

# Tarifas e Preços num contexto de transição energética

CONIBEN 2024  
Pedro Verdelho  
14 de novembro de 2024



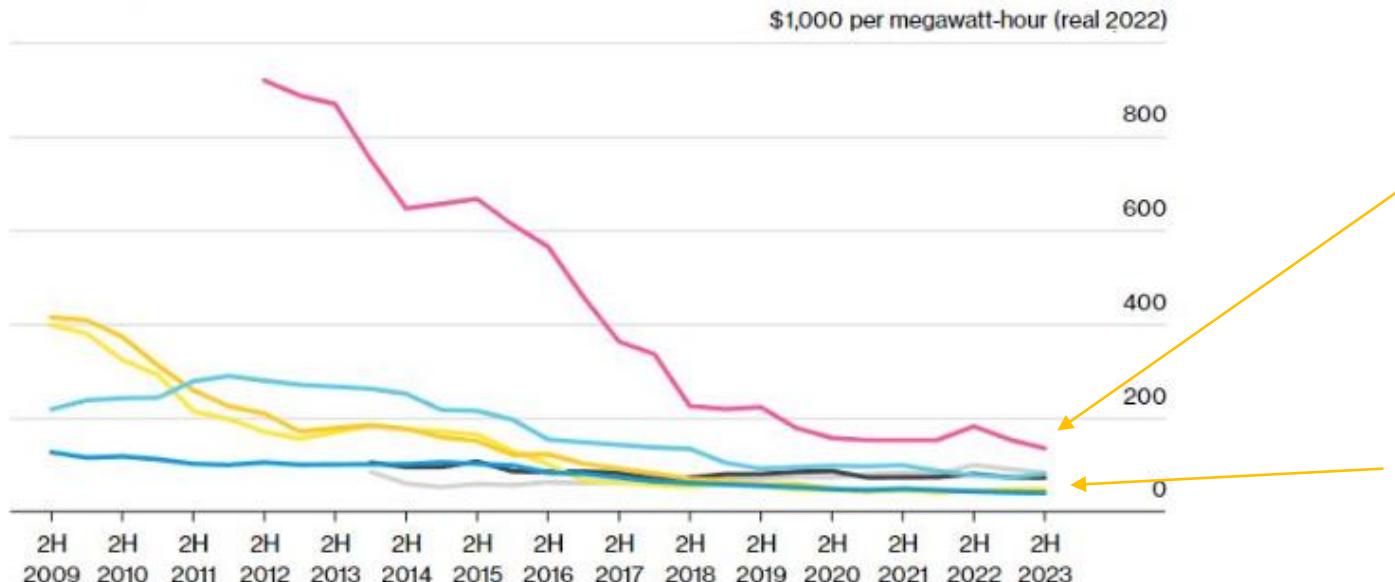


# Produção renovável custo-eficiente



## Global leveled cost of electricity (LCOE) benchmarks, 2H 2023

Onshore wind   Offshore wind   Fixed-axis solar   Tracking solar   Battery storage (four hours)  
Coal   Gas



Source: BloombergNEF

Note: The LCOE is the long-term breakeven price a power project needs to recoup all costs and meet the required rate of return. The global benchmarks are capacity-weighted averages using the latest country estimates. Offshore wind includes offshore transmission costs. Coal- and gas-fired power include carbon pricing where policies are already active. LCOEs do not include subsidies or tax credits. LCOEs shown by financing date.

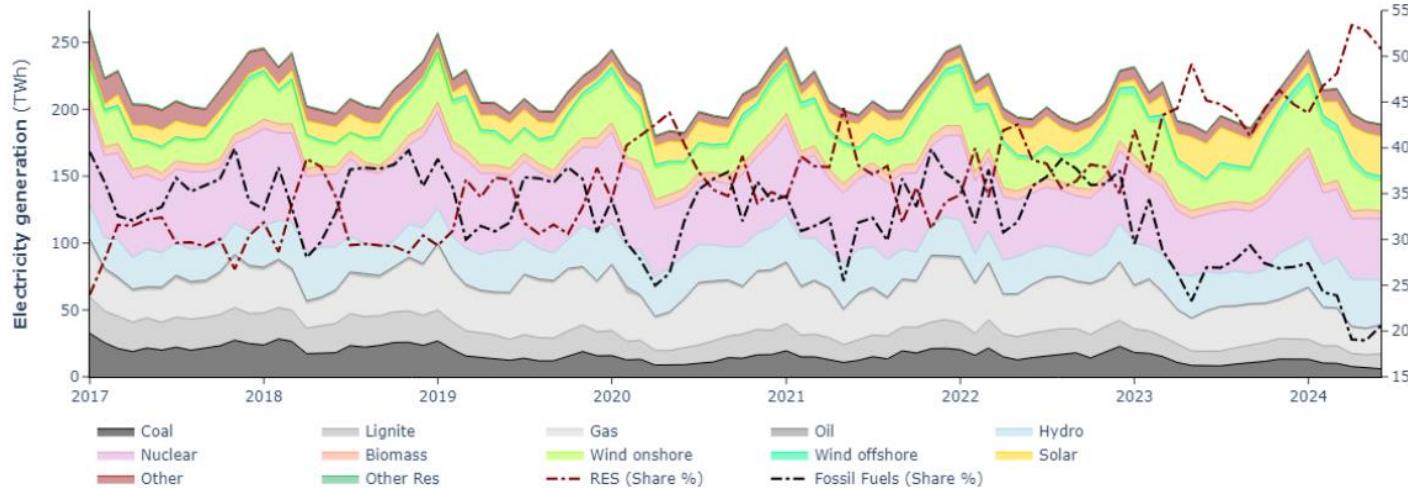
BloombergNEF

- Armazenamento em baterias com armazenamento de 4 horas já atingiu grid parity. Espera-se que a Energy parity esteja próxima.
- Renováveis on-shore mais baratas que geração fóssil o que permite substituição de combustíveis com redução de custos de fornecimento



