



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Guerra da Ucrânia e Crise Energética Europeia: Medidas extraordinárias adotadas para mitigar os impactos econômicos e sociais

Vitor Santos
Nivalde de Castro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 109

outubro de 2022
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 109

**Guerra da Ucrânia e Crise Energética
Europeia: Medidas extraordinárias adotadas
para mitigar os impactos econômicos e sociais**

Vitor Santos

Nivalde de Castro

ISBN: 978-65-86614-57-2

Outubro de 2022

Sumário

Considerações iniciais	3
2 - Intervenções no mercado atacadista.....	13
2.1- Uma breve descrição do mercado atacadista no contexto da União europeia..	13
2.2 - Desacoplamento (“decoupling”) entre o mercado atacadista do setor elétrico e do gás natural	17
2.3 - Fixação de um imposto extraordinário sobre os lucros excessivos.....	20
3 - Redução do consumo de eletricidade.....	26
4 - Direitos de emissão de CO2.....	27
Bibliografia.....	30

Guerra da Ucrânia e Crise Energética

Europeia: Medidas extraordinárias adotadas para mitigar os impactos econômicos e sociais¹

Vitor Santos²

Nivalde de Castro³

Considerações iniciais

O processo de transição energética da Europa vinha desde 2000 reduzindo a participação de fontes não renováveis mais poluidoras, como o carvão e petróleo, pelo gás natural, fonte menos poluidora, e na produção de energia elétrica merece destaque os investimentos nas fontes renováveis eólica e solar, de tal maneira que de 2000, quando somente 16% da energia elétrica gerada era de fontes renováveis, em 2020, este percentual atingiu a marca de 38% (BP,2021).

Neste dinâmico processo, a Europa, firmou uma parceria muito forte com a Rússia em relação ao gás natural, em função de, por um lado, avançar na substituição dos bens energéticos mais poluidores, e por outro, ter os benefícios de um custo relativo muito mais baixo e competitivo em relação ao GNL.

No entanto, a Guerra da Ucrânia com as sanções econômicas à Rússia e sua contra reação, demonstram que a extrema dependência em relação a um insumo tão essencial e estratégico, expôs a vulnerabilidade frente à insegurança energética, que é principal prioridade de uma política energética.

¹ Em relação ao presente estudo duas considerações devem ser destacadas. A primeira é que a análise teve como limite temporal o dia 27 de setembro de 2022. A segunda refere-se à algumas diferenças de conceitos e de linguagem dada a nacionalidade dos autores.

² Professor do ISEG- Instituto Superior de Economia e Gestão – Universidade de Lisboa

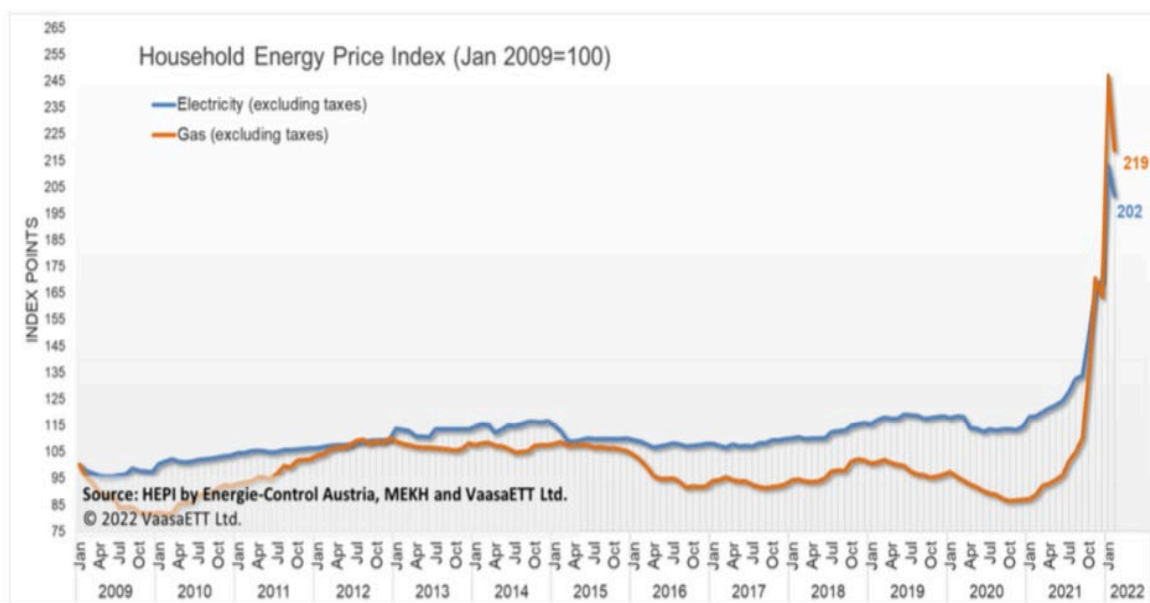
³ Professor o Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do GESEL-Grupo de Estudos do Setor Elétrico

A dependência europeia ao gás russo já mostrava-se problemática com o início da crise energética iniciada em outubro de 2021 com os incrementos expressivos nos preços do gás natural e da eletricidade (ver Figura 1) derivados da conjugação de vários fatores, destacando-se:

- i. Retoma das atividades econômicas no pós COVID;
- ii. Redução da produção das usinas nucleares francesas;
- iii. Fechamento de usinas termelétricas a carvão em vários países europeus;
- iv. Crise hídrica devida à seca na Europa, impactando a capacidade de geração hidroelétrica; e
- v. Insuficiente armazenamento de gás natural face aos consumos previstos no inverno de 2021/2022.

A invasão da Ucrânia pela Rússia não só contribuiu para aumentos adicionais na volatilidade dos preços da energia como também se refletiu em problemas crescentes de aprovisionamento e suprimento frente à crescente postura da Rússia de usar as exportações de gás natural como um instrumento de pressão a favor de seus objetivos militares e políticos.

Figura 1 – Evolução dos preços da eletricidade e do gás natural na EU-15: 2009 a 2022



Fonte: Household Energy Price Index for Europe, Energie Control, MERKH and VaasaETT, March 2022.

Disponível em:

https://static1.squarespace.com/static/616804e3b1bb682181eb927a/t/62221c7de71bf131409ddd09/1646402762378/HEPI_Press_Release_February_2022.pdf

Para além dos significativos impactos negativos no setor energético, a crise da invasão da Ucrânia está impondo impactos sistêmicos transversais, abrangentes e capilares na economia e na sociedade europeia em função da importância e presença da energia em todas as cadeias de produção de bens e serviços, determinando uma forte tendência inflacionária e redução da competitividade das empresas europeias. Trata-se de uma brusca reversão de expectativas dado que a economia se encontrava com viés de crescimento económico pós COVID. A estagflação que tanto penalizou a dinâmica de desenvolvimento económico nos anos 1970 derivada das crises do petróleo parece estar de volta!

De acordo com o comunicado da Reunião Extraordinária de Ministros da União Europeia, realizada em 9 de setembro de 2022, as medidas excecionais de curto prazo visando a minimização dos efeitos negativos da crise energética devem ter subjacentes os seguintes pressupostos:

“Such emergency interventions should be temporary, preserve the fundamentals of the internal energy market and cross-border trade, ensure the EU’s security of supply, alleviate pressure on customers and be consistent with the current efforts to reduce gas demand and the objectives of the European Green Deal and REPowerEU while taking into account national specificities”⁴.

Importante assinalar que pré invasão da Ucrânia, a Comissão Europeia respondeu imediatamente a uma situação excecional, em outubro de 2021, com um pacote de medidas extraordinárias destinadas a amortecer os efeitos da crise energética nos consumidores residenciais mais vulneráveis e nas empresas eletrointensivas⁵.

⁴ Sobre este assunto, veja-se o seguinte comunicado:

<https://www.consilium.europa.eu/media/58929/presidency-summary-220909.pdf>

⁵ Sobre este assunto veja-se:

Comunicação «Enfrentar o aumento dos preços da energia: um conjunto de medidas de apoio e ação», de 13 de outubro de 2021 [COM(2021) 660 final].

Esta iniciativa passou a ser conhecida com a designação informal nos média de “Caixa de Ferramentas” (Toolbox) e incluía as seguintes medidas:

- i. Apoios aos consumidores vulneráveis em situação de pobreza energética: tarifas sociais e diferimentos de pagamentos;
- ii. Apoios às empresas eletrointensivas compatíveis com as regras europeias de auxílios de estado;
- iii. Reforço da integração de mercados;
- iv. Investigação dos comportamentos dos agentes participantes nos mercados atacadistas de direitos de emissão de carbono;
- v. Aceleração dos investimentos em renováveis, dinamizando leilões de renováveis e agilizando os processos de licenciamento;
- vi. Avaliação da possibilidade do gás natural ser adquirido em bloco pelos Estados-Membros; e
- vii. Melhorar as regras relativas à segurança de abastecimento do gás natural na Europa.

