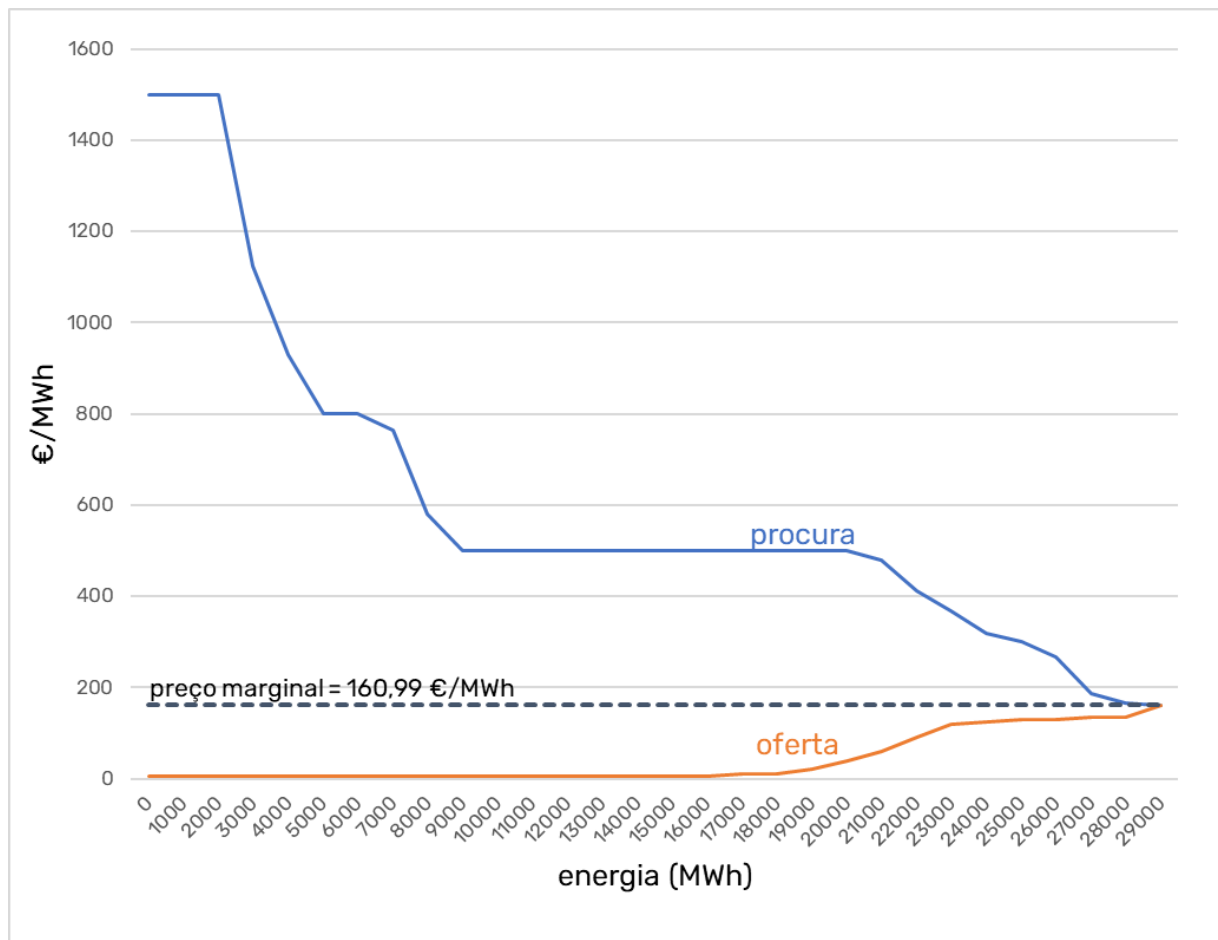
Como é definido o preço da eletricidade no mercado grossista

O preço da eletricidade no mercado grossista ibérico é definido para cada hora do dia. A cada hora, o operador do mercado (neste caso o OMIE) agrupa as propostas de compra de eletricidade por ordem decrescente de preços e as propostas de venda de eletricidade por ordem crescente de preços. A intersecção das duas curvas assim obtidas define o preço marginal da eletricidade para essa hora, como exemplifica o gráfico da Figura 3. O preço da eletricidade numa determinada hora é definido pelos custos marginais da tecnologia que permite satisfazer a procura. Todos os produtores são igualmente remunerados por esse preço, mesmo os chamados produtores inframarginais (como é o caso das tecnologias renováveis) que têm sempre custos produção inferiores ao preço marginal. Da mesma forma, todos os consumidores do mercado grossista pagam o preço marginal pela eletricidade que consomem. Assim, neste exemplo real, relativo aos resultados do mercado diário para as 15h do dia 17/05/2022, foram negociados cerca de 29 000 MWh de eletricidade com um preço marginal de 160,99 €/MWh, que é o preço a ser pago pelos consumidores aos produtores em regime de mercado, independentemente dos valores iniciais das suas ofertas.

⁹ <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>

¹⁰ <https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip>

Figura 3 – Formação do preço horário da eletricidade no mercado diário



Fonte: [OMIE](#)

A energia elétrica tem a particularidade de não poder ser armazenada e, como tal, a rede elétrica tem de funcionar num equilíbrio contínuo entre produção e consumo. Assim os resultados dos mercados diário e intradiário são sempre submetidos à avaliação do operador que faz gestão global do Sistema Elétrico Nacional (no caso português, a [REN](#)), que procede aos ajustes necessários para assegurar a viabilidade técnica das operações¹¹.

