

Trilema Energético

Segurança – Equidade – Sustentabilidade
uma perspetiva nacional até 2025



Relatório 2025

Future Energy Leaders Portugal

SOBRE A APE

A Associação Portuguesa da Energia (APE) é uma instituição não governamental, sem fins lucrativos e de utilidade pública, que visa dinamizar a reflexão e o debate sobre a transição energética sustentável nos vários níveis da cadeia de valor dos produtos e serviços energéticos, promovendo o contributo do setor para a economia e a qualidade de vida em Portugal.

A APE é o comité nacional membro do *World Energy Council (WE Council)*, organização internacional em que Portugal está representado desde os anos trinta do século passado. Tendo sucedido à anterior Comissão Nacional do Congresso Mundial da Energia, a APE assume-se como a mais antiga e global associação existente no nosso País, no setor da energia.

Mais informação: <https://apenergia.pt/>

Copyright © 2026 Associação Portuguesa da Energia. Todos os direitos reservados. Esta publicação pode ser utilizada ou reproduzida toda, ou em parte, desde que a seguinte citação seja incluída em cada cópia ou transcrição: “*Utilizado com permissão da Associação Portuguesa da Energia*”.

Imagem de capa: Pixabay

Programa Future Energy Leaders Portugal

Associação Portuguesa da Energia
Estrada da Portela, Bairro Zambujal
Edifício LNEG, Alfragide
2610-413 Amadora
Portugal

SOBRE O FELPT

O programa Future Energy Leaders Portugal (FELPT) é uma iniciativa que visa promover a interação e o debate entre os futuros líderes do setor energético. A nível nacional esta comunidade conta com 35 jovens profissionais de exceção, de várias empresas do setor da energia, nacionais e internacionais, membros da academia e de várias sociedades de advogados. Além de promover o debate da evolução do setor energético, a comunidade FELPT pretende contribuir para a aceleração da transição energética, enquanto se garantem os princípios de sustentabilidade social e ambiental.

SOBRE O WORLD ENERGY COUNCIL

O *World Energy Council (WE Council)* é a mais antiga rede global de líderes e peritos de energia que visa promover sistemas energéticos seguros e ambientalmente sustentáveis e o acesso generalizado e equitativo aos serviços energéticos.

Fundado em 1923, o *WE Council* é uma organização independente e imparcial que congrega mais de 80 países através de comités-membros nacionais em que participam governos, empresas privadas e estatais, academia, ONGs e outras entidades representativas de todo o espectro do setor da energia.

O *WE Council* contribui para o desenvolvimento de estratégias de transição energética organizando eventos de alto nível, com destaque para a realização bienal do *World Energy Congress*, e publicando estudos que acolhem a experiência e as visões da sua extensa rede de membros, facilitando o diálogo mundial sobre políticas energéticas.

www.worldenergy.org @WECouncil

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	III
O Trilema Energético	III
Principais constatações	IV
INTRODUÇÃO	6
Metodologia do <i>Trilemma</i> Index	6
SEGURANÇA ENERGÉTICA	10
Introdução	10
Segurança de abastecimento e consumo de energia	11
Diversidade do abastecimento de energia primária	11
Dependência de importações	15
Resiliência do sistema energético	21
Diversidade da Produção de Eletricidade	21
Armazenamento de energia	25
Fiabilidade do sistema elétrico e capacidade de recuperação	31
Apagão em Espanha e Portugal de 28 de Abril de 2025	36
Comparação com top performers em segurança energética	41
Mensagens-chave	43
EQUIDADE ENERGÉTICA	45
Introdução	45
Pobreza energética	47
Acesso à energia	49
Acesso à energia elétrica	49
Qualidade do acesso à energia elétrica	51
Qualidade do acesso a outras fontes de energia	54
Acesso a combustíveis limpos para confeção de alimentos	56
Preços da energia	56
Preços da energia elétrica	56
Preços da gasolina e do gasóleo	58
Preço do gás natural	62
Preço de outras fontes: GPL e lenha	63
Acessibilidade da energia	64
Tarifa Social e Acessibilidade da Energia Elétrica	65
Mensagens-Chave	66
SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL	67
Introdução	67
<i>World Energy Trilemma</i> Index: Sustainability	67
Intensidade energética	69
Perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica	74
Descarbonização da rede elétrica	75
Emissões de CO ₂ como um indicador dos GEE	78
Emissões de CH ₄ <i>per Capita</i>	83
Valor médio anual do material particulado PM2.5	85
Valor médio anual do material particulado PM10	88
Consumo de Água no Setor Energético	89
Mensagens Chave	91

LISTA DE FIGURAS E TABELAS	93
REFERÊNCIAS	97
AGRADECIMENTOS	102

Sumário Executivo

O TRILEMA ENERGÉTICO

O Trilema Energético, conceptualizado pelo *World Energy Council (WE Council)*, avalia a capacidade de um sistema energético equilibrar três dimensões fundamentais: **segurança energética**, **equidade energética** e **sustentabilidade ambiental**. A **segurança energética** refere-se à resiliência e fiabilidade do abastecimento, assegurando acessibilidade e qualidade de fornecimento de energia a curto e longo prazo, apesar de choques externos e variações na produção. A **equidade energética** afere o acesso universal e financeiramente equilibrado a serviços energéticos modernos, promovendo tanto a inclusão social como a competitividade económica. Já a **sustentabilidade ambiental** avalia os impactos ecológicos do sistema energético, como a redução das emissões e a celeridade da transição para tecnologias e infraestruturas mais limpas, sustentáveis e eficientes.

O equilíbrio entre estas três dimensões, referidas como pilares neste conceito, é essencial para responder aos desafios da transição energética, marcada pela descarbonização, digitalização e crescente descentralização da produção. Contudo, estas vertentes estão frequentemente em tensão, exigindo decisões políticas e tecnológicas que conciliem necessidades imediatas com objetivos estratégicos de médio-longo prazo.

A análise apresentada neste documento tem como âmbito exclusivo o sistema energético português, abrangendo a cadeia de valor completa, desde a produção, transporte e distribuição até ao consumo final, considerando a sua integração no contexto europeu e global. Inclui, igualmente, as interligações elétricas e de gás com Espanha e da Península Ibérica com o restante espaço da União Europeia, cuja relevância para a segurança e competitividade nacional é crescente.

A análise seguiu a base temporal do anterior Relatório do Trilema Energético (2000-2019), atualizando e aprofundando a informação para o período mais recente 2020-2023 (incluindo 2024 sempre que disponível). Este período alargado permitiu captar a evolução estrutural associada à expansão das renováveis, às alterações no mercado do gás, às mudanças tarifárias, à abordagem da pobreza energética e aos impactos de eventos críticos como a pandemia, a guerra na Ucrânia, o apagão ibérico e a aceleração da transição energética e das políticas que a suportam. Complementarmente, são identificados riscos e oportunidades estratégicas, alinhadas com as metas definidas no Plano Nacional Energia e Clima, que terão impacto previsível nas próximas décadas.

A metodologia adotada neste documento segue a abordagem do *WE Council*, combinando uma análise integrada dos tópicos e métricas associados ao *Energy Trilemma Index* com a avaliação dos indicadores que o compõem. Esta análise assentou em dados quantitativos e qualitativos provenientes de fontes oficiais nacionais (DGEG, ENSE, REN, ADENE, entre outros) e internacionais, sendo complementada por uma apreciação crítica das vulnerabilidades identificadas e oportunidades de melhoria do sistema energético.

Na dimensão da segurança energética, procurou-se caracterizar o grau de dependência externa de Portugal, a robustez das infraestruturas, a diversidade da sua matriz energética de abastecimento, a capacidade de armazenamento e interligação, bem como a capacidade de resposta face a choques externos de preço ou disponibilidade e a gestão eficaz da variabilidade renovável. A segurança é também um conceito multidimensional, sensível ao contexto geopolítico e económico, e que integra fatores como a autonomia face a importações, a estabilidade do sistema elétrico e a preparação para eventos extremos, incluindo mecanismos de emergência e restauro.

No pilar da equidade energética, avaliaram-se indicadores sobre o acesso universal à energia, a evolução dos preços finais de eletricidade, gás e combustíveis líquidos para consumidores domésticos e industriais, o impacto das políticas tarifárias e a acessibilidade económica e do serviço. Numa

adaptação deste pilar à realidade portuguesa, este estudo também incidiu sobre a mitigação da pobreza energética da população.

Por fim, a análise da sustentabilidade ambiental centrou-se na evolução das emissões associadas ao setor energético, na avaliação da intensidade carbónica do sistema, no peso crescente das energias renováveis, com especial foco no papel da hídrica e eólica em contexto português, bem como nas emissões de gases com efeito de estufa e partículas. Foi ainda considerada a proposta de um novo indicador estratégico para o setor: a pegada hídrica da produção energética, relevante para avaliar impactos ambientais associados à geração elétrica.

Em Portugal, o equilíbrio entre os três pilares do trilema assume uma importância particular. O país enfrenta simultaneamente o desafio de reduzir a dependência de importações, aumentar a integração de produção renovável, garantir estabilidade de fornecimento, assegurar preços acessíveis para consumidores e indústria, bem como acelerar a descarbonização em linha com as metas europeias. Neste contexto, o desempenho nacional no trilema não é apenas um indicador comparativo, refletindo também a capacidade estratégica do sistema energético português para garantir um futuro resiliente, justo, inclusivo e ambientalmente sustentável.

PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES

As conclusões do relatório mostram que Portugal tem feito progressos relevantes, sobretudo através da descarbonização do setor elétrico, do reforço das energias renováveis e da redução gradual da dependência externa. Ainda assim, permanecem fragilidades estruturais: elevada dependência de combustíveis fósseis importados, capacidade limitada de armazenamento e interligações, e vulnerabilidades no controlo de tensão e na resposta dinâmica do sistema — aspetos evidenciados pelo apagão ibérico de abril de 2025.

Relativamente à segurança energética, Portugal tem registado progressos relevantes, reduzindo o consumo de energia primária e substituindo combustíveis fósseis por fontes renováveis mais eficientes. O país diversificou o seu *mix* energético com forte crescimento da eólica, solar e bioenergia, reforçando a capacidade hídrica e as interligações, o que contribuiu para maior estabilidade do sistema elétrico.

As reservas estratégicas de gás natural e GNL asseguram cobertura para cenários rigorosos até 2033, e a expansão do Terminal de Sines e do armazenamento subterrâneo do Carriço reforça a resiliência do abastecimento. A qualidade do fornecimento elétrico tem-se mantido estável, segundo os indicadores SAIFI e SAIDI, evidenciando uma infraestrutura robusta face às exigências atuais.

Apesar destes avanços, persistem alguns desafios estruturais que exigem ação prioritária. Portugal continua fortemente dependente de importações energéticas, o que o torna vulnerável a choques externos e volatilidade de preços. A integração crescente de renováveis variáveis expõe o sistema à necessidade de mais armazenamento e flexibilidade, dado que as centrais hidroelétricas com bombagem têm apenas capacidade de garantir armazenagem de energia equivalente a cerca de quatro dias de consumo médio e dependem da pluviosidade anual.

Os fenómenos extremos associados às alterações climáticas e eventos como o apagão ibérico de abril de 2025 revelam riscos adicionais, incluindo baixa inércia e vulnerabilidades de tensão. Para garantir resiliência futura, é necessário acelerar investimentos em baterias, hidrogénio e soluções híbridas, reforçar interligações ibéricas, autonomizar tecnologias e desenvolver capacidade doméstica firme, complementada por estratégias industriais que reduzam a dependência externa.

No que respeita ao pilar da Equidade Energética, Portugal assegura hoje acesso universal à eletricidade, gás e cozinhar com energia limpa, posicionando-se bem no contexto europeu da Equidade Energética. Contudo, persistem desafios estruturais que afetam a qualidade e acessibilidade do serviço, de forma desigual em diferentes zonas do país e segmentos da população, com destaque para a pobreza energética: em 2023, 20,8da população não tinha capacidade financeira para aquecer

adequadamente a habitação, e 71% do parque habitacional apresentava classe de eficiência C ou inferior. Entre 1,8 e 3 milhões de portugueses vivem em situação de pobreza energética, o que levou ao lançamento da Estratégia Nacional para o Combate à Pobreza Energética em 2024, uma iniciativa essencial para reduzir vulnerabilidades.

A acessibilidade económica continua a ser um dos principais pontos críticos. Apesar do elevado peso das renováveis no *mix* energético, os preços finais da eletricidade e do gás permanecem acima da média europeia, agravados por custos fixos crescentes e pela volatilidade dos mercados durante a crise energética de 2021-2022. Estes fatores penalizam agregados de menor rendimento e aumentam desigualdades territoriais. Assim, conclui-se que a situação de pobreza energética, as divergências do acesso e qualidade do serviço energético nos vários municípios, bem como a vulnerabilidade da população aos preços elevados permanecem pontos críticos no que respeita à equidade energética no contexto português. Para garantir uma transição justa, é necessário reforçar políticas de estabilidade tarifária, promover acesso a soluções que potenciem o autoconsumo e eficiência energética, investir na reabilitação do parque habitacional e implementar medidas estruturais de combate à pobreza energética.

Em termos de sustentabilidade energética, Portugal posiciona-se entre os países com melhor desempenho, ocupando atualmente o 8.º lugar neste pilar do *World Energy Trilemma Index*. Este desempenho resulta da eliminação do carvão, da expansão acelerada das energias renováveis, da melhoria da intensidade energética e da redução consistente das emissões de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). A aposta na eletrificação, na modernização da rede elétrica e na qualidade do ar reforça uma trajetória alinhada com os objetivos climáticos europeus e com um sistema energético mais limpo e resiliente.

Apesar dos progressos, subsistem desafios estruturais críticos que exigem atenção: elevada dependência hídrica na produção elétrica, estabilização das emissões de metano, níveis de partículas finas acima das recomendações da OMS e insuficiência de indicadores ambientais adicionais, nomeadamente métricas de intensidade hídrica da produção elétrica. A manutenção do posicionamento atual exige aceleração da eletrificação, diversificação da matriz renovável, modernização das infraestruturas e implementação de políticas mais ambiciosas para reduzir emissões e melhorar a qualidade do ar. Portugal tem a base necessária para continuar entre os melhores, mas deve garantir que a sustentabilidade permanece no centro do planeamento energético e da resiliência climática.

Os progressos alcançados na descarbonização e na integração de renováveis reforçam a liderança ambiental, mas expõem vulnerabilidades na resiliência do sistema e na acessibilidade económica. Garantir que a transição beneficia todos os cidadãos, sem comprometer a estabilidade do abastecimento, exige uma abordagem integrada: reforço das interligações e do armazenamento para assegurar segurança, políticas tarifárias e programas estruturais para combater a pobreza energética, e aceleração da eletrificação e da eficiência para consolidar a sustentabilidade. A convergência destes três pilares será determinante para que Portugal mantenha uma posição de liderança global e assegure um sistema energético robusto, inclusivo e alinhado com os objetivos climáticos.

Introdução

O *World Energy Council (WE Council)* desenvolveu o *Energy Trilemma Index* como uma ferramenta comparativa que avalia o desempenho energético dos países segundo três dimensões estruturantes de política energética: **Segurança Energética, Equidade Energética e Sustentabilidade Ambiental**. Estas três dimensões, conceptualizadas como um “trilema”, refletem objetivos frequentemente concorrentes que os decisores políticos enfrentam na transição energética: garantir um fornecimento seguro, assegurar preços acessíveis e promover uma trajetória compatível com metas climáticas. O índice procura quantificar o equilíbrio alcançado pelos países entre estes três pilares, através de um conjunto abrangente de indicadores, e sintetizar este desempenho numa leitura integrada do sistema energético nacional.

Desde a sua primeira publicação em 2010, o *Energy Trilemma Index* tornou-se uma referência global para comparar o desempenho energético dos países. A posição de Portugal tem vindo a melhorar de forma consistente: em 2019 ocupava a 29.^a posição absoluta, passando para 20.^a em 2021, descendo para 26.^a em 2022, e atingindo a 21.^a posição no relatório de 2024¹. Esta evolução reflete um reposicionamento favorável do sistema energético português e o seu alinhamento crescente com as exigências do trilema energético.

METODOLOGIA DO TRILEMMA INDEX

A metodologia do *WE Council* assenta num conjunto de 32 indicadores, distribuídos por onze categorias, que abrangem diferentes dimensões do desempenho energético ao longo da cadeia de valor. A distribuição detalhada dos indicadores e respetivas categorias pode ser consultada na Figura 1 apresentada abaixo e descrita em maior detalhe no Anexo C do relatório mais recente do *WE Council*.

Estes indicadores são normalizados para permitir comparabilidade internacional e agregados em três sub-pontuações correspondentes aos pilares do trilema — Segurança Energética, Equidade Energética e Sustentabilidade Ambiental. Cada pilar contribui com 30% para a pontuação final do índice, sendo os restantes 10% atribuídos ao Contexto Nacional, que avalia fatores estruturais, económicos e regulatórios que influenciam o desempenho energético de cada país. A distribuição detalhada dos indicadores e respetivas categorias pode ser consultada na Figura 1 apresentada abaixo e descrita em maior detalhe no Anexo C do relatório mais recente do *WE Council*.

Cada pilar é pontuado entre 0 e 100, sendo posteriormente calculado um índice de “**equilíbrio**” (*Trilemma Balance Score*), com base no contexto próprio do país, que avalia a coerência geral do país nas três dimensões. Um país pode ter excelente desempenho num dos pilares e fraco noutro; assim, o índice de equilíbrio premia sistemas que conseguem simultaneamente bons resultados em todas as frentes, evitando compromissos excessivos numa dimensão em detrimento das restantes.

¹ Embora o relatório de 2024 do *WE Council* apresente Portugal na 17.^a posição, existem 20 países com melhor classificação que o nosso país. Esta discrepância deve-se ao facto de alguns países ocuparem as mesmas posições.

Figure 29: Energy Trilemma Index structure and weighting of the indicators

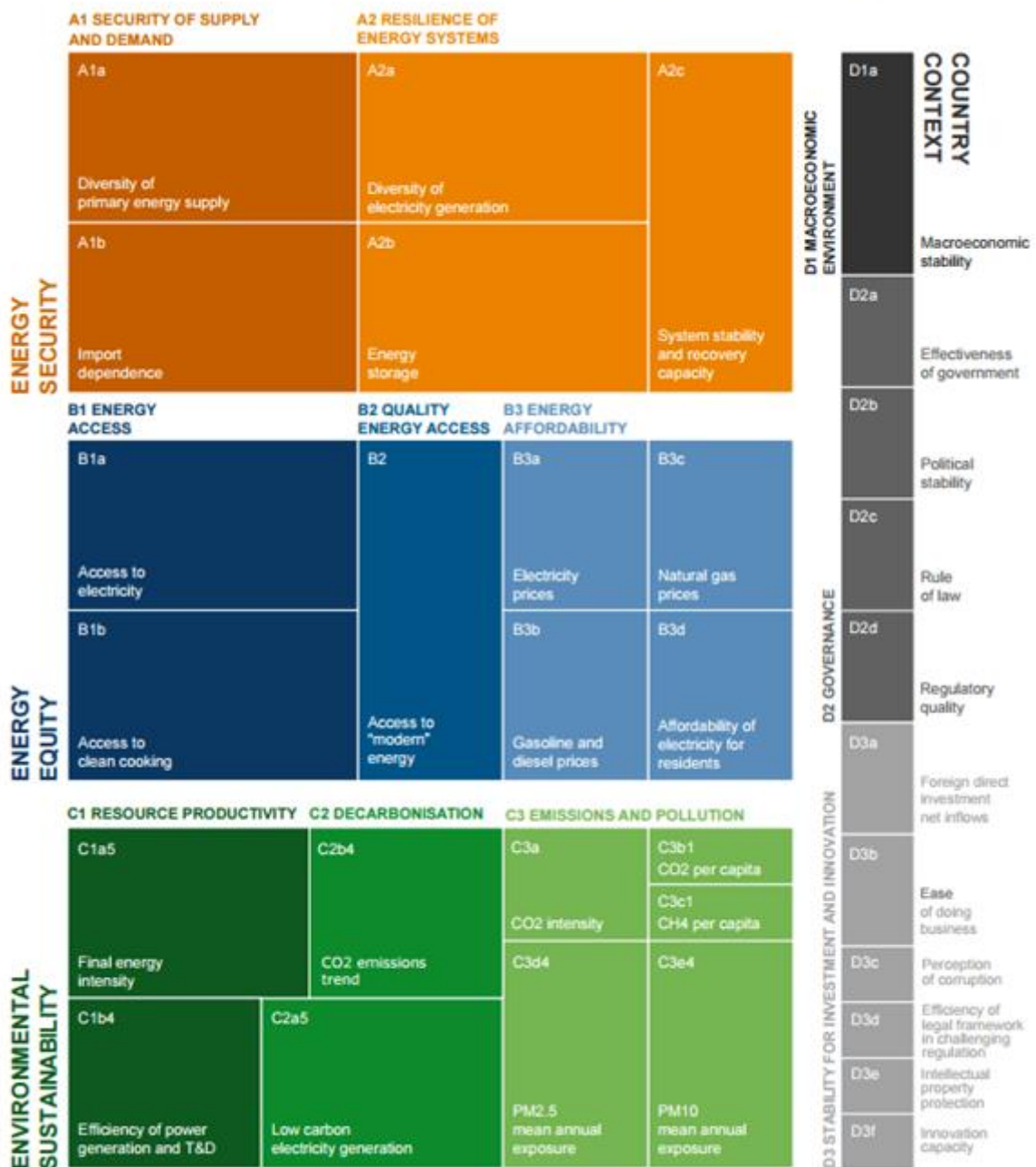


Figura 1 - Indicadores e respetiva distribuição do trilema energético

Posição de Portugal no ranking do Trilemma Index

A posição de Portugal no Energy *Trilemma* Index reflete um desempenho globalmente sólido, mas heterogéneo entre os três pilares que compõem o índice. Em 2024, Portugal alcança um score agregado de 76,7, que corresponde ao 21.º lugar a nível mundial. Este valor resulta da combinação das pontuações obtidas em cada pilar: 65,4 em Segurança Energética, 88,2 em Equidade Energética e 81,2 em Sustentabilidade Ambiental. Comparando com o relatório de 2022, observa-se que o pilar que registou a evolução mais significativa foi o da Sustentabilidade Ambiental, cuja pontuação aumentou de 76,4 para 81,2, conforme ilustrado na Figura 2. Esta subida substancial é explicada pela forte integração de fontes renováveis na geração elétrica, pela redução continuada da intensidade carbónica e pela melhoria das emissões de CO₂ per capita, fatores que reforçam a posição de Portugal entre os países com melhor desempenho ambiental.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

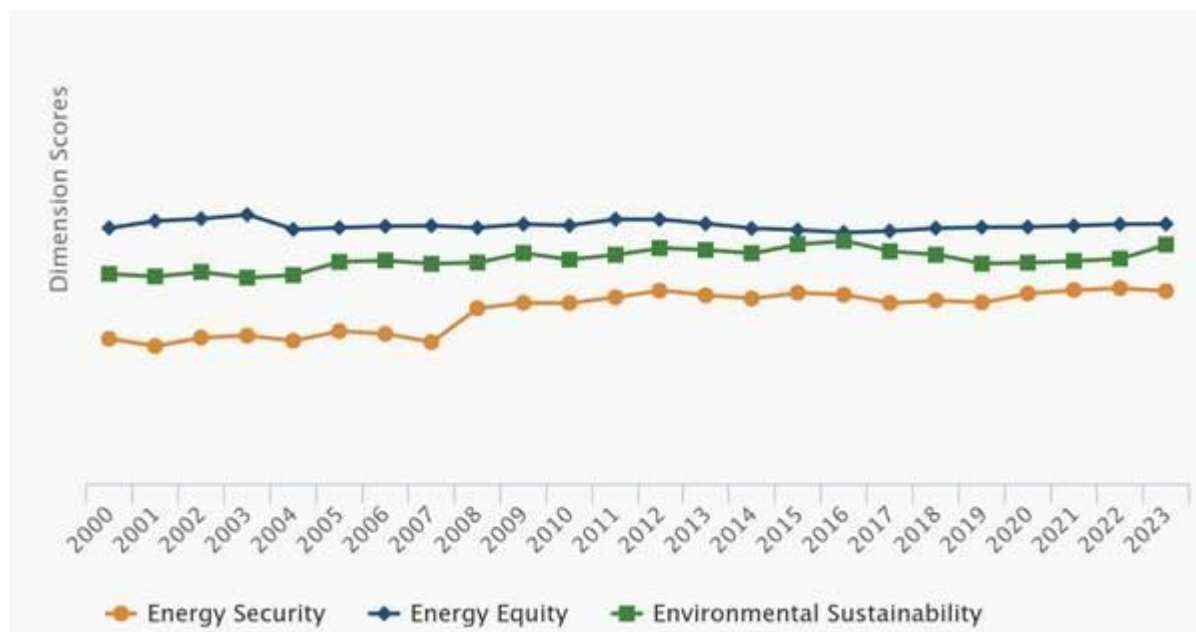


Figura 2 - Evolução da pontuação de Portugal por pilar de 2000 a 2023, como apresentado no index tool.

