3.º Trimestre 2026

Outubro | 2026

SÍNTESE

EVOLUÇÃO DOS MERCADOS *SPOT* ATÉ AO 3.º TRIMESTRE 2026

		2025 T3	2025 T4	2026 T1	2026 T2	2026 T3	Var. Trimestral 2026T2 -> 2026T3	Var. homóloga 2025T3 -> 2026T3
OMIE - Portugal	EUR/MWh	**66,7**	**71,3**	**41,9**	**55,6**	**124,0**	**123,2%**	**85,9%**
Brent	USD/bbl	**67,9**	**63,7**	**81,0**	**104,7**	**96,8**	**-7,5%**	**42,5%**
Carvão (API2)	EUR/ton	**85,7**	**81,4**	**92,5**	**99,1**	**110,0**	**11,1%**	**28,3%**
Gás Natural								
HH	EUR/MWh	8,4	10,8	14,4	8,6	8,5	-1,4%	1,9%
MIBGAS	EUR/MWh	32,2	29,7	40,2	44,9	64,2	43,0%	99,3%
NBP	EUR/MWh	31,2	29,4	39,7	44,6	62,0	39,0%	98,6%
PEG	EUR/MWh	31,6	29,0	39,2	45,0	64,0	42,3%	102,4%
TTF	EUR/MWh	32,0	30,0	40,0	45,5	63,6	39,6%	99,0%
ZEE	EUR/MWh	31,9	29,7	39,9	45,3	63,7	40,6%	99,5%
GNL								
ACER NW	EUR/MWh	30,6	28,8	37,0	45,7	61,8	35,4%	101,8%
ACER South	EUR/MWh	30,6	28,8	37,1	46,4	62,1	33,9%	102,8%
Japão	EUR/MWh	32,9	31,8	38,6	51,7	65,4	26,7%	98,9%
Licenças emissão CO_2	EUR/ton	**75,8**	**81,1**	**76,2**	**75,2**	**82,2**	**9,4%**	**8,5%**
Taxa de câmbio	EUR/USD	**1,173**	**1,164**	**1,170**	**1,162**	**1,151**	**-1,0%**	**-1,9%**

Nota: A série de preços de GNL do Japão anteriormente utilizada foi descontinuada e substituída por uma nova série, pelo que os valores agora apresentados não são diretamente comparáveis com os publicados anteriormente. Na nova série, na ausência de uma cotação *spot* disponível, utilizou-se como *proxy* uma série de futuros a um mês.

3.º Trimestre 2026

EVOLUÇÃO DOS MERCADOS DE FUTUROS PARA 2026-2027

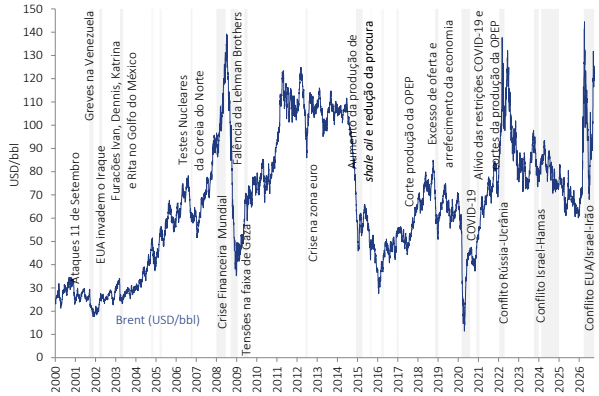
		2026 T3	2026 T4	2027 T1	2027 T2	2027 T3	Var. Trimestral 2026T3 -> 2026T4	Var. homóloga 2026T3 -> 2027T3
OMIP - Portugal	EUR/MWh	124,0	142,0	120,8	58,0	83,9	14,5%	-32,4%
Brent	USD/bbl	96,8	91,2	85,4	81,6	79,2	-5,8%	-18,3%
Carvão (API2)	EUR/ton	110,0	120,0	119,2	116,8	115,8	9,1%	5,3%
Gás Natural								
HH	EUR/MWh	8,5	9,4	10,0	8,4	9,5	10,6%	11,7%
MIBGAS	EUR/MWh	64,2	75,0	72,6	53,7	49,8	16,8%	-22,4%
NBP	EUR/MWh	62,0	75,7	74,1	53,7	49,3	22,1%	-20,5%
TTF	EUR/MWh	63,6	75,1	72,4	54,2	50,4	18,2%	-20,8%
GNL								
Japão	EUR/MWh	65,4	76,6	70,8	53,5	52,1	17,1%	-20,4%
Licenças emissão CO_2	EUR/ton	82,2	85,2	85,7	86,5	87,4	3,6%	6,3%
Taxa de câmbio	EUR/USD	1,151	1,153	1,157	1,162	1,166	0,2%	1,3%

1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

1.1 PETRÓLEO

A Figura 1-1 identifica alguns dos principais acontecimentos que marcaram a evolução do preço do petróleo desde 2000. Ao longo deste período, destaca-se o **máximo histórico**, quando, em abril de 2026, as cotações do Brent atingiram **145 USD/bbl**. Este aumento resultou do agravamento do conflito entre EUA/Israel e o Irão, do encerramento do Estreito de Hormuz e do consequente receio de interrupções significativas no abastecimento mundial de petróleo. Em consequência deste conflito, os preços do petróleo registaram uma subida acentuada, **tendo a cotação média nos primeiros nove meses de 2026 atingido 94 USD/bbl.**

Figura 1-1 Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent



Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 1-2 apresenta a evolução do **preço diário do Brent no mercado *spot***. Entre janeiro de 2025 e o início do conflito entre os EUA/Israel e o Irão, o preço do Brent foi tendencialmente estável, em torno dos 69 USD/bbl. A partir de 28 de fevereiro de 2026, observou-se uma trajetória ascendente significativa, atingindo um valor máximo de 145 USD/bbl, no início do mês de abril, superando o anterior recorde de 139 USD/bbl, registado em 2008. Contudo, após este pico, as cotações iniciaram uma trajetória descendente, refletindo o alívio das tensões geopolíticas e a diminuição do prémio de risco associado ao mercado petrolífero. O 3.º trimestre de 2026 começou com o Brent a situar-se em torno dos 69 USD/bbl. A partir daí, as perturbações no Estreito de Hormuz voltaram a pressionar as cotações em alta, até um máximo de 131,8 USD/bbl a 15 de setembro. Ainda assim, o valor médio do trimestre fixou-se em 96,8 USD/bbl, cerca de 7,5 % abaixo do registado no trimestre anterior. Nos primeiros nove meses de 2026, o preço médio do Brent foi de 94,2 USD/bbl.