Como funciona o mecanismo de controlo dos preços no MIBEL

O Decreto-Lei nº 33/2022 estabelece um mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade¹², com base na definição de um teto sobre o preço do gás natural utilizado na produção de eletricidade, induzindo uma estabilização dos preços da eletricidade no mercado grossista. O funcionamento do mecanismo passa pelo cálculo e aplicação de um ajuste dos custos de produção de energia elétrica, que assegure a

¹¹ Para uma descrição detalhada das operações dos mercados diário e intradiário consultar: <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>

¹² <https://files.dre.pt/1s/2022/05/093a00/0000200008.pdf>

compensação dos produtores de energia elétrica a partir do gás natural face à diferença entre o referido teto sobre o preço e o preço de mercado do gás natural.

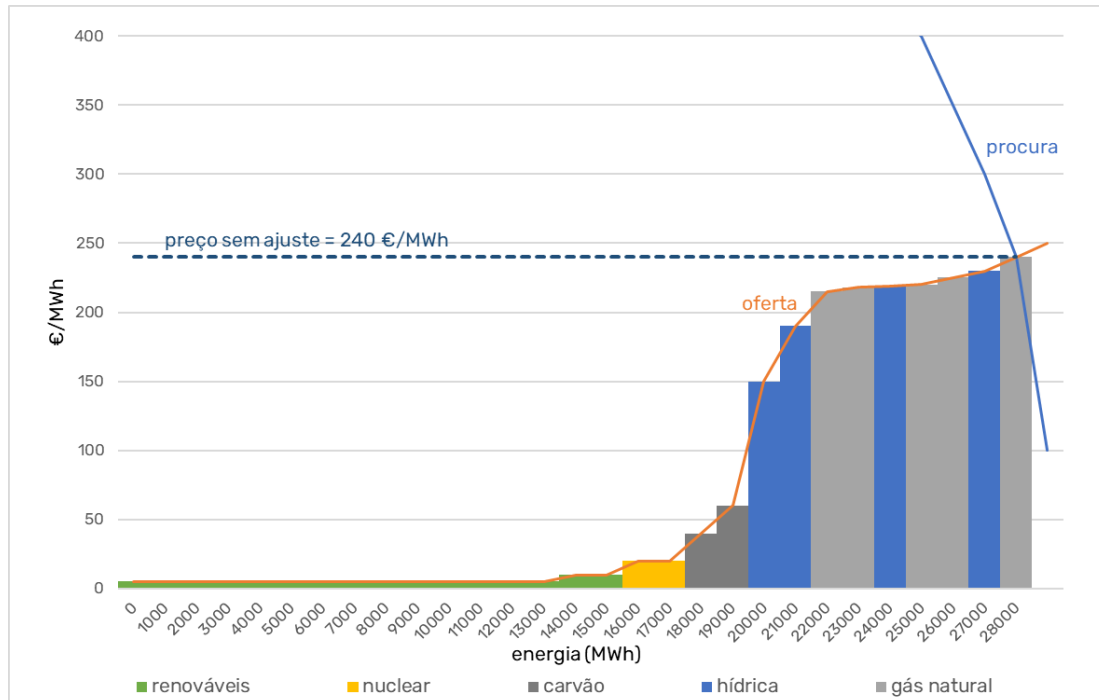
De acordo com o artigo 4º do Decreto-Lei citado, o operador nomeado do mercado da eletricidade (o OMIE) calcula o ajuste a aplicar aos produtores de eletricidade que utilizam centrais de ciclo combinado a gás natural ou cogeração, pela expressão:

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$$

O valor do ajuste Y_i é calculado para cada dia D . P_{RGN} é o preço de referência do gás natural cujo valor inicial está definido no DL 33/2022 em 40 €/MWh e que funciona na prática como um teto sobre o preço do gás natural usado para a produção de eletricidade. P_{GN} é o preço de mercado do gás natural em €/MWh que resulta da média ponderada de todas as transações de gás natural para esse dia. O valor de P_{GN} para o dia D é publicado diariamente no dia $D-1$ pelo MIBGAS¹³, de forma que os centros eletroprodutores possam calcular com antecedência o valor do ajuste.

Consideremos um exemplo hipotético¹⁴ de um dia em que o preço de mercado do gás natural para a produção de eletricidade (P_{GN}) é de 100,00 €/MWh. Para uma determinada hora do dia, a oferta e a procura de eletricidade dariam origem (sem aplicação do ajuste) a um preço marginal de 240,00 €/MWh, como ilustra o gráfico da Figura 4.