Tabela 1 - Pontuação e ranking de Portugal no Energy Trilemma Index (2024), por pilar.

	Trilemma Index	Segurança Energética	Equidade Energética	Sustentabilidade Ambiental
Pontuação PT	76,7	65,4	88,2	81,2
Rank Global	21	32	42	8

Embora estes valores permitam compreender o posicionamento relativo do país, é importante sublinhar que o índice disponibiliza apenas a pontuação agregada de cada pilar, não permitindo a análise direta dos 32 indicadores individuais que compõem a avaliação. Assim, a interpretação dos resultados tem necessariamente um carácter macro, refletindo tendências estruturais, mas não permitindo decompor a pontuação em contributos específicos (por exemplo, dependência de importações, intensidade carbónica ou custo da eletricidade).

No pilar da Segurança Energética, Portugal situa-se na 32.^a posição global, com uma pontuação de 65,4. Este resultado traduz vulnerabilidades persistentes, nomeadamente a elevada dependência de importações de gás natural e a necessidade de maior capacidade de flexibilidade e armazenamento, apesar dos progressos alcançados na robustez da rede e na integração de renováveis.

No pilar da Equidade Energética, Portugal regista um resultado mais forte, com uma pontuação de 88,2, no entanto ocupando uma posição global mais baixa, a 42.^a posição. Embora os preços finais de eletricidade para consumidores domésticos se mantenham relativamente elevados no contexto europeu, o *WE Council* atribui uma avaliação positiva ao país devido à estabilidade do acesso, aos mecanismos de apoio social e ao desempenho relativo no contexto internacional.

O desempenho mais destacado surge no pilar da Sustentabilidade Ambiental, onde Portugal alcança o 8.^o lugar global com uma pontuação de 81,2. Este resultado confirma a posição do país como um dos líderes europeus na descarbonização do setor energético, impulsionada pela elevada quota de energias renováveis, pelo encerramento das centrais a carvão e por metas climáticas alinhadas com os objetivos europeus de neutralidade carbónica.

A comparação entre as pontuações de Portugal e os valores de referência para a 21.^a posição do ranking global de cada pilar, apresentados na Tabela 2, mostra que Portugal se encontra acima desse patamar na dimensão de Sustentabilidade Ambiental (+4,2 pontos), mas abaixo nas dimensões de Segurança Energética (-3 pontos) e Equidade Energética (-7,2 pontos). Esta assimetria evidencia que

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

a posição global do país é fortemente impulsionada pelo seu desempenho ambiental, enquanto os desafios persistentes nos outros dois pilares continuam a limitar uma subida mais expressiva no ranking desta edição do relatório.

Tabela 2 - Comparação da pontuação de Portugal com os valores de referência da 21.ª posição do Energy Trilemma Index (2024), por pilar.

	Trilemma Index	Segurança Energética	Equidade Energética	Sustentabilidade Ambiental
Pontuação PT	76,7	65,4	88,2	81,2
Pontuação da posição 21	76,7	68,4	95,4	77
Delta de PT para a posição 21	0	-3	-7.2	+4,2

Assim, a análise do *Trilemma* evidencia um país com progressos significativos na sustentabilidade, mas que continua a enfrentar limitações estruturais em segurança e desafios de competitividade em equidade, elementos que deverão orientar as prioridades de política energética nos próximos anos.

Uma visão integrada

A leitura integrada dos três pilares revela um país que, apesar de progressos assinaláveis na sustentabilidade, continua em busca de um equilíbrio estável entre os objetivos do trilema. O esforço continuado de descarbonização tem sido determinante para a melhoria do desempenho ambiental, mas exige simultaneamente o reforço do sistema energético através de maior flexibilidade, digitalização, capacidade de armazenamento e diversificação tecnológica. Por sua vez, a equidade energética permanece uma dimensão onde são necessários ajustamentos, sobretudo no que respeita à competitividade tarifária, à eficiência económica e à mitigação de custos para consumidores e empresas — fatores essenciais para assegurar uma transição justa e socialmente equilibrada.

Neste contexto, a análise detalhada dos resultados do Energy *Trilemma* Index permite enquadrar, de forma robusta, o ponto de partida de Portugal e identificar prioridades estratégicas para a próxima década: reforçar as redes e interligações, melhorar a competitividade dos preços da energia, expandir a capacidade de armazenamento e garantir que a transição energética decorre de forma inclusiva, segura e sustentável.

A abordagem desenvolvida nos capítulos seguintes aprofunda cada um dos pilares do *Trilemma* Energético, analisando as respetivas categorias e os principais indicadores estruturantes que sustentam a avaliação nacional. Importa esclarecer que o Energy *Trilemma* Index disponibiliza apenas a pontuação agregada de cada pilar, não permitindo a observação direta dos 32 indicadores individuais que compõem a metodologia. Por isso, este relatório recorre a dados nacionais desde 2000 para acompanhar a evolução das variáveis mais relevantes, identificando tendências, vulnerabilidades e oportunidades de melhoria. Embora sejam incluídas comparações internacionais sempre que pertinentes, o foco principal incide na trajetória portuguesa e nas implicações práticas desta evolução para o reforço de cada pilar. Esta leitura integrada permite não só contextualizar o posicionamento atual de Portugal no índice, mas também identificar medidas que poderão potenciar um desempenho mais robusto e melhorar a posição do país nas futuras edições do *Trilemma* Index.

Capítulo 1

Segurança Energética

INTRODUÇÃO

A segurança energética é um dos três pilares estruturantes do Trilema Energético, constituindo um elemento central para a resiliência e sustentabilidade dos sistemas de energia. A edição de 2024 do Relatório do *World Energy Trilemma* define a Segurança Energética como «a capacidade dos sistemas energéticos garantirem o fornecimento de energia, no curto, médio e longo prazo, a preços acessíveis, assegurando, simultaneamente, a resposta a perturbações nas cadeias de abastecimento, a gestão da variabilidade renovável e a robustez das infraestruturas físicas e digitais» [1]. Trata-se, por isso, de um conceito multidimensional, cujo significado varia consoante o contexto geopolítico, económico e temporal.

Este capítulo avalia o estado atual da segurança energética em Portugal através de dois vetores estruturantes: a segurança de abastecimento e consumo, e a resiliência do sistema energético. A segurança de abastecimento depende fortemente da diversidade de fontes primárias e da origem das importações. Quanto maior a diversidade de fontes e rotas de fornecimento, menor a vulnerabilidade do sistema a choques externos. A dependência das importações constitui, por isso, um indicador central da autonomia energética nacional. A resiliência do sistema, por sua vez, está associada à robustez das infraestruturas energéticas, nomeadamente a diversidade de fontes de geração elétrica, a capacidade de armazenamento de combustíveis e gás natural, e a existência de mecanismos de resposta rápida em caso de falha de um vetor específico.

A fiabilidade operacional do sistema elétrico deve ser avaliada através de indicadores universais como o *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) e o *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), que permitem avaliar de forma objetiva a estabilidade e capacidade de recuperação da rede elétrica.

Por fim, o capítulo inclui uma análise do apagão elétrico que afetou a Península Ibérica a 28 de abril de 2025, um dos eventos mais significativos da história recente do sistema elétrico português. Este segmento resume a cronologia do incidente, as causas técnicas identificadas pela ENTSO-E e as principais medidas de mitigação recomendadas para reforçar a resiliência e segurança do sistema elétrico europeu.

Esta análise atualiza os dados da edição 2020/21 e cobre, conforme a disponibilidade, o período de 2000 a 2023/24, focando-se em Portugal, mas inserindo-se no contexto ibérico e europeu, refletindo a integração dos mercados energéticos. Revê-se o posicionamento nacional neste indicador no ranking do *WE Council* e considera-se o apagão de abril de 2025 como caso de resiliência sistémica.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO E CONSUMO DE ENERGIA

DIVERSIDADE DO ABASTECIMENTO DE ENERGIA PRIMÁRIA

A análise da diversidade das fontes de energia primária em Portugal baseia-se nos dados dos Balanços Energéticos Nacionais da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). O gráfico seguinte ilustra a evolução do consumo por fonte desde o ano 2000.

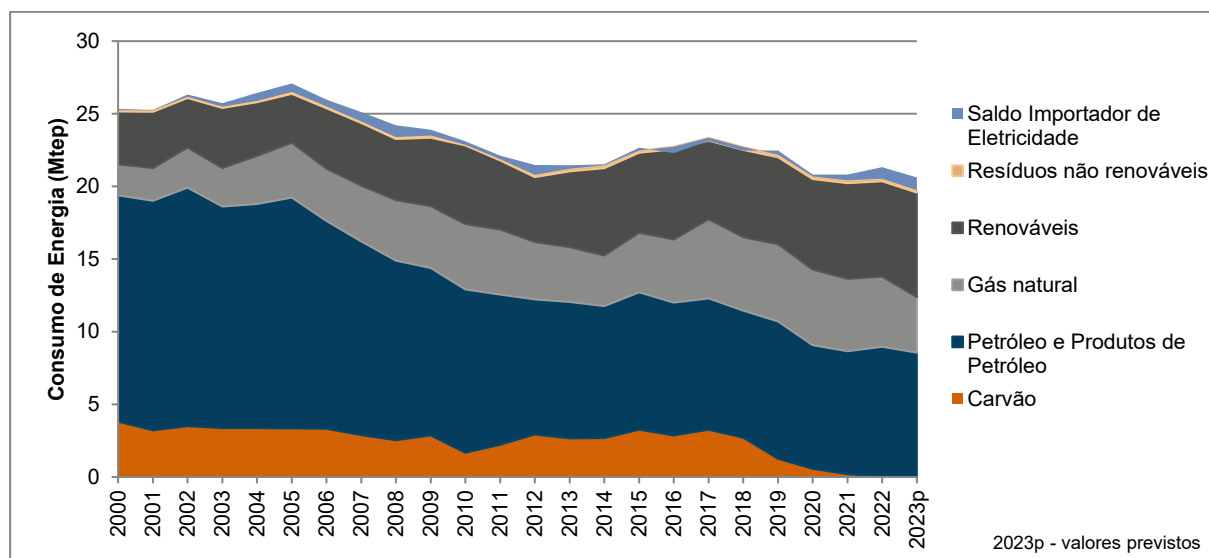


Figura 3 – Evolução do consumo de energia primária por fonte [2].

Desde 2000, observam-se três tendências estruturantes:

- Redução do consumo de fontes fósseis:** O consumo de petróleo e derivados diminuiu de forma acentuada e consistente, com uma redução global de cerca de 45% entre 2000 e 2023. O carvão, utilizado sobretudo na geração elétrica, sofreu também uma quebra significativa a partir de 2018, até ao seu desaparecimento em 2021, acompanhando o encerramento das últimas centrais termoelétricas a carvão. O Gás Natural (GN) teve um significativo aumento, de 90%, de 2000-2023, representando atualmente cerca de 20% da energia primária. Nos últimos anos, devido a crise dos preços energéticos e aumento da integração renovável, verificou-se uma forte diminuição do consumo de GN.
- Aumento das fontes renováveis e da diversidade energética:** O aumento das fontes renováveis foi muito significativo neste período, tendo, efetivamente, duplicado, numa primeira fase pela forte incorporação de energia eólica (2005-2012), e nos anos mais recentes devido à crescente incorporação de solar fotovoltaico. O peso da biomassa e bioenergia é substancial e também tem aumentado, assim como a contribuição da hídrica. O aumento da produção de energia por fontes endógenas deixa o sistema energético português menos exposto a choques externos, como por exemplo o aumento dos preços do gás natural observado em 2022, e reduz a dependência de importações. O aumento da penetração de fontes renováveis torna a gestão do sistema mais complexa, requerendo volumes superiores de Serviços de Sistemas para assegurar o balanço entre a geração e consumo do sistema elétrico.

- **Redução do consumo energético global:** A redução de 25% do consumo de energia primária em Portugal, deve-se, em larga medida, à substituição de tecnologias térmicas fósseis por renováveis não-térmicas (eólica, hídrica, solar), cuja contabilização e rendimento são consideravelmente mais eficientes. No entanto, os efeitos de maior eficiência energética em muitas das tecnologias e mudanças estruturais na economia e nos padrões de mobilidade também terão contribuído para esta redução.

Petróleo e seus derivados

Os produtos petrolíferos continuam a representar a principal fonte de energia primária na matriz energética nacional, representando cerca de 41% do total. Portugal dispõe de uma capacidade significativa de refinação, importando essencialmente petróleo bruto, que é posteriormente transformado em diversos produtos destinados tanto ao mercado interno como à exportação. O consumo interno final de produtos petrolíferos encontra-se ilustrado na figura seguinte.

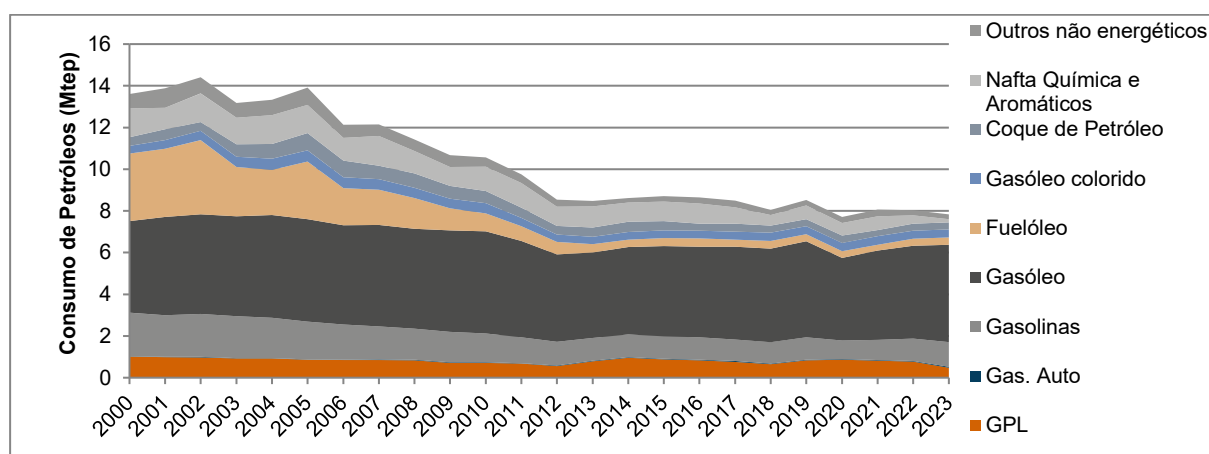


Figura 4 - Evolução do consumo de produtos petrolíferos em Portugal [3].

Desde o ano 2000, o consumo de produtos petrolíferos em Portugal reduziu-se em cerca de 42,5% (menos 5,8 Mtep). A principal contribuição para esta diminuição advém da redução do consumo de fuelóleo, que caiu cerca de 90% (menos 2,8 Mtep). Esta redução deve-se à sua substituição progressiva por gás natural na produção de eletricidade e em unidades de cogeração, impulsionada por incentivos à cogeração de alta eficiência, pela maior competitividade económica do gás natural e pelas restrições ambientais europeias que tornaram o uso de fuelóleo menos viável. Também se registaram reduções substanciais no consumo de naftas químicas, gasolinas, GPL e outros produtos não energéticos, refletindo melhorias na eficiência e mudanças tecnológicas nos setores industrial e dos transportes.

Em 2023, os principais produtos petrolíferos consumidos em Portugal continuaram a ser o gasóleo (59,4%), a gasolina (15,2%), o GPL (6,1%), o gasóleo colorido e marcado (4,9%), o fuelóleo (4,6%) e o coque de petróleo. O setor dos transportes manteve-se como o principal consumidor dos três primeiros produtos, que, em conjunto, representaram mais de 80% do consumo total de produtos petrolíferos.

Gás Natural

Entre 2000 e 2023, o consumo de gás natural em Portugal aumentou cerca de 80%, consolidando-se como a segunda principal fonte de energia primária e um vetor essencial da transição energética nacional. Este crescimento foi impulsionado pelo encerramento das centrais a fuelóleo e, mais recentemente, das centrais a carvão, bem como pela modernização dos processos industriais, uma vez que a queima de gás natural é mais limpa e eficiente. Nos últimos anos, contudo, verificou-se uma redução significativa do consumo, refletindo os efeitos da crise do gás na Europa e o seu impacto no mercado elétrico. Esta evolução evidencia também a vulnerabilidade estrutural associada ao gás

natural, uma vez que Portugal depende integralmente das importações, maioritariamente de Gás Natural Liquefeito (GNL), ficando exposto à volatilidade dos preços internacionais e a potenciais riscos e alterações geopolíticas.

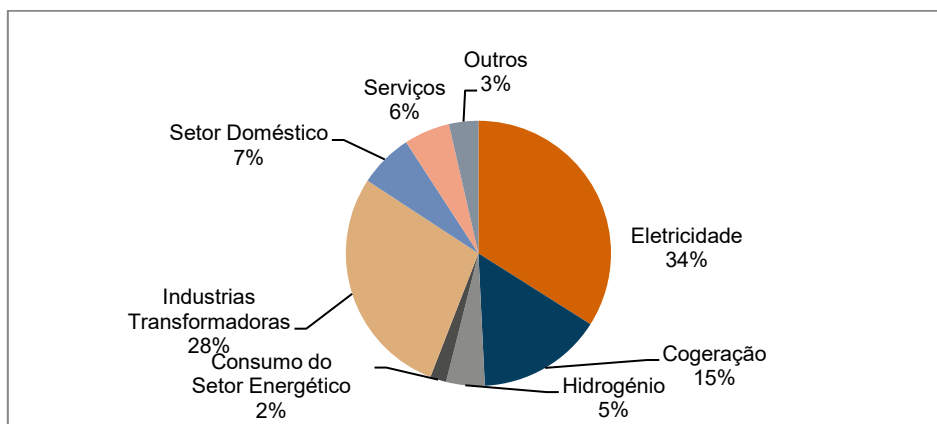


Figura 5 - Distribuição do consumo final de Gás Natural no ano 2023 [4].

A Figura 5 mostra que o consumo final de gás natural em Portugal em 2023 distribuiu-se essencialmente entre a produção de eletricidade e cogeração (cerca de 49%) e a indústria transformadora (28%). Os restantes consumos repartiram-se pelo setor doméstico (7%), serviços (6%), produção de hidrogénio (5%), outros usos (3,6%) e o setor energético (2%).

A indústria transformadora utiliza o gás natural sobretudo em processos que exigem altas temperaturas, o que limita a aplicação de soluções de cogeração. Nestes casos, a descarbonização é particularmente desafiante, uma vez que a eletrificação direta nem sempre é tecnicamente viável. Assim, as principais alternativas futuras passam pela substituição gradual do gás natural por hidrogénio ou biocombustíveis, capazes de assegurar as temperaturas e a estabilidade necessárias a estes processos industriais.

A transição energética e o Hidrogénio

A estratégia da União Europeia para a neutralidade carbónica identifica o hidrogénio renovável como um vetor energético crítico para substituir gradualmente os combustíveis fósseis, em particular em processos industriais onde a eletrificação direta não é viável. Assim, para muitos subsectores da indústria transformadora que dependem de combustão de alta intensidade e difícil eletrificação, a adoção do hidrogénio representa não apenas uma solução de descarbonização, mas também uma oportunidade de modernização tecnológica e de reforço da resiliência operacional.

Para além da indústria, também os setores doméstico, dos serviços e dos transportes poderão beneficiar da integração progressiva deste combustível, embora a diversidade dos equipamentos de consumo imponha ritmos de adaptação distintos. Esta heterogeneidade constitui, por si só, um desafio, tanto ao investimento necessário, como ao desenvolvimento do *know-how* associado a modelos de produção e utilização descentralizada de hidrogénio. Em paralelo, a evolução das cotações do CO₂ reforça a relevância estratégica, uma vez que a substituição de gás natural por hidrogénio poderá contribuir para ganhos significativos de competitividade e redução dos custos operacionais.