Figura 1-2 Análise de médio prazo do preço *spot* do Brent

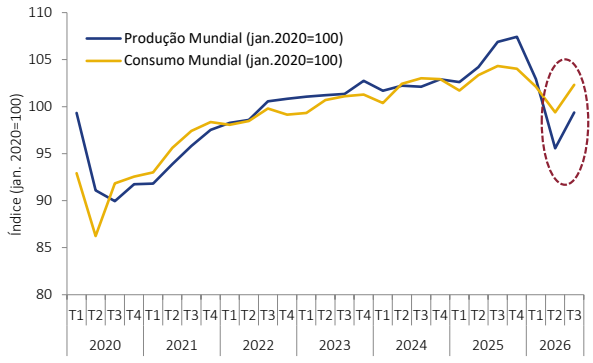


Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 1-3 mostra a **evolução do consumo e da produção mundial de petróleo**, tendo como referencial o valor de janeiro de 2020. Após a pandemia da COVID-19, registou-se uma tendência contínua de crescimento do consumo e da produção do petróleo, com trajetórias quase paralelas até ao 2.º trimestre de 2025. Nos dois últimos trimestres de 2025 a produção aumentou mais rapidamente do que o consumo,

criando um excedente que se acentuou no 4.º trimestre desse ano. Nos dois primeiros trimestres de 2026 verificou-se uma redução substancial na produção em resultado do encerramento do Estreito de Hormuz pelo Irão. Face à subida dos preços nos mercados internacionais, fruto do desfasamento entre a oferta e a procura de petróleo, verificou-se uma redução do consumo mundial de menor dimensão do que a quebra da produção. Deste modo, no 2.º trimestre de 2026, a produção mundial passou a situar-se abaixo do consumo. No 3.º trimestre de 2026, o consumo e a produção mundial de petróleo recuperaram de forma alinhada, mas o consumo manteve-se acima da produção. As perturbações no Estreito de Hormuz continuaram a limitar o regresso da oferta aos níveis anteriores ao conflito. Ao mesmo tempo, a descida do preço médio do Brent face ao trimestre anterior favoreceu a recuperação do consumo, o que manteve o défice entre a oferta e a procura.

Figura 1-3 Evolução do consumo e da produção mundial de petróleo (jan. 2020 = 100[1])

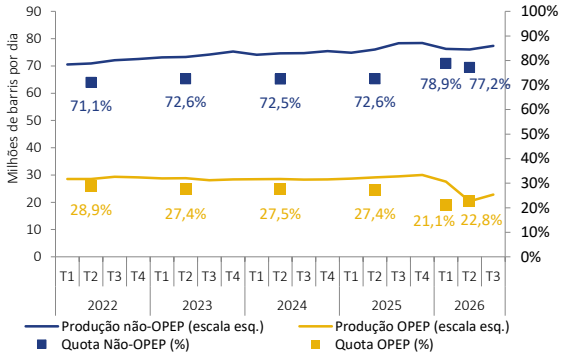


Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

A Figura 1-4 compara a evolução da **produção OPEP e da produção não-OPEP**, com início em 2022. Em novembro de 2025, a OPEP+ decidiu aumentar a produção em 137 mil barris por dia para o mês de dezembro, mas suspendeu os aumentos programados para o 1.º trimestre de 2026 devido à sazonalidade e aos receios sobre o excesso de oferta. No entanto, em consequência do conflito no Médio Oriente, as produções OPEP e não-OPEP registaram, no 2.º trimestre de 2026, uma diminuição face ao trimestre anterior. A redução mais acentuada da produção da OPEP reflete a maior influência das atuais tensões geopolíticas em alguns dos seus membros. No 3.º trimestre de 2026, esta tendência inverteu-se: a produção OPEP e a não-OPEP aumentaram cerca de 12 % e 2 %, respetivamente, face ao trimestre anterior. Ainda assim, a recuperação da OPEP foi apenas parcial, e a sua produção manteve-se bem abaixo dos níveis anteriores ao conflito, por continuar condicionada pelas perturbações no Estreito de Hormuz.

[1] O valor do primeiro trimestre de 2020 resulta da média dos três meses, sendo apenas janeiro 2020 = 100. Devido à grande descida ocorrida em fevereiro e março de 2020, o valor médio do primeiro trimestre é significativamente inferior ao valor base 100.

Figura 1-4 Evolução da produção de petróleo OPEP e não-OPEP e das respetivas quotas[2]



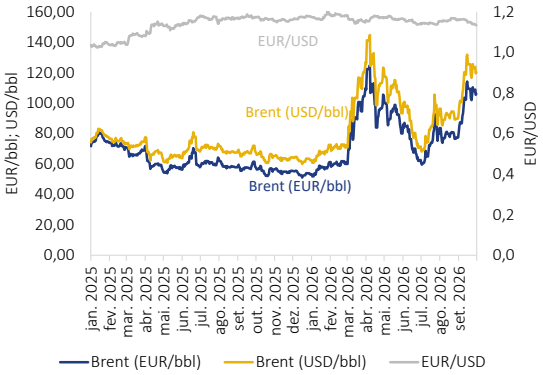
Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

Ainda na Figura 1-4 apresenta-se igualmente a evolução das quotas das produções OPEP e não-OPEP. Verifica-se que a **quota de produção dos países não-OPEP foi estável** (e dominante) no ano de 2025, em torno dos 72%. No 2.º trimestre de 2026, a quota de produção dos países não-OPEP aumentou para 78,9%, refletindo a redução mais acentuada da produção dos países da OPEP, cuja quota diminuiu para 21,1%[3]. No 3.º trimestre de 2026, com a recuperação parcial da produção da OPEP, a quota dos países não-OPEP recuou para 77,2% e a da OPEP subiu para 22,8%.