Figura 4 – Formação do preço marginal no MIBEL sem ajuste

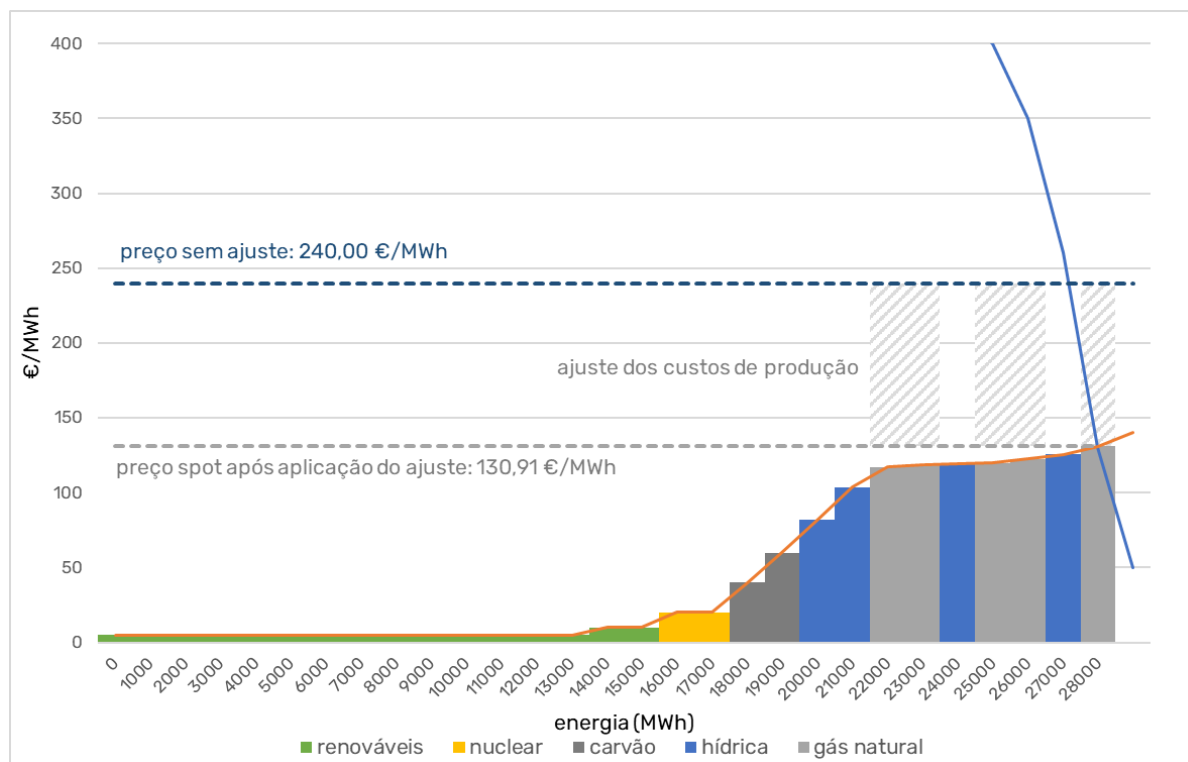


¹³ O MIBGAS é o responsável pela gestão do Mercado Organizado do Gás da Península Ibérica. Os preços do gás natural podem ser consultados em https://www.mibgas.es/index.php/pt/file-access?path=AGNO_2022/XLS

¹⁴ Para a elaboração deste exemplo foram feitas algumas simplificações que, a nosso ver, não comprometem o valor explicativo do exemplo: a) considera-se que a variação do preço final da eletricidade não afeta a oferta e a procura; b) considera-se apenas o caso em que as centrais a gás natural definem o preço marginal (o exemplo permanece válido mesmo que o preço seja definido por outra tecnologia); c) considera-se que as ofertas das centrais despacháveis (hídrica e gás natural) variam proporcionalmente à oferta da central de gás natural que define o preço marginal; d) considera-se que todos os consumidores que participam no mercado estão abrangidos pelo mecanismo.

De acordo com o artigo 3º do DL nº 33/2022, as centrais eletroprodutoras abrangidas “fazem as suas ofertas no mercado, internalizando o ajuste calculado”. Neste exemplo, usando a expressão para Y_i descrita atrás, o valor do ajuste seria de $(100-40)/0,55 = 109,09$ €/MWh. Dessa forma, as centrais eletroprodutoras a gás natural incorporam o ajuste, como ilustrado na Figura 5, levando a uma redução para 130,91 €/MWh ($240,00\text{€/MWh} - 109,09\text{€/MWh} = 130,91\text{€/MWh}$) no preço marginal da eletricidade no mercado à vista.