É, por isso, essencial reconhecer o potencial do hidrogénio como substituto do gás natural nas suas múltiplas formas de utilização. Em 2024, o consumo de hidrogénio (em todas as suas tipologias/cores) representou cerca de 4,7% do consumo de gás natural, evidenciando ainda uma margem substancial de crescimento. Neste processo, a garantia da qualidade e da estabilidade do combustível assume particular importância, sobretudo no que respeita à gestão das misturas entre gás natural, hidrogénio e outros gases renováveis, determinantes para assegurar a segurança e o desempenho dos equipamentos existentes.

Bioenergias

Em 2023, a bioenergia representou cerca de 16% do consumo de energia primária em Portugal, totalizando 3 286 ktep. A Figura 6 apresenta a distribuição por tipo de recurso, destacando-se a biomassa lenhosa e resíduos vegetais (1 711 ktep, 52% do total), os licores sulfíticos (1 002 ktep, 30%), os biocombustíveis (364 ktep, 11%), os resíduos sólidos urbanos (110 ktep, 3,4%) e o biogás (88 ktep, 3%).

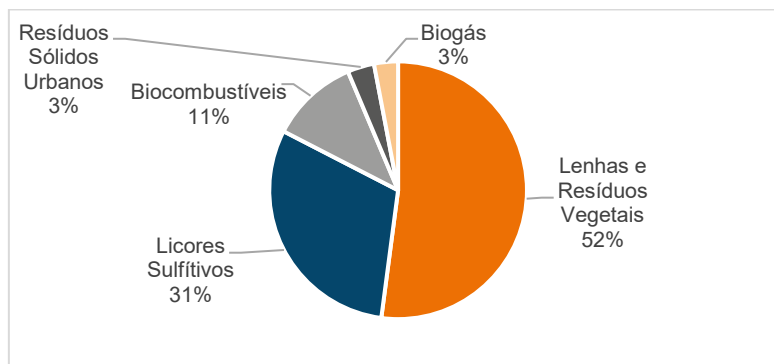


Figura 6 - Distribuição de consumo primário de bioenergia por tipo 2023 [4].

A biomassa lenhosa e resíduos vegetais constitui o principal recurso, proveniente, sobretudo, de sobrantes florestais e agrícolas, *pellets* e lenha. A biomassa, sendo um recurso endógeno, permite reduzir vulnerabilidades externas, apesar da sua disponibilidade ser limitada por sazonalidade, questões logísticas e de sustentabilidade ambiental. Deste total, cerca de 615 ktep são utilizados na produção de energia elétrica e térmica, 800 ktep no setor doméstico e 264 ktep noutras indústrias transformadoras. Os restantes tipos de bioenergia são maioritariamente direcionados para produção de energia, nomeadamente eletricidade e calor. Os licores sulfíticos são subprodutos da indústria de pasta de celulose, utilizados quase exclusivamente em cogeração. Os biocombustíveis têm uso predominante nos transportes, onde se verifica uma crescente taxa de incorporação nos combustíveis rodoviários. Já os resíduos sólidos urbanos e o biogás são aproveitados em centrais termoelétricas e em instalações de valorização energética, com potencial de crescimento significativo nos próximos anos.

Eletricidade Renovável

Ao analisar a eletricidade de origem renovável (excluindo biomassa), importa salientar que esta não depende de processos termoelétricos de combustão, convertendo diretamente os recursos naturais em eletricidade, sem as perdas associadas à transformação de calor em energia mecânica e elétrica, típicas das centrais a gás, carvão ou biomassa, cuja eficiência raramente ultrapassa 35% a 60%. Por essa razão, cada aumento na geração renovável traduz-se numa redução do consumo primário de energia fóssil até três vezes superior, evidenciando o impacto estrutural positivo da integração destas fontes no sistema energético nacional.

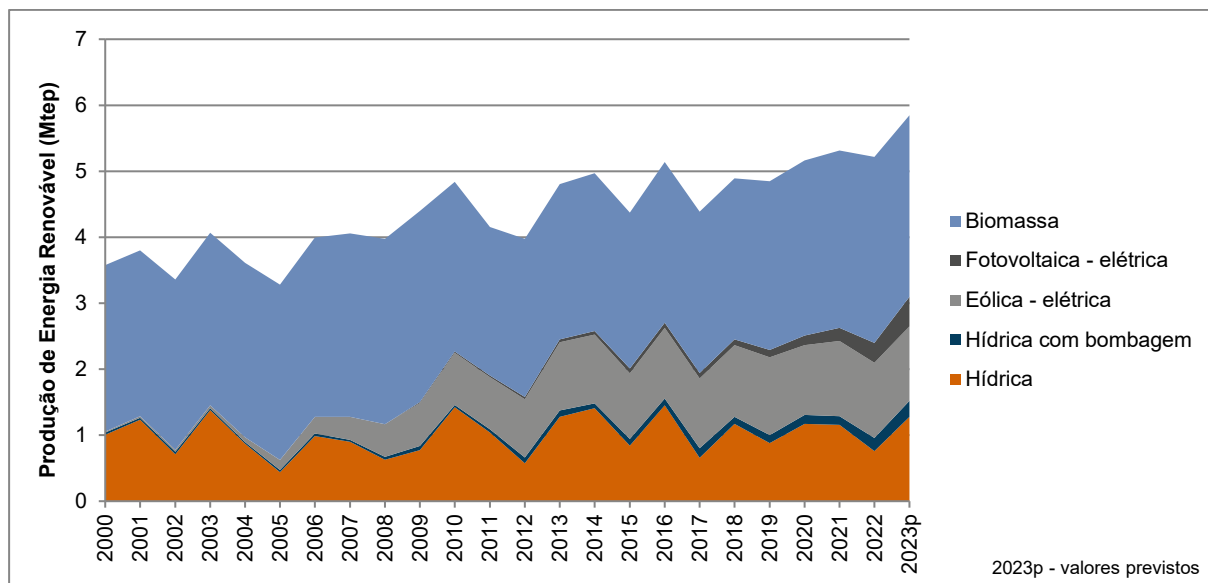


Figura 7 - Evolução da produção elétrica renovável [5].

Nos últimos anos, a energia eólica consolidou-se como uma das principais fontes renováveis, enquanto a hídrica mantém um contributo relevante, embora esteja limitada pelas condições pluviométricas. Apesar destas limitações, a hídrica desempenha um papel importante de balanceamento do sistema elétrico, através das centrais hídricas com bombagem que podem absorver excessos de produção renovável. Ao contrário de outras tecnologias renováveis, a hídrica é despachável e garante capacidade firme para a segurança de abastecimento.

A energia solar fotovoltaica é a tecnologia que tem registado o maior crescimento, com uma taxa média superior a 40% ao ano, alcançando cerca de 600 ktep em 2024, perspetivando-se que ultrapasse significativamente a eólica e a hídrica nos próximos anos.

A geotermia, por sua vez, mantém um papel essencial na região autónoma dos Açores, assegurando geração de base e segurança de abastecimento regional.

O crescimento das energias renováveis cria também a necessidade de aumentar a capacidade de armazenamento e interligação com outros países, não só para garantir segurança de abastecimento, como também para um uso mais eficaz da energia renovável. No entanto, este tema irá merecer uma análise mais detalhada em capítulos posteriores.

DEPENDÊNCIA DE IMPORTAÇÕES

Esta secção analisa a dependência externa de Portugal na garantia do abastecimento energético nacional. No contexto do Trilema Energético, este indicador mede o grau de autonomia energética, avaliando a proporção de energia importada face ao consumo total de energia primária. Complementarmente, examina-se também a diversificação e robustez das fontes de fornecimento externo, aspetos essenciais para a segurança energética do país.

Nas últimas duas décadas e meia (2000–2024), Portugal reduziu gradualmente a sua dependência energética, embora continue estruturalmente dependente do exterior para satisfazer a maioria das suas necessidades de energia primária. A transição energética tem impulsionado o reforço das fontes renováveis no setor elétrico, a eletrificação de consumos finais e a redução estrutural da intensidade energética da economia. Em contrapartida, as importações de gás natural, nomeadamente em forma de GNL, aumentaram o peso relativo desta fonte no balanço energético, refletindo a substituição das

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

importações de carvão e a necessidade de respaldo às renováveis, embora se tenha assistido a uma redução da importação de GNL nos últimos dois anos.

Portugal permanece entre os países da União Europeia (UE) com maior dependência energética externa, em parte devido à ausência de recursos fósseis próprios. Esta vulnerabilidade é, contudo, mitigada pela diversificação geográfica das importações e pela crescente contribuição das energias renováveis endógenas, que em 2024 já asseguram cerca de dois terços [6] da eletricidade consumida no país. Ainda assim, nos últimos dois anos, observou-se que o abastecimento de gás natural está totalmente dependente da via marítima, sendo aproximadamente 92% proveniente de apenas dois países.

Esta análise centra-se nas principais fontes de energia primária - produtos petrolíferos e gás natural - e na eletricidade enquanto vetor final de consumo cada vez mais relevante para a autonomia energética nacional. Apesar de se manter acima da média da União Europeia, Portugal tem feito um percurso consistente na redução da sua dependência energética, passando de cerca de 86% para aproximadamente 67% em 2023, como se verifica analisando a Figura 8.

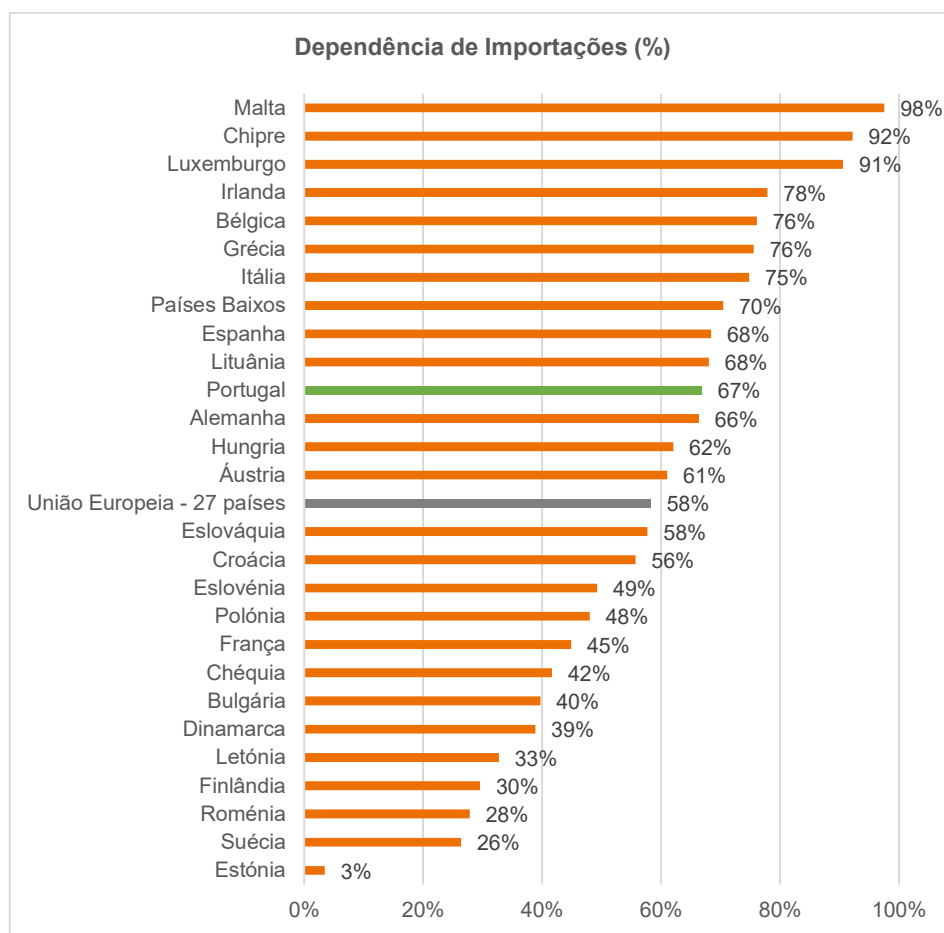


Figura 8 – Dependência de importação energética europeia em 2023 [7].

Esta evolução resulta, em grande medida, da forte aposta na descarbonização do setor elétrico, com significativas entradas de capacidade renovável, nomeadamente eólica e, mais recentemente, solar fotovoltaica. Em paralelo, verificou-se o encerramento das centrais a carvão e uma redução significativa da produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Ainda assim, o impacto do nível de hidraulicidade no sistema torna-se evidente, como ilustrado na Figura 9, dado que, em anos secos, a menor produção hídrica é compensada por maior produção a gás natural e por importações.

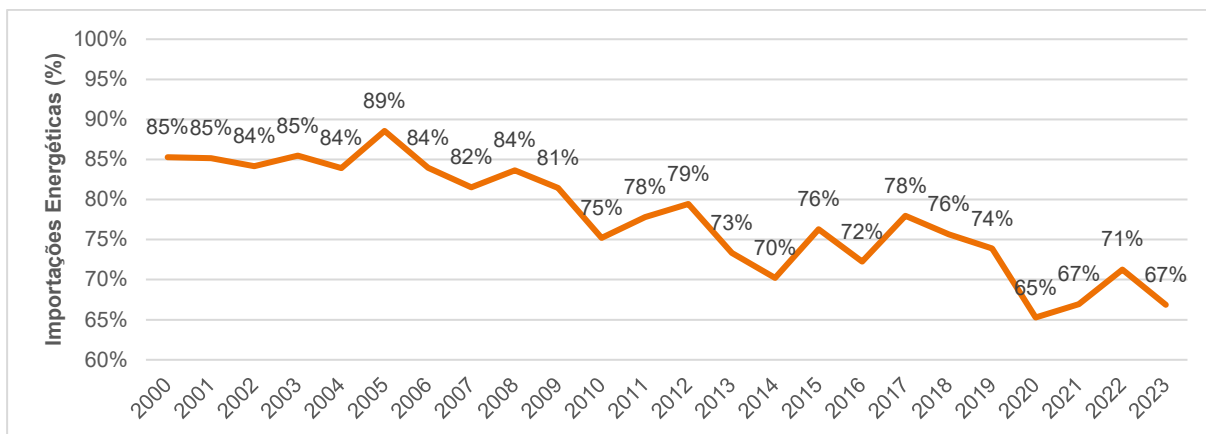


Figura 9 – Dependência de importações energética portuguesa nos últimos 20 anos [7].

A continuidade da trajetória de redução da dependência energética exigirá um reforço dos esforços de eficiência energética e da eletrificação dos consumos nos setores residencial, industrial e dos transportes. Para tal, será determinante assegurar a concretização dos planos de expansão renovável previstos no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) [8], bem como garantir a integração eficaz dessa capacidade adicional no sistema energético. A evolução futura dependerá também da capacidade de reforço da resiliência das infraestruturas, diversificação ainda maior das rotas e origens de abastecimento e redução da exposição a combustíveis fósseis importados, de forma a consolidar uma trajetória sustentável rumo a uma menor dependência energética.

Energia elétrica

Como referido, o setor elétrico português tem sofrido uma transformação notável, tendo sido um dos países pioneiros na aposta massiva nas renováveis na UE. Tendo desde há décadas uma significativa capacidade instalada de componente hídrica, Portugal iniciou o seu plano de aposta nas renováveis durante os anos 2000, através da expansão da energia eólica. Passados 20 anos, surge uma nova aposta estratégica, desta feita suportada na tecnologia do solar fotovoltaico, que deverá levar o país para cerca de 93% de produção elétrica renovável até 2030 (dependendo do grau de hidraulicidade) [8].

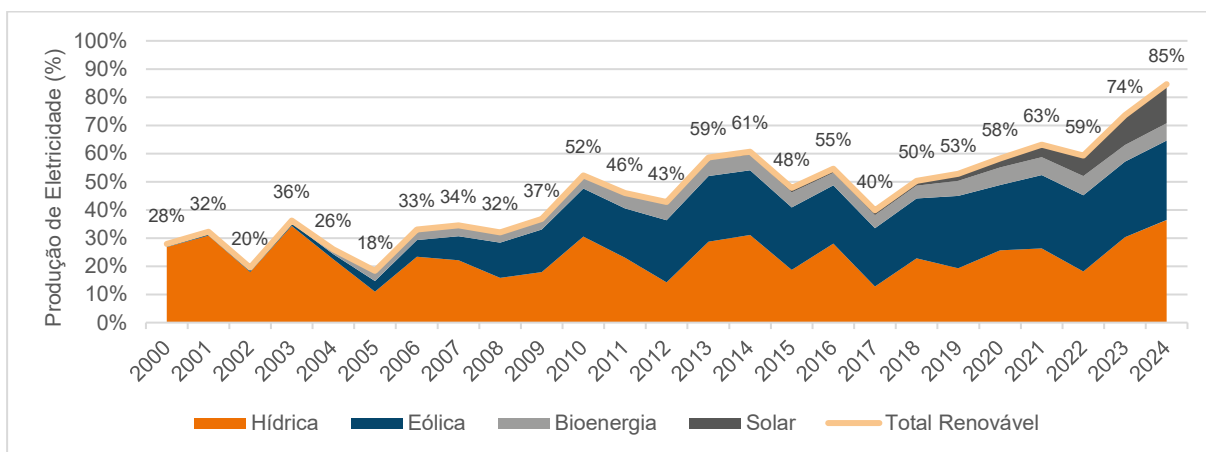


Figura 10 - Produção percentual de fontes de energia renovável em Portugal [6], [9].

As estatísticas referentes ao ano de 2024, que mostram que 85% do total de produção elétrica (51 TWh) em Portugal foi de base renovável, são ainda mais impressionantes quando se comparam com a realidade do ano 2000, a produção total foi de cerca de 43,8 TWh e 70% provinha de fontes fósseis.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Numa evolução assinalável, a percentagem de produção com origem fóssil passou dos 63% em 2017, para apenas 12% em 2024.

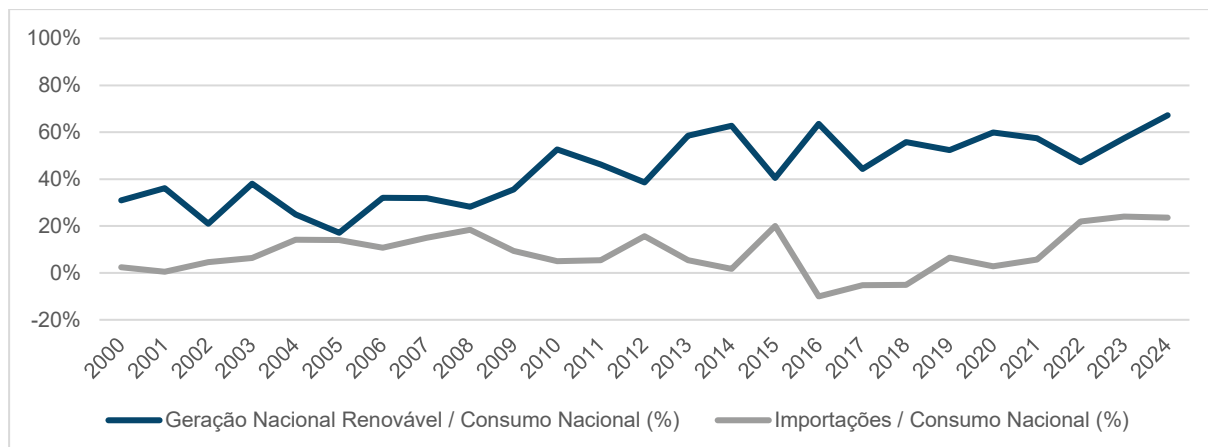


Figura 11 - Evolução da autossuficiência elétrica em Portugal e papel das fontes renováveis e importações [6].

Este aumento expressivo na geração renovável nacional tem assumido um protagonismo na representatividade do consumo nacional, como se ilustra na Figura 11. Cabe apontar que, apesar da rápida expansão da capacidade instalada renovável, o indicador de autossuficiência elétrica (a proporção de eletricidade consumida vs gerada no país) está no seu patamar mais baixo dos últimos 24 anos. Em 2024, Portugal produziu 83% da eletricidade consumida (excluindo perdas e consumo de centrais elétricas) sendo 70% dessa energia proveniente de fontes renováveis. Uma queda em comparação com o ano 2000, onde 98% da eletricidade consumida foi gerada em território nacional, sendo apenas 28% dessa energia proveniente de fontes renováveis.

As importações de eletricidade têm vindo a aumentar desde 2016, atingindo os 17% do consumo nacional em 2024. Esta tendência acompanha o crescimento da produção de energia renovável em Espanha e conseqüente descida de preços do mercado grossista. É necessário recordar que, dada a natureza diária e horária do mercado grossista de eletricidade, as importações e exportações de eletricidade são impulsionadas em primeiro lugar por alinhamento de preços entre os dois países, e não necessariamente por motivos de segurança de abastecimento.

Petróleo Bruto e Produtos Petrolíferos

O consumo nacional de produtos petrolíferos depende integralmente de importações, sejam diretas (produtos já refinados) ou indiretas, através da importação de petróleo bruto. Como será visto em capítulos posteriores, Portugal dispõe de uma capacidade de refinação significativa e, por isso, importa principalmente petróleo bruto, que é transformado em diversos derivados.

A análise da Figura 12 permite perceber que o pico de importações nos últimos 12 anos ocorreu entre 2015 e 2017, também quando os preços do petróleo atingiram o valor mais baixo do mesmo período. Evidencia-se, também, que o número de países de proveniência do petróleo bruto importado por Portugal tem-se reduzido nos últimos anos, passando de 15 países em 2012 para 9 em 2024. Nesse mesmo período, os 10 países representados individualmente no gráfico somaram 87% das importações de petróleo bruto.