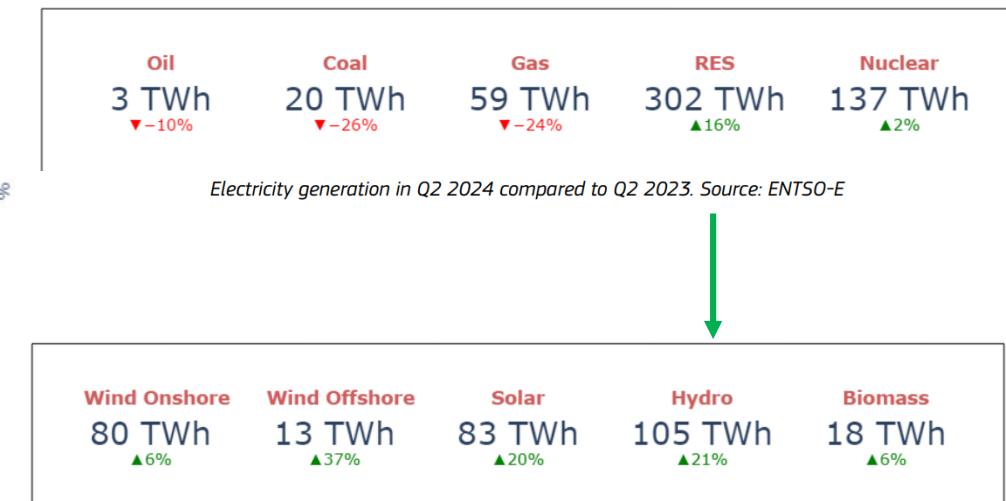
## Produção anual de eletricidade na UE

Figure 13 – Monthly electricity generation mix in the EU



Source: ENTSO-E. Fossil fuel share calculation covers power generation from coal, lignite, gas, oil and others.

1.4 Electricity mix in the EU

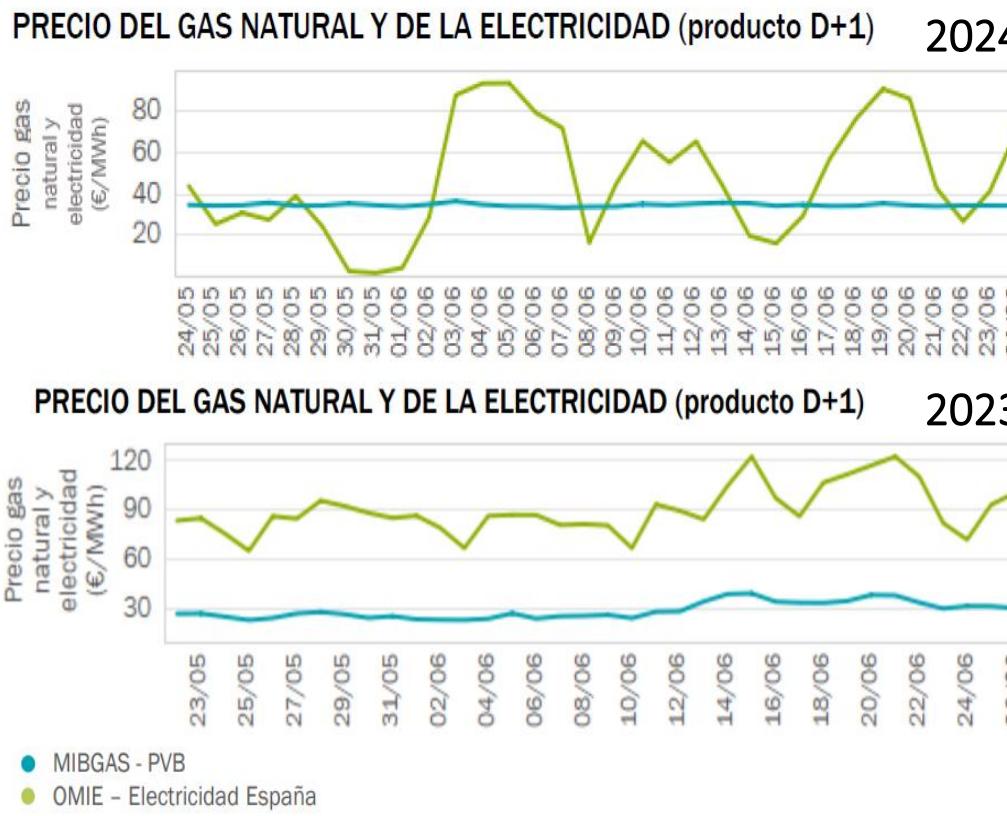


Progressos na transição para as energias limpas, com “52% da produção anual de eletricidade gerada por energias renováveis, tendo a produção fóssil diminuído para 24%.”



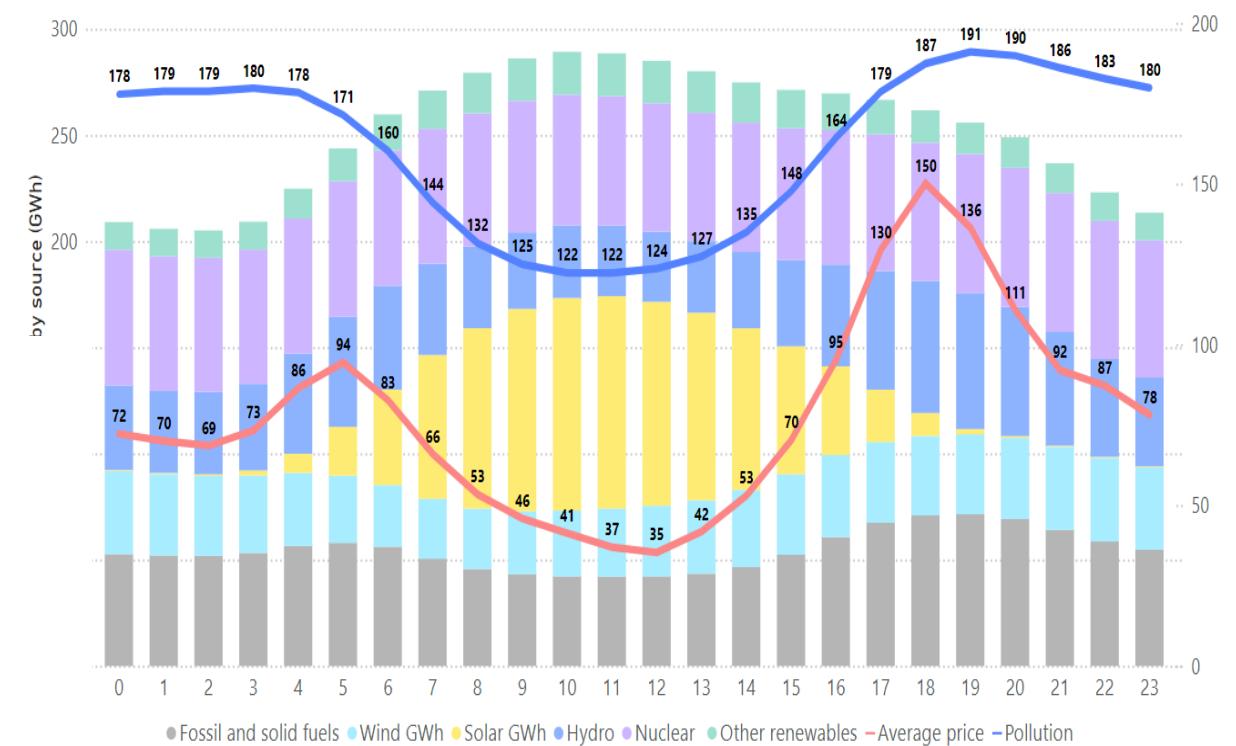
O aumento da geração renovável promove: (i) o desacoplamento entre preços gás natural e eletricidade, (ii) alteração profunda da estrutura e evolução ao longo do tempo dos preços de eletricidade