No Conselho Europeu realizado em Versalhes, em março de 2022, já com a guerra em curso, os dirigentes da União Europeia tomaram uma decisão histórica e estratégica de eliminar progressivamente a dependência da União Europeia em relação às importações de gás, de petróleo e de carvão provenientes da Rússia o mais rapidamente possível. Esta decisão irá reordenar o mercado mundial destes bens energéticos que operam em estruturar oligopolistas. Na sequência da guerra na Ucrânia, a União Europeia aprovou, em maio, uma nova iniciativa com grande alcance, o REPowerEU Plan, que visa reduzir rapidamente a dependência da Rússia em combustíveis fósseis e acelerar a transição energética através de três ações:

- i. Aumento da eficiência energética;
- ii. Aceleração da substituição do gás natural por combustíveis limpos como é o caso do hidrogénio; e
- iii. Antecipação das metas na participação das fontes renováveis no mercado elétrico em 45% até 2030⁶.

⁶ Sobre este assunto, veja-se: Comissão Europeia(2022), Plano REPowerEU, COM(2022) 230 final. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0020.02/DOC_1&format=PDF

Face aos incrementos dos preços da eletricidade e do gás natural verificados em Outubro de 2021, a Comissão Europeia solicitou ao ACER, regulador europeu de energia, a elaboração de um estudo sobre o funcionamento o mercado europeu da eletricidade com propostas de recomendações para ajustamentos necessários frente à nova realidade.

Este relatório foi publicado no dia 29 de Abril de 2022 e, no essencial, considera que o mercado atacadista⁷, na sua versão atual, assegura um desempenho eficiente do setor elétrico em condições de funcionamento normal dos mercados.

Ainda assim, o ACER propõe alterações sistêmicas e muito abrangentes com reflexos ao longo de toda a cadeia de valor do setor elétrico de forma a adequar melhor o funcionamento do setor elétrico aos pressupostos dos mercados marginalistas. Ou seja, de alguma forma, estas evidências indicam que o foco parece estar mais na reforma do setor elétrico do que no (re)desenho do mercado⁸.

Finalmente, na Reunião Extraordinária de Ministros da União Europeia, realizada em 9 de setembro de 2022, foram solicitadas à Comissão Europeia propostas relativas às seguintes iniciativas⁹:

- i. Medidas visando a definição de tetos para as receitas das empresas com tecnologias inframarginais;
- ii. Contribuição solidária das empresas de combustíveis fósseis visando o financiamento de medidas de apoio aos consumidores mais vulneráveis;
- iii. Definição de um teto de preço para o gás natural importado;

⁷ Mercado onde atuam os grandes consumidores de energia elétrica.

⁸ Sobre este assunto, veja-se:

ACER (2022), ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design; April.
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

⁹ Sobre este assunto, veja-se o seguinte comunicado:

<https://www.consilium.europa.eu/media/58929/presidency-summary-220909.pdf>

- iv. Coordenação nas respostas em relação à redução do consumo no mercado de eletricidade; e
- v. Propor soluções de emergência para garantir liquidez financeira às empresas de energia.

Frente à emergência da crise, já em 14 de setembro de 2022, a Comissão Europeia publicou uma proposta de regulamento estabelecendo regras em relação às seguintes iniciativas¹⁰:

- i. Tributação das tecnologias inframarginais do setor elétrico bem como sobre os lucros excessivos das empresas que operam nos setores petrolífero, carvão, gás natural e produtos petrolíferos; e
- ii. Os Estados-membros devem implementar medidas visando a redução do consumo de eletricidade de 10% e reduzir o consumo de 5% nos períodos de ponta;

Neste contexto, os diferentes Estados-Membros da União Europeia mobilizaram recursos financeiro para minimizar os efeitos das variações de preços da eletricidade e do gás natural sobre os consumidores vulneráveis e as indústrias em que a fatura energética tem um peso expressivo na sua estrutura de custos, indicados na Figura 2.

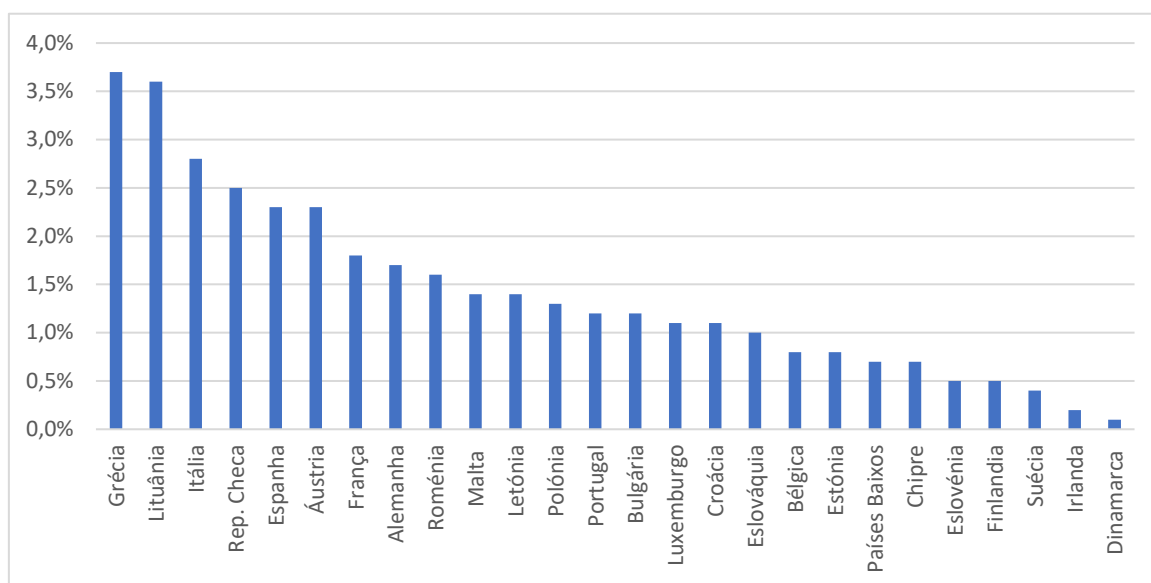
¹⁰ A proposta de regulamento está disponível no seguinte link:

European Commission (2022), Energy prices: Commission proposes emergency market intervention to reduce bills for Europeans, State of the Union 2022, 14 September.

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489

Nas definições apresentadas no artigo 2 do regulamento estabelece-se o seguinte: “‘peak price hours’ means hours of the day where day-ahead wholesale electricity prices are expected to be the highest, based on forecasts by transmission system operators and nominated electricity market operators”.

Figura 2 - Recursos financeiros alocados pelos governos para proteção das famílias e das empresas: setembro de 2021 a julho de 2022. (em % do PIB)



Fonte: Bruegel (2022), National policies to shield consumers from rising energy prices, August.

<https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

A partir deste primeiro enquadramento analítico, o exame das medidas extraordinárias e transitórias adotadas pela Comissão Europeia para mitigar os efeitos negativos da crise energética estará focada:

- i. Nas intervenções com incidência nos mercados varejista e atacadista do setor elétrico¹¹;
- ii. Na redução do consumo de eletricidade; e
- iii. No mercado de direitos de emissão de CO₂.

¹¹ De acordo com a ERSE, regulador do setor energético em Portugal, os mercados varejista e atacadista têm a seguinte definição no contexto europeu:

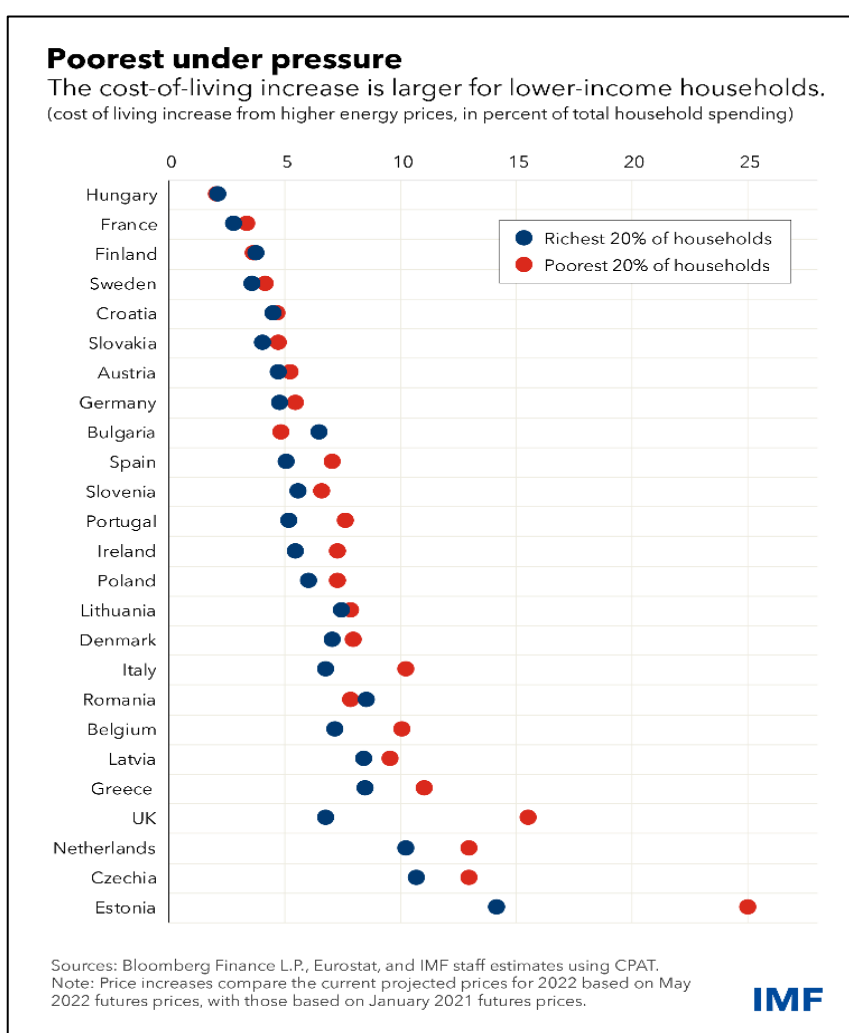
“A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado atacadista, em que os agentes de mercado presentes na produção asseguram a sua colocação e os agentes de mercado que necessitam de se abastecer procuram adquirir eletricidade, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado varejista, em que os agentes de mercado comercializadores concorrem entre si para assegurar o fornecimento dos clientes finais (consumidores residenciais ou empresas)”.