De notar que em 2024, Brasil (44,3%), Argélia (18,2%) e EUA (10,8%) são os principais exportadores, representando mais de 73% do total de importação, o que pode indicar algum risco para a segurança do abastecimento. A elevada concentração das importações em poucos países aumenta a vulnerabilidade a choques geopolíticos, disrupções logísticas ou alterações súbitas de política comercial nesses fornecedores. Além disso, reduz a flexibilidade de substituição no curto prazo e pode amplificar a volatilidade de preços e o risco para a segurança de abastecimento.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

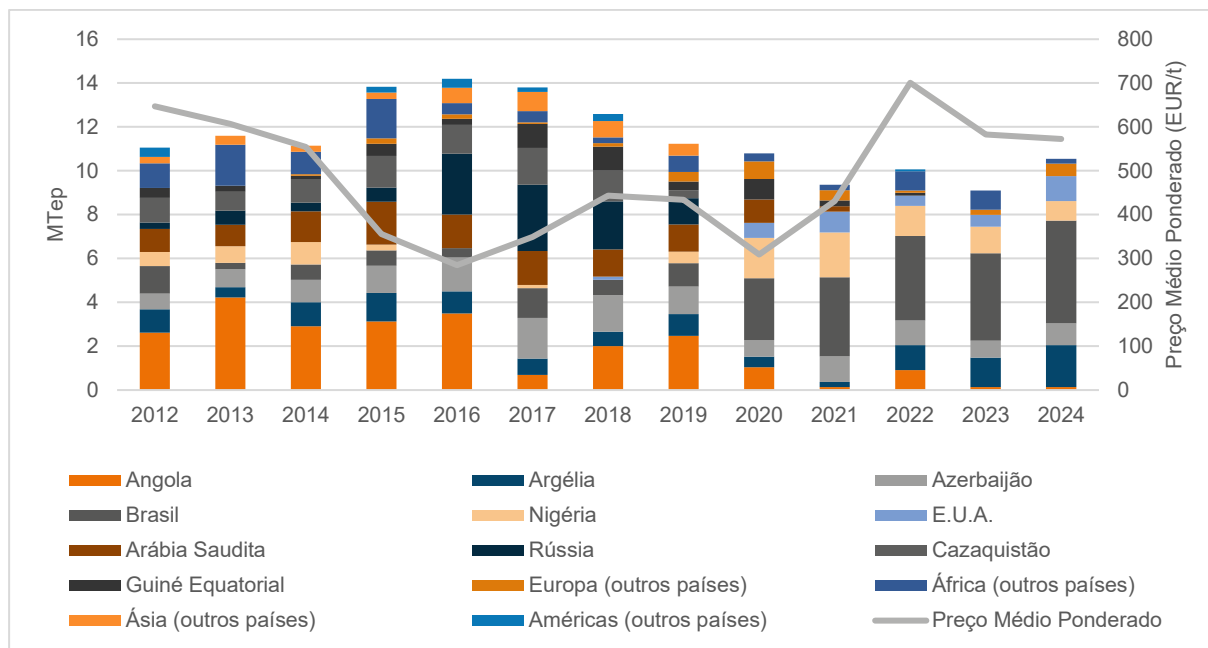


Figura 12 - Importação de petróleo bruto por países de origem [10].

A Figura 13 ilustra as importações e exportações de produtos petrolíferos. Como referido, Portugal tem uma importante capacidade de refinação, o que tem vindo a permitir equilibrar o saldo entre importações e exportações deste tipo de produtos. Se, na primeira década dos anos 2000, o país era maioritariamente importador, esse registo inverteu-se a partir de 2012.

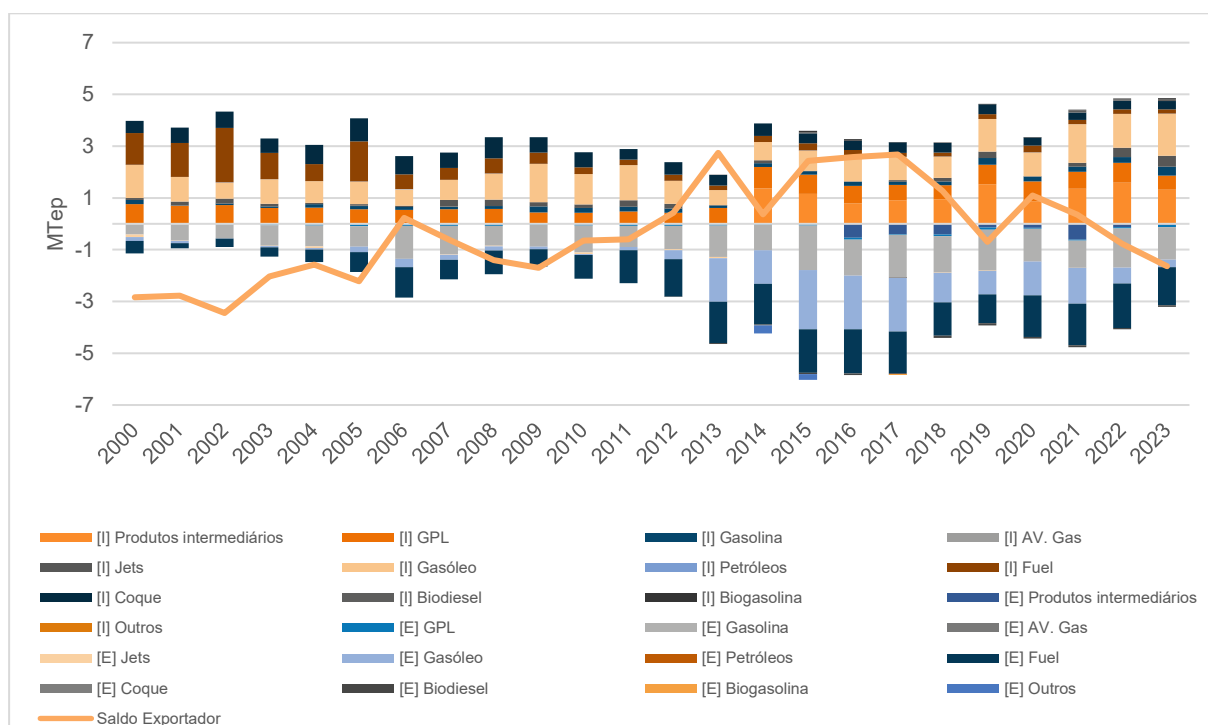


Figura 13 - Importação e Exportação de Produtos de Petróleo [11].

As principais importações são os produtos intermédios, gasóleo, jets e GPL, enquanto as exportações são principalmente fuel, gasolina e ainda algum gasóleo.

Gás Natural

O gás natural é a segunda fonte de energia primária em Portugal, de acordo com o que foi apresentado no capítulo da diversidade do abastecimento de energia primária. Não possuindo recursos naturais com potencial suficiente para a exploração e produção de hidrocarbonetos, o país é totalmente dependente da importação de gás natural, tanto por via marítima (GNL), como via gasoduto.

A evolução da importação de gás natural entre os anos 2000 e 2024 é apresentada na Figura 14, identificando-se a forma de importação do mesmo. Verifica-se que a chegada de GNL por via marítima tem vindo a ganhar preponderância ao longo dos últimos 20 anos, sendo que, desde 2021, é praticamente a única forma de importação de gás natural do país.

O consumo de gás natural tem vindo a aumentar nas últimas duas décadas, de forma mais significativa entre 2014 e 2017. Após alguns anos de estabilidade, registou-se uma redução apreciável nos últimos 2 anos, apontando-se para mínimos dos últimos 20 anos no consumo de 2024.

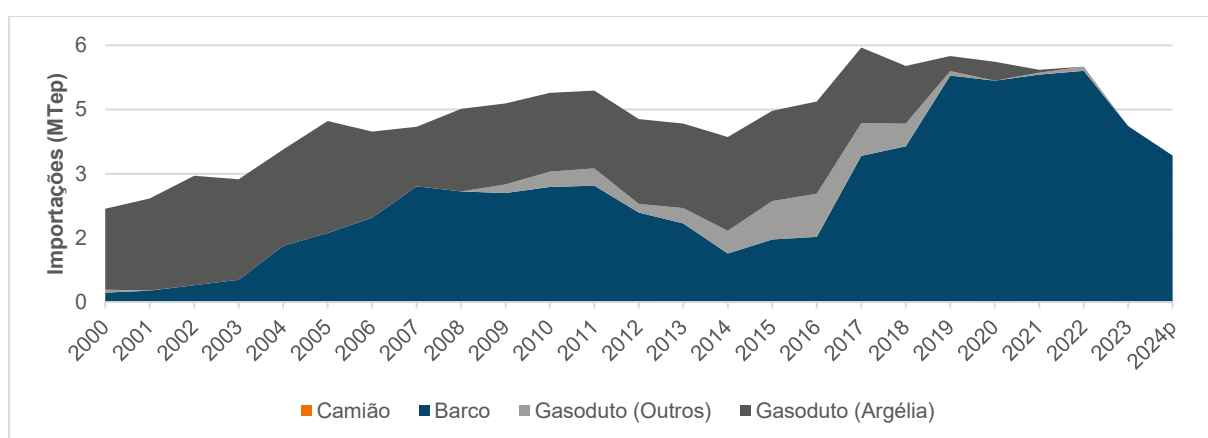


Figura 14 - Importações de Gás Natural por meio de receção [12].

Como se pode verificar pela análise da Figura 15, durante a última década, Portugal tem vindo a diversificar as geografias de onde importa gás natural, embora nos últimos 2 a 3 anos se tenha registado uma forte dependência de 2 países: Nigéria, representando cerca de 52%, e EUA, cerca de 40%.

Apesar da sua estrutura de abastecimento ter permitido a Portugal, até certo ponto, minimizar os impactos do conflito entre Rússia e Ucrânia e as sanções da UE à Rússia quanto às importações de gás natural, a forte dependência de apenas dois países, aliada ao facto de todo o seu abastecimento estar, atualmente, dependente da infraestrutura do Porto de Sines, coloca o país numa situação de certo risco quanto à segurança do abastecimento de gás natural.

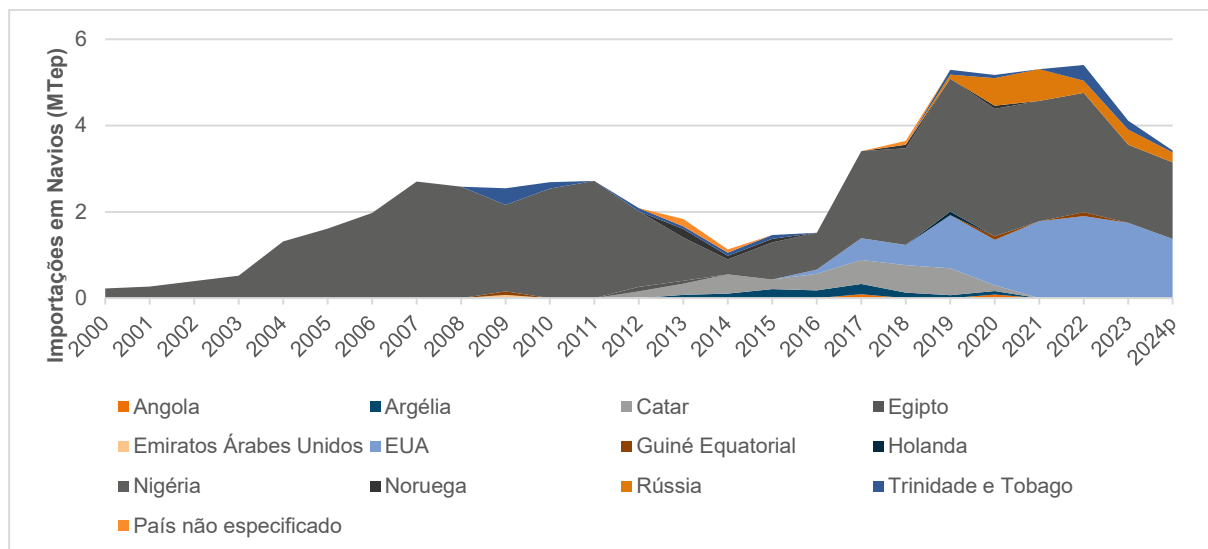


Figura 15 - Origens geográficas da importação de navios metaneiros [12].

RESILIÊNCIA DO SISTEMA ENERGÉTICO

DIVERSIDADE DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

Portugal registou, desde 2000, uma transformação profunda no seu sistema electroprodutor. O país passou de um sistema dominado por centrais térmicas fósseis e grandes aproveitamentos hidroelétricos, para um portfólio amplamente renovável, com forte penetração de energia eólica e, mais recentemente, solar fotovoltaica e centrais de bombagem.

Esta evolução foi principalmente impulsionada pelo descomissionamento progressivo das centrais térmicas convencionais a gasóleo ou fuelóleo e, mais recentemente, carvão, substituídas por centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) e pelo reforço das interligações com Espanha. Embora estas alterações tenham reduzido significativamente as emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE) e a dependência de combustíveis pesados, como o fuelóleo e o gasóleo, também suscitam novas preocupações quanto à suficiência de potência firme e à resiliência operacional do sistema elétrico, sobretudo em períodos de elevada procura e baixa produção renovável.

Este subcapítulo analisa a diversificação do sistema electroprodutor português e a sua capacidade de garantir segurança de abastecimento, tendo em conta a evolução estrutural do *mix* elétrico nas últimas décadas.

Enquadramento do paradigma elétrico nacional

A Figura 16 ilustra a evolução da capacidade das diversas fontes de produção elétrica, sendo o seu contributo para o consumo nacional de eletricidade é ilustrado na Figura 17.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

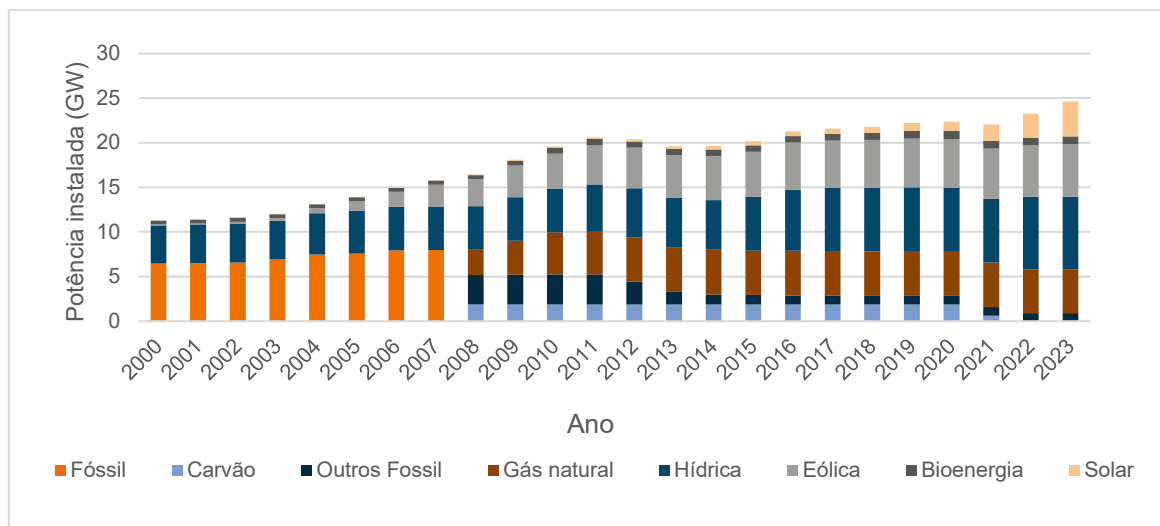


Figura 16 - Evolução da capacidade de produção elétrica por fonte [6], [9].

No início dos anos 2000, a geração térmica representava a base da segurança de abastecimento nacional, com cerca de 6,45 GW de potência instalada em centrais a combustíveis fósseis (carvão, gás natural, fuelóleo e gasóleo). Durante a primeira década, verificou-se uma substituição estrutural dentro deste grupo: as centrais mais antigas a fuelóleo e gasóleo foram progressivamente desativadas, enquanto se instalaram Centrais a Gás de Ciclo Combinado com cerca de 4 GW de capacidade, que reforçaram a fiabilidade do sistema.

Em 2021, as centrais a carvão de Sines e Pego, com uma potência total superior a 1,7 GW, foram encerradas. Esta decisão, coerente com os objetivos de descarbonização, reduziu as reservas de potência firme nacional e reacendeu o debate sobre a adequação do sistema em situações de stress, nomeadamente em condições meteorológicas extremas ou de importação limitada. Os últimos dados disponíveis, referentes a 2023, mostram que Portugal tem 5,83 GW de centrais térmicas fósseis, uma redução de 9,6% em relação a 2000 e 42% inferior a 2010.

Até 2017 a produção de eletricidade por fontes de origem fóssil representava mais de metade da produção nacional. Desde então as centrais térmicas de origem fóssil reduziram a sua contribuição para 15% em 2024, contrastando com os 72% em 2000 conseguidos com níveis semelhantes de capacidade instalada. As centrais a combustíveis fósseis garantem atualmente a segurança de abastecimento e o equilíbrio do sistema e é esperado que continuem a desempenhar este papel apesar do crescimento das fontes de produção por energia renovável

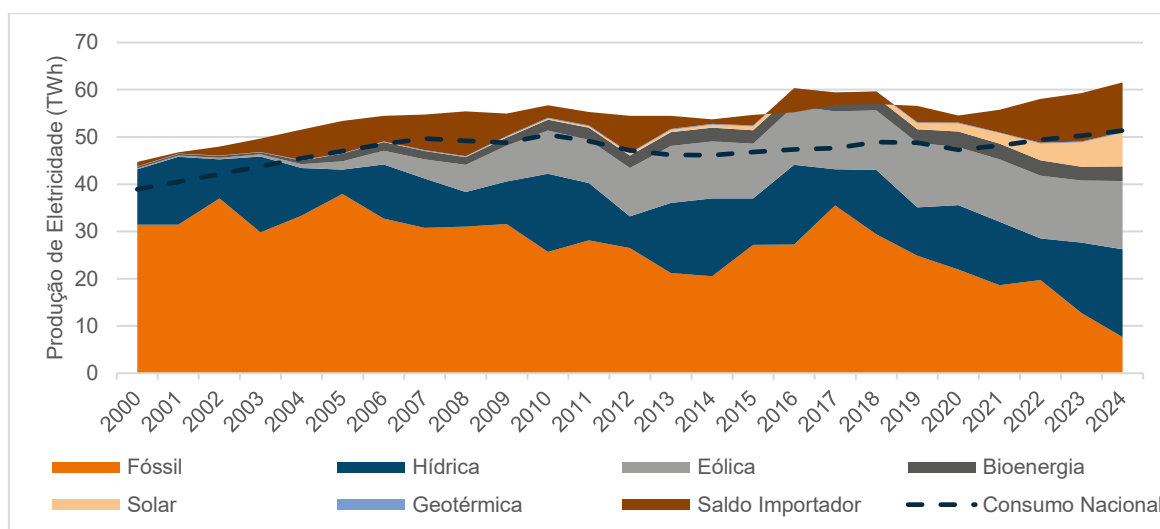


Figura 17 - Evolução da Produção de eletricidade e do Consumo Nacional [6], [9].

Hídrica

A energia hídrica é, historicamente, o pilar da segurança e diversificação energética portuguesa. Ao contrário de outras formas de produção de energia renovável, a hídrica é despachável e capaz de fornecer capacidade firme em períodos de alto consumo de eletricidade. A morfologia hidrográfica do território, com rios de diferentes declives e caudais, permitiu desenvolver um parque hidroelétrico com alta capacidade de ajustamento operacional. Entre 2000 e 2023, a potência instalada hídrica aumentou de 4,3 GW para cerca de 8,1 GW, resultado da construção de novas centrais (ex.: Alqueva II, Baixo Sabor, Foz Tua), e de reforços de potência em aproveitamentos existentes. Por um lado, o reforço das centrais hídricas com bombagem aumentou a flexibilidade do sistema possibilitando assim armazenar energia renovável produzida em excesso quando os preços do mercado diário são mais baixos. Por outro lado, a capacidade de resposta destas centrais a picos de procura ou escassez de produção eólica ou solar, contribui para o fornecimento de capacidade firme sem recurso a geração fóssil. No entanto, a variabilidade hidrológica anual impõe incertezas sobre a disponibilidade efetiva dessa capacidade firme.

Apesar do crescimento assinalável das fontes renováveis não hídricas, a análise da Figura 18 revela uma correlação evidente entre anos de baixa precipitação e a redução da produção real de energia renovável. Este fenómeno resulta da relevância que a geração hídrica ainda mantém no sistema elétrico nacional. Apesar da relevância histórica da hídrica e da ascensão da eólica, a elevada dependência da produção hídrica continua a expor o sistema elétrico à variabilidade meteorológica, sobretudo em anos de seca.

A análise da Figura 18 confirma esta vulnerabilidade, revelando uma correlação evidente entre períodos de baixa precipitação e a redução da produção real de energia renovável. Este fenómeno demonstra que, apesar do crescimento significativo das fontes não hídricas, esta mantém um peso determinante no sistema elétrico nacional, reforçando a necessidade de diversificação tecnológica e de soluções de armazenamento para garantir estabilidade e segurança no fornecimento.

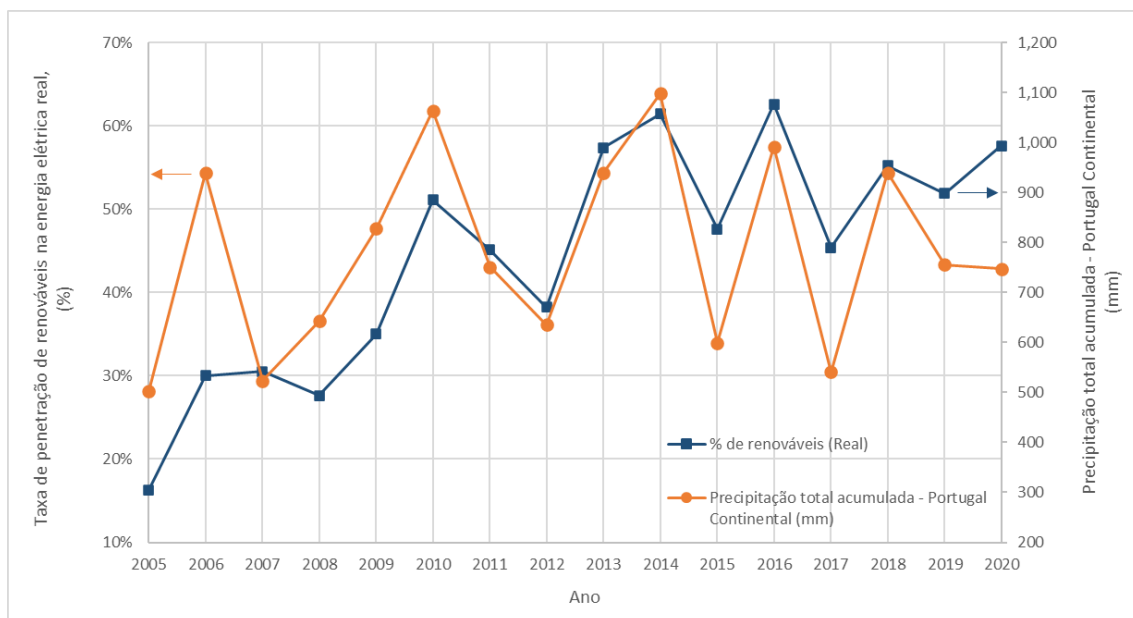


Figura 18 - Penetração de Renováveis no consumo total de eletricidade em Portugal vs. Precipitação Total Anual Acumulada (Portugal Continental) [13], [14], [15], [16].