A Figura 1-5 apresenta a **evolução do preço do barril de petróleo**, em dólares e em euros, e a cotação EUR/USD, de modo a avaliar o impacte cambial no preço desta *commodity*.

No 3.º trimestre de 2026, a cotação EUR/USD diminuiu 1,0 % face ao trimestre transato, para um valor médio de 1,15 EUR/USD.

Figura 1-5 Evolução da taxa de câmbio EUR/USD e preço do Brent em USD vs EUR



Fonte: ERSE, Bloomberg

1.2 GÁS NATURAL

A Figura 1-6 apresenta a **evolução do preço do gás natural** em seis mercados internacionais de referência: o *Zeebrugge (ZEE)*, o *Title Transfer Facility* (TTF), o *Henry Hub* (HH), o *National Balancing Point* (NBP), o Point d'échange de gaz (PEGAS PEG) e o MIBGAS[4].

No 3.º trimestre de 2026, as cotações do gás natural nos *hubs* europeus foram igualmente condicionadas pelo conflito do Irão, aumentando para um valor médio do cabaz de

[2] Os Emirados Árabes Unidos (EAU) abandonaram a OPEP e a OPEP+ com efeitos a partir de 1 de maio de 2026. A fonte de dados Bloomberg, passou a considerar os EAU como produtor não OPEP ao longo de toda a série analisada.

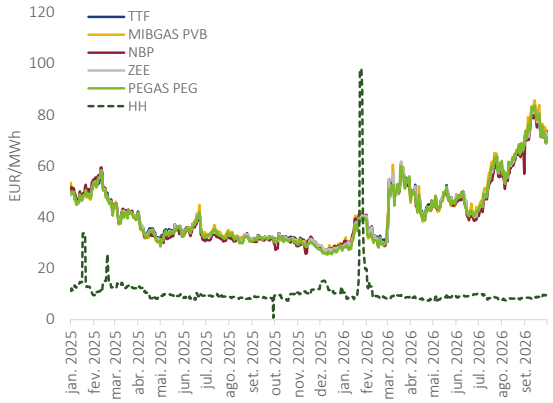
[3] Caso fosse considerada a antiga série de dados da Bloomberg (onde os EAU ainda faziam parte da OPEP), no 1 º trimestre de 2026, as quotas de produção dos países OPEP e não-OPEP, seriam de 31,3% e 68,7%, respetivamente.

[4] O ZEE, o NBP, o PEG e o TTF são *hubs* virtuais de compra e venda de gás natural localizados na Bélgica, no Reino Unido, França e na Holanda, respetivamente, e constituem uma referência no mercado europeu de compra e venda de gás natural. O HH é a referência para contratos de futuros de gás natural, nos Estados Unidos. O MIBGAS (Mercado Ibérico do gás) é o *hub* de gás na Península Ibérica, que iniciou a negociação de produtos de gás natural em 16 de dezembro 2015.

63,7 EUR/MWh, cerca de 41,4 % acima do valor do trimestre anterior.

Por sua vez, o **HH** registou no 3.º trimestre de 2026 um valor médio de 8,5 EUR/MWh, representando um decréscimo, face ao trimestre anterior, de 1,4%, em resultado da normalização das condições de oferta no mercado norte-americano e da redução da procura sazonal.

Figura 1-6 Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais

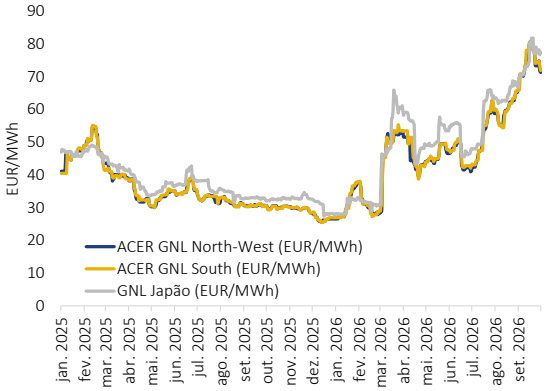


Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução dos preços do GNL[5] é apresentada na Figura 1-7. No que respeita ao preço de **GNL no Japão**[6], registou-se um aumento de 26,7% no 3.º trimestre de 2026, com um valor médio na ordem dos 65,4 EUR/MWh.

Relativamente ao **preço de referência de GNL, publicado pela ACER**[7], referente às importações de GNL na Europa, no 3.º trimestre de 2026, o seu valor médio aumentou 34,6 %, para cerca de 62,0 EUR/MWh (média para as duas geografias).

Figura 1-7 Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Bloomberg[8]

Na Figura 1-8 mostra-se a **evolução do preço de gás natural no MIBGAS e do custo do gás natural subjacente às aquisições do Comercializador de Último Recurso grossista** (CURg), para fornecimentos ao mercado regulado com tarifas transitórias de venda a clientes finais.

No 3.º trimestre de 2026, o diferencial médio de preço do gás entre as cotações no MIBGAS e o custo médio de aquisição de gás pelos CUR aumentou, resultado da subida mais acentuada das cotações no MIBGAS.

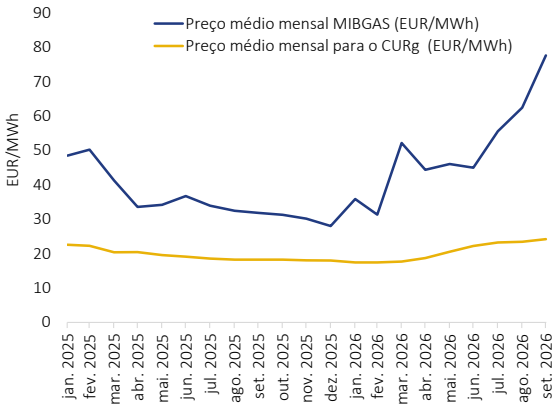
[5] Foram escolhidos os seguintes mercados representativos de consumo e de exportação de GNL: Japão e na Europa são considerados os preços de referência das entregas de GNL na Europa determinados pela ACER para os mercados *North-West* Europe e *South Europe.*

[6] A referência do GNL do Japão diz respeito ao índice do Japão e Coreia com entrega no mês seguinte.