Fonte: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>

1 - Intervenções no mercado varejista¹²: reduções de taxas e impostos e atribuição de subsídios ao consumo

Os incrementos expressivos das tarifas de eletricidade e do gás natural nos países da União Europeia registados, durante o final do ano de 2021, e impulsionados, a partir de fevereiro de 2022, pela guerra na Ucrânia, tiveram impactos muito negativos no bem-estar das famílias, conforme se pode constatar através da Figura 3 e na competitividade das empresas de segmentos eletrointensivas.

Figura 3 – Aumento no custo de vida das famílias resultantes dos aumentos dos preços da energia nos países europeus. (em % das despesas totais das famílias)



Fonte: IMF (2022), How Europe Can Protect the Poor from Surging Energy Prices, August.

<https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/08/03/how-europe-can-protect-the-poor-from-surging-energy-prices>

¹² Mercado varejista atende os consumidores residenciais e pequenas empresas sendo os contratos firmados com distribuidoras. No Brasil seria análogo ao mercado de baixa tensão.

Na composição dos custos totais da estrutura tarifária média dos 27 países da União Europeia, conforme indicado no Tabela 1, cerca de 1/3 corresponde ao custo das redes, energia e taxas e impostos.

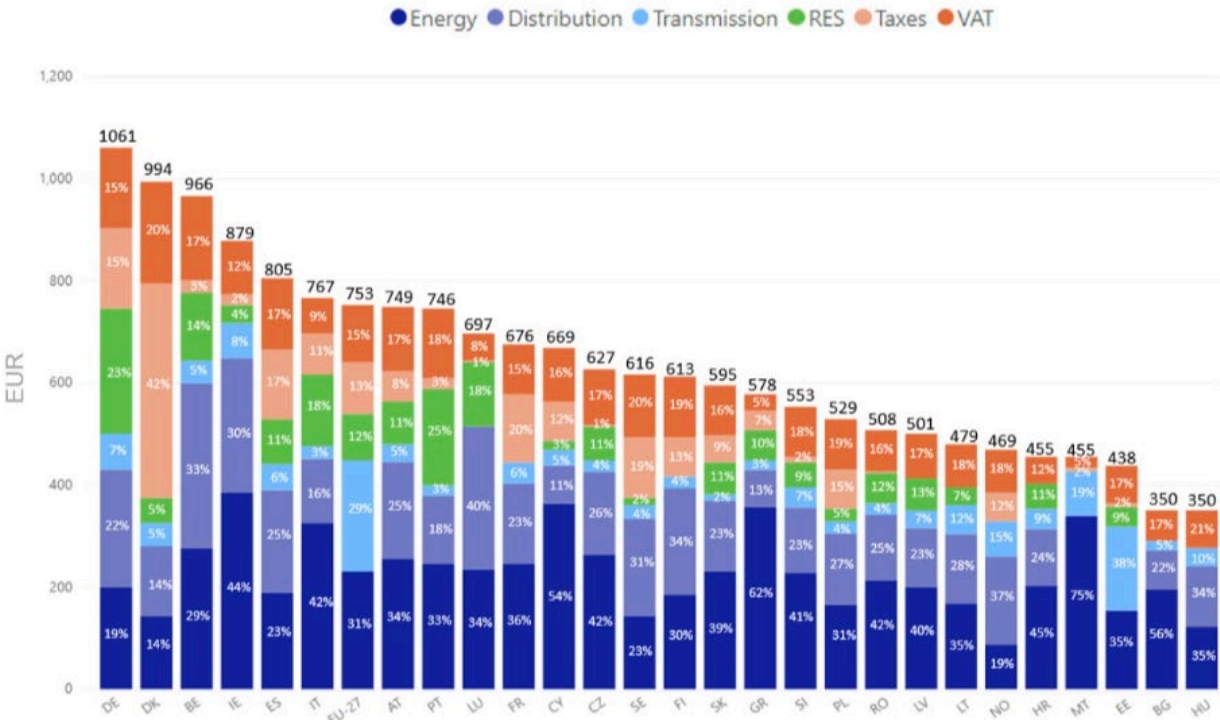
Tabela 1 - Estrutura tarifária média nos países da União Europeia: 2020

Componente	Estrutura em %
Redes	30
Energia	35
Taxas e impostos	35

Fonte: ACER (2021).

A Figura 4 permite concluir que o peso da carga fiscal imposta sobre o setor elétrico é muito diferenciado entre os vários países europeus mas, pelo menos em alguns dos estados-membros, verifica-se uma folga muito expressiva que pode contribuir para uma redução, embora transitória, dos preços da eletricidade no mercado varejista, passível de ser aplicado aos consumidores residenciais mais vulneráveis e às empresas eletrointensivas.

Figura 4 – Estrutura média da fatura da eletricidade na União Europeia, 2020
(%, EUR/MWh)



Fonte: Eurostat 2020, ACER (2021).

As decisões de política pública emergencial aplicadas devem ser transitórias. Para além disso, os subsídios às empresas devem ter a preocupação de não gerar distorções à concorrência que ponham em causa a consolidação e integração do mercado interno europeu. Assim, em outubro de 2021 e março de 2022 foram consensualizadas, ao nível da União Europeia, as regras que contribuirão para harmonizar estas decisões, bem como os procedimentos de aprovação e reporte a cumprir pelos Estados-Membros nesta matéria. Para além disso, os Estados-Membros podem ainda utilizar alterações de suprimento específicas por país ao abrigo da Diretiva Tributação da Energia, a fim de evitar distorções no mercado único¹³.

Importante assinalar que as boas práticas deste tipo de políticas públicas sugerem que o apoio aos consumidores residenciais e às empresas não sejam assegurados através de subsídios e encargos aplicados ao sistema tarifário, mas através da utilização de:

- i. Receitas provenientes dos impostos sobre a energia;
- ii. Tarificação do carbono; e/ou
- iii. Tributação dos lucros extraordinários de algumas empresas do setor da energia.

A Comissão Europeia publicou uma proposta de regulamento¹⁴ em 14 de setembro de 2022 que estabelece, nos artigos 11 e 12, as regras aplicáveis às intervenções no mercado varejista com o objetivo de reduzir, temporariamente, os preços, ficando abaixo dos custos. Entre estas medidas destacam-se:

- i. Envolver um número reduzido de consumidores vulneráveis e incluir um incentivo à redução da procura;
- ii. Não deve existir qualquer discriminação em relação a fornecedores;
- iii. Os fornecedores devem ser compensados pelo diferencial entre preço efetivo e o preço administrativo; e
- iv. Todos os fornecedores devem ser elegíveis para disponibilizarem as ofertas a preços regulados de acordo com as regras definidas em cada Estado-Membro.

¹³ Sobre este assunto, veja-se Comissão Europeia (2022a).

¹⁴ A proposta de regulamento está disponível no seguinte link:

European Commission (2022), Energy prices: Commission proposes emergency market intervention to reduce bills for Europeans, State of the Union 2022, 14 September.