Outras Renováveis

Desde 2000, Portugal iniciou uma trajetória consistente de crescimento das renováveis não hídricas. A energia eólica, praticamente inexistente na altura (83 MW), atingiu cerca de 4,4 GW em 2011, apresentado 5,9 GW de potência instalada em 2023. A energia solar fotovoltaica atingiu cerca de 1 GW em 2020, 3,9 GW em 2023, e tem perspectivas de duplicação até 2030. Contudo, a natureza intermitente destas tecnologias reforça a importância da integração regional no mercado ibérico, do armazenamento, através de bombagem e baterias, e de *backup* térmico flexível, essenciais para garantir a segurança de abastecimento.

Consumo e “System Adequacy”

O consumo anual de energia elétrica em Portugal registou um aumento de cerca de 30% no início do século, passando de 38,9 TWh em 2000 para 50,5 TWh em 2010. Este crescimento seguiu a tendência das décadas anteriores, fase em que a economia e a sociedade portuguesas sofreram profundas transformações. Esse período foi marcado por um forte crescimento económico, expansão do parque habitacional, mudança estrutural da atividade económica e maior penetração de equipamentos elétricos e sistemas de climatização. Verificou-se, assim, uma acentuada eletrificação dos setores doméstico e terciário.

Com a crise económica de 2011 o consumo elétrico registou uma estagnação durante vários anos, tendo apenas retomado o nível de 2010 em 2023. O pico histórico de consumo foi atingido a 12 de janeiro de 2021, com uma potência máxima de 9,9 GW [17], ultrapassando o anterior máximo de 9,4 GW registado em 2010 [18]. Ao longo de 2025 têm-se registado múltiplos recordes de consumo elétrico, com a média de consumo do primeiro semestre a ultrapassar 26 229 GWh, cerca de 240 GWh acima do anterior máximo registado em 2010 [19].

Nos últimos anos, com o encerramento das centrais térmicas a carvão, tem-se intensificado o debate público sobre a resiliência e a adequação da capacidade de geração disponível para assegurar o equilíbrio do sistema. Contudo, a capacidade instalada hídrica e térmica fóssil em 2010 ascendia a 14,8 GW, enquanto em 2023 era de 14 GW, valor ainda muito superior ao pico de consumo nacional. Paralelamente, o nível de interligação elétrica entre Portugal e Espanha aumentou significativamente: a capacidade média de importação passou de 1,9 GW em 2010 para 5,5 GW em 2023, um acréscimo de cerca de 3,6 GW [20]. Somando-se esta capacidade de interligação à geração térmica e hídrica nacional, obtém-se um total de cerca de 17,6 GW, valor consideravelmente superior ao consumo máximo registado.

O relatório ENTSO-E *European Resource Adequacy Assessment 2024* [21], que analisa os riscos de adequação no mercado elétrico europeu a curto e médio prazo, não identifica riscos imediatos críticos para Portugal. No entanto, o estudo alerta que, num horizonte de 2 a 5 anos, a crescente inviabilidade económica das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) poderá conduzir a uma redução acentuada da capacidade térmica se não forem implementados mecanismos de capacidade, serviços adicionais de flexibilidade, armazenamento e reforços de interligação. O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) prevê que as centrais a gás natural apenas operem em períodos de ponta, a redução da capacidade instalada para 3,5 GW em 2030 e a cessação de atividade em 2040. Para complementar o crescimento de renováveis e descomissionamento de combustíveis fósseis, o PNEC prevê o crescimento dos sistemas de armazenamento em hídricas com bombagem, baterias e reforço das interligações com Espanha [8]. Em paralelo, o rápido crescimento da produção solar tem evidenciado desafios crescentes na gestão da curva de carga, nomeadamente a “*duck curve*”, exigindo maior flexibilidade operacional e reforço das soluções de armazenamento, por forma a garantir a estabilidade do sistema. Assim, o sistema elétrico português deverá adaptar-se nos próximos anos, para preservar margens adequadas de segurança, garantindo níveis aceitáveis de LOLE (*Loss of Load Expectation*) e evitando riscos de incumprimento do serviço.

ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Neste subcapítulo iremos aferir a resiliência do sistema energético nacional em caso de interrupção no abastecimento de petróleo, produtos petrolíferos e gás natural. Este indicador contabiliza a capacidade de armazenagem e de refinação, aferindo a flexibilidade do sistema energético nacional para garantir o abastecimento destes produtos face ao consumo.

Desde 2000 que a diminuição no consumo combustível fóssil tem vindo a verificar-se, projetando-se uma redução cada vez mais acentuada durante os próximos 30 anos, impulsionada pelas metas de descarbonização estabelecidas a nível nacional e europeu [20]. Este contexto permitirá uma maior segurança na armazenagem nacional destes produtos, cuja discussão é apresentada nos subcapítulos seguintes.

Armazenamento de Petróleo e de Produtos Petrolíferos

Nos termos do Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro, que transpõe a Diretiva n.º 2009/119/CE do Conselho, de 14 de setembro de 2009, os Estados-Membros são obrigados a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos. Em Portugal, a Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), enquanto Entidade Central de Armazenagem (ECA), é responsável por assegurar a constituição e manutenção das reservas de segurança nacionais.

Os Operadores Obrigados, responsáveis pela introdução no consumo, devem constituir o equivalente a 90 dias de importações líquidas, sendo 30 dias obrigatoriamente constituídos pela ECA. Os restantes 60 dias devem ser constituídos pelos operadores obrigados, em local a informar obrigatoriamente à ENSE, preferencialmente através do Balcão Único de Energia. A ENSE pode substituir, parcialmente ou totalmente, os operadores obrigados no cumprimento desta obrigação, cobrando, para tal, uma prestação unitária definida pelo Governo.

As reservas de segurança podem ser constituídas por:

- a) Petróleo bruto e outros hidrocarbonetos sujeitos a fabrico nas instalações de refinação;
- b) Produtos intermédios ou em vias de fabrico;
- c) Produtos acabados e respetivos componentes, incluindo biocombustíveis, ou aditivos incorporados ou destinados à incorporação, desde que armazenados em instalações de incorporação.

Em 2024, a ENSE constitui em média 1 583 381 toneladas de Produtos de Petróleo por mês, desagregando-se entre 59% em reservas físicas e 41 % através de *tickets*, isto é, contratos celebrados entre a ENSE e operadores internacionais [22].

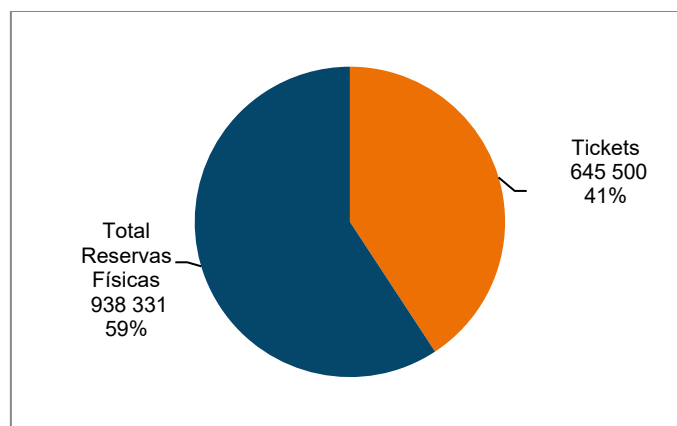


Figura 19 – Desagregação entre as Reservas constituídas em tickets e total de reservas físicas [22].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

As reservas físicas, foram maioritariamente constituídas em Crude (57%), seguindo-se o Gasóleo (32%), a Gasolina (6%) e GPL e Fuel (5%).

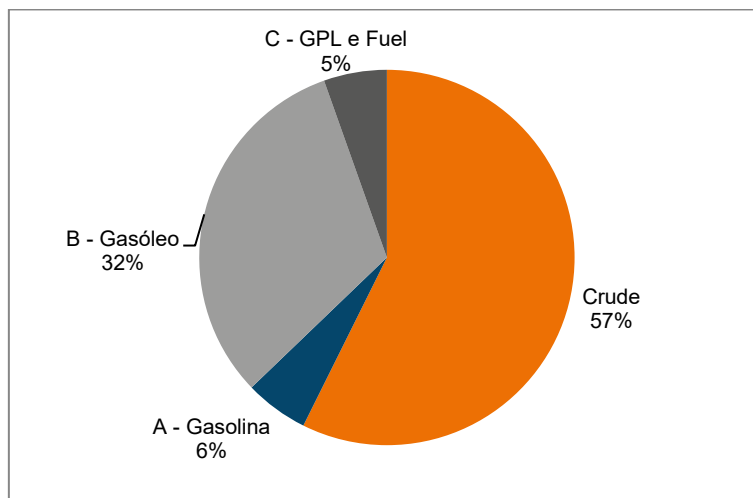


Figura 20 - Desagregação das Reservas constituídas físicas da ENSE por produto [22].

Geograficamente, as reservas de segurança da ENSE encontram-se distribuídas maioritariamente pela Refinaria de Sines (80%), POL Nato (15%), PLM (3%) e CLC Aveiras (2%):

- Refinaria Sines - Crude (538 082 t), Gasolina (42 525 t), Gasóleo (121 886 t), GPL (5 813 t), Fuel (45 000 t)
- CLC Aveiras - Gasolina (2 000 t), Gasóleo (13 000 t), GPL (188 t)
- Parque Logístico de Matosinhos - Gasolina (6 875 t), Gasóleo 23 500 t)
- POL NATO - 139 514 (t)

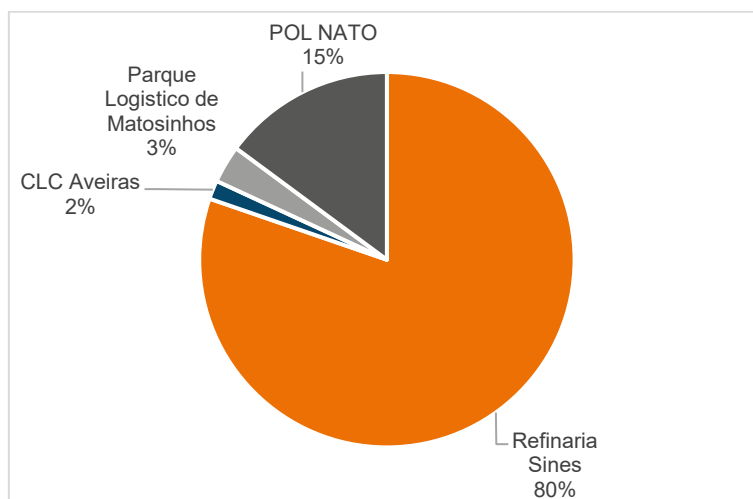


Figura 21 - Desagregação das Reservas constituídas físicas da ENSE por instalação [22].

As reservas constituídas pelos Operadores Obrigados encontram-se distribuídas pelas restantes instalações identificadas no mapa correspondente, por uma questão de confidencialidade, não são apresentados os produtos nem a distribuição dos mesmos por operador.

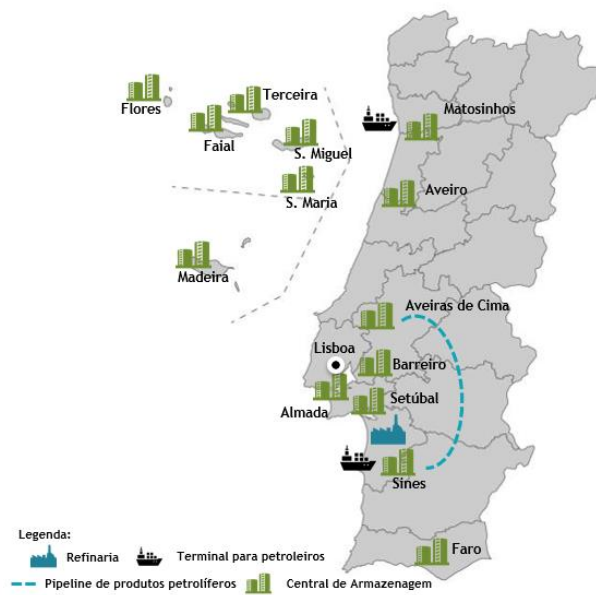


Figura 22 – Localização das principais reservas de segurança.

Capacidade de refinação de petróleo e produtos petrolíferos

Desde o fecho da refinaria de Matosinhos que a produção de combustíveis em Portugal está concentrada na refinaria de Sines, operada pela GALP. Esta refinaria é considerada uma das unidades industriais mais modernas do setor na Europa e assegura grande parte do fornecimento de produtos energéticos ao país e também a algumas zonas de Espanha. A refinaria tem capacidade para tratar cerca de 226 mil barris de crude por dia, sendo capaz de trabalhar com diferentes tipos de petróleo bruto. O processamento inicia-se na destilação atmosférica, onde se obtêm frações como o gasóleo, seguindo-se a destilação a vácuo para aproveitar os resíduos. Essas correntes são depois encaminhadas para unidades de conversão como *fluid catalytic cracking*, *hydrocracking* ou *visbreaking*, permitindo aumentar o aproveitamento do crude e ajustar a produção aos produtos finais de maior valor [23]. Ao longo de 2024, cerca de 91 Mbep de matérias-primas foram processadas (87% crude), representando um aumento de 15% face ao ano anterior.

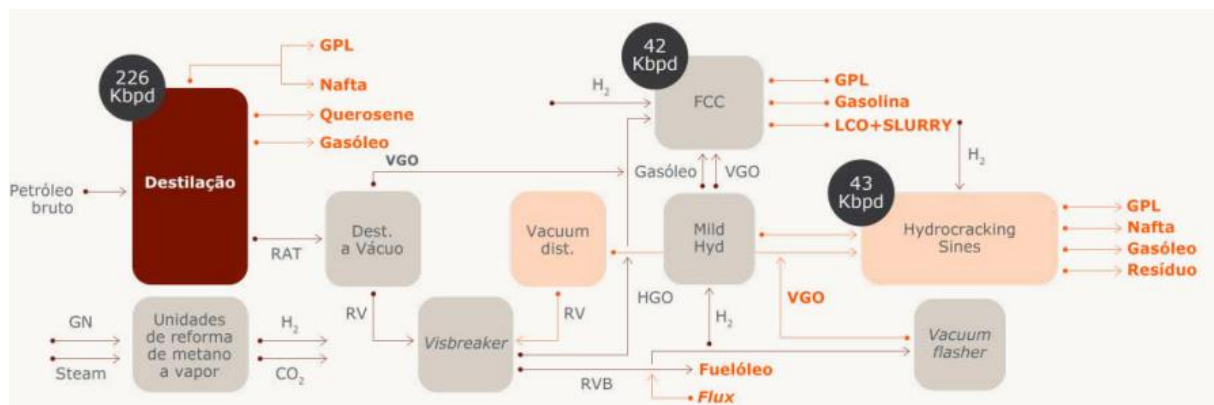


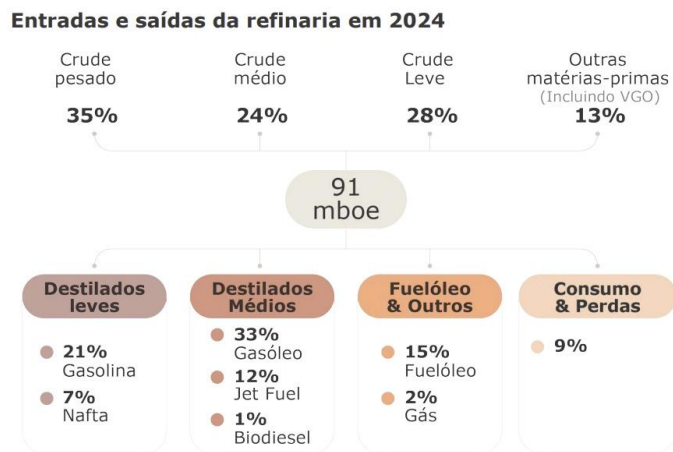
Figura 23 - Processo de refinação em Sines [23].

A concentração da capacidade de refinação numa única unidade nacional apresenta riscos para a segurança de abastecimento do país. Por um lado, torna o país mais vulnerável a interrupções

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

operacionais ou logísticas e por outro, reduz a redundância do sistema de refinação e aumenta a dependência de importações de produtos refinados.

Relativamente à produção de produtos petrolíferos em 2024 observa-se uma predominância do Gasóleo (33%), seguida da Gasolina (21%) e do Fuelóleo (15%) conforme ilustrado na Figura 24.



Relatório Integrado de Gestão 2024

Figura 24 - Entradas e Saídas na Refinaria de Sines [23].

Verifica-se uma tendência de redução da produção de gasóleo e gasolina entre 2021 e 2023, registando-se, porém, um ligeiro aumento em 2024. No caso dos restantes produtos, observa-se em 2024 uma redução da produção de fuelóleo e um ligeiro aumento da produção de jet.

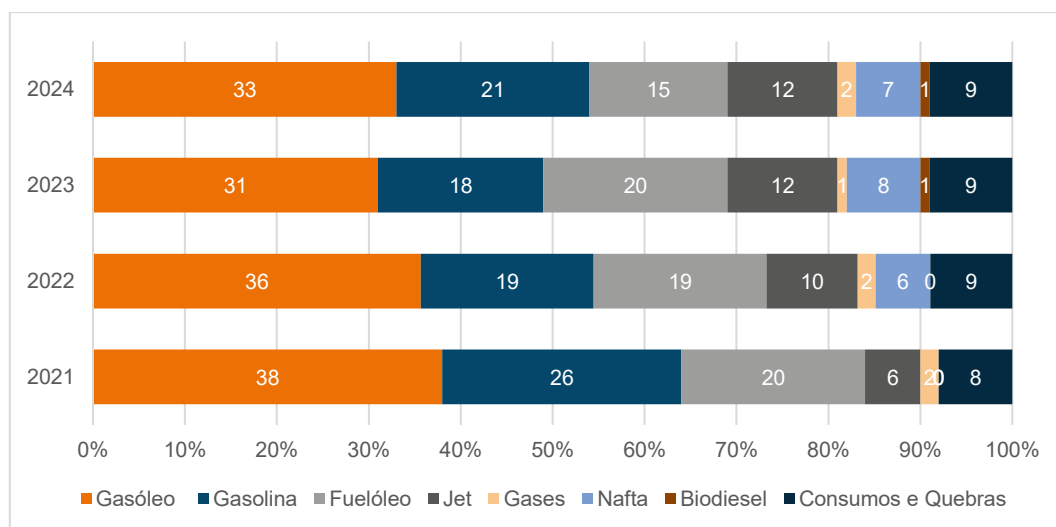


Figura 25 - Percentagem de produtos produzidos nas refinarias de Sines entre 2021 e 2024 [23], [24], [25], [26].

A Galp produz ainda gasóleo renovável (HVO) na refinaria de Sines através do co-processamento de óleo vegetal com gasóleo, obtendo um combustível com propriedades semelhantes ao gasóleo mineral. Em 2024, esta produção atingiu cerca de 76 kton, evitando aproximadamente 250 kton de emissões de CO₂. A empresa detém ainda a Enerfuel, que produz biodiesel FAME exclusivamente a partir de gorduras animais e óleos alimentares usados, tendo produzido cerca de 22 kton em 2024. No total, a Galp incorporou 11,5% de biocombustíveis no mercado português e 11% em Espanha, em conformidade com a Diretiva de Energias Renováveis da EU.

Armazenamento de gás natural

Segundo a ENSE, as reservas estratégicas para a segurança energética consideram o gás natural e o gás natural liquefeito (GNL) distribuídas por três formas: (1) armazenamento subterrâneo; (2) armazenamento em tanques nos terminais de receção, armazenagem e regaseificação de GNL; (3) navios metaneiros em trânsito com destino assegurado a um terminal de GNL nacional, desde que o tempo de transporte não exceda cerca de nove dias [27].

A reserva mínima de segurança de gás natural não pode ser inferior a 15 dias de consumos não interrompíveis dos produtores de eletricidade em regime ordinário e 20 dias para os restantes consumos não interrompíveis, sendo expressa em dias de consumo médio diário calculado com base nos 12 meses anteriores ao mês de referência [27]. Para novos produtores de eletricidade aplica-se a média diária observada após o primeiro mês de funcionamento.

No Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines, o GNL é rececionado, armazenado e regaseificado para posterior injeção na rede nacional de transporte. O terminal dispõe atualmente de três tanques com capacidade total aproximada de 390 000 m³ de GNL [28]. Encontra-se em desenvolvimento um projeto para a construção de um quarto tanque com capacidade adicional de cerca de 165 000 m³, previsto para entrar em operação entre 2026 e 2028, aumentando a capacidade total de armazenamento e a flexibilidade de descargas [33].

O armazenamento subterrâneo do Carriço, situado na região da Figueira da Foz e operado pela REN, utiliza cavidades salinas para armazenar gás natural. Atualmente conta com sete cavidades operacionais, com uma capacidade total de armazenamento na ordem de 400 a 450 Mm³, e capacidades operacionais de extração entre 8 e 9 Mm³/dia e de injeção entre 2 e 3 Mm³/dia, valores resultantes de otimizações e expansão gradual da infraestrutura [29].

Como ilustra a Figura 26, a capacidade combinada de armazenagem no Terminal de Sines e no armazenamento subterrâneo do Carriço asseguram capacidade de armazenamento suficiente no cenário de segurança mais rigoroso até 2033 [29].

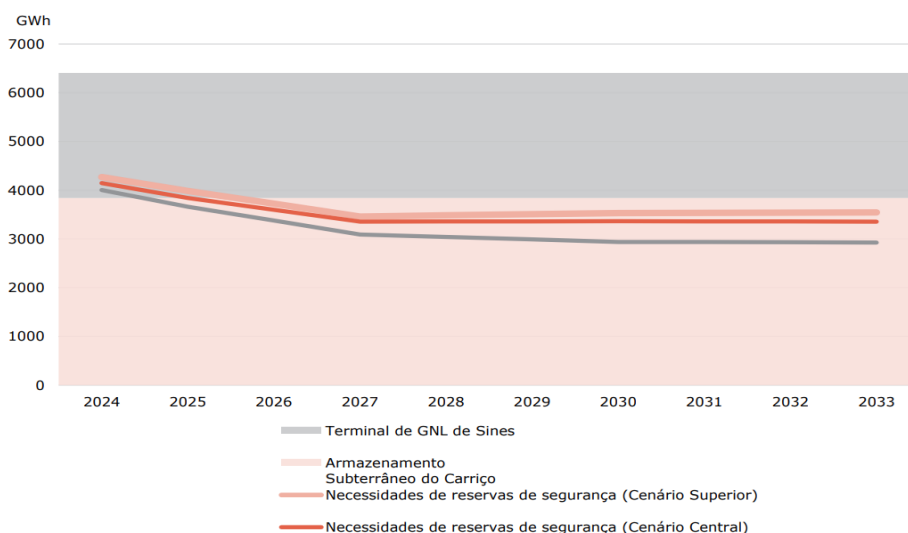


Figura 26 - Projeção da necessidade de armazenamento até 2033 [29].