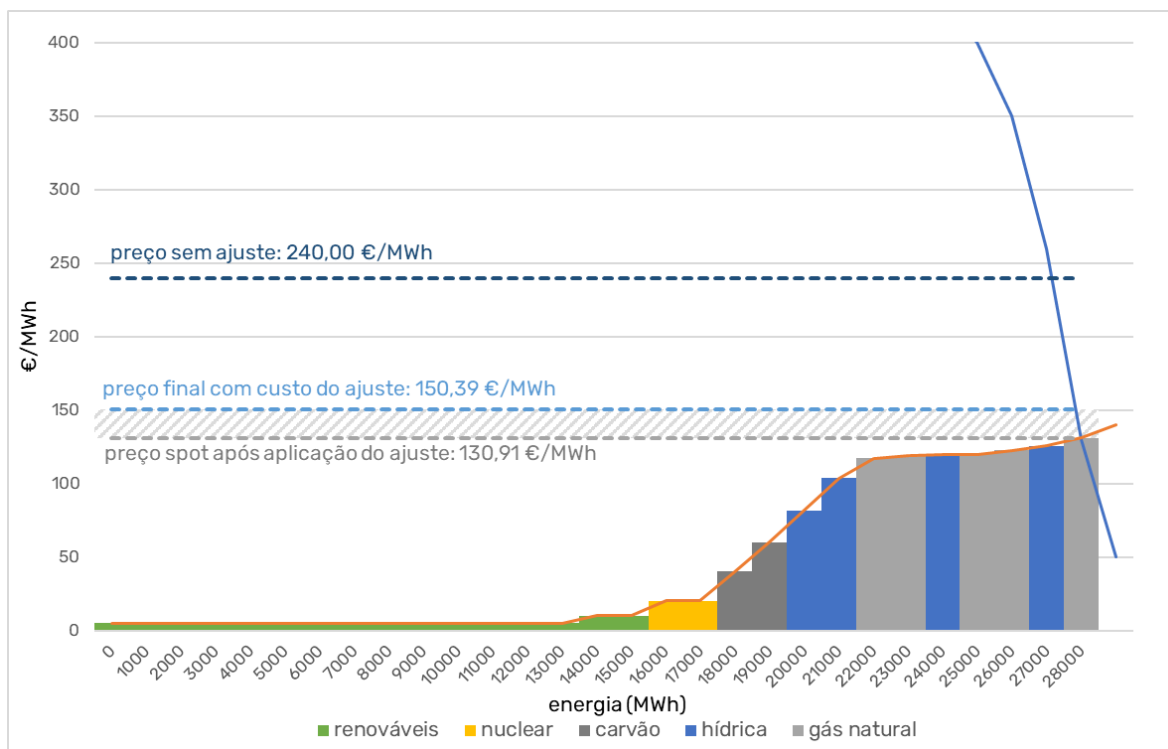
Figura 5 – Redução do preço spot da eletricidade por internalização do ajuste



O custo do ajuste é pago pelo conjunto dos consumidores abrangidos pelo Decreto-Lei nº 33/2022, que, segundo o artigo 2º, alínea c), são os “comercializadores, agentes de mercado e consumidores de energia elétrica no âmbito do mercado grossista de eletricidade”, ou seja, consumidores que têm contratos indexados ao mercado à vista e novas contratações e que estão expostos às variações de preço da eletricidade provocadas pela escalada do preço do gás natural.

Assim, o custo total do ajuste atribuído numa determinada hora é distribuído pelos consumidores abrangidos, como ilustrado na Figura 6 (note-se que a soma das áreas preenchidas com faixas diagonais da Figura 5 é igual à área preenchida com faixas diagonais da Figura 6). Na Figura 6, a área preenchida com faixas diagonais representa o custo total do ajuste distribuído pelos consumidores do mercado grossista. O preço final da eletricidade para os consumidores abrangidos pelo mecanismo é, para cada hora, constituído pelo preço no mercado à vista mais o custo do ajuste.

Figura 6 – Imputação do custo do ajuste aos consumidores do mercado grossista



De acordo com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “a quantidade de energia destes fornecimentos que beneficiam de preços de eletricidade controlados, e que serão chamados a pagar o custo do ajustamento deste mecanismo, foi, em junho e julho, respetivamente, de 18% e 29% do total nacional, sendo maioritariamente consumo industrial”¹⁵.

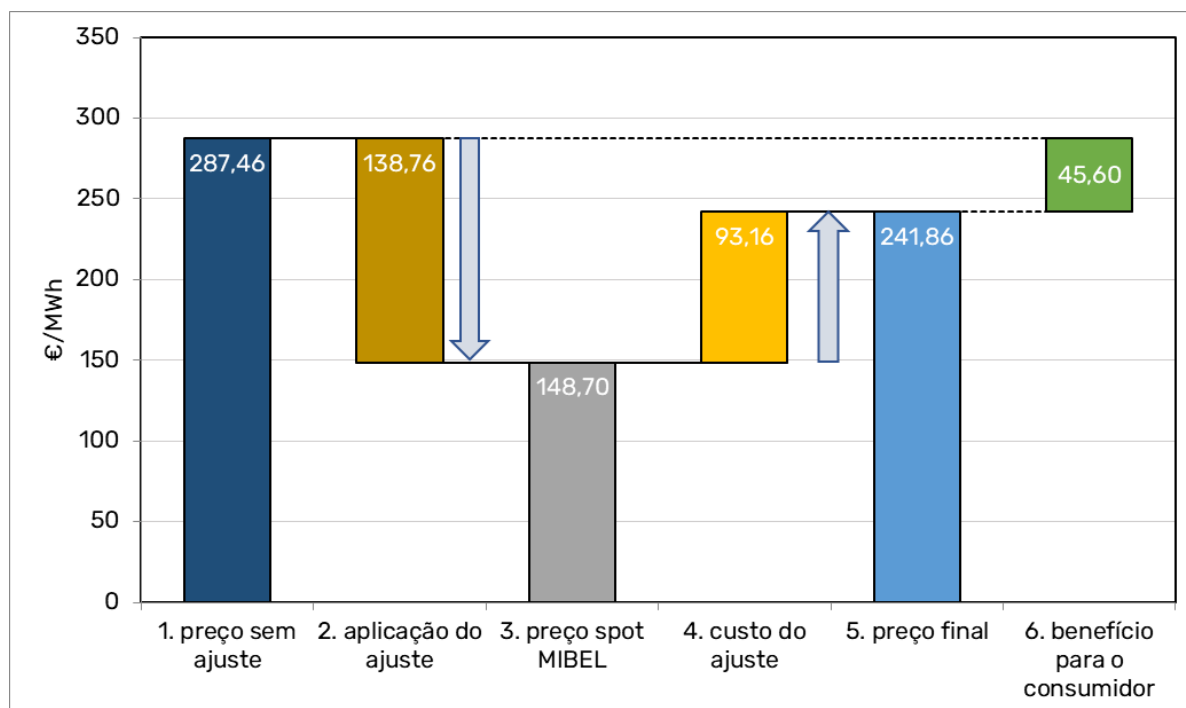
Conclui-se assim que os custos do mecanismo recaem apenas sobre uma parte dos consumidores do mercado grossista podendo estes custos (no caso de distribuidores e comercializadores de eletricidade) ser passados para o consumidor final, exceto para os consumidores finais que têm contratos a preços fixos celebrados antes de 26 de abril de 2022, que ficam isentos de qualquer contribuição para cobrir os custos do mecanismo¹⁶.