[7] ACER NW (North West Europe): reflete o preço *spot* DES de GNL para entregas na região Noroeste da Europa (por ex., portos do Benelux e Alemanha), calculado com base em transações reportadas num determinado "*rolling window*". ACER South (South Europe): representa o preço *spot* DES de GNL para entregas no Sul da Europa (por ex., Espanha, Itália e Grécia), também derivado de dados transacionados reportados via TERMINAL

[8] A referência do GNL do Japão diz respeito ao índice do Japão e Coreia com entrega no mês seguinte.

Figura 1-8 Evolução do preço do gás natural no MIBGAS e em Portugal[9]



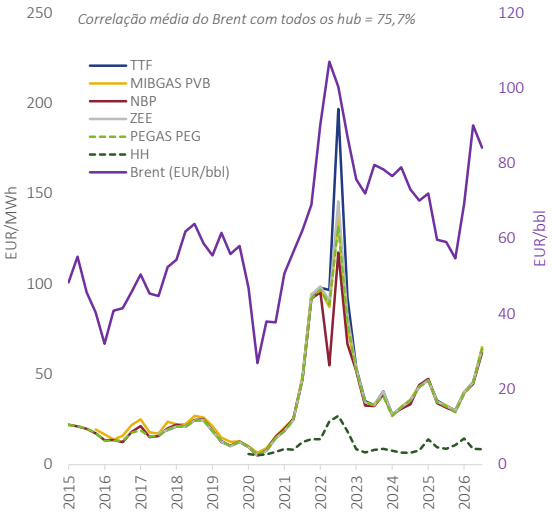
Fonte: ERSE, MIBGAS, Galp

1.3 RELAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL FACE AO DO PETRÓLEO

Neste capítulo, analisa-se a **relação entre o preço do petróleo e o preço do gás natural** que sustenta os fornecimentos dos CUR.

A Figura 1-9 (em base trimestral) acrescenta à Figura 1-6 a evolução do preço do Brent em EUR/bbl, com o objetivo de avaliar a correlação dos preços de GN com o preço do petróleo. No período em análise, os preços médios trimestrais dessas duas *commodities* apresentam uma correlação média de 75,7%.[10]

Figura 1-9 Evolução do preço do gás natural e do preço do petróleo nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Bloomberg

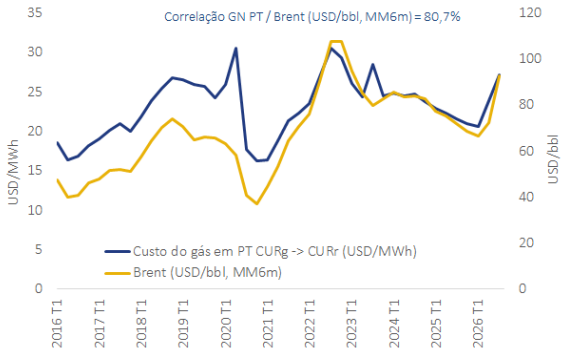
A Figura 1-10 compara a evolução do **custo do GN em Portugal dos CUR** e o **preço do petróleo Brent**, em base trimestral, considerando um desfasamento temporal de seis meses. Neste caso, verifica-se que **existe uma correlação de 80,7%, entre a média móvel de seis meses do preço do petróleo, desfasada um trimestre[11], e a média móvel trimestral do preço médio do gás natural em Portugal para os CUR**. Esta elevada correlação resulta dos preços dos contratos de GN de *take-or-pay* estarem indexados ao preço do petróleo Brent ou aos seus derivados, com um desfasamento, em média, de seis meses.

[9] Os preços MIBGAS apresentados são os preços no Ponto Virtual de Balanço (PVB) com entrega em Espanha, que correspondem aos preços médios ponderados para todas as transações organizadas para o dia em causa nas sessões já concluídas, pelo que não são totalmente comparáveis com o custo do gás natural para os CUR. O preço para o CURg é calculado considerando os preços dos contratos *take-or-pay* geridos pelo comercializador do SNG, ponderados pelas quantidades anuais contratuais (QAC) definidas nesses contratos. Atualmente, existe um único contrato de GNL com origem na Nigéria.

[10] Esta correlação resulta da média das correlações entre os preços nos mercados internacionais apresentados na figura e o Brent.

[11] O valor do Brent no trimestre resulta da média móvel dos dois trimestres anteriores.

Figura 1-10 Correlação entre o custo do gás natural entrado em Portugal e o Brent

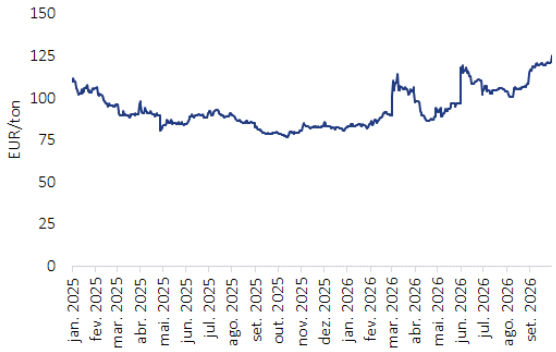


Fonte: ERSE, Bloomberg

1.4 CARVÃO

A Figura 1-11 mostra a **evolução do preço do carvão** nos mercados do noroeste da Europa[12], desde janeiro de 2025. Uma das características que se destaca é a tendência decrescente do preço desta *commodity* durante o ano de 2025, com um valor médio no último trimestre de 2025 que rondou os 81 EUR/ton.