Armazenamento no sistema elétrico

A crescente eletrificação suportada pela introdução massiva de energias renováveis levará à necessidade do crescimento da capacidade de armazenamento, por um lado para garantir a estabilidade do sistema elétrico e por outro para maximizar a utilização de energia renovável.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Em Portugal o principal mecanismo de armazenamento de energia deste setor é a bombagem hidroelétrica, tendo atingido os 3,5 GW de capacidade instalada com a entrada ao serviço da Central de Gouvães (880 MW) em 2021. A tendência decrescente de preços de sistemas de armazenamento por baterias de iões de lítio e a maturação dos modelos de negócio têm aumentado o interesse em tecnologias alternativas de armazenamento, sendo expectável o crescimento desta tecnologia nos próximos anos.

A Figura 27 representa evolução da capacidade instalada e do balanço energético nas centrais hídricas com bombagem desde 2016. Para além do crescimento da capacidade instalada (40% em 8 anos), é possível observar uma duplicação da energia produzida em 2024 relativamente a 2022, impulsionada pelo aumento da produção de eletricidade de fontes renováveis e consequente redução do preço grossista da eletricidade. O Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040 prevê que a capacidade instalada de centrais hídricas com bombagem atinja os 3,9 GW em 2040 [30].

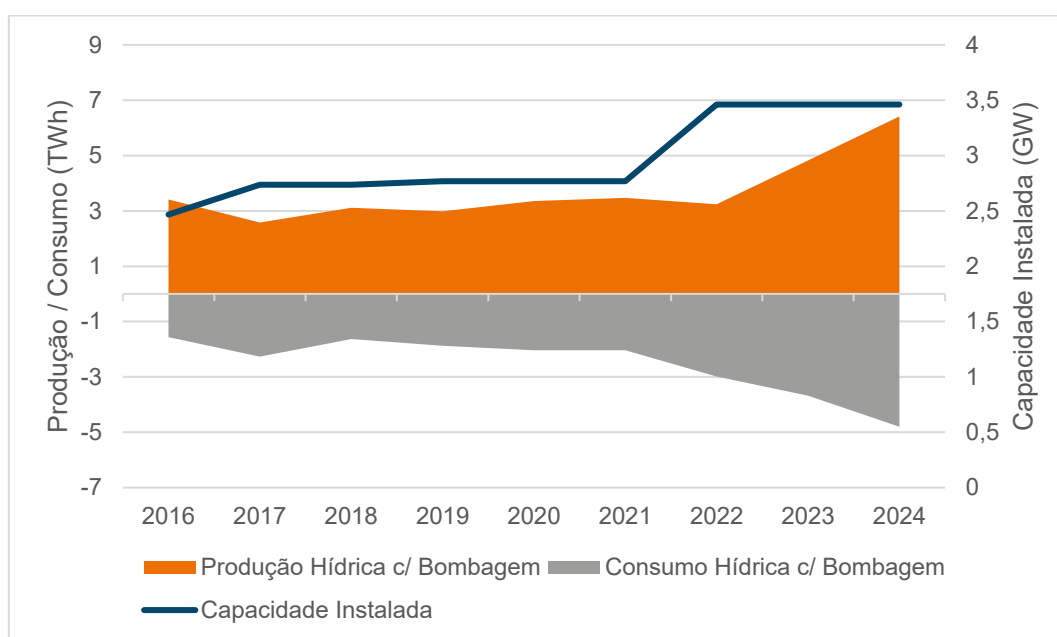


Figura 27 - Evolução da capacidade instalada Portugal [9] e do balanço energético em centrais hídricas com bombagem [31].

A Tabela 3 resume as características centrais hídricas com bombagem em Portugal, cuja capacidade de armazenamento pode atingir um volume útil perto dos 4 316 hm³, o que equivale a um potencial de aproximadamente 1 030 GWh de energia elétrica. Assumindo que apenas metade do volume útil estaria disponível para a produção de energia elétrica, estas centrais são capazes de armazenar energia equivalente a cerca de 4 dias de consumo de eletricidade médio (138 GWh [32]).

Tabela 3 – Características das Centrais Hidroelétricas Reversíveis.

Central / Barragem	Potência Instalada (MW)	Volume útil (hm ³)	Queda típica (m)	Energia Potencial (MWh)	Fonte
Frades II	780	93	420	106 439	[38, 39, 40]
Salamonde II	220				
Venda Nova II	191				
Vilarinho das Furnas	125	116	94	29 734	[39]
Gouvães	880	13	657	22 737	[41]
Baixo Sabor	153	630	123	211 160	[42]
Aguieira	336	304	72	59 313	[39]
Alqueva	508	3150	51	437 771	[43]

Central / Barragem	Potência Instalada (MW)	Volume útil (hm³)	Queda típica (m)	Energia Potencial (MWh)	Fonte
Foz Tua	268	10	96	2 616	[39]
Alto Rabagão	60	558	94	142 906	[39]
Torrão	140	77	70	14 688	[39]
Total	3 661	4 316		1 027 364	

Em termos de baterias, para além das 3 instalações já implementadas nos arquipélagos dos Açores (7.4W na ilha Graciosa) e na Madeira (4 MW em Porto Santo), encontram-se em desenvolvimento 31 projetos ao abrigo do Concurso para Armazenamento do Plano de Recuperação e Resiliência (Aviso AAC n.º 01/C21-i08/2024), totalizando cerca de 562 MW com uma duração mínima de 2 horas [33]. É esperado que estes projetos entrem em serviço em 2026 e reforcem a segurança de abastecimento em Portugal.

FIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO E CAPACIDADE DE RECUPERAÇÃO

Neste capítulo é abordada a resiliência do sistema elétrico, considerando os dois principais indicadores de fiabilidade comumente utilizados: o SAIFI, que mede a frequência de interrupções de energia elétrica; e o SAIDI que avalia a sua duração. A conjugação destes dois indicadores permite avaliar a robustez do sistema elétrico, refletindo tanto a estabilidade como a capacidade de recuperação após falhas.

Com o crescimento do consumo de eletricidade e do peso das fontes de energia renovável, a estabilidade do sistema elétrico adquire um interesse adicional para as entidades envolvidas.

A nível nacional, o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural (RQS), elaborado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e aprovado pelo Regulamento n.º 406/2021, de 12 de maio, estabelece as obrigações de qualidade de serviço, de natureza técnica e comercial, aplicáveis ao Sistema Elétrico Nacional e ao Sistema de Gás Natural, que devem ser cumpridas por todos os operadores de rede [34].

O artigo 22.º do RQS define o “Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço”, aplicável ao operador da rede de distribuição em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) em Portugal continental. Este mecanismo tem como objetivo promover a continuidade global do fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes menos bem servidos, através da aplicação de indicadores e metas de desempenho definidos pela ERSE em cada período regulatório.

De acordo com o RQS, um dos principais campos de avaliação da qualidade de serviço técnica é a continuidade de serviço, a qual se mede através de indicadores que refletem tanto a estabilidade do sistema elétrico — expressa pelo número de interrupções — como a sua capacidade de recuperação, traduzida pela duração total das interrupções de fornecimento. Entre os indicadores utilizados para esta análise destacam-se o SAIFI e o SAIDI, definidos no Anexo I do RQS. A estabilidade do sistema elétrico pode ser avaliada através da análise do índice de frequência média de interrupções do sistema, o SAIFI, que calcula o número médio de interrupções no fornecimento de energia elétrica, que é medido em número de interrupções por cliente ou ponto de entrega (Nº interrupções/ponto de entrega).

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupções num grupo de clientes ou pontos de entrega}}{\text{Número total de clientes ou pontos de entrega}}$$

A capacidade de recuperação do sistema elétrico pode ser avaliada pela análise do índice de duração média de interrupções do sistema, o SAIDI que mede a duração média das interrupções no fornecimento de energia elétrica, que é medida em minutos por cliente ou ponto de entrega (minutos/ponto de entrega).

$$SAIDI = \frac{\text{Duração total das interrupções num grupo de clientes ou pontos de entrega}}{\text{Número total de clientes ou pontos de entrega}}$$

Valores baixos destes dois índices é a garantia de um sistema elétrico estável, seguro e com uma elevada capacidade de recuperação após falha.

Esta noção de continuidade de serviço encontra paralelo no indicador “*System Stability and Recovery Capacity*” que se inclui no mais abrangente “*Resilience of Energy Systems*” que, por sua vez, representa 1/5 da dimensão “*Energy Security*” do *World Energy Trilemma Index*.

Esta secção analisa a estabilidade e capacidade de recuperação do sistema elétrico português através dos últimos dados disponíveis para os índices SAIFI e SAIDI. Como a disponibilidade dos dados termina em 2024 ainda não é possível contabilizar o impacto do apagão de 28 de Abril de 2025 nestes indicadores.

Estabilidade do Sistema Elétrico Português

A estabilidade de um sistema elétrico pode ser avaliada através do indicador SAIFI que representa o número de interrupções de fornecimento de energia elétrica a um determinado conjunto de clientes.

Nas figuras seguintes, é possível observar a evolução anual do indicador SAIFI, para Baixa Tensão (BT), MT e AT em Portugal Continental, assim como a desagregação do mesmo em:

- **Interrupções Previstas** – Ocorrências em que os clientes são informados com a antecedência mínima fixada no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRCEE);
- **Interrupções Acidentais** – Ocorrências em que os clientes não são informados antecipadamente;
- **Interrupções resultantes de Eventos Excepcionais** – Ocorrências resultantes de eventos com baixa probabilidade, que provocam uma significativa diminuição da qualidade de serviço, cujas consequências não possam ser evitáveis na sua totalidade (em termos económicos) pelos operadores de rede e comercializadores e que não sejam imputáveis aos mesmos.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

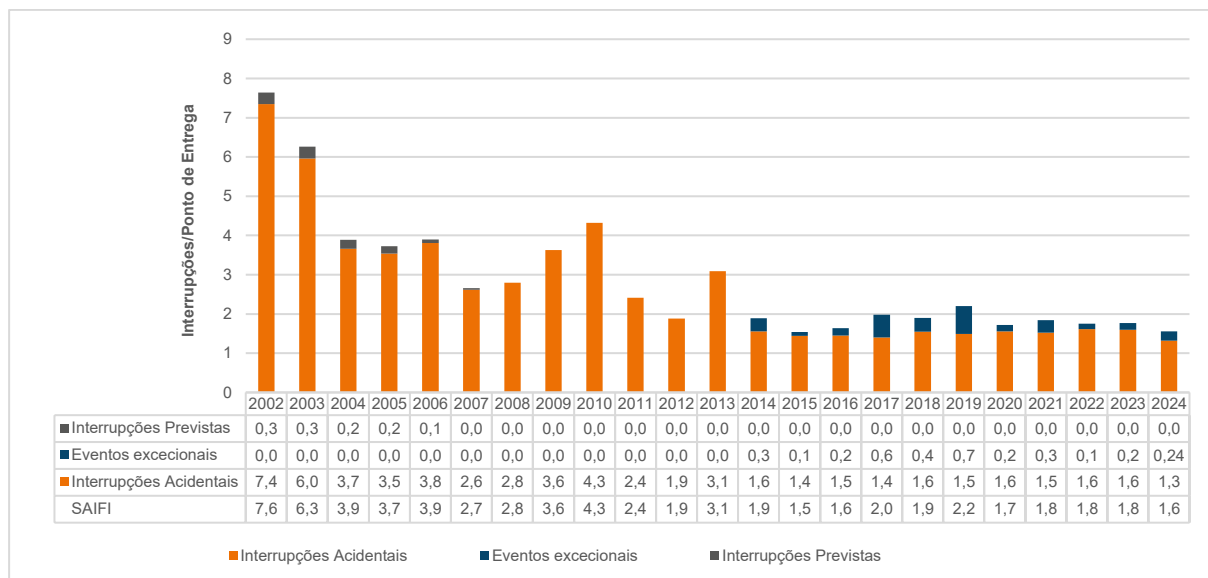


Figura 28 – Evolução anual do SAIFI BT [35], [36].

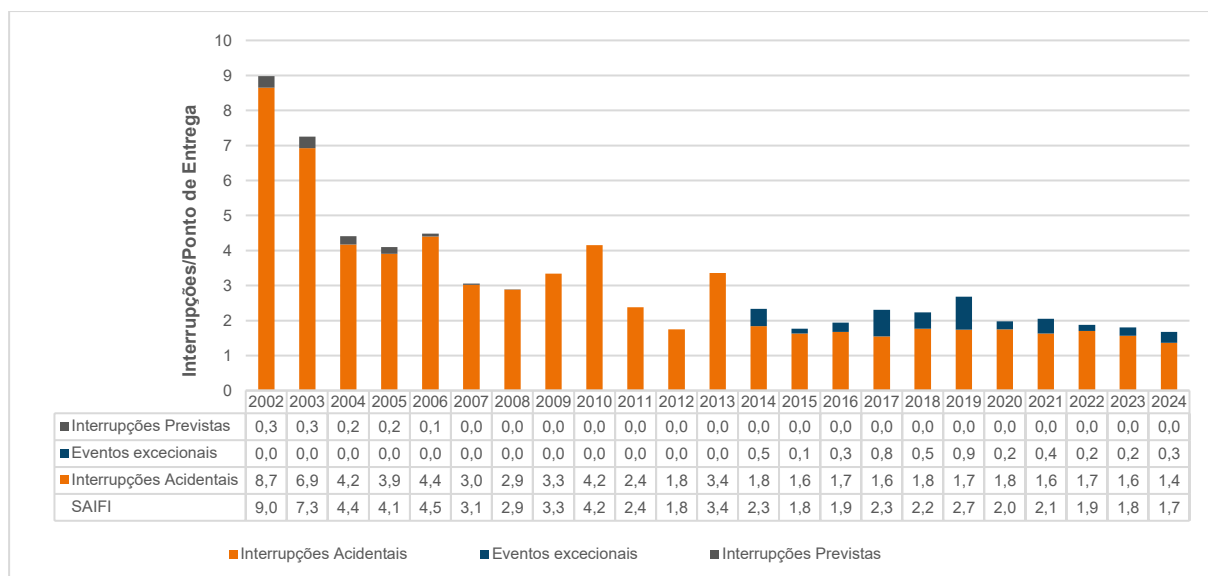


Figura 29 – Evolução anual do SAIFI MT [35], [36].

Analisando os dados disponíveis para a Baixa Tensão (BT) e a MT é possível perceber que o SAIFI tem seguido uma tendência decrescente nas últimas décadas. Apesar de algumas variações durante o período 2013-2019, o SAIFI reduziu aproximadamente 30% entre 2019 e 2024. A maior parte da variação do SAIFI nos últimos 10 anos é devida a Interrupções por Eventos Excepcionais, como por exemplo: interrupções provocadas por aves, descargas atmosféricas diretas, incêndios, ventos de intensidade excepcional, inundações imprevistas, entre outros.

Relativamente ao indicador SAIFI para a AT, analisando, na Figura 30, os dados disponíveis entre 2014 e 2024, onde é possível verificar a manutenção dos mesmos em valores baixos. A segunda metade do período analisado revela uma redução das Interrupções Acidentais e Eventos Excepcionais, com exceção em 2023. O aumento do SAIFI na rede de Alta Tensão em 2023 resulta essencialmente de um maior número de interrupções acidentais, incluindo ocorrências imputáveis à própria rede e o impacto de eventos excepcionais, num contexto de maior exposição associada a ligações de produção com menor redundância. A redução acentuada do indicador em 2024 confirma o carácter pontual e não estrutural deste agravamento.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

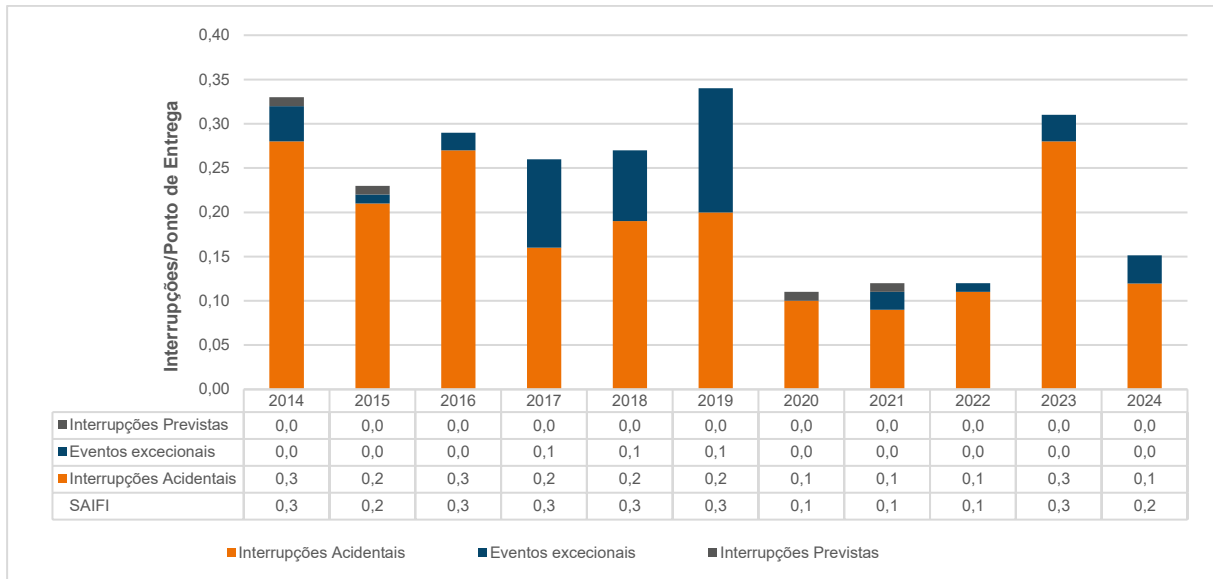


Figura 30 – Evolução anual do SAIPI AT [35], [36].

Capacidade de Recuperação do Sistema Elétrico Português

As figuras seguintes, apresentam os valores do SAIDI [35], para BT e MT, em Portugal Continental.

Comparando os gráficos das Figura 31 e Figura 32 com os gráficos anteriores, conclui-se que o SAIDI segue também uma tendência decrescente apesar de um crescimento entre 2017 e 2019.

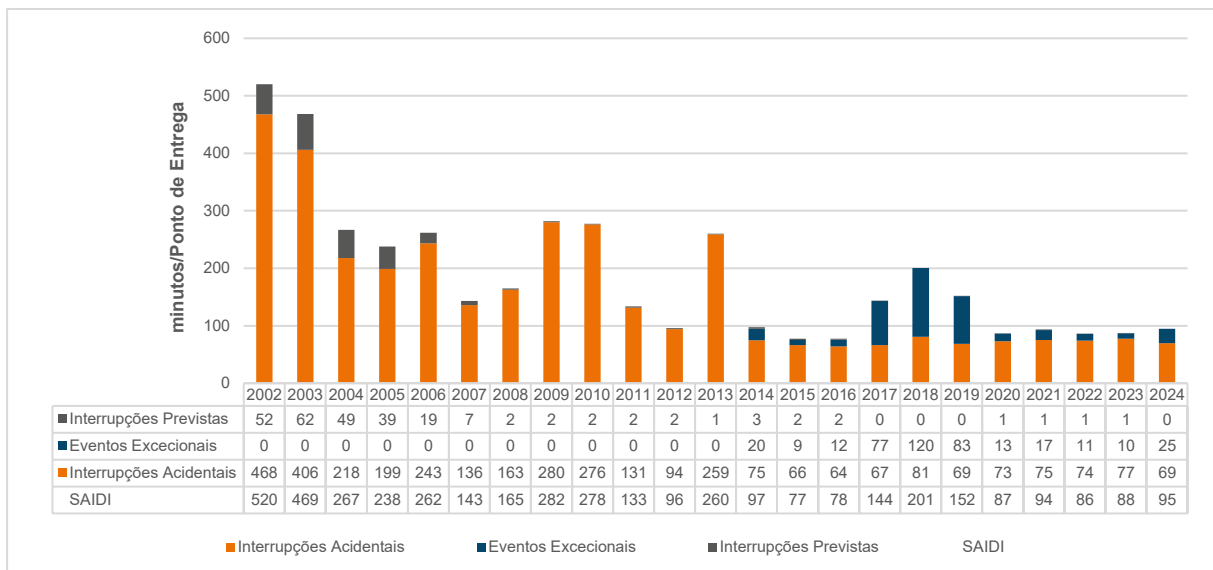


Figura 31 – Evolução anual do SAIDI BT [35], [36].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

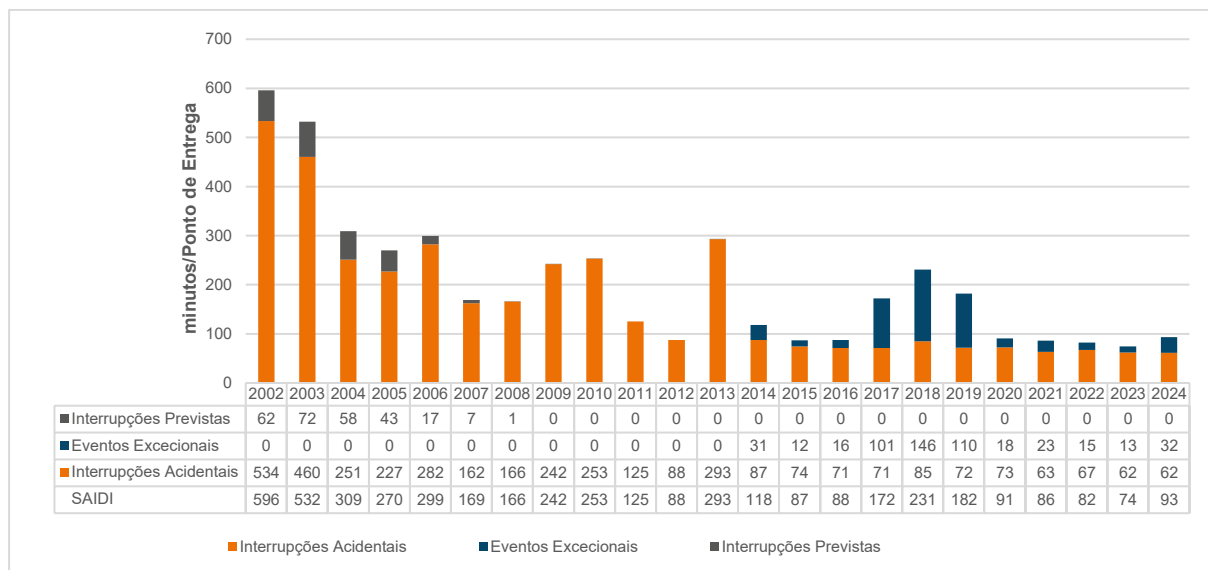


Figura 32 – Evolução anual do SAIDI MT [35], [36].