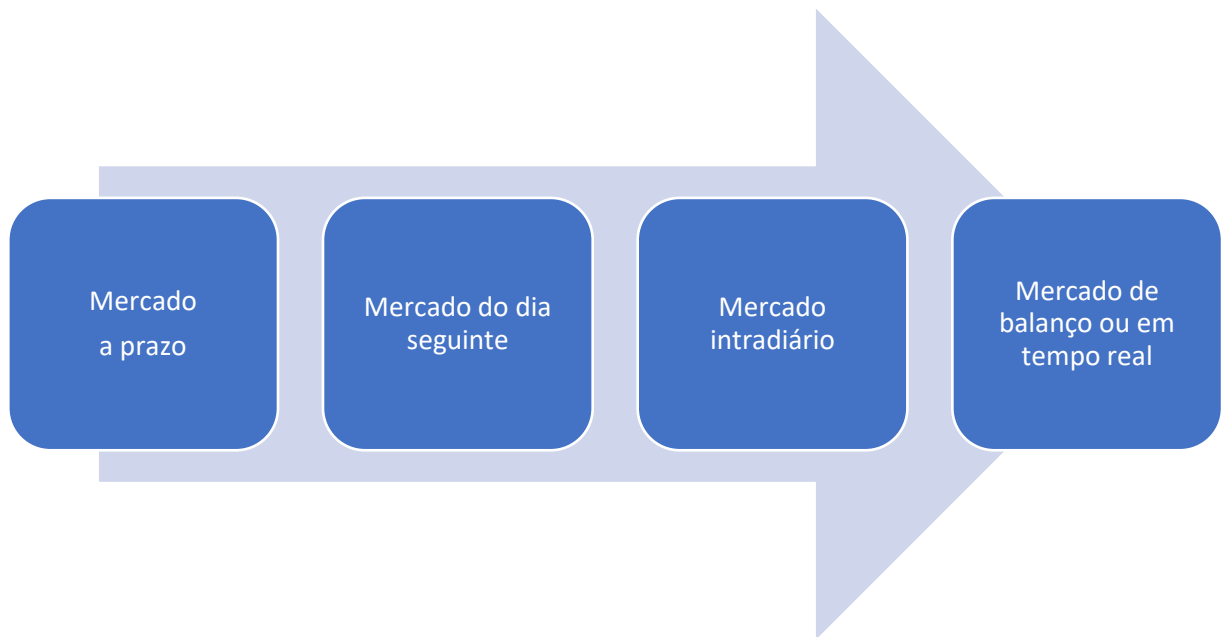
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489

2 - Intervenções no mercado atacadista

2.1- Uma breve descrição do mercado atacadista no contexto da União europeia

Embora os mercados atacadistas europeus tenham uma estrutura mais complexa (ver figura 5), nesta análise vamos focar a nossa atenção nas incidências das medidas sobre o mercado do dia seguinte (*day ahead market*).

Figura 5 - Estrutura organizacional do mercado atacadista europeu

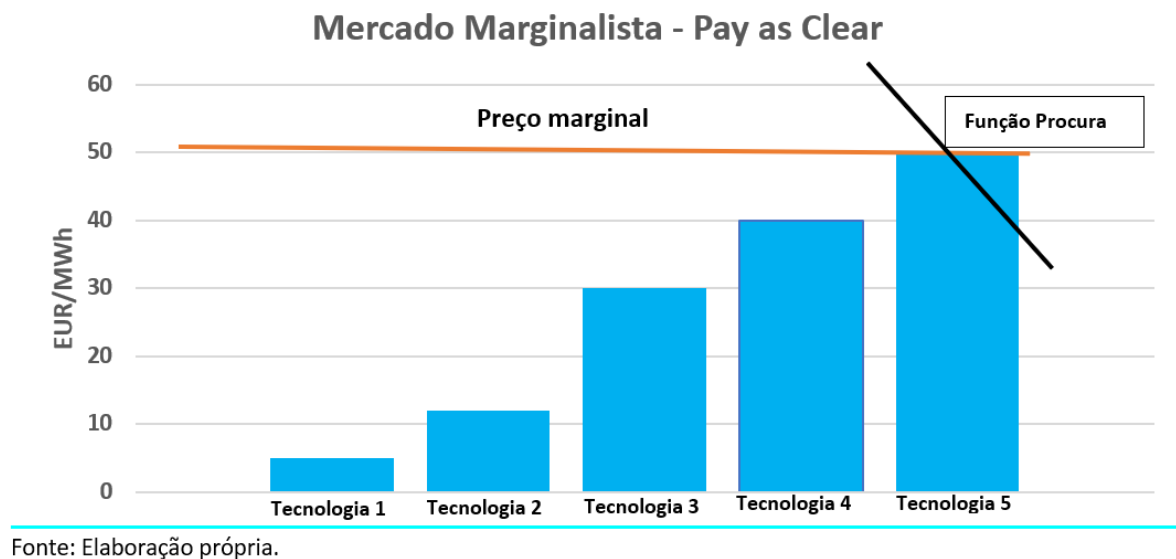


Fonte: Elaboração própria.

O mercado atacadista de eletricidade europeu é um mercado marginalista em que os produtores tendem a fazer as licitações de forma a cobrirem os seus custos marginais (ver figura 6). Nessa figura, as colunas refletem o custo marginal de cada tecnologia posicionados de acordo com a sua ordem de mérito, refletindo o preço que os produtores estão dispostos a vender a eletricidade tendo em consideração o seu custo marginal.

A procura de eletricidade no mercado tem declive decrescente porque os consumidores estão predispostos a comprar quantidades crescente à medida que os preços baixam. Face à procura de energia em cada período horário, o preço de fechamento do mercado corresponde ao preço lícitado pelo produtor com o custo marginal mais elevado. Os produtores que licitam abaixo do preço de fechamento são chamados “produtores inframarginais”.

Figura 6 - Exemplo do funcionamento típico do mercado atacadista europeu (Pay as Clear)

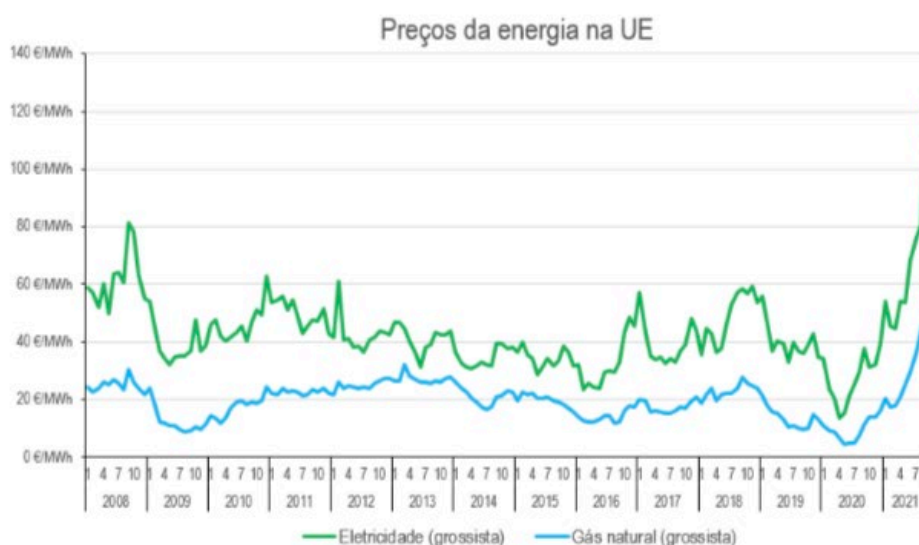


Face ao aumento expressivo dos preços do gás natural, a tecnologia com custos marginais mais elevados são as centrais de ciclo combinado e, por isso mesmo, durante a maior parte das horas, o preço de fechamento é determinado com base nas licitações das usinas que utilizam o gás natural na geração de eletricidade. Por isso mesmo, a evolução ao longo do tempo do preço da eletricidade é muito semelhante à registada pelo gás natural (ver figura 7), indicando que os preços do gás natural tenham sido a principal determinante da tendência alista dos preços da eletricidade nos mercados europeus. Vem a propósito recordar que, durante muito anos, os mercados marginalistas foram objeto de críticas fundamentadas devido ao seguinte: o peso crescente de tecnologias de geração de base renovável com custos marginais tendencialmente nulos tenderá a refletir-se em preços de equilíbrio próximos de zero, não permitindo que as usinas recuperem os custos de produção e, dessa forma, dando sinais que desincentivam os investimentos futuros. E agora, num contexto de crise, o mercado atacadista venha revelar também fragilidades e a exigir intervenção do governo de forma corrigir as suas inconsistências. De alguma forma, estes fatos parecem reiterar a necessidade de repensar o atual desenho dos mercados atacadistas europeus.

O relatório da ACER de maio deste ano, apresenta uma análise relativa ao mercado atacadista alemão (que, normalmente, é uma referência para a Europa) que permite concluir que o crescimento dos preços da eletricidade se deve maioritariamente à evolução dos preços do gás natural e, embora com uma relevância muito menor, é também influenciado pelo incremento do preço da tonelada de CO₂ (ver figura 8). A análise apresentada na figura 8 permite distinguir três fases:

- i. Durante uma primeira fase (os nove primeiros meses de 2021), os preços do gás natural e da eletricidade mantiveram-se estáveis e os custos do CO₂ tiveram um contributo muito pouco expressivo na evolução do preço da eletricidade;
- ii. Numa segunda fase, o crescimento do preço do gás natural teve um impacto expressivo no incremento dos preços da eletricidade (entre outubro e dezembro) e o preço do CO₂ passou a ter um impacto mais expressivo nos preços da eletricidade em consequência das alterações no mercado de direitos de emissão decididas em julho de 2021; tal como se antecipava pela evolução dos contratos de futuros, registou-se um decréscimo dos preços da eletricidade no início de 2022 que foi bruscamente interrompido com o início da guerra na Ucrânia;
- iii. Na fase 3 retomou-se um crescimento expressivo dos preços da eletricidade em consequência do aumento dos preços do gás bem como da incerteza crescente em relação ao aprovisionamento e gás por parte da Rússia.