Figura 1-11 Evolução do Preço do Carvão[13] (CIF)



Fonte: ERSE, Bloomberg

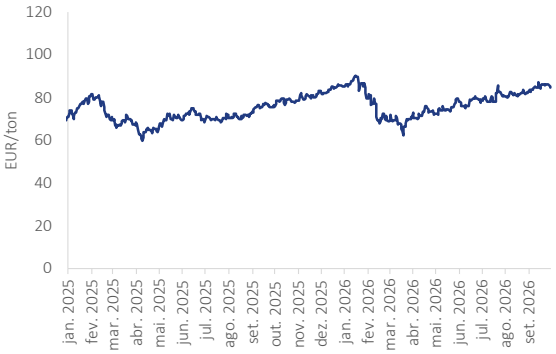
No 3.º trimestre de 2026, o preço médio do carvão situou-se em 110,0 EUR/ton, registando um aumento de 11,1 % face ao trimestre anterior, invertendo a tendência de descida dos preços verificada ao longo de 2025 nos mercados do noroeste da Europa.

1.5 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO_2

Para além de ser influenciado pelos preços das *commodities*, o preço da energia elétrica nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de CO_2, EUAs[14]. O seu preço é definido a nível europeu através do CELE[15], no qual participam indústrias que emitem CO_2 de diferentes setores de atividade, nomeadamente os produtores termoelétricos. O preço destas licenças reflete-se no custo da energia elétrica destes produtores.

A Figura 1-12 mostra a evolução do preço destas licenças desde janeiro de 2025.

Figura 1-12 Evolução do preço das EUAs



Fonte: ERSE, Bloomberg

[12] Mercado a um mês.

[13] *Benchmark* API2, de preço de referência para o carvão importado para o noroeste europeu, a um mês.

[14] EUAs - European Union Allowances.

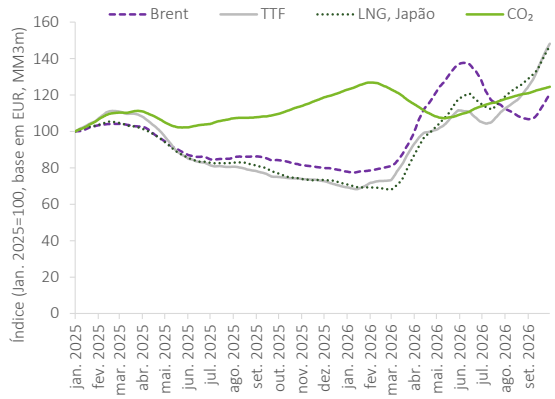
[15] O CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO_2) é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. Também conhecido por EU Emission Trading System (EU ETS).

No 3.º trimestre de 2026, o preço médio das EUAs fixou-se em 82,2 EUR/ton, registando um aumento de 9,4 % face ao trimestre anterior (preço médio de 75,2 EUR/ton). O preço das EUAs manteve a trajetória de recuperação iniciada em abril, após a queda registada no final do 1.º trimestre. A ligeira redução do preço médio das EUAs nesse período refletiu a redução da procura de licenças, associada ao abrandamento da atividade industrial europeia, e ao aumento das expectativas de uma maior flexibilidade do regime EU ETS. Em particular, o debate crescente em torno da manutenção de mecanismos de proteção da indústria intensiva em carbono contribuiu para moderar as expectativas de escassez de licenças. A subida do 3.º trimestre esteve associada ao aumento da procura de licenças pelo setor elétrico, uma vez que os preços elevados do gás natural favoreceram a produção de eletricidade a partir de carvão, que é mais intensiva em emissões.

1.6 Conjunto das principais *Commodities*: Petróleo, CO_2 e Gás natural

De seguida, comparam-se (Figura 1-13) as evoluções dos preços médios do GN do TTF, do GNL no Japão, do CO_2 e do petróleo Brent em relação a janeiro de 2025. Após uma trajetória descendente ao longo da maior parte de 2025, os preços do TTF, do GNL no Japão e do Brent registaram uma recuperação acentuada a partir de março de 2026. Destaca-se a evolução do Brent, que reflete sobretudo o agravamento das tensões geopolíticas no Médio Oriente, que impulsionou as cotações internacionais do petróleo. O TTF e o GNL no Japão continuaram a subir no 3.º trimestre e ultrapassaram o Brent a partir de agosto, refletindo a maior exposição dos mercados de gás às perturbações no Estreito de Hormuz. O preço do CO_2, após a correção do início de 2026, retomou uma subida gradual e terminou o 3.º trimestre acima do nível de janeiro de 2025.

Figura 1-13 Comparação dos preços do Brent e gás natural nos mercados *spot* (2025 = índice base 100)



Fonte: ERSE, Bloomberg

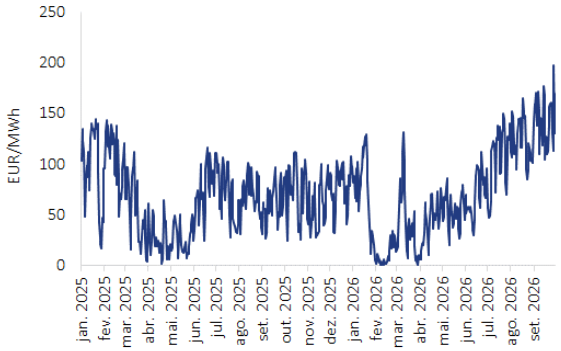
1.7 Energia elétrica

A Figura 1-14 mostra a evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot*, desde janeiro de 2025.

Nos meses de março a maio de 2025 e em fevereiro e março de 2026 registaram-se, em alguns dias, preços de energia elétrica próximos de zero, devido à abundância de produção de eletricidade de origem renovável (hídrica, eólica e solar) a nível Ibérico. De acordo com a REN, em média, nos primeiros nove meses de 2026, 64% do consumo em Portugal continental foi abastecido por produção proveniente de fontes renováveis, face a 70% no mesmo período

homólogo[16] do ano anterior. No terceiro trimestre de 2026, os preços de energia elétrica no mercado grossista aumentaram significativamente para um valor médio de 124,0 EUR/MWh em Portugal, representando um aumento de 123%, em relação ao trimestre anterior (55,6 EUR/MWh).