Na Figura 7 apresenta-se um gráfico resumo da aplicação do mecanismo, com dados reais relativos ao dia 1/8/2022.

¹⁵ ERSE, comunicado de 31/07/2022, <https://www.erse.pt/media/fsyj4iwy/comunicado-mecanismo-ib%C3%A9rico-g%C3%A1s.pdf>

¹⁶ ERSE, Instrução nº6/2022, https://www.erse.pt/media/vmrpt5my/instru%C3%A7%C3%A3o-n%C2%BA-6_logo-ca.pdf

Figura 7 – Formação do preço final da eletricidade e benefício para os consumidores abrangidos pelo DL n.º 33/2022 no dia 1/8/2022



Fonte: [ERSE](#), [Direção Geral de Energia e Geologia \(DGEG\)](#) e [OMIE](#)

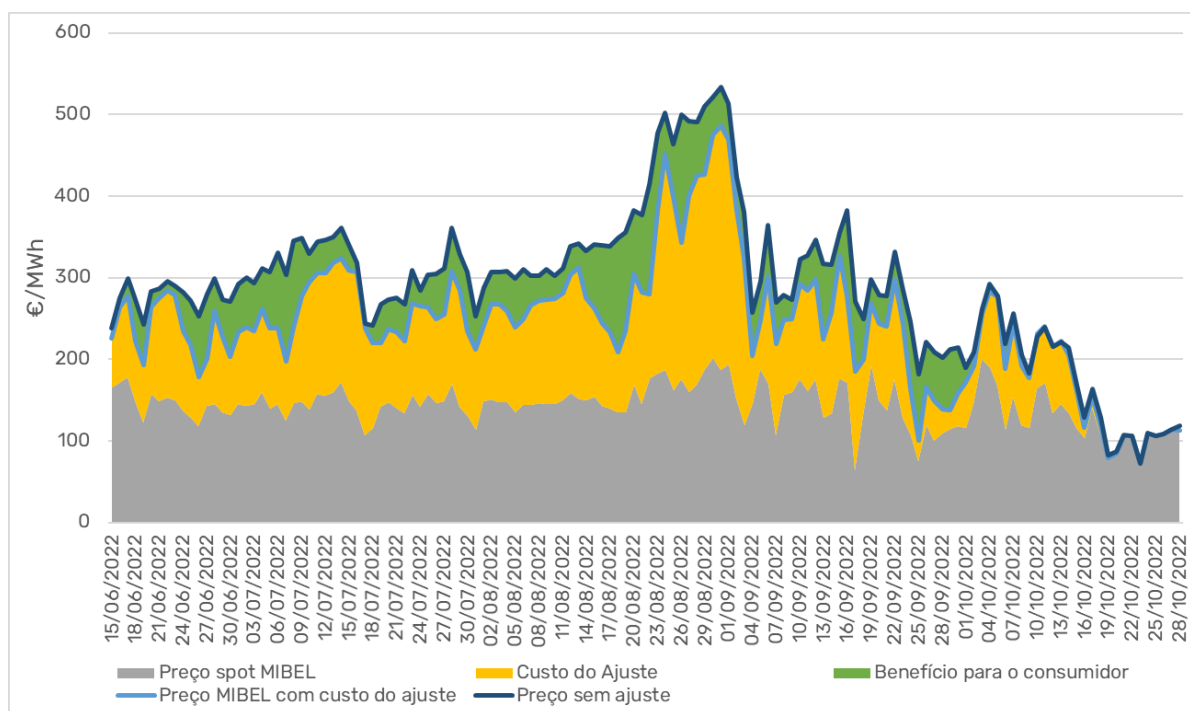
Neste caso, o preço médio diário da eletricidade no mercado à vista foi de 148,70€, tendo este preço resultado da aplicação de um ajuste de 138,76 €/MWh (conforme definido no artigo 4º do DL nº 33/2022). Na ausência do ajuste, o preço no mercado à vista teria sido de 287,46 €/MWh. A distribuição do custo total do ajuste pelos consumidores abrangidos resulta num valor de 93,16 €/MWh e o preço final da eletricidade é de 241,86 €/MWh. Nesse dia, em termos médios, os consumidores do mercado grossista abrangidos pelo mecanismo tiveram um benefício de 45,60€/MWh pela aplicação do ajuste. O benefício médio diário para os consumidores abrangidos, desde a criação do mecanismo até 15/10/2022, é de €48,56 €/MWh (um benefício de 15,7% face ao preço sem mecanismo).