Da análise conjunta dos indicadores SAIFI e SAIDI resulta que, no global, os clientes em Portugal têm sido sujeitos não só de um menor número de interrupções, mas também de interrupções mais curtas.

Existem várias causas possíveis para as visíveis melhorias na continuidade de serviço do sistema elétrico português, tanto ao nível técnico como regulamentar, podendo-se destacar, como exemplos:

- A regulação da qualidade de serviço técnico estabeleceu padrões de continuidade diferenciados por zonas geográficas (zonas A, B e C), de modo a refletir as especificidades de cada área de rede [34];
- Introdução do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, que motiva os operadores de rede a aperfeiçoarem e manterem os seus padrões de qualidade em níveis regulamentarmente aceitáveis;
- O reforço dos sistemas de comando, controlo e automação, aliado à modernização dos equipamentos das redes e instalações, permitiu reduzir a frequência e a duração das interrupções acidentais, nomeadamente através da introdução de equipamentos com rearme mais rápido.

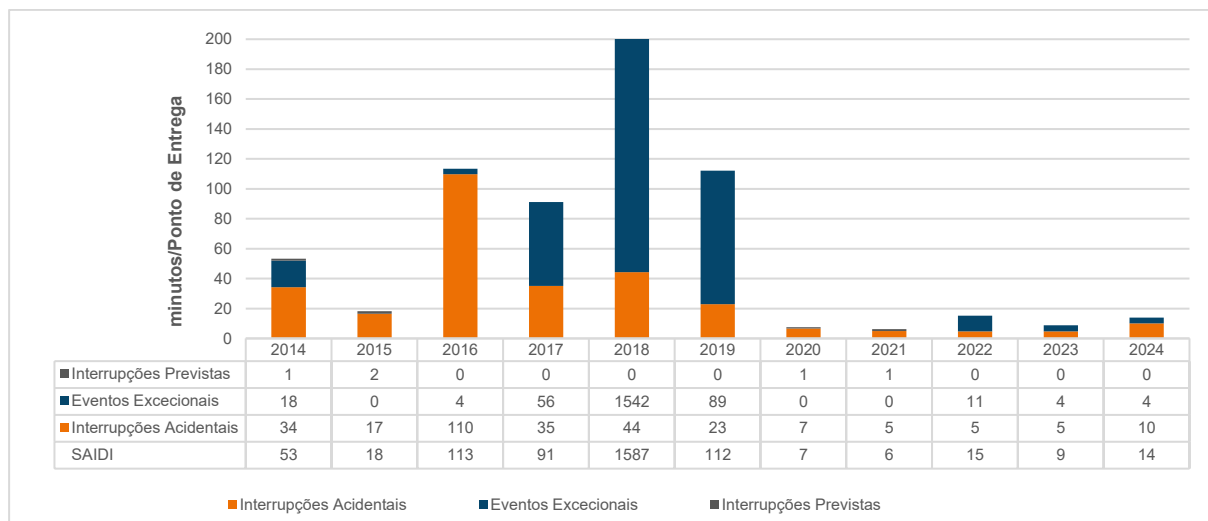


Figura 33 – Evolução anual do SAIDI AT [35], [36].

Da análise da evolução do SAIDI na AT, destaca-se que as interrupções por eventos excepcionais contribuíram significativamente para o aumento do SAIDI entre 2017 e 2019. Este aumento poderá ser justificado pelo aumento da ocorrência de fenómenos atmosféricos severos (e.g. tempestade Leslie e depressões Elsa e Fabien) que se verificaram em Portugal nesses anos. No entanto, o SAIDI manteve-se abaixo dos 20 minutos/Ponto de Entrega, evidenciando a boa Capacidade de Resposta do Sistema Elétrico Nacional.

APAGÃO EM ESPANHA E PORTUGAL DE 28 DE ABRIL DE 2025

No dia 28 de abril de 2025, pelas 11h33 (hora de Lisboa, 12h33 CEST), os sistemas elétricos de Espanha e Portugal sofreram um apagão total, o mais grave na Europa dos últimos 20 anos. O evento provocou a perda total de tensão na Península Ibérica e pequenas perturbações no sul de França, afetando de forma direta milhões de consumidores, interrompendo serviços públicos essenciais, sistemas de transporte e comunicações, e levando ao isolamento da rede ibérica do sistema continental europeu.

Os operadores de rede de cada país (REN, REE, RTE) ativaram os respetivos planos de emergência e restauro em conformidade com o Regulamento (UE) 2017/2196. A restauração do sistema apenas foi concluída em Portugal às 23h22 e em Espanha às 03h00 do dia 29 de abril.

O relatório factual da ENTSO-E [37] aponta para uma subida excessiva da tensão e perdas de geração no momento do apagão, mas a relação causal direta ainda está sob investigação. As autoridades espanholas apontam para a incapacidade de alguns grupos produtores convencionais em manter níveis adequados de tensão, enquanto alguns operadores apontam para um planeamento insuficiente por parte da REE [38].

Esta secção apresenta uma versão resumida dos acontecimentos, as principais causas apontadas, e as potenciais medidas de mitigação e recomendações delineadas pela ENTSO-E.

Linha Temporal dos Acontecimentos

Antes das 11:00 (GMT+1)

Durante a manhã de 28 de abril, o sistema elétrico ibérico apresentava uma elevada penetração de geração renovável (solar fotovoltaica e eólica), refletindo-se em preços muito baixos no mercado diário e em exportações de aproximadamente 5 GW de capacidade de Espanha para França. O sistema português operava de forma estável e sincronizado com o sistema espanhol, com uma quota renovável

superior a 50% da produção total, importando aproximadamente 2,7 GW de capacidade através das interligações com Espanha e verificando uma reduzida utilização das centrais a gás.

Durante a manhã, a variabilidade da tensão da rede de transporte espanhola começou a aumentar, atingindo momentaneamente valores próximos dos 435 kV.

Nos minutos que antecederam o colapso, registaram-se oscilações de frequência e tensão:

- 11:03–11:07 → Oscilações locais de frequência de cerca de 0,6 Hz;
- 11:19–11:22 → Oscilações inter-área, de 0,21 Hz, entre a Península Ibérica e o sistema continental europeu.

Embora estas oscilações não tenham disparado sistemas de proteção, indicam que o sistema espanhol estaria numa condição mais instável que o antecipado.

Colapso - Entre as 11:32:57 e as 11:33:24

O relatório da ENTSO-E considera o início do incidente às 11:32:00, a partir do qual acontecem os primeiros eventos de desconexão observados na Rede Espanhola:

1. 11:32:00 – 11:32:57 → perda de cerca de 208 MW de centrais eólicas e fotovoltaicas distribuídas, acrescida de uma subida do consumo de cerca de 317 MW (potencialmente pequenos geradores <1MW). As razões para esta perda de geração ainda não são conhecidas.
2. 11:32:57 – 11:33:18 → Desconexões sucessivas de centrais fotovoltaicas, termo-solares e eólicas no sul e centro de Espanha (Granada, Badajoz, Sevilha, Segovia, Huelva e Cáceres). A perda total de geração ultrapassou 2,5 GW.
3. 11:33:18 – 11:33:21 → A tensão subiu rapidamente em várias subestações (Carmona, Baza, Aldeadávila). Em Portugal, registou-se uma subida de tensão em várias subestações do Norte e Centro do país, atingindo os 420 kV em algumas localizações. O sistema Ibérico perdeu sincronismo com o resto da Europa como pode ser evidenciado na Figura 34.
4. 11:33:21 – 11:33:24 → Em resposta à queda da frequência da corrente elétrica, tanto a REN como a REE deram início aos planos de Deslastre de Carga por Subfrequência, desconectando carga totalizando 4 271 MW (dos quais 2 173 MW relativos a consumidores) em Portugal e 11 261 MW (dos quais 8 505 MW relativos a consumidores) em Espanha. Em ambos os países, a quantidade de carga desconectada ficou aquém do valor estabelecido nos planos de defesa do sistema, 38%. As interligações França–Espanha abriram automaticamente por proteção de perda de sincronismo; as ligações HVDC também foram desligadas. O sistema ibérico ficou totalmente isolado e entrou em colapso completo, com o sistema português colapsando apenas 2 segundos após o espanhol.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

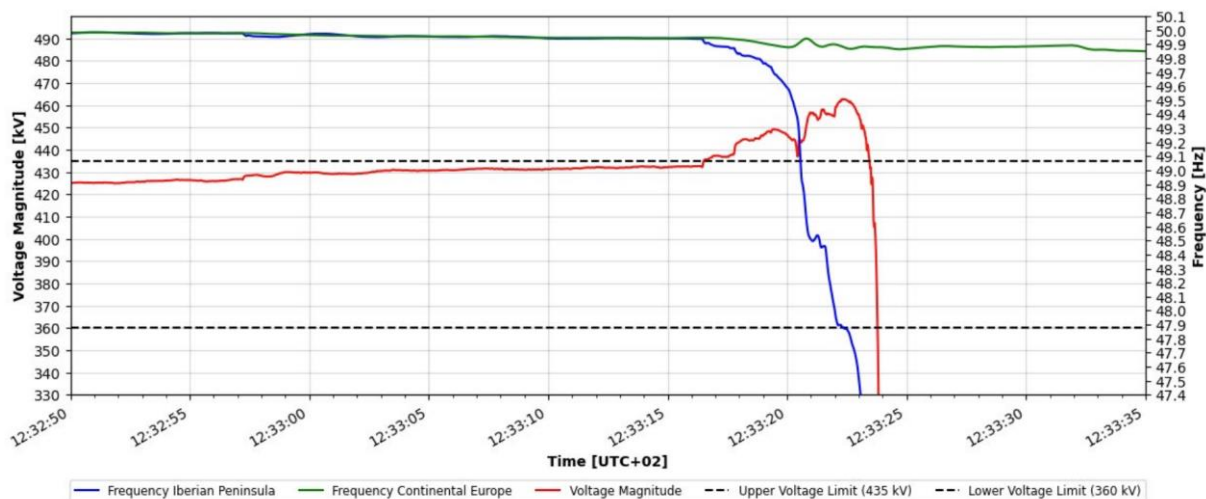


Figura 34 - Evolução da frequência e da tensão medidas na subestação de 400 kV em Carmona (Espanha) e da frequência no resto da Europa Continental durante o incidente [37].

Restauração do sistema (11:43 – 03:00)

Após o colapso, os operadores de cada país ativaram os respetivos planos de emergência e restauração (*Network Code on Emergency and Restoration – NC ER*). O restauro do sistema foi assegurado com recurso a centrais com capacidades de *black-start* (habilidade de uma central elétrica arrancar sozinha sem depender da rede elétrica), à formação de ilhas elétricas e à re-energização das interligações com França e Marrocos.

- 11:43 → A primeira linha 400 kV Argia–Hernani (Espanha–França) foi re-energizada.
- 12:04 – 13:34 → a interligação entre Espanha e Marrocos é re-energizada duas vezes devido a uma falha às 13:27.
- 14:00 - 17:30 → Formação de ilhas elétricas em Espanha (La Muela II, Aldeadávila, Concordia) e arranque de centrais hidroelétricas com capacidade de *black-start*. Em Portugal, duas equipas da REN coordenam o restauro do sistema português através das duas únicas centrais em Portugal com capacidade de *black-start*, a central a gás de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e a central hidroelétrica de Castelo de Bode. Apesar da atuação atempada das equipas da REN, o restauro do sistema português sofreu atrasos devido a dificuldades nos sistemas auxiliares de ambas as centrais. A Figura 35 indica localização e hora de início das ilhas elétricas que levaram ao restauro do sistema português.
- 17:36 → Portugal reconectou-se à rede espanhola através da interligação Pocinho–Aldeadávila.
- 18:32 → As zonas Norte e Sul em Espanha são sincronizadas.
- 23:22 → Restauro completo do sistema português.
- 03:00 (29 de abril) → Restauro completo da rede espanhola.

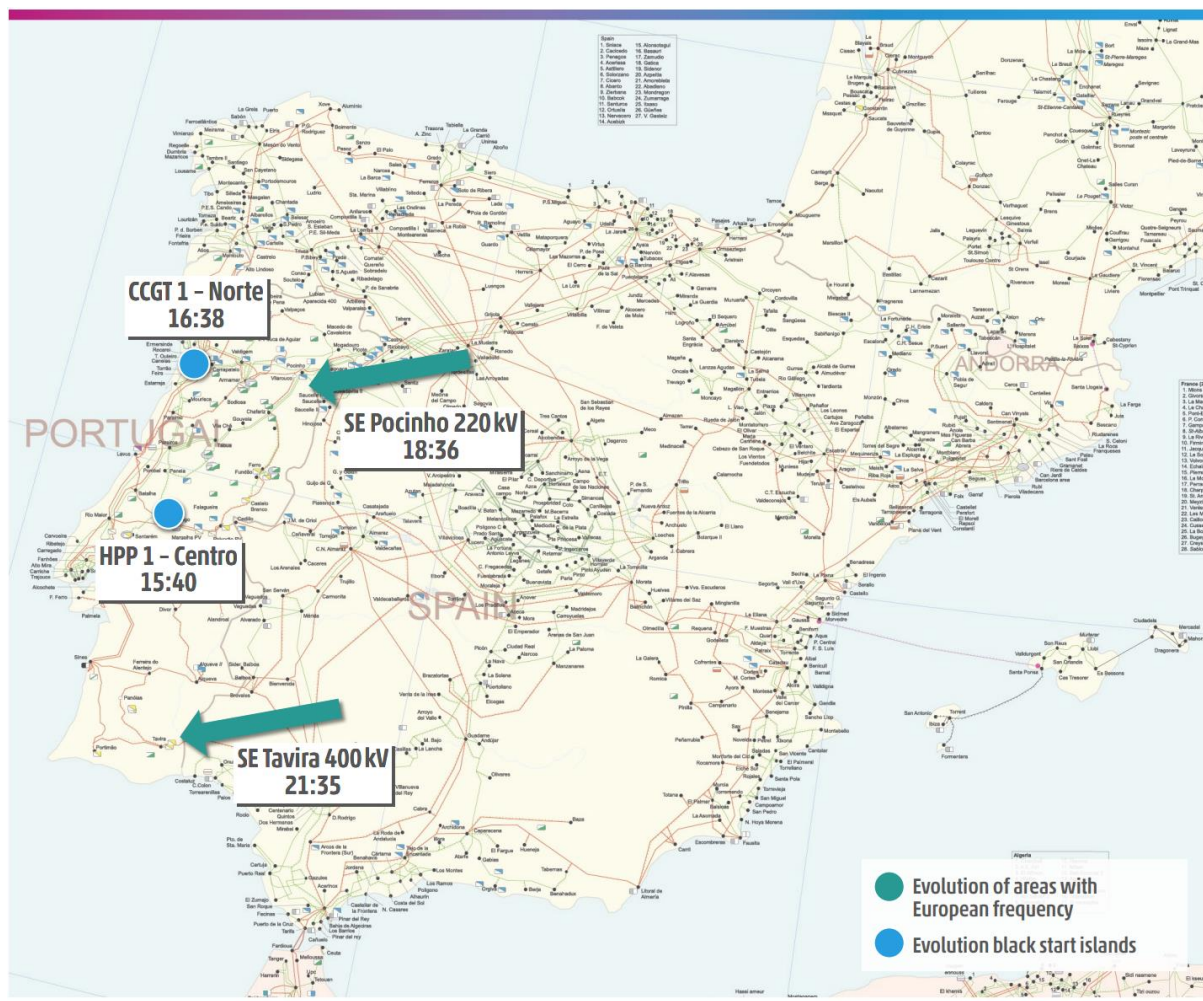


Figura 35 - Hora de início das centrais com capacidade de black-start e apoio posterior das interligações com Espanha – REN [37].

O processo de restauro demonstrou a eficácia dos planos “black-start” e a boa coordenação entre os TSO ibéricos e os Centros de Coordenação Regionais. A ENTSO-E classifica o processo de restauro como bem-sucedido, tendo em conta:

- A re-energização completa da Península em menos de 16 horas, um desempenho notável face à dimensão do evento.
- Nenhum incidente secundário (sobretensão, sobre-corrente ou falha de sincronismo) durante o restauro.
- Cumprimento dos tempos máximos de restauro definidos no NC ER (24 h).

Potenciais Causas

O relatório factual da ENTSO-E não fornece conclusões definitivas, mas identifica um conjunto de fatores combinados que explicam o evento:

- **Sobretensão e controlo de tensão** - a principal sequência causal teve origem em sobretensões súbitas na rede de 400 kv no sul de Espanha, que levaram à desconexão em massa de unidades de geração renovável sensíveis à tensão. A propagação desta sobretensão à rede portuguesa amplificou o desequilíbrio e precipitou o colapso. Muitos parques solares e

eólicos possuíam parâmetros de proteção conservadores, não adequados a flutuações transitórias, o que contribuiu para a perda instantânea de produção.

- **Oscilações inter-área e instabilidade dinâmica** - As oscilações registadas antes do evento (0,2 – 0,6 Hz) indicam instabilidade na interação dinâmica entre zonas da Península e o resto do sistema europeu. Com reduzida inércia (menor geração síncrona) e altos fluxos de exportação, a rede ficou vulnerável a oscilações de potência mal amortecidas.
- **Perda súbita de geração e reação em cadeia** - A desconexão quase simultânea de várias unidades fotovoltaicas e termo-solares provocou um **efeito cascata**, em que o sistema reagiu com **quedas de frequência e atuação de proteções automáticas**. Este processo amplificou-se até à separação da Península, que perdeu qualquer fonte externa de apoio.
- **Isolamento da Península Ibérica** - As interligações AC e HVDC com França abriram automaticamente por proteção de perda de sincronismo, evitando danos no sistema continental, mas isolando totalmente Espanha e Portugal. Com isso, a rede ibérica entrou em colapso devido à ausência de reserva de potência síncrona suficiente.
- **Condições sistémicas adversas** - O evento ocorreu num contexto de elevadas exportações, preços muito baixos, geração renovável quase total e fraca disponibilidade de geração térmica ou hidráulica convencional para controlo de tensão e inércia.

O relatório confirma que não houve indícios de ataque cibernético nem falha intencional, tratando-se de um evento eletrotécnico complexo e multifatorial.

Potenciais mitigações e recomendações

A ENTSO-E identifica um conjunto de áreas prioritárias para mitigação e reforço da resiliência dos sistemas elétricos europeus, com especial atenção à operação sob elevada penetração renovável.

1. **Melhores mecanismos de controlo de tensão e potência reativa** - Rever e reforçar os esquemas de controlo de tensão e de gestão de potência reativa, assegurando que as unidades renováveis participam no suporte de tensão. Também se propõe uma harmonização dos parâmetros de proteção de sobretensão em parques solares e eólicos para evitar desconexões prematuras.
2. **Reforço da estabilidade dinâmica e resposta inercial** - Reforçar a monitorização em tempo real da frequência e das oscilações inter-área (através de PMUs e sistemas de medição de fase). Garantir recursos síncronos ou equivalentes capazes de fornecer inércia e amortecimento. Promover o desenvolvimento de inércia virtual (*virtual inertia*) em sistemas de armazenamento e eletrónica de potência.
3. **Planos de emergência e restauro** - Reforçar e testar periodicamente os planos *black-start* de cada operador, garantindo a existência de múltiplas centrais com capacidade autónoma de arranque. Avaliar rotas alternativas de restauro e aumentar a redundância das interligações para permitir uma recuperação mais rápida após falhas generalizadas.
4. **Transparência de dados e monitorização** - Melhorar a partilha de dados em tempo real entre operadores do sistema elétrico (TSO, RCC, grupos produtores). Criar mecanismos automáticos de reporte de oscilações e desconexões. Realizar exercícios conjuntos e formações regulares para aumentar a prontidão operacional.

- 5. Planeamento e regulação** - Integrar os riscos de estabilidade e de baixa inércia nos planos de desenvolvimento da rede e no desenho de mercado. Rever os códigos de rede nacionais (ex.: ERSE, CNMC) para garantir a contribuição dos geradores renováveis no controlo de frequência e tensão. Promover novas interligações e armazenamento de energia como instrumentos de resiliência.
- 6. Cooperação europeia e promoção de segurança** - Consolidar a coordenação entre os operadores da rede e a ENTSO-E, estabelecendo canais diretos de comunicação e auditorias conjuntas. Institucionalizar a partilha de lições aprendidas após grandes incidentes para reforçar a cultura europeia de segurança operacional.

O apagão ibérico de abril de 2025 constitui um marco de alerta para os sistemas elétricos europeus em transição energética. Não resultou de um único fator, mas da combinação de vários fatores técnicos e operacionais: margens reduzidas de estabilidade, descoordenação de proteções, perda de geração renovável e isolamento da rede.

O episódio demonstrou que a resiliência e a segurança operacional devem evoluir ao mesmo ritmo da penetração renovável e digitalização da rede. No contexto do Trilema Energético, este evento certamente contribuirá para uma redução nos indicadores referentes à Resiliência dos Sistemas Energéticos no Pilar da Segurança de Abastecimento. No entanto, este evento também deve ser visto como uma oportunidade para o sistema português ser modernizado e reforçado.

COMPARAÇÃO COM TOP PERFORMERS EM SEGURANÇA ENERGÉTICA

No capítulo europeu, o Relatório do *World Energy Trilemma* sublinha que a guerra na Ucrânia expôs fragilidades estruturais, nomeadamente a dependência de combustíveis importados, o papel central das interligações energéticas para garantir flexibilidade, e a necessidade de armazenamento e capacidade firme para compensar a variabilidade da geração renovável.

No caso de Portugal, o relatório reconhece o forte desempenho na integração de energias renováveis, mas evidencia duas vulnerabilidades principais:

1. Dependência elevada de energia primária importada, nomeadamente combustíveis fósseis.
2. Capacidade limitada de flexibilidade sistémica, devido a interligações reduzidas com o resto da Europa e armazenamento ainda insuficiente para garantir resposta a períodos de baixa produção renovável.