Figura 7 – Correlação positiva entre os preços da eletricidade e do gás natural no período entre 2008 e 2021



Fonte: Comissão Europeia (2021), Enfrentar o aumento dos preços da energia: um conjunto de medidas de apoio e ação, COM(2021) 660 final.

Figura 8 - Determinantes do crescimento dos preços da eletricidade na Alemanha no período entre Maio de 2021 e Março de 2022



Source: ACER based on ICIS Heren.

Fonte: ACER (2022).

Retomando a figura 6, analisa-se os efeitos dos aumentos do gás natural sobre a formação de preços no mercado atacadista. Nesta situação, as usinas de ciclo combinado, a tecnologia marginal (Tecnologia 5), registam um incremento expressivo nos seus custos marginais¹⁵ que se reflete num aumento proporcional no preço de fecho do mercado, apesar das restantes tecnologias manterem os seus custos marginais constantes. Para minimizar os efeitos dos aumentos do preço do gás natural sobre o preço da eletricidade, os países europeus estão desenvolvendo duas intervenções alternativas:

- i. Fixar um preço limite para o gás natural (a tecnologia marginal) que se reflete proporcionalmente na redução do preço da eletricidade, assegurando uma compensação às usinas de gás natural que lhe permitem recuperar os seus custos de produção que é financiada pelo sistema tarifário;
- ii. Tributar os lucros “excessivos caídos do céu” (windfall profits) de que beneficiam os participantes no mercado face à volatilidade crescente do gás natural e utilizando as receitas deste imposto para apoiar os consumidores mais vulneráveis e as empresas eletrointensivas.

A seguir estas duas intervenções serão analisadas de forma mais detalhada.

¹⁵ Como teremos oportunidade de verificar mais adiante, as usinas de ciclo combinado também fizeram ofertas no mercado diário que superaram os seus custos marginais efetivos, beneficiando assim de “windfall profits”.

2.2 - Desacoplamento (“decoupling”) entre o mercado atacadista do setor elétrico e do gás natural

Como as usinas de ciclo combinado a gás natural marcam o preço nos mercados marginalistas europeus, alguns países do bloco têm vindo a estabelecer, transitoriamente, mecanismos (“travões”) que limitam os preços de referência do gás natural utilizado por essas usinas. Esses mecanismos preveem ainda que o sistema tarifário possa assegurar o financiamento do diferencial entre o custo efetivo e o preço de referência do gás natural estabelecido administrativamente de forma a assegurar a recuperação plena do custo suportado pelas usinas de ciclo combinado que operam no mercado¹⁶.

Figura 9 - Preço da eletricidade no MIBEL: Nov 2020 – Out 2021



Fonte: OMIP.

Figura 10 - Natural Gas Dutch TTF day-ahead index (EU), €/MWh



¹⁶ Trata-se, de um mecanismo análogo ao que existe há anos no Brasil em que há um teto para o PLD (hoje o PLD máximo estrutural é R\$ 647, ou € 123) e a diferença de custo que porventura exista entre o PLD e o custo variável das térmicas mais caras despachadas é coberto por um encargo pago por todos os consumidores

A título ilustrativo analisa-se a aplicação deste mecanismo na Península Ibérica. Como se pode verificar nas figuras 9 e 10, os incrementos do preço do gás natural refletiram-se proporcionalmente nos preços do mercado spot do MIBEL – Mercado Ibérico da Eletricidade.

Face a este contexto, Portugal e Espanha fixaram, a partir de 16 de Junho de 2022 e de forma coordenada, um limite administrativo ao preço do gás natural, após a sua aprovação pela Comissão Europeia. Esta decisão de política energética foi decidida através de publicação do DL nº 33/2022¹⁷, de 14 de maio, que visa atenuar o preço da eletricidade, através do seu desacoplamento do preço do gás natural.

O ajuste dos custos de produção de energia elétrica para as usinas de ciclo combinado e as cogerações a gás natural é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$Y = \frac{P_{GN} - P_{RGN}}{0,55}$$

onde:

Y é o valor do ajuste diário, expresso em €/MWh, a aplicar à usina de ciclo combinado ou instalação de cogeração a gás natural;

P_{GN} é o preço do gás natural em €/MWh, determinado através da média ponderada de todas as transações dos produtos diários (D+1) e fim de semana, quando aplicável, com entrega no dia seguinte no «punto virtual de balance», cotados na plataforma gerida pela MIBGAS, S. A., enquanto operador do mercado ibérico de gás (MIBGÁS).

P_{RGN} é o preço de referência do gás natural em €/MWh, com um valor inicial de 40 €/MWh, com evolução crescente ao longo do período de aplicação do mecanismo de ajuste¹⁸. A partir do primeiro dia do sétimo mês da aplicação do mecanismo de ajuste, o valor da variável P_{RGN} incorpora um aumento nominal

¹⁷ Sobre este assunto, veja-se o seguinte link:

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

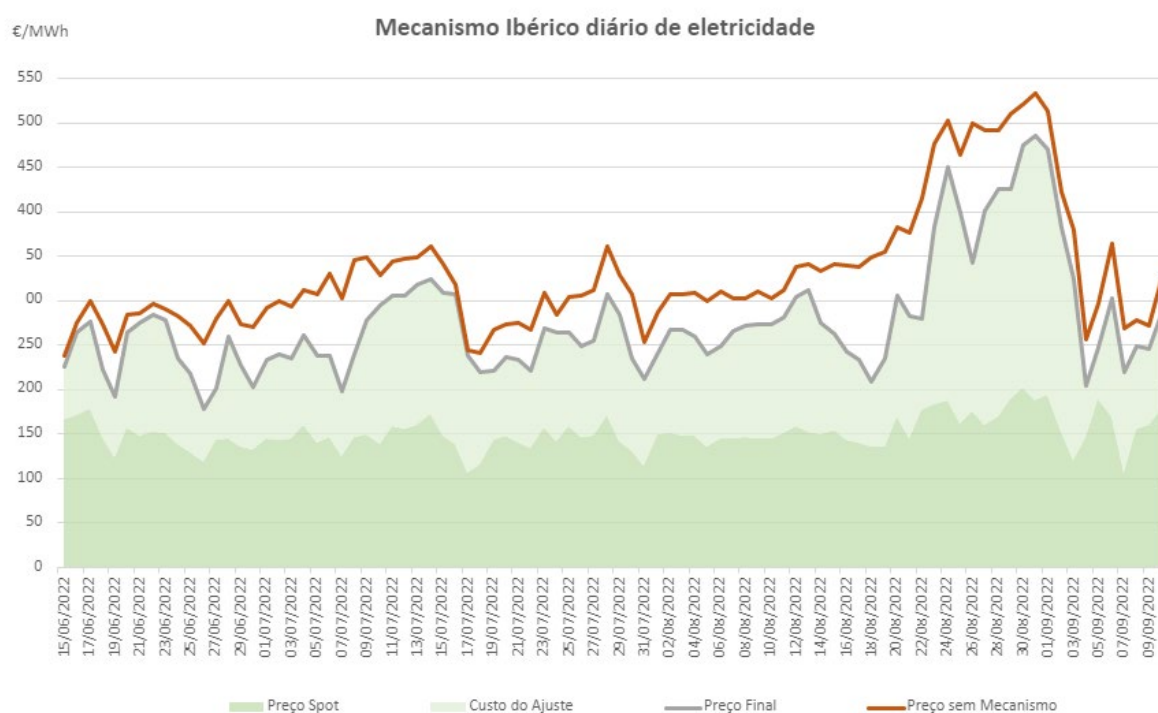
¹⁸ A partir do primeiro dia do sétimo mês da aplicação do mecanismo de ajuste, o valor da variável P_{RGN} incorpora um aumento nominal de 5 €/MWh, que se repete no primeiro dia dos meses seguintes sobre o mês precedente.

de 5 €/MWh, que se repete no primeiro dia dos meses seguintes sobre o mês precedente.

O parâmetro 0,55 reflete a eficiência da conversão do gás natural em energia elétrica.

O benefício deste mecanismo para o consumidor é suscetível de ser traduzido pela área compreendida entre o preço que se verificaria sem o mecanismo e o preço final que se verifica com a aplicação do mecanismo (ver figura 11).

Figura 11 - Benefício do mecanismo ibérico que fixa um limite máximo para o preço do gás utilizado pelas usinas de ciclo combinado



Fonte: DGEG.

<https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.dgeg.gov.pt%2Fmedia%2Fju0akzqx%2Fdgeg-mie-20220909.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>

2.3 - Fixação de um imposto extraordinário sobre os lucros excessivos

Em 14 de setembro de 2022, a Comissão Europeia publicou uma proposta de regulamento estabelecendo regras em relação à tributação das tecnologias inframarginais do setor elétrico bem como sobre os lucros excessivos das empresas que operam nos setores petrolífero, carvão, gás natural e produtos petrolíferos.

Antes de apresentar as iniciativas desenvolvidas na União Europeia, será desenvolvida uma breve análise dos *windfall profits* decorrentes da crise energética na Europa.