Preços no mercado diário de gás MIBGAS (EUR/MWh)  
Média dos preços preços horários no mercado diário de eletricidade OMIE (EUR/MWh), Junho 2023 e 2024



Fonte: MIBGAS

Média de geração horária por fonte (GWh), preços no mercado diário (EUR/MWh) e emissões de CO<sub>2</sub>(kg/MWh) na UE 27, junho de 2024

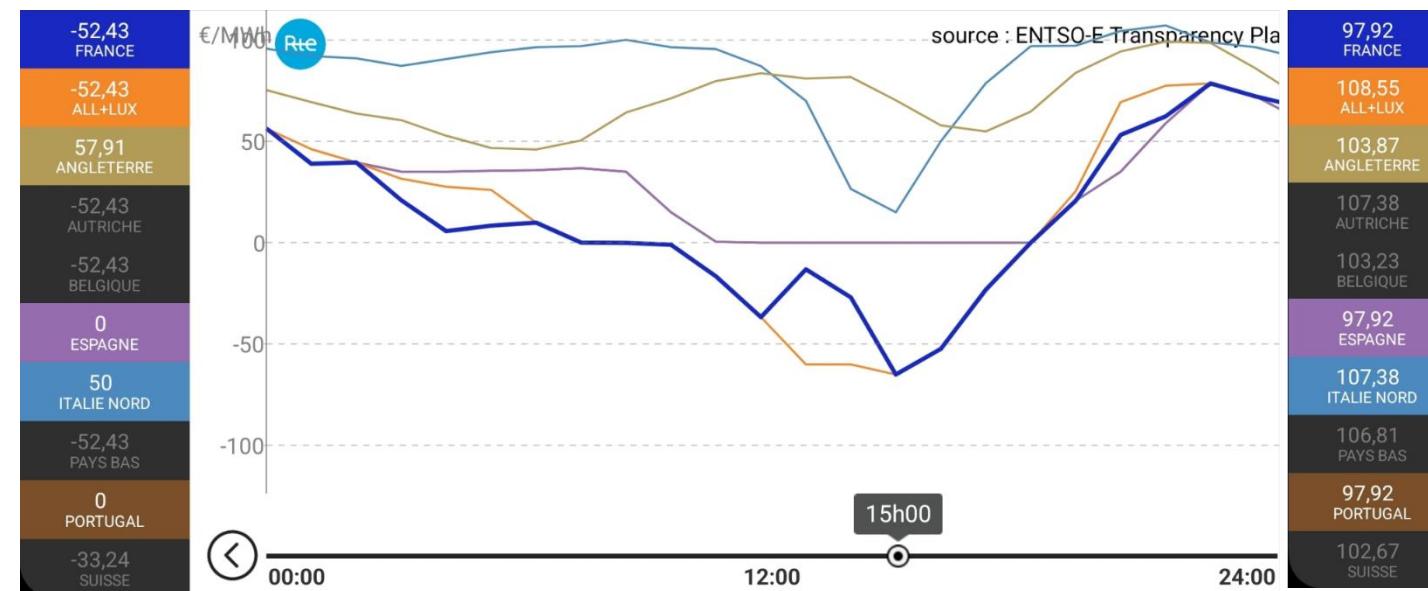


Fonte: ACER Retail MMR 2024 (*forthcoming*)

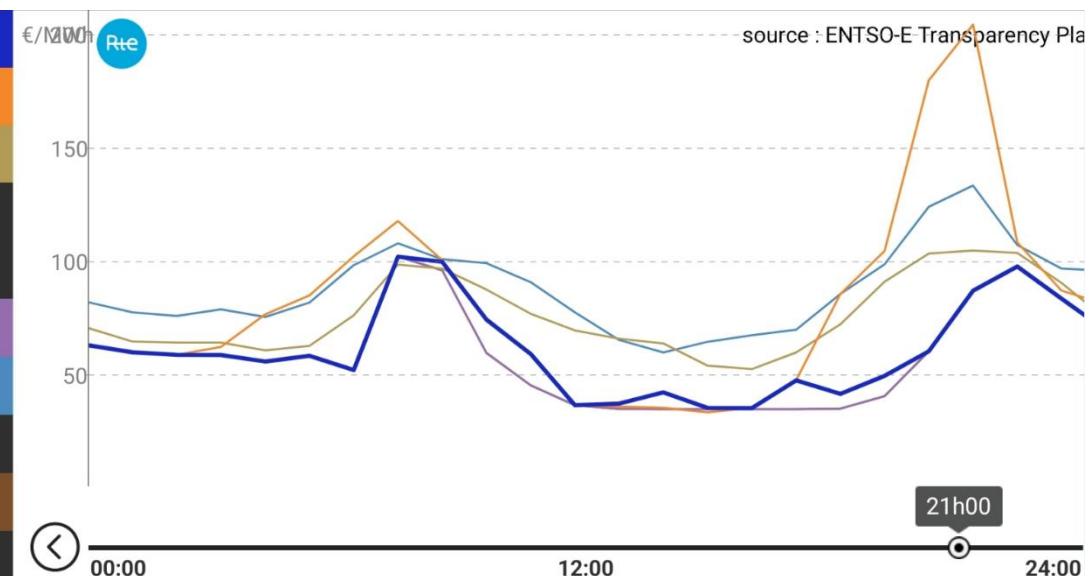


O aumento da geração renovável aumenta a volatilidade e a necessidade de serviços de flexibilidade no sistema nas diversas dimensões: segurança, disponibilidade e suficiência

Variação de preços de eletricidade no dia 28/04/2024



Variação de preços de eletricidade no dia 29/04/2024





Em 2019, o Pacote de Energia Limpa da UE introduziu o direito a **contratos de eletricidade a preços dinâmicos**, os quais devem refletir a variação de preços nos mercado à vista (MIBEL: preços horários), potenciando a **flexibilidade de curto prazo** no consumo.