Na Figura 8 apresenta-se a evolução dos preços e custos diários, onde se pode verificar que desde o início da sua aplicação o mecanismo tem resultado num benefício diário para os consumidores abrangidos. Verifica-se que o mecanismo tem sido eficaz em estabilizar o preço *spot* da eletricidade produzida pelas centrais a gás natural (área a cinzento no gráfico da Figura 8) em valores correspondentes a um preço do gás natural de 40 €/MWh. No entanto, o preço da eletricidade para os consumidores abrangidos pode sofrer aumentos porque o aumento do preço do gás natural torna o ajuste mais caro (área a amarelo no gráfico da Figura 8), embora os períodos de preços do gás mais elevados sejam também aqueles em que o mecanismo produz um maior benefício para os consumidores. Durante o mês de outubro os preços do gás natural baixaram e aproximaram-se do preço de referência e, nessas circunstâncias, o benefício produzido pela aplicação do mecanismo também diminuiu. A partir de dia 20 de outubro verificaram-se preços do gás natural (P_{GN}) inferiores ao preço de referência (P_{RGN}) de 40 €/MWh (ver Figura 10), pelo que nesses dias, de acordo com o número 2 do artigo 4º do DL 33/2022, o ajuste tem valor zero.

Só em condições muito particulares é que a aplicação do mecanismo poderia levar a um preço superior ao preço sem mecanismo. Tal seria o caso se a quantidade de eletricidade vendida pelas centrais térmicas a gás natural fosse superior à quantidade de eletricidade comprada pelos consumidores

abrangidos pelo mecanismo. Note-se que condições particulares deste tipo podem ser inscritas nas disposições do Decreto-Lei 33/2022, que prevê, no seu artigo 14º, a possibilidade de “suspensão do mecanismo de ajuste por força de razões de interesse público decorrentes de circunstâncias excecionais”.

Figura 8 – Evolução diária do preço da eletricidade no MIBEL, do custo do ajuste e do benefício para os consumidores



Fonte: [DGEG](#)

Coloca-se a questão de a compra pela França de eletricidade produzida na Península Ibérica poder estar a pôr em causa o funcionamento do mecanismo. Com efeito, verifica-se que, desde a implementação do mecanismo a partir de 15 de junho de 2022, os fluxos físicos de energia na interligação entre Espanha e França passaram a ser essencialmente no sentido Espanha -> França¹⁷. O facto de haver mais exportações (ou seja, mais procura) pode provocar algum aumento do preço da eletricidade no mercado grossista. No entanto, a condicionante que permite o funcionamento deste mecanismo no mercado ibérico é a baixa capacidade de interligação entre Espanha e França. Se esta interligação tivesse uma capacidade que permitisse um fluxo ilimitado de eletricidade, os preços seriam iguais dos dois lados da fronteira¹⁸. Todavia, comparando a evolução dos preços *spot* nos mercados grossistas do MIBEL e do Nordpool (neste caso para as áreas de preço de França [FR] e Alemanha-Luxemburgo [DE-LU]),¹⁹ constata-se que este cenário não se tem verificado (Figura 9). Efetivamente,

¹⁷ Os dados sobre a gestão das interligações podem ser encontrados no site da Interligação Elétrica do Sudoeste da Europa (IESOE) - <https://www.iesoe.eu/>

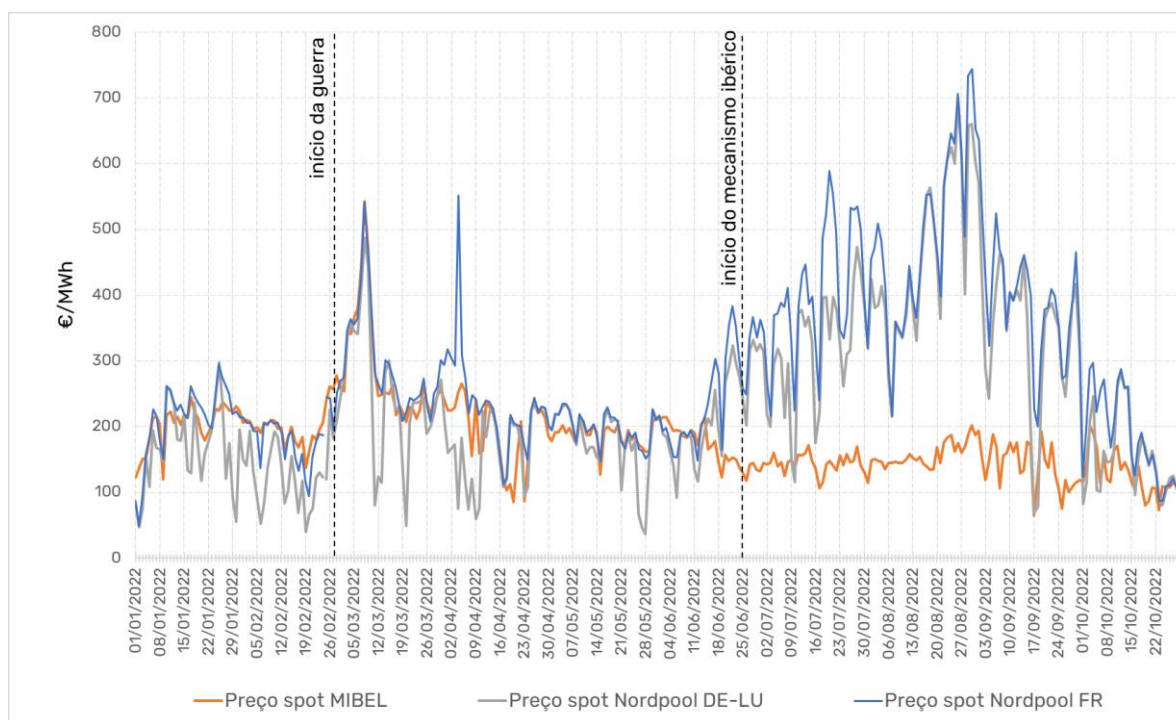
¹⁸ Devem aqui ser referido dois outros elementos importantes 1) os compradores sediados em França que importam eletricidade de Espanha pagam o preço do mercado francês. A diferença de preços entre França e Espanha reverte em partes iguais a favor dos operadores do sistema de ambos os países 2) os intervenientes no mercado ibérico que compram eletricidade para vender a França também contribuem para o mecanismo ibérico.