A curva relativa à evolução dos preços no mercado spot alemão da eletricidade, European Energy Exchange (EEX), tem uma configuração semelhante ao Natural Gas Dutch TTF day-ahead index, o índice de referência para o gás natural no mercado europeu (ver figura 12). Como examinado anteriormente, os aumentos expressivos do gás natural refletem-se num aumento proporcional dos custos marginais das usinas a gás natural e, em consequência desta evolução, as tecnologias infra-marginais a operar no setor elétrico alemão beneficiaram de “windfall profits”¹⁹.

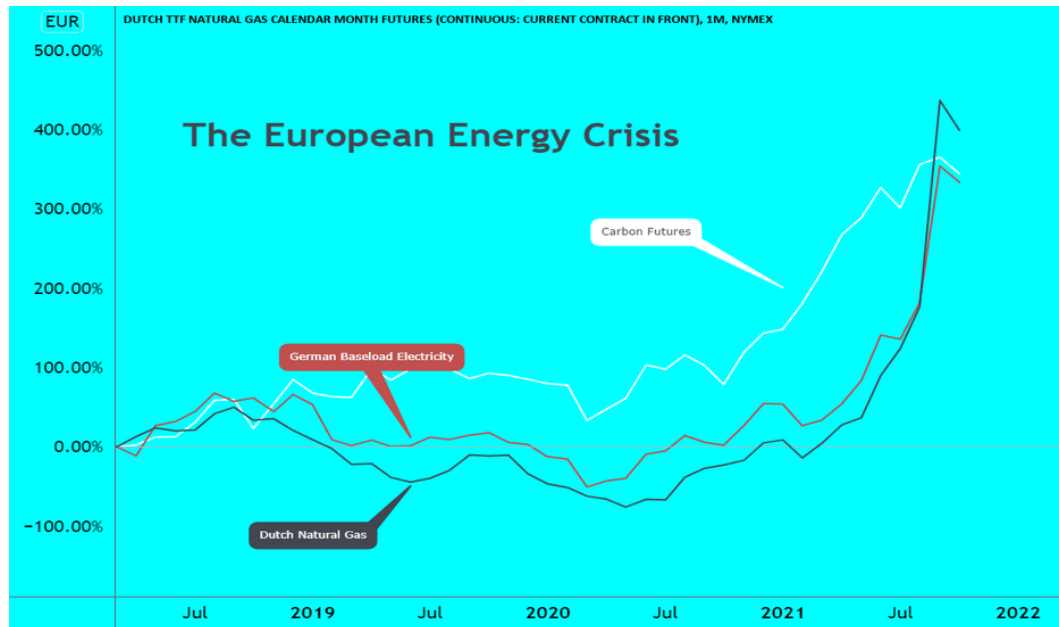
Para além disso, as ofertas no mercado da eletricidade do dia seguinte deveriam ser baseadas no custo marginal efetivo de produção das usinas de ciclo combinado a gás natural tendo subjacente os preços resultantes da contratação a prazo (forward contracts) do gás natural, que registaram taxas de crescimento pouco expressivas. Na verdade, o que poderá ter acontecido é que as ofertas das usinas a gás natural no mercado diário da eletricidade do dia seguinte foram baseadas nas cotações do gás natural no mercado do dia seguinte, Natural Gas Dutch TTF day-ahead index (EU) que, como se pode verificar na figura 13 tiveram picos de preços na final de 2021 e após o início da guerra da Ucrânia, e não no preço do gás estabelecido na contratação a prazo.

¹⁹ Sobre este assunto, veja-se o seguinte documento:

Thomas Baunsgaard and Nate Vernon (2022), Taxing Windfall Profits in the Energy Sector, Notes, IMF. <file:///C:/Users/USER/Downloads/INSEA2022002.pdf>

Ou seja, as tecnologias marginais a operar no mercado spot também poderão ter beneficiado de “windfall profits” expressivos durante a atual crise energética (ver figura 14).

Figura 12 – Correlação positiva entre os preços da eletricidade e do gás natural na Alemanha no período entre julho de 2019 e julho de 2021



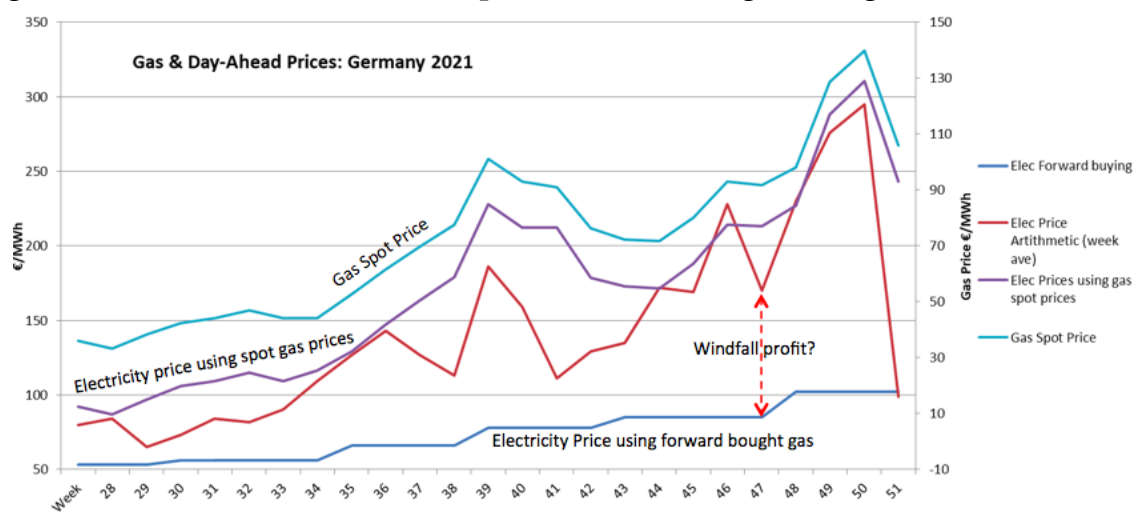
Fonte: <https://www.tradingview.com/symbols/NYMEX-TTF1%21>

Figura 13 – Evolução do preço do gás natural entre julho de 2021 e maio de 2022



Fonte: <https://eu.boell.org/en/2022/06/30/windfall-profits-energy-markets-acute-symptoms-structural-problems>

Figura 14 – Terão existido windfall profits nas tecnologias marginais?



Fonte: <https://eu.boell.org/en/2022/06/30/windfall-profits-energy-markets-acute-symptoms-structural-problems>.

Face a esta evidência empírica, alguns analistas europeus têm vindo a defender a necessidade de se estabelecer uma taxa sobre os *windfall profits* que permita proceder a uma redistribuição mais equitativa dos custos e benefícios gerados no mercado da eletricidade entre produtores de eletricidade, consumidores residenciais e empresas eletrointensivas. Assim, as receitas geradas por esta taxa podem ser utilizadas no financiamento dos apoios aos consumidores residenciais e às indústrias eletrointensivas. Claro está que, para que este instrumento seja eficaz, esta taxa não poderá ser refletida nos preços da eletricidade pagos pelos consumidores.

Como se pode verificar num artigo publicado recentemente pelo FMI²⁰, este mecanismo tem sido aplicado por vários países com base na aplicação de metodologias e níveis de desempenho muito distintos. Tendo presente a complexidade que está subjacente à determinação de taxas que sejam simultaneamente eficazes e eficientes, o texto recomenda que se devem “consider future reforms to market mechanisms that may unnecessarily result in windfall profits for electricity generators”.

²⁰ Baunsgaard and Vernon (2022), Taxing Windfall Profits in the Energy Sector, Notes, IMF.

Em março de 2022, a Comissão Europeia publicou um guia para a aplicação das taxas sobre os windfall profits²¹ de forma a garantir que os as taxas sejam temporárias, preservem os sinais de mercado adequados (ou seja, não incrementem os custos marginais), tributem apenas as tecnologias que beneficiam de lucro excessivos e sejam baseadas na utilização de critérios objetivos, transparentes e escrutináveis de determinação das rendas excessivas.

No dia 14 de setembro de 2022, a Comissão Europeia publicou uma proposta de regulamento²² em que estabelece, nos artigos 6, 7, 8, 9 e 10, as regras orientadoras das taxas sobre os lucros excessivos:

- i. Fixação de um limite temporário às receitas dos produtores infra-marginais que não deve exceder os 180 €/MWh para os preços da eletricidade no mercado atacadista;
- ii. Este limite é aplicável às tecnologias inframarginais que operam nos mercados atacadistas;
- iii. As receitas provenientes dos impostos especiais serão utilizadas para financiar os apoios aos consumidores vulneráveis e as empresas eletrointensivas.

Na fundamentação para a fixação de um preço limite de 180 €/MWh, a Comissão Europeia indica no preâmbulo da proposta de regulamento que uma análise a muito longo prazo do comportamento passado, os preços em período de ponta situaram-se sempre muito abaixo deste valor e, para além disso, os custos nivelados de produção de eletricidade das tecnologias inframarginais são também inferiores a este limite o

²¹ Sobre este assunto, veja-se:

European Commission (2022), REPowerEU, Annex 2, Guidance on the application of infra-marginal profit fiscal measures.

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_3&format=PDF

²² Sobre este assunto, veja-se:

European Commission (2022), Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices, COM(2022) 473 final, 14 September.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022PC0473&from=EN>

que significa que a fixação deste cap não condiciona o investimento necessário nomeadamente em tecnologias de base renovável.