Figura 1-14 – Evolução do preço médio diário de energia elétrica no mercado *spot*



Fonte: ERSE, OMIE

A Figura 1-15 mostra a evolução do preço médio diário dos encargos de regulação para o sistema (ERS) imputados ao consumo[17].

O preço médio dos encargos de regulação imputados ao consumo inclui os custos da banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação automática (BaFRR), da banda de Reserva de Restabelecimento de Frequência com Ativação manual[18] (BmFRR), os custos das restrições técnicas e os outros custos referentes à prestação de serviços de sistema.

Desde o início de 2025, estes custos verificaram uma tendência crescente, tendo atingido, no 1.º trimestre de 2026, um valor médio de 21,4 EUR/MWh, impulsionado, entre outros fatores, pelas consequências adversas da Tempestade *Kristin* na gestão operacional do SEN. A tendência crescente destes custos resulta da necessidade de mobilização de centrais despacháveis, nomeadamente centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás, por forma a mitigar problemas de gestão operacional do sistema que advêm de um diagrama de produção cada vez mais marcado pela produção de origem renovável não despachável.

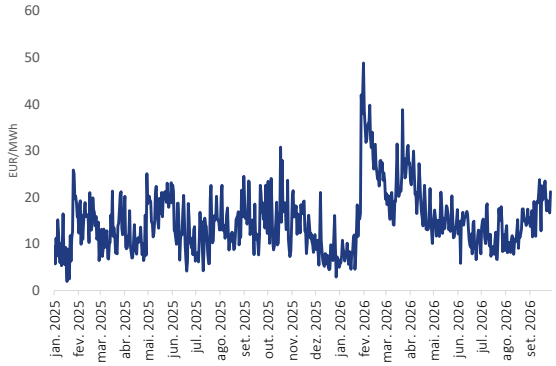
No 3.º trimestre de 2026, estes custos registaram uma diminuição de 7,9% face ao trimestre anterior (15,3 EUR/MWh), refletindo a normalização das condições de operação do sistema após os eventos excecionais observados no início do ano.

[16] Em termos anuais, 68% do consumo no ano de 2025 em Portugal continental foi abastecido por produção proveniente de fontes renováveis, face a 69% no ano de 2024.

[17] Os encargos de regulação decorrem do funcionamento do mercado de serviços de sistema, e que garante que a cada segundo se mantém o equilíbrio entre oferta e procura na rede elétrica. Faz parte do funcionamento estrutural do sistema elétrico nacional e decorre do quadro legal e regulatório em vigor para o setor elétrico, designadamente das competências atribuídas ao gestor global do sistema no âmbito da operação da rede elétrica nacional.

[18] Corresponde à Reserva Terciária até 13-03-2024.

Figura 1-15 Evolução do preço médio diário dos encargos de regulação para o sistema imputados ao consumo

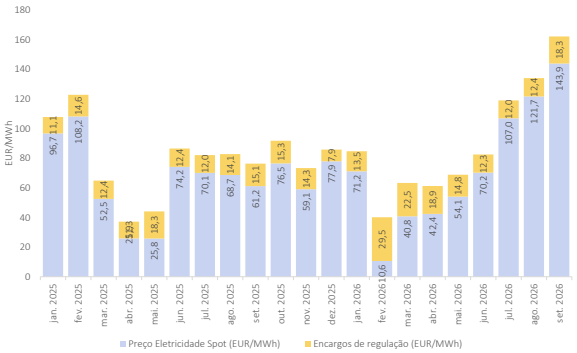


Fonte: ERSE, REN

A Figura 1-16 apresenta a evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado *spot*, acrescido dos encargos de regulação imputados ao consumo, no mesmo período das análises anteriores.

No 3.º trimestre de 2026, o custo total atingiu um valor médio de 138,4 EUR/MWh, cerca de 95 % acima do trimestre anterior (70,9 EUR/MWh), devido sobretudo à subida do preço da energia no mercado *spot*. Os ERS registaram um valor médio de 14,2 EUR/MWh e continuaram a ter um peso relevante, representando cerca de 10 % do custo total.

Figura 1-16 Preço médio mensal da energia elétrica no mercado *spot*, acrescido dos encargos de regulação



Fonte: ERSE, OMIE, REN

2 PREVISÕES

2.1 PETRÓLEO

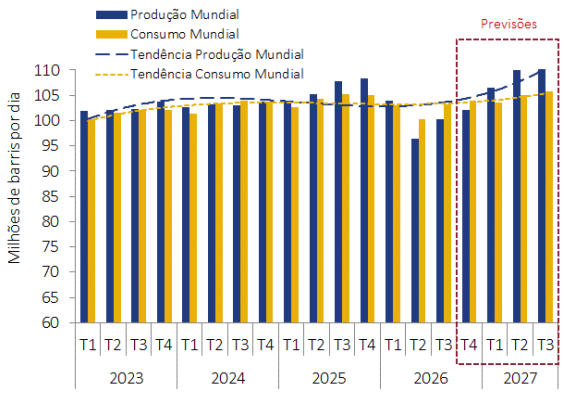
2.1.1 PREVISÕES PARA O CONSUMO E PRODUÇÃO

A evolução do preço do petróleo reflete a evolução da relação entre o consumo e a produção, sendo que esta se materializa na evolução das reservas de petróleo.

A Figura 2-1 apresenta as expectativas da EIA[19] relativamente ao consumo e à produção de petróleo para os próximos quatro trimestres.

[19] EIA - U.S. Energy Information Administration.