¹⁹ O Nordpool é um operador de mercado de eletricidade análogo ao OMIE e que opera com um conjunto de 16 países do centro e norte da Europa onde se incluem, entre outros, França, Alemanha e Reino Unido. <https://www.nordpoolgroup.com/en/About-us/>

a aplicação do mecanismo a partir de 15 de junho de 2022 teve um impacto muito significativo na limitação dos preços praticados no mercado à vista do MIBEL.

Note-se que, mesmo considerando o custo do ajuste, o preço da eletricidade é significativamente mais baixo no MIBEL do que nos mercados do centro da Europa. Para o período compreendido entre 15 de junho de 2022 e 15 de outubro do mesmo ano, o preço diário da eletricidade no MIBEL incluindo o custo do ajuste, foi em média 128,80 €/MWh mais baixo do que o preço spot em França. Para o mesmo período, o preço diário no MIBEL, incluindo o ajuste, foi em média 76,65 €/MWh mais baixo do que o preço spot na Alemanha-Luxemburgo²⁰.

Figura 9 – Comparação dos preços spot de eletricidade do MIBEL e Nordpool.



Fonte: [DGEG](#) e [Nordpool](#)

Por fim, uma nota relativa ao preço do gás natural. O gráfico da Figura 10 mostra o valor dos índices do gás natural no TTF²¹ e no MIBGAS, assim como o preço do gás natural (P_{GN}) para a produção de eletricidade como definido no Decreto-Lei nº 33/2022 que estabelece o mecanismo ibérico. Os preços do gás natural em Portugal são mais baixos do que no centro da Europa. Em virtude de o aprovisionamento português depender de contratos de gás natural liquefeito de longa duração, apresentam uma menor volatilidade do que os preços associados aos mercados que se abastecem por gasoduto e em que as importações da Federação Russa têm um peso muito significativo. Deve, no entanto, ser tido em conta que o preço da eletricidade não é determinado unicamente pelo preço do gás natural, ou pelo mecanismo ibérico, e que existem vários fatores de contexto que levam a diferenças de preços entre países.

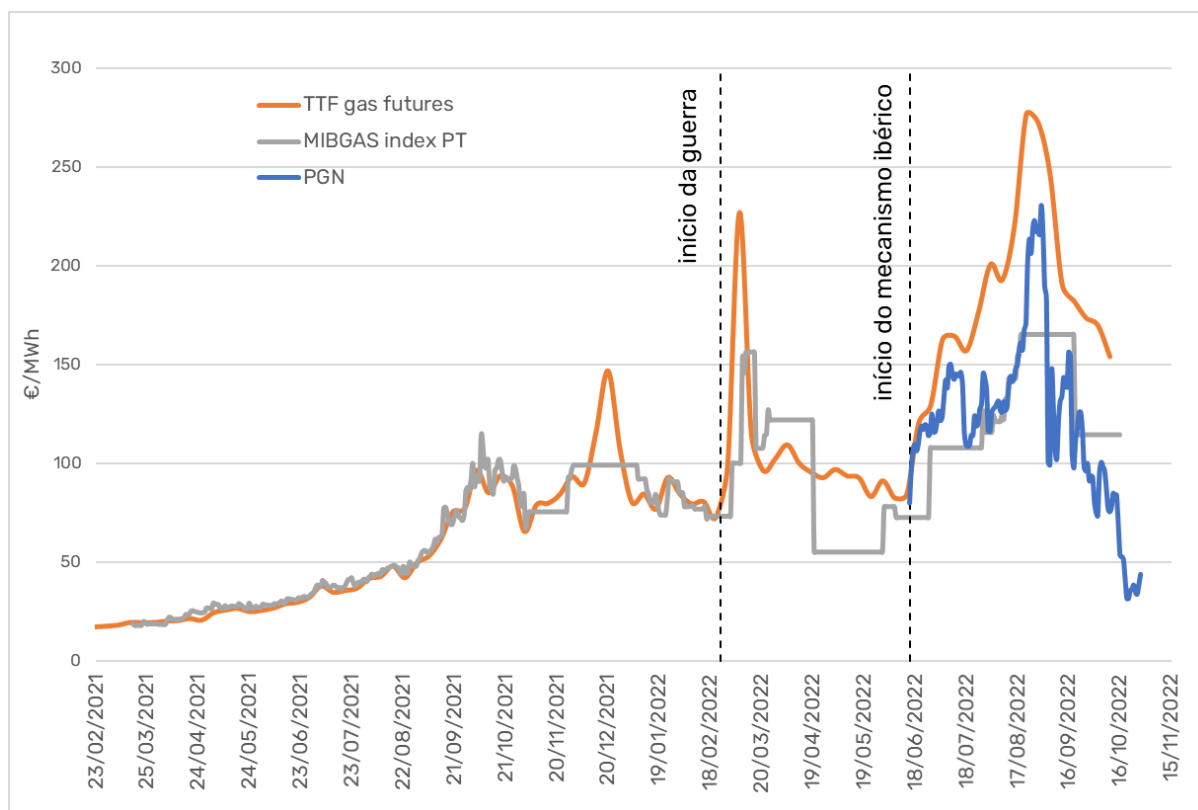
²⁰ Os resultados do mercado diário das diferentes áreas de preço do Nordpool são publicados aqui:

<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data/1/Day-ahead/Area-Prices/ALL1/Hourly1/?view=table>

²¹ O TTF (Title Transfer Facility) é uma plataforma de comercialização de gás natural sediada na Holanda, que devido ao elevado volume de gás transacionado serve de referência para os preços do gás na Europa.

<https://www.gasunie.nl/en/about-gts/gastransport/ttf>

Figura 10 – Evolução dos preços do gás natural no MIBGAS e no TTF



Fontes: [MIBGAS](#) e [STATISTA](#)

Implicações para o futuro dos mercados de eletricidade

A liberalização dos mercados de eletricidade, apoiada na aplicação de uma abordagem marginalista à formação dos preços deste produto energético, tinha como pressuposto fundamental a existência de mercados livres e globais de matérias-primas e tecnologias associadas ao sector. A invasão da Ucrânia pela Rússia está a provocar uma alteração profunda destes pressupostos. O corte faseado dos abastecimentos a partir da Rússia e o consequente aumento do preço do gás têm levado a aumentos muito significativos do preço da eletricidade que, por sua vez, têm posto em causa a capacidade do atual desenho do mercado grossista para acomodar este tipo de choques estruturais.

Os governos de Portugal e Espanha foram os primeiros da UE a aplicar um mecanismo travão aos preços da eletricidade. Entretanto, a própria Comissão Europeia começou já a discutir a necessidade de rever o funcionamento do mercado de eletricidade para proteger as famílias e as empresas da escalada dos preços dos produtos energéticos. A proposta de regulamento do Conselho²² prevê que o mercado grossista continue a funcionar normalmente (descrito na secção "Como é definido o preço da eletricidade no mercado grossista"), mas que seja imposto um limite máximo para as receitas de mercado dos produtores inframarginais, ou seja, os produtores que usam tecnologias que permitem apresentar consistentemente ofertas de preço inferiores ao preço marginal do mercado. Trata-se, em geral, de produção a partir de fontes renováveis como o solar fotovoltaico, eólico ou hídrico de fio de água. A proposta de regulamento avança com um limite de 180€/MWh para as receitas de mercado destes produtores. A diferença entre este valor e o preço marginal da eletricidade deverá ser canalizado para o alívio dos preços ao consumidor final.

O Conselho europeu, reunido a 20 e 21 de outubro, aprovou um conjunto de conclusões relacionadas com a crise energética nos quais se incluem a compra conjunta de gás natural pelos Estados-Membros, um índice complementar ao TTF que reflita de forma mais rigorosa as condições de mercado, um mecanismo de correção que permita limitar os episódios de preço excessivo do gás natural e um mecanismo temporário para limitar o preço do gás natural utilizado na produção de eletricidade²³.

Importa salientar que a atual situação representa uma alteração estrutural do setor energético europeu. A progressiva diminuição dos abastecimentos de gás oriundo da Rússia e as dificuldades de substituição deste produto energético nos mercados internacionais²⁴ deverão levar a um período prolongado de preços altos dos produtos energéticos. Nestas circunstâncias, o desenho do mercado de eletricidade poderá ter de ser sujeito a alterações de carácter permanente e a um eventual afastamento em relação ao atual paradigma de mercado marginalista.

²² Proposta de Regulamento do Conselho relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022PC0473&from=EN>

²³ Conclusões da reunião do Conselho Europeu 820 e 21 de outubro de 2022) <https://www.consilium.europa.eu/media/59728/2022-10-2021-euco-conclusions-en.pdf>

²⁴ Esta análise foi feita na Nota Rápida de Prospetiva n.º 4, https://planapp.gov.pt/wp-content/uploads/2022/05/NRP_04_Desafios-europeus-na-substituicao-do-gas-natural-importado-da-Russia.pdf