**Objetivo:** «*permitir aos consumidores ajustar o seu consumo de acordo com as variações de preços em tempo real*»

Em Portugal, a disponibilização de **ofertas dinâmicas** (variação horária) e **ofertas indexadas** (ex: variação mensal) é obrigatória para comercializadores com mais de 200 mil e 50 mil clientes, respectivamente.



Ofertas indexadas

Posição	Comercializador	Fatura mensal
1	GoldEnergy	34,98 € (-7%)
2	Endesa	36,63 € (-2%)
3	EZU Energia	36,78 € (-2%)
4	JAFPLUS	37,42 € (-0,2%)
5	Mercado Regulado	37,49 €
6	GALP	37,90 € (1%)
7	Coopérnico CRL	38,16 € (2%)
8	G9 Energy	38,28 € (2%)
9	Iberdrola	38,45 € (3%)
10	YES ENERGY	38,90 € (4%)
11	Ibelectra	38,91 € (4%)
12	Nossa Energia	39,09 € (4%)
13	LuzBoa	39,10 € (4%)
14	Nabalia Energia	39,24 € (5%)
15	Eni Plenitude	39,32 € (5%)
16	Repsol	40,14 € (7%)
17	Alfa Energia	40,37 € (8%)
18	MEO Energia	40,48 € (8%)
19	Muon	40,98 € (9%)
20	EDP Comercial	41,82 € (12%)
21	Audax Renovables	42,27 € (13%)
22	Usenergy	42,81 € (14%)
23	LOGICA Energy	53,55 € (43%)



# Partilha de energia



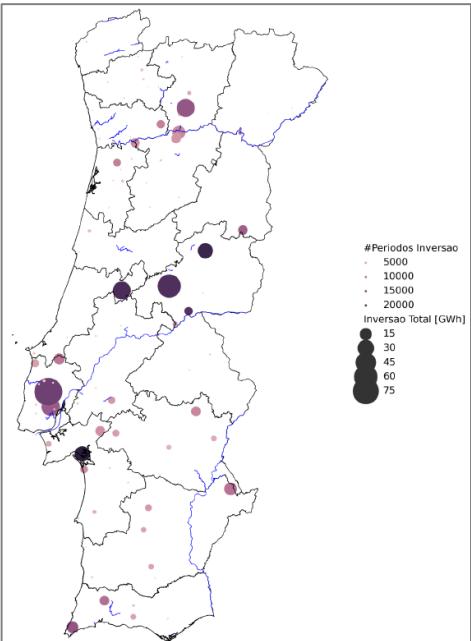
1



As estruturas tarifárias devem estar preparadas para as novas utilizações da rede elétrica, como é o caso da partilha de energia através da rede pública.

A alocação desta energia em períodos curtos (ex: 15 min) evita a necessidade de recorrer a outras soluções, como por exemplo o *net metering*.

3



O Operador da Rede Nacional de Distribuição deve apresentar anualmente um relatório sobre a ocorrência de inversões de fluxo, em subestações e postos de transformação de distribuição (frequência, energia).

Dependendo da intensidade das inversões de fluxo, a energia partilhada poderá vir a suportar uma parte dos custos de rede a montante.

2

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP ISENÇÃO 100% DE CIEG						
Instalação de consumo	Instalação de produção	Energia ativa EUR/kWh				Potência em horas de ponta EUR/kW/dia
		Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	
Baixa Tensão Especial	Baixa Tensão	0,0060	0,0054	0,0045	0,0036	0,2139
	Média Tensão	0,0087	0,0078	0,0061	0,0049	0,3260
	Alta Tensão	0,0097	0,0087	0,0067	0,0054	0,3476
	Muito Alta Tensão	0,0107	0,0097	0,0076	0,0062	0,4872

Nota

Potência em horas de ponta

EUR/kWh

0,0805

0,1226

0,1308

0,1833

As tarifas de acesso às redes para a partilha de energia através da rede pública incluem por isso apenas as tarifas de rede dos níveis de tensão necessários.

Adicionalmente, o regime jurídico consagra ainda a possibilidade de isenções dos custos de interesse económico geral (CIEG).

Este desenho promove a **flexibilidade**, repercutindo a proximidade geográfica na estrutura tarifária, incentivando assim relacionamentos entre consumidores ativos que também aportam benefícios para o sistema.