Figura 2-1 Relação entre o consumo e oferta mundial de petróleo



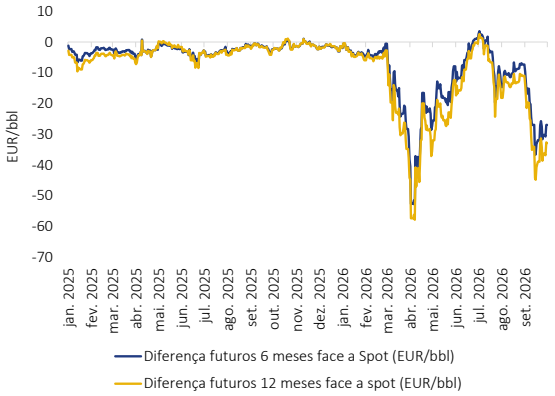
Fonte: ERSE, EIA, Bloomberg

No 1.º trimestre de 2026, a produção mundial de petróleo registou uma diminuição menos acentuada do que o consumo. No 2.º trimestre de 2026, verificou-se uma redução muito acentuada da produção mundial, enquanto o consumo registou uma redução mais ligeira face ao trimestre anterior, refletindo os constrangimentos geopolíticos e operacionais que afetaram alguns dos principais produtores. No 3.º trimestre de 2026, ambos recuperaram ligeiramente face ao trimestre anterior: a produção aumentou cerca de 4 %, para 100,3 milhões de barris por dia, e o consumo cerca de 3 %, para 103,2 milhões de barris por dia. O consumo manteve-se, assim, acima da produção. As previsões da EIA apontam para que este défice persista no 4.º trimestre de 2026. A partir do início de 2027, a produção deverá voltar a superar o consumo, com uma trajetória de crescimento ao longo do ano.

A análise do mercado de futuros é também relevante, uma vez que reflete as expectativas dos agentes de mercado quanto à evolução dos preços dos combustíveis. O mercado de futuros inclui ainda os custos com o armazenamento e o transporte do produto, com os seguros e os custos de financiamento. Assim, para expetativas de nível de preços semelhantes, o preço final no mercado de futuros deverá ser ligeiramente superior ao do *spot*.

A Figura 2-2 apresenta as diferenças entre os preços do Brent no mercado de futuros e no mercado *spot*, no dia de negociação de ambos, desde janeiro de 2025. Os diferenciais observados no final do 1.º trimestre de 2026 agravaram-se significativamente durante o 2.º trimestre. Os contratos de futuros a 6 e a 12 meses mantiveram-se abaixo do preço *spot* (*backwardation*), evidenciando que o mercado antecipou um caráter temporário do choque sobre a oferta de petróleo. Após o pico registado em meados de abril, os diferenciais reduziram-se gradualmente, acompanhando a descida dos preços *spot,* até se anularem no início de julho. A partir daí, voltaram a alargar-se, acompanhando a nova subida do Brent no mercado *spot*, em meados de setembro, quando o Brent registou o máximo do trimestre. No 3.º trimestre registaram-se diferenciais médios de -13,2 USD/bbl nos futuros a 6 meses e -17,3 USD/bbl nos futuros a 12 meses.

Figura 2-2 Diferencial de preços dos futuros do Brent a 6 e 12 meses face ao *spot*

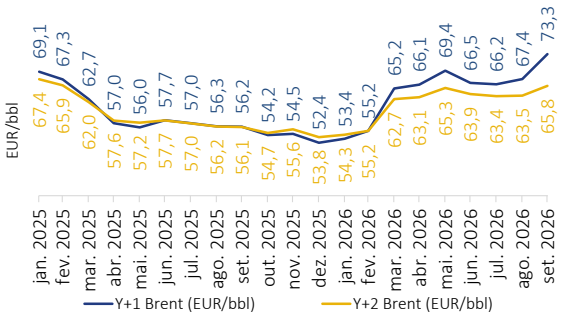


Fonte: ERSE, Bloomberg

A Figura 2-3 mostra a evolução dos preços médios mensais dos produtos anuais do Brent, com entrega a um (Y+1) e a dois (Y+2) anos.

No 3.º trimestre de 2026, verificou-se um aumento das cotações de ambos os produtos, com o produto com entrega em 2027 (Y+1) a apresentar uma cotação média trimestral de 68,9 USD/bbl, superior à cotação do produto a dois anos (Y+2=2028), de 64,2 USD/bbl, mantendo-se uma estrutura de mercado em *backwardation*.

Figura 2-3 Cotação média mensal dos futuros para entrega anual Y+1 e Y+2 do Brent

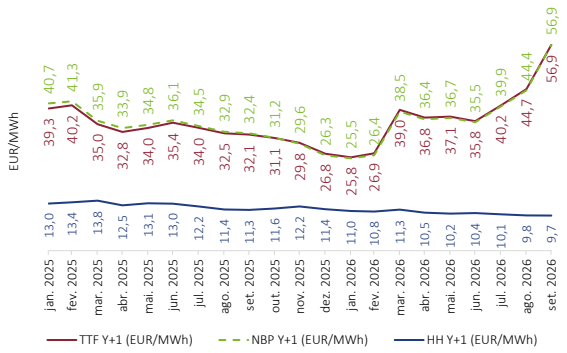


Fonte: ERSE, Bloomberg

2.2 GÁS NATURAL

Analisando o preço dos futuros de GN, na Figura 2-4, verifica-se que, nos principais *hubs* europeus, as cotações retomaram uma trajetória ascendente no 3.º trimestre de 2026, depois da ligeira descida registada no 2.º trimestre. A subida acelerou em setembro, com o TTF e o NBP a atingirem 56,9 EUR/MWh. O HH manteve uma evolução relativamente estável, apresentando, para entregas em 2027 (Y+1), uma cotação média de 9,83 EUR/MWh, ligeiramente inferior aos 10,4 EUR/MWh observados no 2.º trimestre de 2026.

Figura 2-4 Cotação média mensal dos futuros para entrega anual Y+1 do TTF, do NBP e do HH



Fonte: ERSE, Bloomberg

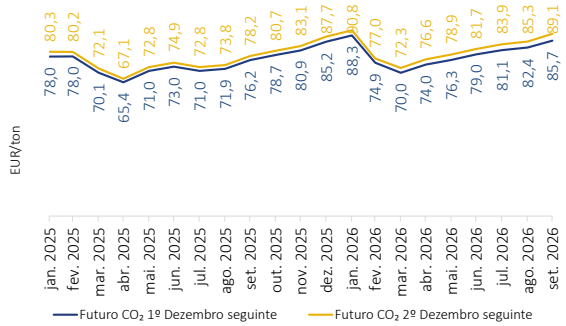
2.3 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO_2

A Figura 2-5 mostra a evolução dos preços de futuros das EUAs, para entrega nos meses de dezembro seguintes[20]. Considerando as cotações médias dos três meses, de julho a setembro de 2026[21], observa-se um valor das licenças de CO_2 de 83,0 EUR/ton, para entrega em dezembro de 2026, e de 86,1 EUR/ton, para entrega em dezembro de 2027. Estas cotações são 7,0 % e 7,2 % superiores às cotações verificadas no trimestre anterior, respetivamente.