De acordo com simulações elaboradas pela Comissão Europeia, este mecanismo poderia gerar receitas adicionais da ordem do €140 bilhões que contribuiriam para financiar os consumidores vulneráveis e as empresas eletrointensivas.

Esta medida está muito longe de ser consensual nas duas instâncias que são responsáveis pela co-decisão no âmbito da União Europeia: Conselho Europeu e Parlamento Europeu.

Alguns consideram que não devem existir intervenções no mercado atacadista, outros rejeitam intervenções pontuais e transitórias e advogam uma reforma estrutural nos mercados atacadistas e, finalmente, há países que optaram por um mecanismo que fixa limites ao preço do gás natural que apresentámos anteriormente.

Apesar desta polémica, há países que já introduziram ou anunciaram a intenção de criar uma taxa sobre os *windfall profits*: o Reino Unido e, na União Europeia, a Itália, a Grécia, a Espanha e a Bélgica. O governo alemão pondera também fixar um imposto especial sobre os lucros excessivos embora o tema esteja a suscitar um enorme debate público neste país.

A proposta de regulamento da Comissão Europeia estabelece ainda regras visando a tributação dos lucros excessivos das empresas que operam nos setores petrolífero, carvão, gás natural e produtos petrolíferos. Esta decisão tem duas motivações principais:

- i. Tal como acontece com o setor elétrico, as empresas destes setores também têm registado lucros acima do normal durante esta crise energética e, portanto, justifica-se, plenamente, que estas empresas tenham um “contributo solidário” que permita alargar a base de tributação e as consequentes receitas fiscais visando o financiamento dos apoios aos consumidores vulneráveis e às empresas eletrointensivas.
- ii. A tributação exclusiva das tecnologias inframarginais, nomeadamente das renováveis, poderia dar um sinal perverso de desincentivo da descarbonização do setor elétrico e também nas atividades relacionadas com os combustíveis fósseis.

Assim, a proposta de regulamento estabelece, nos artigos 13, 14, 15 16 e 17, as seguintes regras em relação à tributação das atividades acima mencionadas:

- i. Os lucros registados a partir de 1 de janeiro de 2022 que excedam em 20% o lucro médio registado nos últimos 3 anos fiscais, com início em 1 de janeiro de 2019, serão objeto de tributação;
- ii. A taxa aplicável temporariamente será de, pelo menos, 33%;
- iii. Esta taxa acresce a todas as taxas e impostos que estejam em vigor nos Estados-membros; e
- iv. As receitas provenientes da aplicação desta taxa serão utilizadas para financiar os apoios aos consumidores vulneráveis e às empresas eletrointensivas bem como para financiar medidas que, no âmbito da iniciativa Europeia REPowerEU, visem estimular a redução da dependência energética.

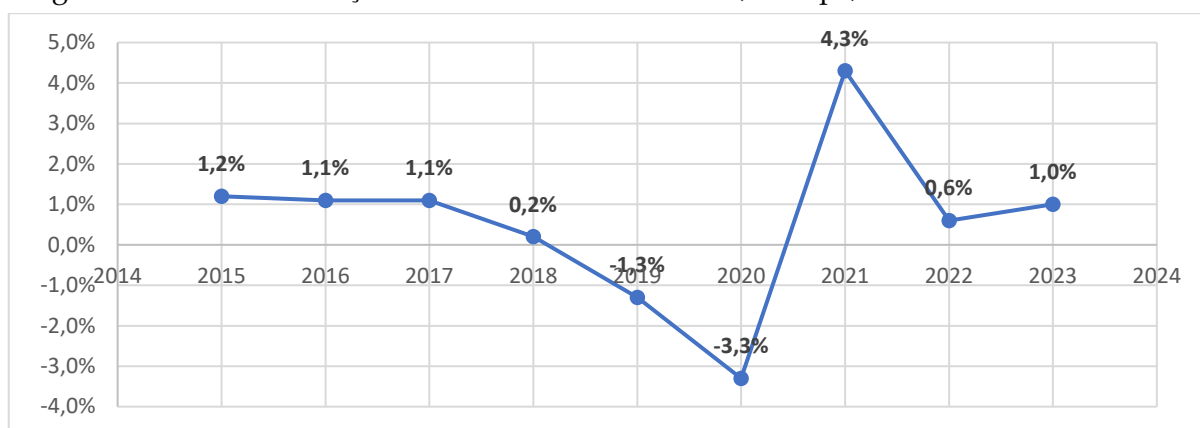
3 - Redução do consumo de eletricidade

Tendo em vista garantir a continuidade do fornecimento de eletricidade durante o próximo inverno, preservar a disponibilidade do stock de combustíveis disponíveis para a geração de eletricidade e reduzir os preços da eletricidade, a Comissão Europeia anunciou uma proposta relativa à redução da procura da eletricidade. Assim, na proposta de regulamento publicada no dia 14 de setembro de 2022, a Comissão Europeia estabelece, nos artigos 3, 4 e 5, o seguinte:

- i. Os Estados-membros devem implementar medidas visando a redução do consumo de eletricidade de 10% no período entre 1 de novembro de 2022 e 31 de março de 2023, ou seja, durante o período de inverno, em comparação com o consumo médio de eletricidade registado nos últimos cinco anos;
- ii. Os Estados-membros deverão reduzir o consumo de 5% nos períodos de ponta²³.

Esta proposta de regulamento sobre a redução da procura suscitou comentários críticos da parte de vários Estados-Membros. De fato, uma redução do consumo de eletricidade, a iniciar tão rapidamente, mais concretamente, no dia 1 de novembro, e durante o período de inverno, é uma decisão de difícil concretização, muito penalizante e impopular, nomeadamente, nos países do Norte da Europa. Para se ter uma noção do esforço a efetuar, basta ter presente que a redução do consumo da eletricidade na Europa durante o período de confinamento do COVID foi de -1,3% e -3,3%, respetivamente, em 2019 e 2020 (ver figura 15).

Figura 15 - Taxa de variação da Procura de eletricidade, Europa, 2015 a 2023



Fonte: EIA (2022), Electricity Market Report, July.

<https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-july-2022/executive-summary>

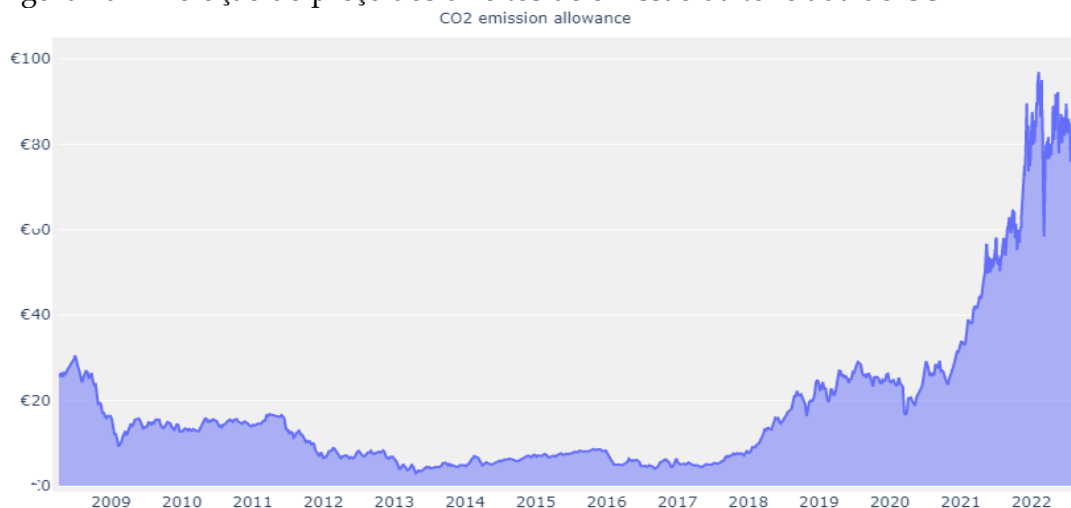
²³ Nas definições apresentadas no artigo 2 do regulamento estabelece-se o seguinte: “‘peak price hours’ means hours of the day where day-ahead wholesale electricity prices are expected to be the highest, based on forecasts by transmission system operators and nominated electricity market operators”.

4 - Direitos de emissão de CO2

O mercado europeu de direitos de emissões de CO2 (EU ETS - EU Emissions Trading System) foi criado em 2005. A fixação de limites de emissões pouco restritivos, nomeadamente a partir da crise económica e financeira de 2009, contribuiu para que o preço das licenças de emissão de CO2 no mercado europeu registassem, quase sempre, níveis pouco desincentivadores das emissões para os setores envolvidos (energia, indústrias energia intensivas e transportes aéreos²⁴ a operar na Europa).

No entanto, a partir de julho de 2021, o preços das licenças de emissão de CO2 tiveram um crescimento expressivo (ver Figura 16) que coincidiu com o anúncio, por parte da Comissão Europeia, que iria passar dos “pelo menos” 40% para 55% a redução do nível de emissões de CO2 em 2030, em relação a 2005, e anunciou medidas concretas para atingir tal objetivo: o Pacote legislativo Fit for 55. No caso concreto do setor elétrico, os limites previstos para os níveis de emissões de CO2 tiveram de ser ajustados para baixo de forma a viabilizar a redução adicional de 40% para 55% prevista no pacote Fit for 55, contribuindo assim para um crescimento muito expressivo do preço da tonelada de CO2.