# A Estrutura de preços das tarifas “Time of Use”

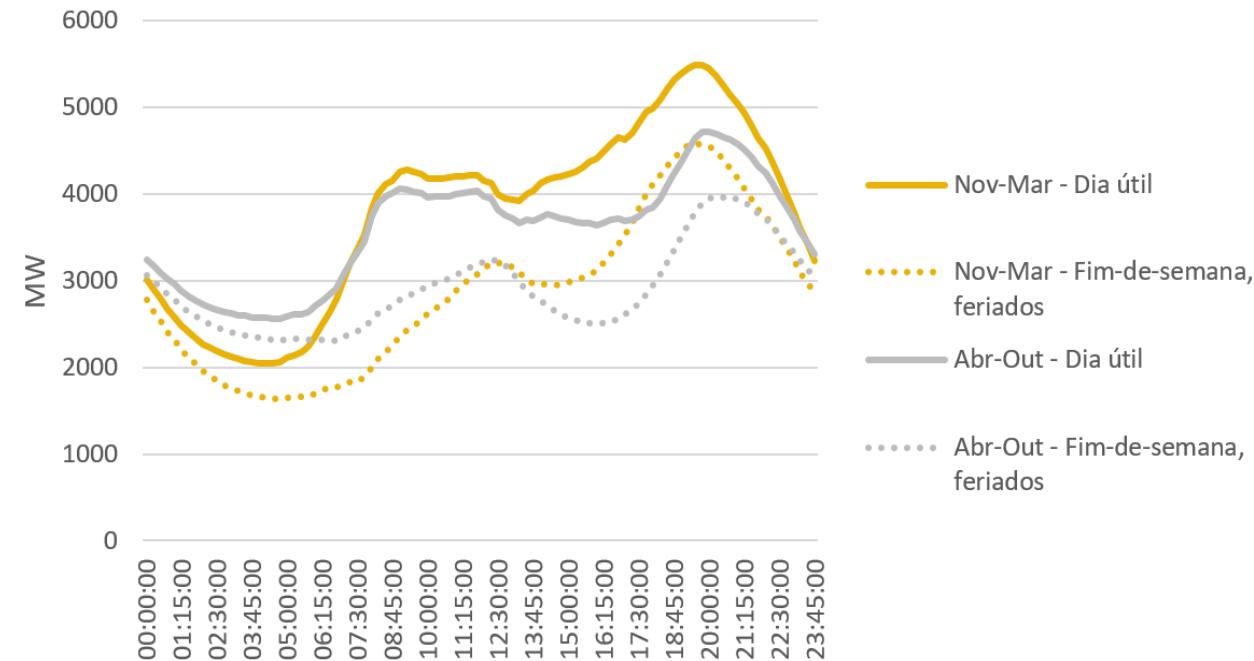
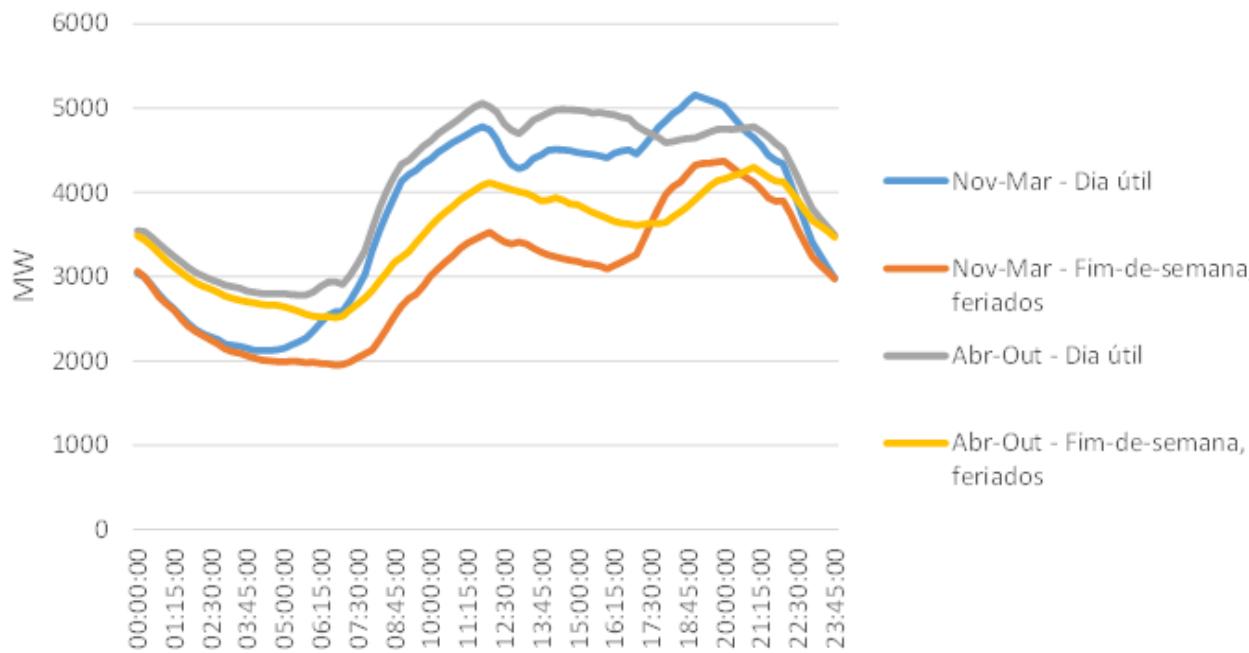


Impacto da Transição Energética na estrutura de preços das tarifas de acesso às redes

Carga



Trânsito de Energia Redes





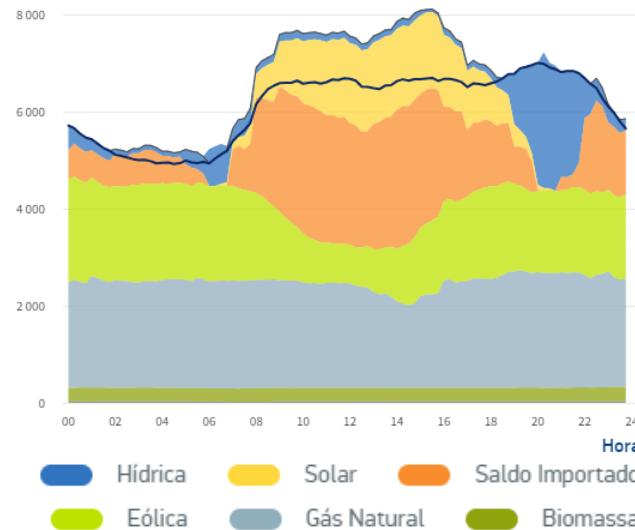
# A Estrutura de preços das tarifas “Time of Use”

04 JUL 23

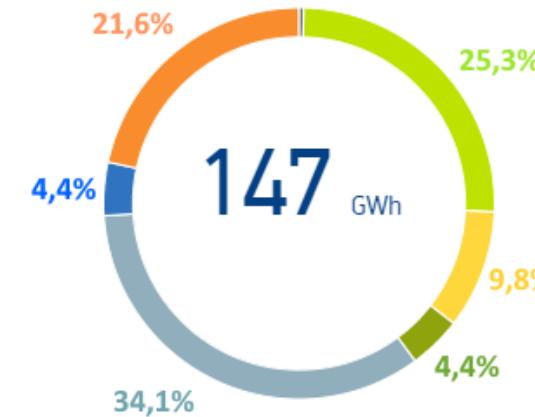


Impacto da Transição Energética na estrutura de preços da componente de **Energia**

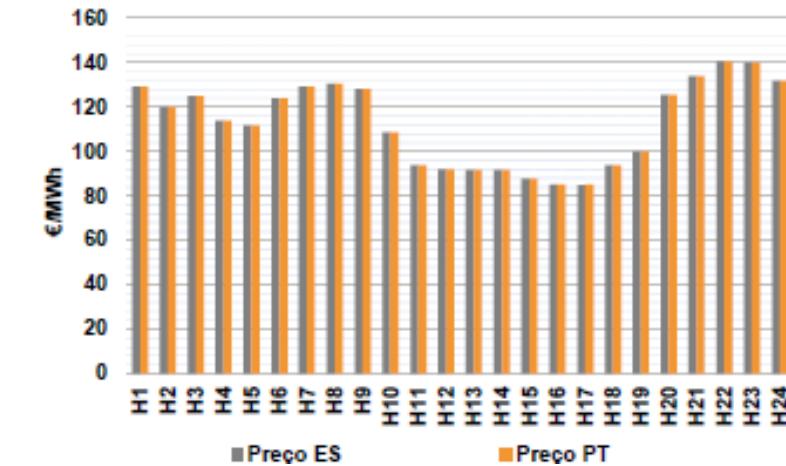
Power demand by generation technology in Portugal