[20] A série dos futuros para entregas em dezembro podem ser tidos como preço de referência para o respetivo ano por terem, normalmente, maior liquidez.

[21] Últimos três meses de negociação dos respetivos produtos.

Figura 2-5 Cotação média mensal dos futuros para entrega dezembro Y e dezembro Y+1 das EUAs



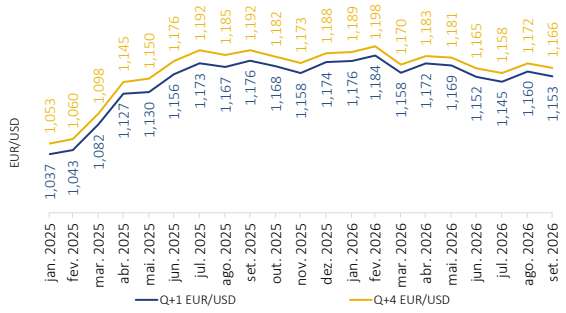
Fonte: ERSE, Bloomberg

2.4 TAXA DE CÂMBIO

A figura seguinte apresenta a evolução da cotação média mensal dos futuros da taxa de câmbio EUR/USD para Q+1 e Q+4.

As cotações dos futuros da taxa de câmbio EUR/USD, com liquidação no trimestre seguinte (Q+1) e daqui a quatro trimestres (Q+4), registaram uma ligeira diminuição no 3.º trimestre de 2026 face ao trimestre anterior (na ordem dos -0,5% em ambos os casos).

Figura 2-6 Cotação média mensal dos futuros da taxa de câmbio EUR/USD para Q+1 e Q+4

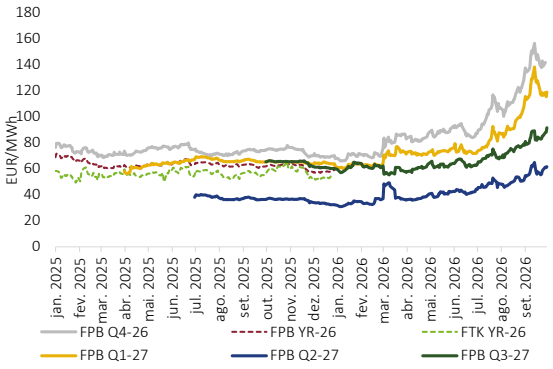


Fonte: ERSE, Bloomberg

2.5 ENERGIA ELÉTRICA

No 3.º trimestre de 2026, a média das cotações dos futuros de eletricidade (Figura 2-7), para entrega no 4.º trimestre de 2026 (117,8 EUR/MWh), subiu cerca de 35,8 % face à média das cotações do mesmo produto verificada no trimestre anterior (86,7 EUR/MWh). Numa perspetiva de mais longo prazo, a cotação média dos contratos de futuros para entrega no 1.º trimestre de 2027 situou-se em 98,0 EUR/MWh, acima da média de 72,9 EUR/MWh observada para o mesmo produto no trimestre anterior.

Figura 2-7 – Evolução dos futuros de eletricidade



Nota: FPB é referente ao produto *Base Load* para Portugal e FTK é referente ao produto *Peak Load* para Espanha.

Fonte: ERSE, OMIP, Bloomberg

SIGLAS E ABREVIATURAS

bbl - Barril de petróleo
CIF - Cost, Insurance and Freight
CUR - Comercializador de último recurso
CURg - Comercializador de último recurso grossista
EIA - Energy Information Administration
EUAs - European Union Allowances
ERS- Encargos de Regulação para o Sistema
FPB – Produto *Base Load* OMIP para Portugal
FTB – Produto *Base Load* OMIP para Espanha
FTK – Produto *Peak Load* OMIP para Espanha
GNL – Gás Natural Liquefeito
HH – Henry Hub
MM3m - Média móvel dos últimos três meses
MM12m - Média móvel dos últimos doze meses
MIBGAS - Mercado Ibérico do Gás
MSR - Market Stability Reserve
NBP - National Balancing Point
OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PVB - Ponto Virtual de Balanço
QAC - Quantidade Anual Contratada dos contratos *take-or-pay*
QREF - Quantidade Real Entrada à Fronteira dos contratos *take-or-pay* referentes ao CURg
TTF - Title Transfer Facility
ZEE - Belgian Natural Gas Zeebrugge Beach
ACER - European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Meses – os meses do ano encontram-se abreviados até à 3.ª letra

REFERÊNCIAS

Plataforma Bloomberg
Banco Central Europeu
U.S. Energy Information Administration
Empresas reguladas (REN, GALP)
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Aviso (*Disclaimer*)

O presente documento tem como único objetivo disponibilizar informação obtida a partir de diversas fontes, incluindo fontes oficiais, meios de informação especializados e outras fontes consideradas fidedignas e credíveis. Os valores ocorridos e as previsões, são meramente informativos apresentando uma tendência dos mercados e, quer os valores, quer as opiniões e análises, não podem, em qualquer circunstância, responsabilizar a ERSE pela informação, ou por análises, erros, omissões ou inexatidões destas informações constantes neste documento ou que resultem do uso dado a essa informação, designadamente, de decisões de negociação, investimento ou contratação que tenham sido tomadas tendo por base os elementos contidos neste documento. Cabe ao leitor tomar as suas decisões, à luz do seu perfil e objetivos de investimento, negociação e análise, e tendo em conta a legislação e regulamentação aplicável.