Figura 16 - Evolução do preço dos direitos de emissão da tonelada de CO2



Fonte: <https://sandbag.be/index.php/carbon-price-viewer/>

European Union Allowance (EUA) permite que o seu detentor emita 1 tonelada de carbono.

²⁴ Os transportes aéreos apenas foram incluídos a partir de 2012, envolvendo apenas as emissões das aeronaves operando na Europa. Os transportes marítimos têm estado excluídos mas o Pacote Fit for 55, aprovado em julho de 2021, definiu que deveria ser analisado o potencial alargamento do mercado de direitos de emissão aos transportes marítimos.

Entre janeiro de 2021 e setembro de 2022, o preço dos direitos de emissão aumentou cerca de 65 EUR/tCO₂ (de 25 para 90 EUR/tCO₂), o que se traduz num aumento dos custos de cerca de 20 EUR/MWh para a eletricidade produzida a partir do gás natural (pressupondo uma eficiência de 50 %) e de cerca de 50 EUR/MWh para a eletricidade produzida a partir do carvão (pressupondo uma eficiência de 40 %).

O artigo 29.ºA da Diretiva CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão) estabelece que se, por um período superior a seis meses consecutivos, o preço das licenças de emissão for superior ao triplo do preço médio das licenças de emissão durante os dois anos anteriores no mercado europeu do carbono, a Comissão convoca de imediato uma reunião do comitê com os Estados-Membros, a fim de debater eventuais medidas.

Neste contexto, alguns Estados-Membros da União Europeia têm admitido uma redução das taxas de carbono impostas por decisões de âmbito nacional e, apesar de não terem sido ainda alcançados os limites críticos estabelecidos no artigo 29º A da Diretiva CELE, há já quem admita a possibilidade de aumentos dos limites de emissões de CO₂ ou, até, uma suspensão temporária do funcionamento do mercado europeu de direitos de emissão de CO₂ de forma a reduzirem os impactos do preço da tonelada do CO₂ sobre os preços da eletricidade.

De acordo com o comunicado da Reunião Extraordinária de Ministros da União Europeia, realizada em 9 de setembro, “Ministers discussed possible options how to make use of the EU ETS in addressing current high electricity prices and noted the effort by the Presidency to swiftly advance the negotiations and find a solution on the Market Stability Reserve in the context of the REPowerEU initiative”²⁵.

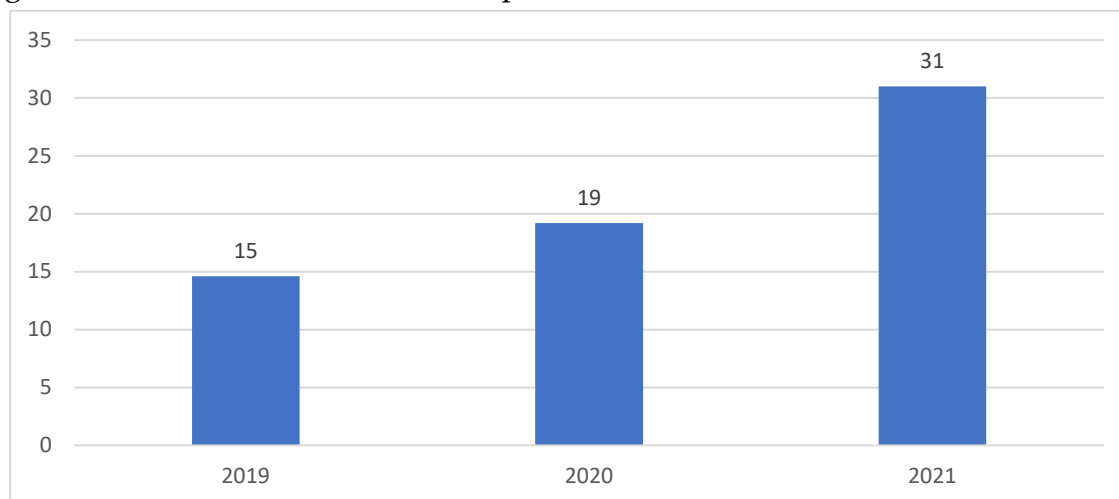
O aumento do custo da tonelada do CO₂ gerou um incremento muito expressivo e proporcional das receitas da venda dos direitos de emissão que são partilhadas com os diferentes países participantes neste mercado (ver figura 17). Esta receita, que normalmente é utilizada para apoios ou para a cofinanciamento de investimentos em

²⁵ Sobre este assunto, veja-se o seguinte comunicado:

<https://www.consilium.europa.eu/media/58929/presidency-summary-220909.pdf>

sustentabilidade, pode agora ser utilizada para atenuar os impactos dos incrementos dos preços sobre os consumidores domésticos mais vulneráveis ou das empresas eletrointensivas.

Figura 17 - Receitas do mercado europeu de direitos de emissão



Fonte: Comissão Europeia e International Carbon Action Partnership.

Assim, a avaliação dos impactos dos direitos de emissão de CO₂ sobre a crise energética tem subjacente o seguinte trade-off: por um lado, o aumento do custo do carbono terá um contributo (embora muito menos expressivo do que o gás natural) sobre os preços da eletricidade mas, por outro lado, cada Estado-Membro pode utilizar a sua quota das receitas da venda dos direitos de emissão de CO₂ para financiar os apoios aos consumidores vulneráveis e às empresas eletrointensivas.

Na sua avaliação sobre a possibilidade de haver um ajustamento temporário no funcionamento do mercado de direitos de emissão – que é uma instituição europeia e que, por isso mesmo, obriga à participação de todos os países – os vários Estados-Membros terão de ponderar sobre qual o compromisso ótimo entre o aumento das receitas de CO₂ e o impacto do custo do CO₂ nos preços da eletricidade.

O problema é que os países terão tendência a divergir em relação à decisão a tomar porque o mix de tecnologias no setor elétrico é muito diferenciado na Europa já que existem países que apostaram fortemente nas renováveis, enquanto noutros, a geração de base fóssil é ainda dominante. E este aspecto é, naturalmente, decisivo (e divisivo) em relação às alterações de funcionamento do mercado de direitos de emissão.

Bibliografia

ACER (2021), ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design, November.

<https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER%27s%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe%27s%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf>

ACER (2022), ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design; April.

<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

Bruegel (2022), National policies to shield consumers from rising energy prices, August.

<https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>

[National policies to shield consumers from rising energy prices \(bruegel.org\)](#)

Comissão Europeia (2021), Enfrentar o aumento dos preços da energia: um conjunto de medidas de apoio e ação, COM(2021) 660 final.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660&from=EN>

Comissão Europeia (2022a), Segurança do aprovisionamento e preços da energia acessíveis: Opções de medidas a adotar no imediato e preparação para o próximo inverno, COM(2022) 138 final.

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:22b6b0f8-aac5-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF

Comissão Europeia (2022b), Plano REPowerEU, COM(2022) 230 final.

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0020.02/DOC_1&format=PDF

EIA (2022), Electricity Market Report, July.

<https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-july-2022/executive-summary>

European Commission (2022), REPowerEU, Annex 2, Guidance on the application of infra-marginal profit fiscal measures.

https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_3&format=PDF

European Commission (2022), Energy prices: Commission proposes emergency market intervention to reduce bills for Europeans, State of the Union 2022, 14 September.

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_5489

European Commission (2022), Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices, COM(2022) 473 final, 14 September.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022PC0473&from=EN>

Household Energy Price Index for Europe, Energie Control, MERKH and VaasaETT, March 2022.
https://static1.squarespace.com/static/616804e3b1bb682181eb927a/t/62221c7de71bf131409ddd09/1646402762378/HEPI_Press_Release_February_2022.pdf

IMF (2022), How Europe Can Protect the Poor from Surging Energy Prices, August.
<https://www.imf.org/en/Blogs/Articles/2022/08/03/how-europe-can-protect-the-poor-from-surging-energy-prices>

Suzana Carp (2022), Windfall profits in energy markets: acute symptoms of structural problems, The Heinrich-Böll-Stiftung
<https://eu.boell.org/en/2022/06/30/windfall-profits-energy-markets-acute-symptoms-structural-problems>

Thomas Baunsgaard and Nate Vernon (2022), Taxing Windfall Profits in the Energy Sector, Notes, IMF.
<file:///C:/Users/USER/Downloads/INSEA2022002.pdf>

What is the merit order curve in the power system, Next? <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/merit-order-curve/>

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-57-2

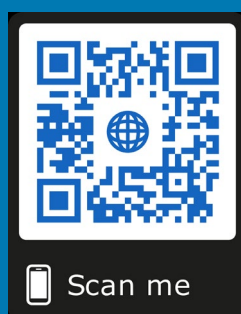
SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: facebook.com/geselufrj

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249
(21) 3577-3953



Versão Digital

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240