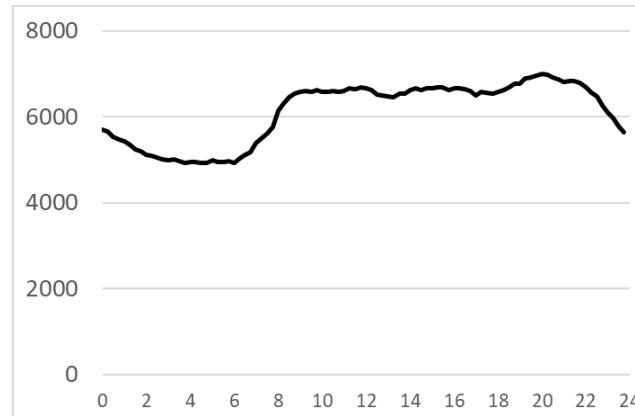
Daily consumption



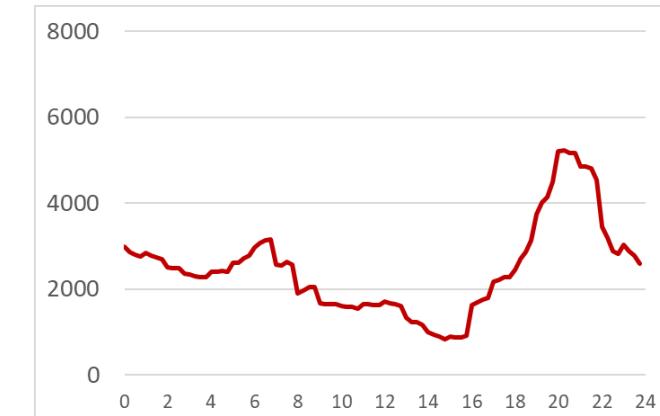
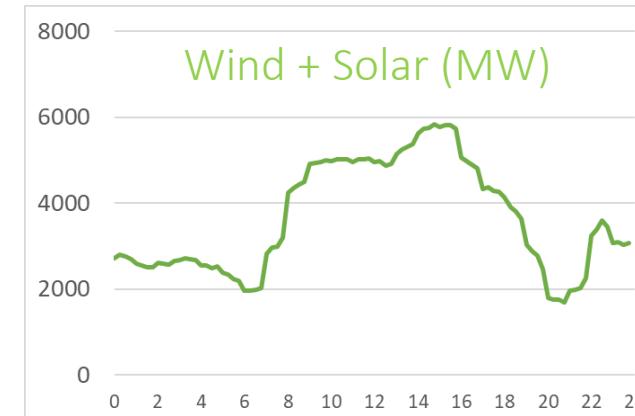
Day ahead market price (€/MWh)



Power demand (MW)



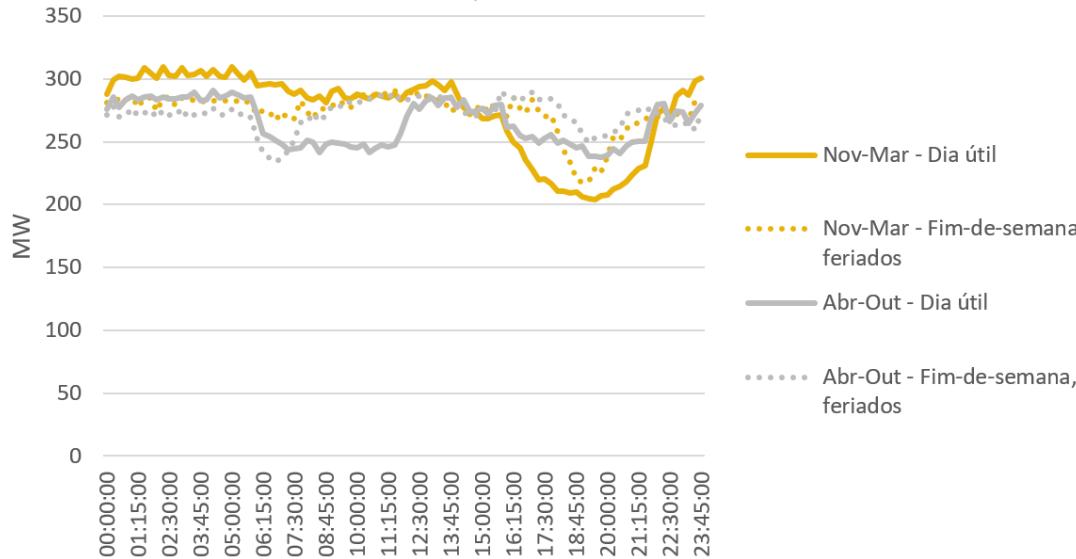
Residual Load (MW)



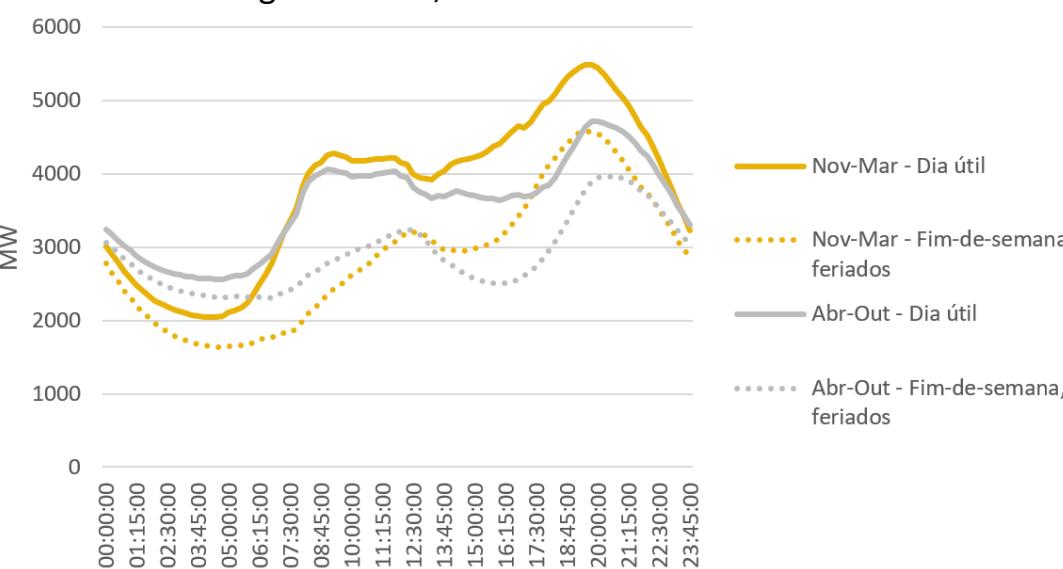


1

## Consumo dos clientes em MAT, 2023



## Trânsito de energia em MAT, 2023



2

## Área de rede A

## Área de rede B

## Área de rede C

	Área de rede A	Área de rede B	Área de rede C
Janeiro	Alta	Alta	Média
Fevereiro	Alta	Alta	Média
Março	Média	Média	Baixa
Abril	Baixa	Baixa	Baixa
Maio	Baixa	Baixa	Baixa
Junho	Baixa	Baixa	Baixa
Julho	Baixa	Baixa	Alta
Agosto	Baixa	Baixa	Alta
Setembro	Baixa	Baixa	Alta
Outubro	Baixa	Baixa	Baixa
Novembro	Média	Média	Baixa
Dezembro	Alta	Alta	Baixa

Desde 2024, aplicamos nova opção tarifária para clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental.

Introduzimos diferenciação locacional, por áreas de rede (Norte, Centro, Sul), e reforçamos o sinal de preço nas horas de ponta em três meses do ano (Época Alta).

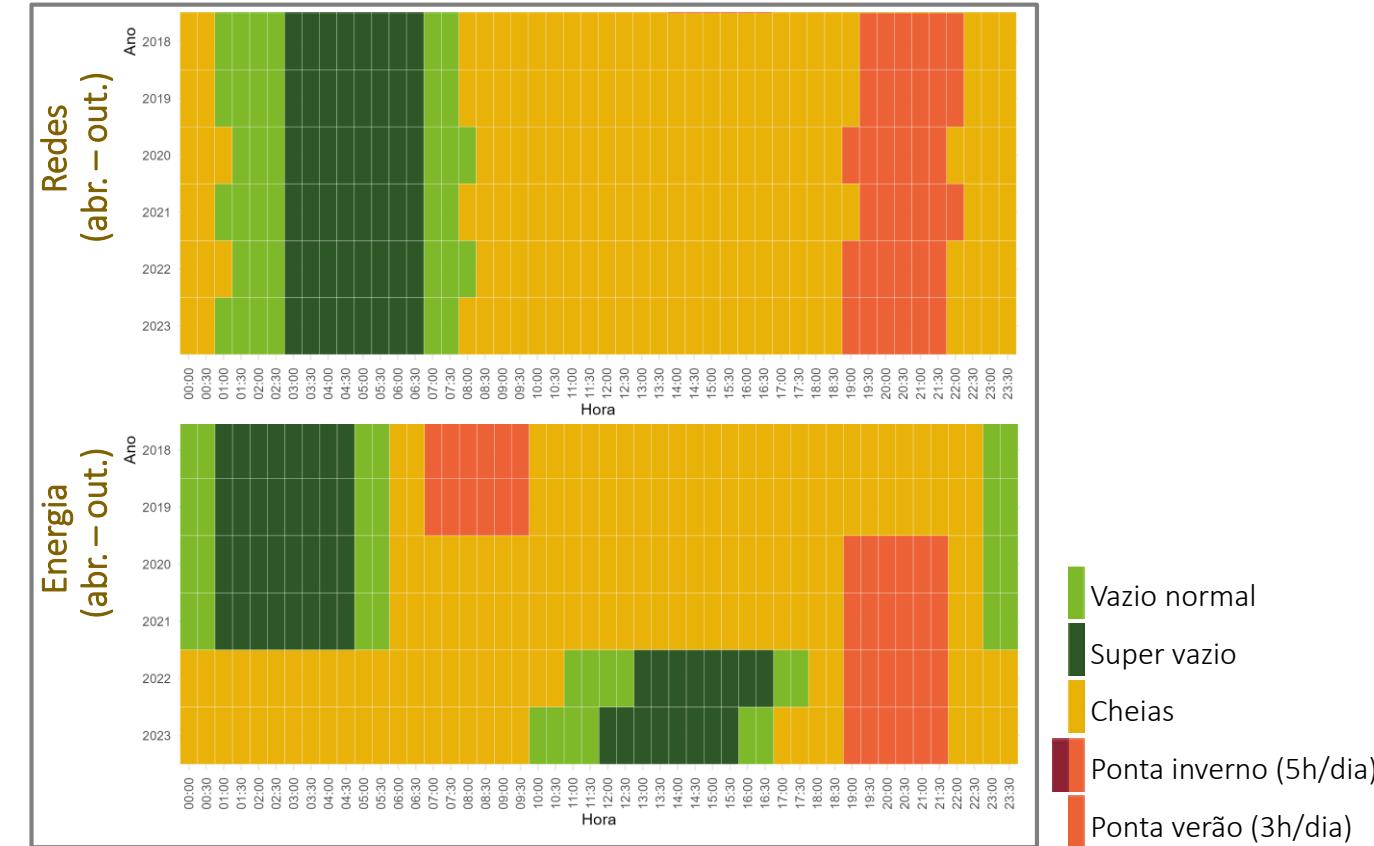
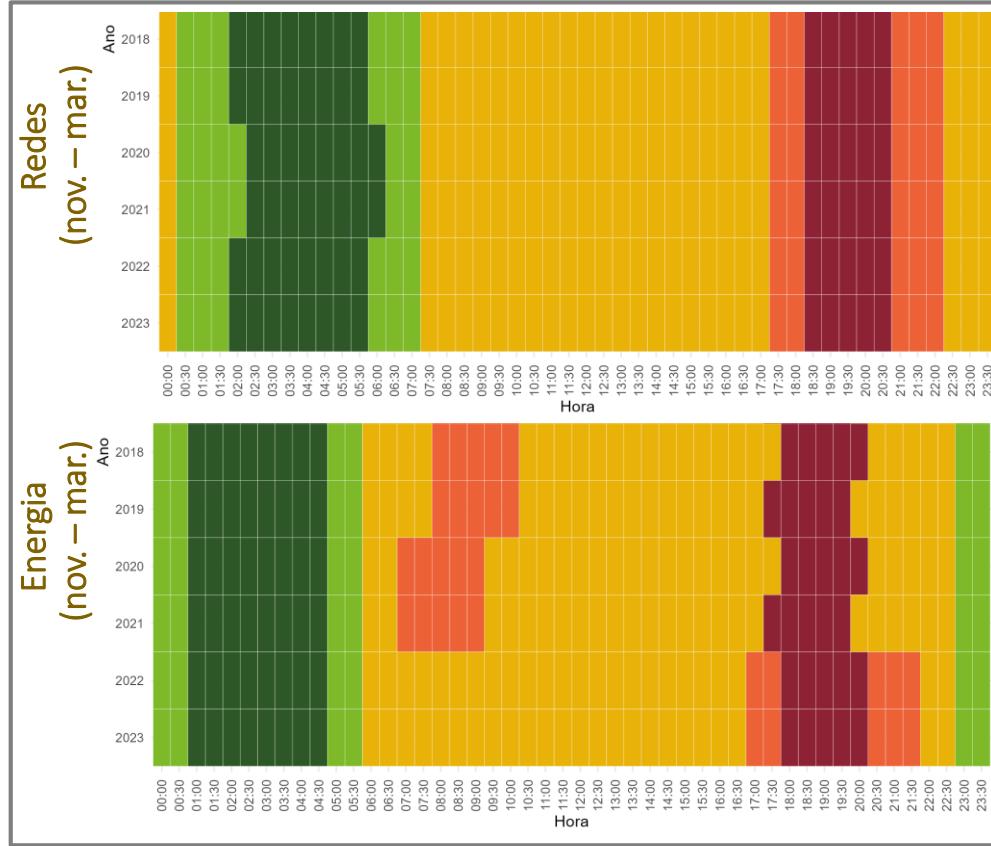
O objetivo é definir sinais de preço adequados para a **flexibilidade geográfica e sazonal**.

Antes, as tarifas de acesso às redes eram orientadas pelos diagramas de carga da procura.

Mais recentemente, com o novo modelo tarifário, o sinal *time-of-use* está a influir diretamente nas horas de consumo.



# Sinal *time-of-use* (cont.)



A ERSE está a reavaliar os períodos horários aplicáveis à generalidade dos consumidores.

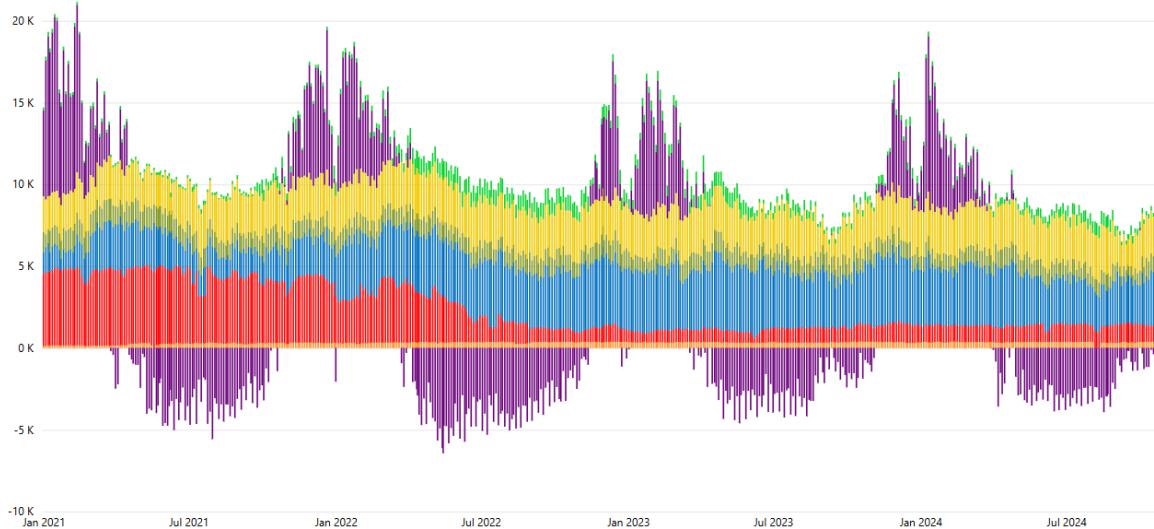
O sinal *time-of-use* para o uso das **Redes**, que tem em conta os trânsitos de energia nos vários níveis de tensão (geração distribuída, consumo), marca no período de inverno a **maior utilização das redes ao final do dia**.

O sinal *time-of-use* para a **Energia**, que tem em conta os preços de energia no mercado spot, evidencia comportamentos mais voláteis, com o **período de vazio a acontecer durante o dia** nos anos mais recentes.



O setor do gás, que dispõe naturalmente de mais flexibilidade que o setor elétrico, foi alvo de alterações na Europa que aumentaram a flexibilidade física e comercial do sistema.

## Flexibilidade física



### Gas Flow by Corridor (GWh)

● Caspian ● East ● LNG ● North Africa ● North Sea ● Storage ● UK

Fonte: [ENTSOG's Gas Flow Dashboard](#) (acedido a 12-Nov-2024)

## Flexibilidade comercial



Fonte: [Entry-Exit Regimes in Gas](#) (KEMA, 2013)



Estas transformações exigem:



- Prudência nos investimentos
- Soluções custo-eficientes para as redes de gás (metano descarbonizado ou *repurposing* para H2)
- Clareza de orientação política, legislativa e regulatória



*A implementação do Pacote de Hidrogénio e Descarbonização dos Mercados de Gás dá-nos os instrumentos para planear o futuro dos mercados de gás*



- Desenvolvimento dos mercados de hidrogénio
- Prioridade ao biometano e a outros gases descarbonizados (descontos tarifários e prioridade de injeção)
- Preparação do *phase-out* de gás natural (novas regras sobre planeamento de redes de gás e planos de descomissionamento)
- Possibilidade de transferências financeiras entre bases regulatórias
- Proteção de consumidores
- Revisão e aprovação de novos Códigos de Rede



European Union Agency for the Cooperation  
of Energy Regulators



associação iberoamericana de entidades  
reguladoras de la energía  
associação iberoamericana de entidades  
reguladoras da energia



Council of European  
Energy Regulators



EDIFÍCIO RESTELO  
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1, 3º  
1400-113 Lisboa  
Portugal  
Tel: +(351) 21 303 32 00  
e-mail: erse@erse.pt  
url: <http://www.erse.pt>

# OBRIGADO!