Em síntese, Portugal apesar de se encontrar avançado na descarbonização da geração elétrica, apresenta desafios significativos na dimensão de resiliência e segurança, quando comparado com outros países que combinam renováveis com capacidade firme doméstica, interligações mais robustas, e estratégias industriais para garantir autonomia tecnológica e de materiais.

A Tabela 4 sumariza as principais diferenças entre os 10 países com a melhor pontuação em Segurança Energética no Relatório de 2024 do *WE Council* e Portugal que ocupa o 32º lugar no ranking deste Pilar do Trilema Energético. O tema comum que garante a estes países uma pontuação superior a Portugal em Segurança Energética é a combinação da existência de recursos energéticos endógenos e capacidade de produção de eletricidade firme (de origem hídrica e nuclear) [1].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Tabela 4 - Comparação de Portugal com os países com melhor classificação em Segurança Energética [1].

País	Rank Trilema	Rank Segurança	Pontuação Segurança	Fatores críticos onde superam Portugal
Canadá	4	1	76,6	Forte base de recursos domésticos, produção própria de energia e estratégia nacional de minerais críticos que reforça resiliência industrial.
Finlândia	2	2	75,6	Sistema elétrico com nuclear + biomassa + interligações nórdicas, permitindo flexibilidade e menor dependência de gás.
Roménia	23	3	73,7	Elevada proporção de produção doméstica (hídrica e nuclear), reduzindo vulnerabilidade a choques externos.
Suécia	1	4	73,4	Hídrica + nuclear + eólica combinadas com interligações fortes, asseguram estabilidade e capacidade exportadora.
Brasil	36	5	73,1	Diversificação natural através de hídrica, biomassa e petróleo doméstico, reduzindo dependência externa.
Chéquia	6	6	73,0	Manutenção de capacidade térmica e nuclear assegura reserva firme que estabiliza o sistema.
Alemanha	7	7	72,9	Resposta rápida a choques via GNL, gestão de procura e reforço de reservas, apesar da vulnerabilidade inicial.
Estados Unidos da América	10	8	72,7	Grande mercado interno com redundância e capacidade de resposta, incluindo reservas estratégicas e modernização da rede.
Hungria	15	9	72,7	Capacidade nuclear e térmica fornece garantia de potência firme, apesar da dependência de gás.
Bulgária	34	10	72,6	Produção doméstica relevante, incluindo nuclear, reduz necessidade de importações.
Portugal	17	32	65,4	Forte integração renovável, mas baixa capacidade firme, armazenamento limitado e interligações insuficientes.

A Figura 36 evidencia a notável melhoria na Segurança Energética que Portugal conseguiu desde 2008, tendo a pontuação neste Pilar vindo a aumentar consistentemente e aproximando-se dos países mais bem cotados. Esta melhoria é fruto da diversificação das fontes de produção de eletricidade e da redução das importações energéticas.

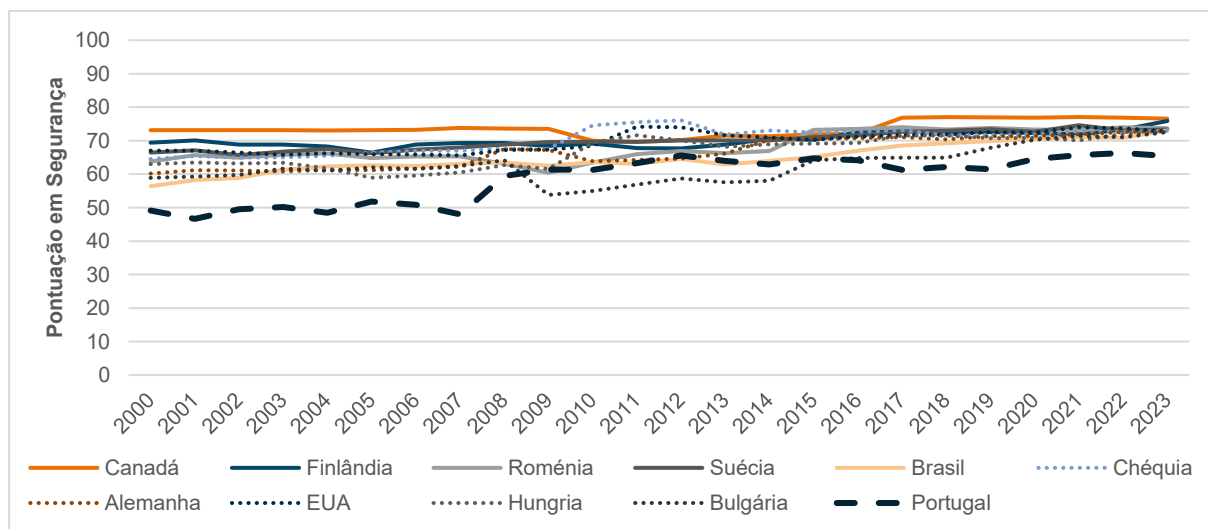


Figura 36 - Evolução da pontuação de Portugal e outros países em Segurança Energética 2000-2023 [1].

MENSAGENS-CHAVE

- Redução substancial do consumo de energia primária**

Entre 2000 e 2023, o consumo total de energia primária em Portugal diminuiu cerca de 18%, refletindo ganhos de eficiência energética, alterações estruturais na economia e a substituição de tecnologias térmicas fósseis por fontes renováveis diretas (eólica, solar, hídrica), com maior eficiência de conversão.
- Descarbonização e declínio dos combustíveis fósseis**

O petróleo e derivados registaram uma quebra de cerca de 45%, o carvão foi completamente eliminado em 2021, e o gás natural, apesar de ter aumentado até meados da década de 2010, tem vindo a recuar desde 2021. No conjunto, o consumo de fontes fósseis reduziu-se de forma estrutural e irreversível, diminuindo o peso destas no *mix* energético nacional.
- Alta dependência de importações energéticas**

Portugal continua amplamente dependente de energia primária importada, sobretudo combustíveis fósseis, o que expõe o sistema a riscos geopolíticos e volatilidade de preços, comprometendo a resiliência do sistema. Esta vulnerabilidade é agravada pela concentração da capacidade de refinação numa única unidade (Sines), sem redundância operacional.
- Redistribuição e diversificação do *mix* energético**

As renováveis assumiram papel central, representando, em 2023, cerca de 40% da energia primária, com destaque para o crescimento da eletricidade eólica e solar e para o contributo crescente da bioenergia (16%). A matriz tornou-se mais diversificada, com o gás natural a funcionar como combustível de transição e o hidrogénio verde a emergir como vetor estratégico de substituição futura.
- Transição energética e a segurança de abastecimento**

Portugal concretizou uma transformação profunda na sua matriz elétrica, substituindo gradualmente a geração térmica fóssil por fontes renováveis e reforçando simultaneamente a capacidade hídrica e as interligações com Espanha. Esta evolução permitiu reduzir emissões e a dependência energética, preservando margens adequadas de segurança no sistema elétrico nacional.
- Desafios futuros de adequação e resiliência do sistema**

A crescente integração de fontes renováveis intermitentes e a menor viabilidade económica das centrais térmicas convencionais exigem uma adaptação contínua do sistema elétrico. O reforço do armazenamento, interligações, dos mecanismos de capacidade e dos serviços de flexibilidade será determinante para assegurar a fiabilidade e a estabilidade do abastecimento nos próximos anos.
- Reservas de gás natural e GNL adequadas até 2033**

As reservas de gás natural e GNL asseguram cobertura para cenários rigorosos até 2033, mas esta margem depende da evolução do consumo e da diversificação das origens de fornecimento. A expansão do Terminal de Sines e do Armazenamento do Carriço é positiva, mas deve ser acompanhada por estratégias para reduzir dependência de importações.
- Investimentos em baterias devem complementar armazenamento hidroelétrico**

A bombagem hidroelétrica é hoje o principal mecanismo de armazenamento em Portugal, mas cobre apenas cerca de 4 dias de consumo médio e é altamente dependente da pluviosidade

anual, tornando-se vulnerável em anos secos. A eletrificação crescente e a variabilidade renovável exigem acelerar investimentos em baterias, hidrogénio e soluções híbridas para garantir estabilidade e segurança.

- **Adequada estabilidade do sistema elétrico e capacidade de recuperação**

Os indicadores SAIFI e SAIDI mostram estabilidade na qualidade de fornecimento, mas fenómenos extremos associados às alterações climáticas poderão aumentar riscos de interrupção e exigir reforço da infraestrutura de rede.

- **Fragilidades relativas ao controlo de tensão e baixa capacidade de *black-start***

O apagão ibérico de 28 de abril de 2025 revelou vulnerabilidades de tensão, estabilidade dinâmica e resposta inercial. A ENTSO-E recomenda reforçar o controlo de tensão, aumentar capacidades de “*black-start*” e integrar riscos de baixa inércia no planeamento.

- **Reforço da capacidade firme, armazenamento e interligações são essenciais para Portugal melhorar a sua Segurança Energética.**

O país é líder na descarbonização elétrica, mas permanece vulnerável face a países que combinam renováveis com capacidade firme doméstica, interligações robustas e autonomia tecnológica. A oportunidade está em reforçar interligações, diversificar tecnologias de armazenamento e desenvolver indústria nacional para reduzir dependência externa.

A verdadeira medida do sucesso da transição energética não será apenas o aumento da taxa de penetração de renováveis, mas a capacidade de garantir segurança de abastecimento num sistema cada vez mais complexo.

Capítulo 2

Equidade Energética

INTRODUÇÃO

O capítulo da equidade energética propõe-se a avaliar e caracterizar o acesso nacional a energia segura, estável e a preços justos e acessíveis, para uso doméstico e transporte. Este tema não poderia ser abordado sem uma análise do estado atual e uma reflexão sobre os níveis de pobreza energética no país, área na qual Portugal se destaca negativamente entre os Estados-membros da União Europeia.

De seguida, para a elaboração da restante análise sobre a equidade energética em Portugal irão ser considerados os seguintes parâmetros: (1) o acesso à energia, definido pela abrangência geográfica da rede pública nacional, (2) a qualidade de acesso à energia, caracterizada pelos níveis de consumo e pela qualidade do serviço, e (3) a adequação do respetivo preço ao poder de compra dos consumidores.

Atualmente, é comumente aceite que a garantia de acesso à energia é um pilar fundamental para o desenvolvimento sustentável, com potenciais impactos na redução da pobreza energética e crescimento económico. Para que este parâmetro seja passível de comparação entre vários países, o *World Energy Council (WE Council)*, definiu que o acesso à energia pode ser globalmente avaliado através de dois fatores: acesso a energia elétrica e acesso a combustíveis limpos, isto é, sem emissão de partículas, para confeção de alimentos.

Na análise desenvolvida são também incluídas informações relativas ao consumo anual de eletricidade residencial da população (kWh per capita). O consumo elevado de energia elétrica indica, indiretamente, a capacidade que um país dispõe para fornecer eletricidade suficiente para alimentar vários eletrodomésticos básicos e suprir as necessidades de aquecimento ou arrefecimento das habitações, refletindo o respetivo potencial de crescimento. Com base nesta métrica, cada país é pontuado e enquadrado em categorias que refletem o nível médio de consumo doméstico de eletricidade per capita.

Finalmente, a apreciação dos preços da energia é um elemento incontornável na avaliação da equidade energética, pelo que, neste capítulo, é efetuada uma análise da evolução temporal dos preços e do impacto que as taxas e os impostos têm no valor final de venda aos utilizadores finais. É nesta análise que fatores externos a Portugal, tais como a guerra na Ucrânia, que atingiu um novo auge em fevereiro de 2022 com a invasão russa, poderão influenciar os preços da energia no nosso país. Para além deste conflito, outros fatores também contribuíram para a escalada e volatilidade dos preços, tais como a recuperação económica pós-pandemia, a instabilidade geopolítica noutros contextos, as limitações da produção de energia renovável, assim como o sub-investimento em infraestruturas de produção de energia complementares à produção renovável. Acresce, ainda, o impacto do modelo marginalista do mercado europeu e de eventos climáticos extremos, que intensificam a pressão sobre os preços finais ao consumidor. Todos estes fatores serão considerados na análise que se segue.

Assim, e procurando uma padronização na abordagem, será efetuada uma análise semelhante àquela desenvolvida pelo *WE Council* no estudo e caracterização nacional. Com esta análise, pretende-se compreender como Portugal tem evoluído nos indicadores de equidade energética ao longo dos últimos anos, identificar as áreas onde persistem desafios e aquelas em que o país apresenta uma posição

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

estável face aos seus pares, e, por fim, propor orientações estratégicas para promover a melhoria contínua, reforçar a equidade energética e combater de forma eficaz a pobreza energética.

Considerando as especificidades do contexto português e a intenção de abranger todas as dimensões propostas neste estudo, tornou-se essencial recorrer a fontes de informação suplementares, nomeadamente bases de dados nacionais de energia, para explanar o panorama energético nacional e evidenciar as suas singularidades, com especial foco nos setores de uso final.

POBREZA ENERGÉTICA

A pobreza energética constitui um dos desafios sociais mais críticos em Portugal, afetando atualmente entre 1,8 e 3 milhões de pessoas, das quais cerca de 609 a 660 mil vivem em situação severa, de acordo com o Observatório Nacional da Pobreza Energética (ONPE) [39]. Este fenómeno resulta da conjugação de fatores estruturais, incluindo baixos rendimentos, preços elevados da energia, a fraca eficiência térmica do edificado residencial, que persiste, apesar das melhorias registadas recentes no conforto habitacional.

O ONPE e a aprovação da Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050 (ELPPE) marcam um novo ciclo de políticas públicas orientadas para a erradicação deste problema. A estratégia tem como principal meta erradicar a pobreza energética em Portugal até 2050, protegendo os consumidores vulneráveis e integrando-os de forma ativa na transição energética e climática. Assenta na definição de quatro eixos estratégicos de atuação:

- promover a sustentabilidade energética e ambiental da habitação, através da eficiência e descarbonização dos consumos;
- garantir acesso universal a serviços energéticos essenciais, protegendo consumidores vulneráveis;
- reforçar a ação territorial integrada, com soluções adaptadas às diferentes realidades regionais; e
- promover conhecimento e atuação informada, aumentando literacia energética, investigação e formação profissional.

A monitorização da estratégia assenta em cinco indicadores principais: IP1 – população sem capacidade para aquecer a casa; IP4 – população em habitações sem conforto térmico no verão; IP3 – habitações com infiltrações ou humidade; IP5.1 – agregados com despesa energética superior a 10% do rendimento; e IP2 – frações habitacionais com classe energética C ou inferior. As metas são ambiciosas: para 2030, reduzir IP1 e IP4 para 10% e IP3 para 20%; para 2040, atingir 5% em IP1 e IP4 e 10% em IP3; e para 2050, erradicar a pobreza energética, com todos os indicadores abaixo de 1-5%, garantindo um parque habitacional eficiente e acessível.

Entre 2015 e 2021, a percentagem da população sem capacidade para manter a casa adequadamente aquecida apresentou uma redução média anual de 1,2 pontos percentuais, refletindo algum progresso nas políticas sociais e tarifárias. Contudo, como se pode observar na Figura 37 esta tendência inverteu-se entre 2021 e 2023, quando o indicador aumentou para 20,8%, face aos 16,4% registados em 2021. Este agravamento está associado à crise energética de 2021-2022, marcada pela subida acentuada dos preços da eletricidade e do gás, à inflação e à baixa eficiência térmica do parque habitacional, onde 72,8% das habitações apresentam classe energética C ou inferior em 2024. Paralelamente, o indicador IP4 revela que, em 2024, 29,9% da população vivia em habitações sem conforto térmico no verão, evidenciando vulnerabilidade acrescida perante ondas de calor. Quanto ao indicador IP5.1, cerca de 699 mil pessoas destinavam mais de 10% do seu rendimento a despesas energéticas, refletindo o peso significativo da energia no orçamento familiar.

Entre 2016 e 2023, a proporção de habitações com classe de eficiência energética C ou inferior registou uma redução média anual de 2,6%, refletindo algum progresso na melhoria do parque habitacional. Contudo, como se verifica na Figura 38, em 2024 verificou-se um aumento de 1,6% face ao ano anterior, invertendo a tendência positiva. No total, mais de 70% do parque habitacional mantém classificação C ou inferior, muito distante da meta definida para 2030, que previa atingir 50%. Estes dados reforçam a importância de políticas integradas que combinem acessibilidade económica com melhoria da qualidade térmica das habitações.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Este contexto confirma a baixa eficiência do parque habitacional e a pressão das despesas energéticas sobre os rendimentos, reforçando a urgência das medidas previstas na Estratégia Nacional para o Combate à Pobreza Energética. Entre as prioridades destacam-se a reabilitação de edifícios, a revisão da estrutura tarifária, o apoio aos agregados vulneráveis e a implementação de soluções passivas para enfrentar o aumento das ondas de calor, garantindo uma transição energética justa e inclusiva.

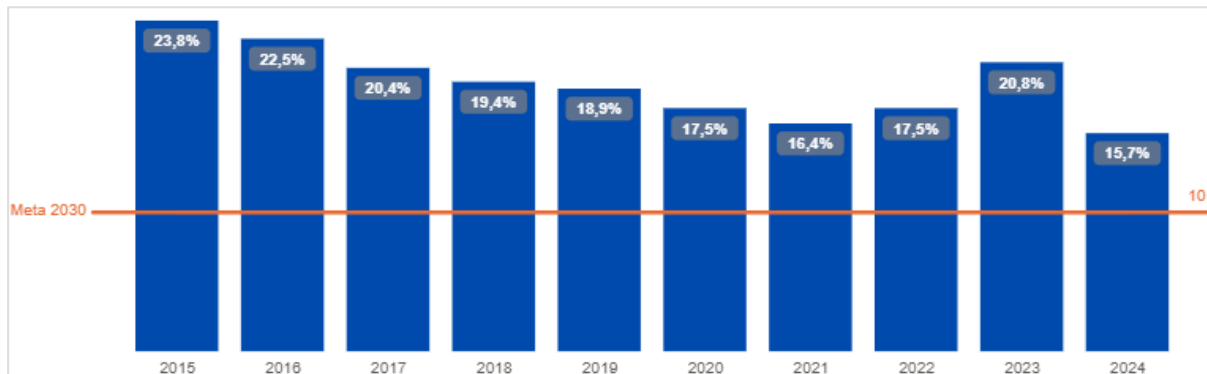


Figura 37 - Indicador IP1.1 - População a viver em agregados sem capacidade financeira para manter a casa adequadamente aquecida [39].

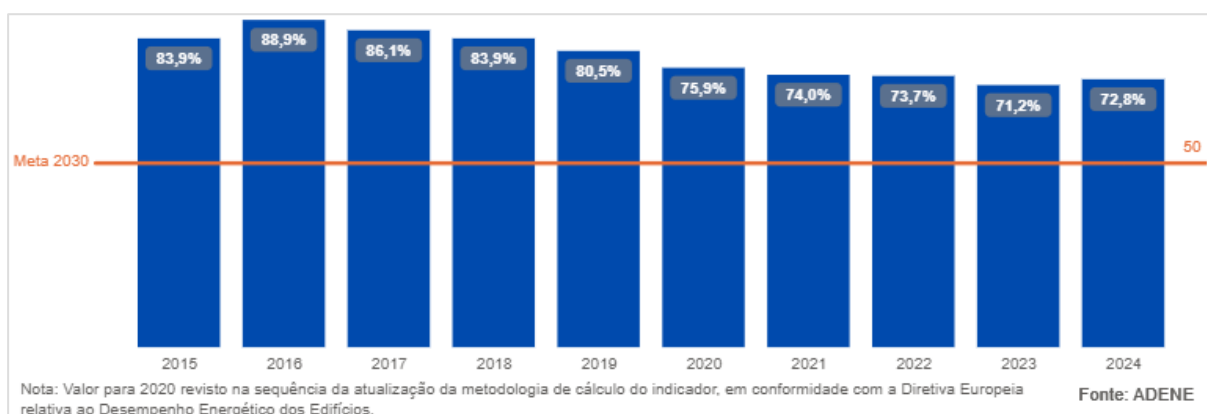


Figura 38 - Indicador IP2 - Desempenho energético das habitações (frações com classe de eficiência C ou abaixo) [39].

Nos últimos anos, Portugal tem implementado medidas para mitigar a pobreza energética, como a Tarifa Social de Energia, que beneficia mais de 700 mil famílias, e programas de reabilitação energética financiados pelo Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), incluindo o Vale Eficiência e os Espaços Cidadão Energia. A Estratégia Nacional define metas ambiciosas para 2030 e 2050, articuladas com políticas de eficiência energética, renovação de edifícios e literacia energética. Apesar destes avanços, Portugal continua a apresentar uma das taxas mais elevadas de pobreza energética da União Europeia, com cerca de 20,8% da população afetada, muito acima da média europeia de 10,6% [40].

Para acelerar a redução da pobreza energética, é essencial reforçar os programas de eficiência térmica das habitações, com incentivos à reabilitação e substituição de equipamentos ineficientes, rever a estrutura tarifária para garantir proporcionalidade e proteção dos agregados vulneráveis, expandir a literacia energética e apoio técnico local, e integrar políticas territoriais que priorizem regiões com maior vulnerabilidade. A posição de Portugal no contexto europeu, entre os países mais afetados, evidencia a urgência de políticas robustas e integradas para garantir uma transição energética justa, alinhada com os objetivos de neutralidade carbónica e inclusão social.

ACESSO À ENERGIA

Este indicador avalia a capacidade de um país garantir, de forma universal, o acesso à energia a preços justos e acessíveis e em quantidade adequada aos seus utilizadores. O resultado da avaliação do acesso à energia, de forma segura e estável, constitui um indicador importante na avaliação da prosperidade de cada país, ou região.

Na União Europeia, o acesso à energia tornou-se abrangente, permitindo o rápido desenvolvimento da sociedade. Atualmente, o foco nos países europeus centra-se mais na qualidade, custo e fiabilidade dos serviços energéticos, uma vez que estes países já têm disponíveis redes de energia que abrangem todo, ou quase todo, o seu território. Tal como referido anteriormente, a presente análise incide especificamente sobre o acesso à eletricidade e a combustíveis limpos para a confeção de alimentos, em linha com a definição do Objetivo de Desenvolvimento Sustentável 7 das Nações Unidas [41].

No panorama português, considera-se que a análise do acesso a outras formas de energia, como a rede de gás natural, poderia enriquecer esta análise. De facto, Portugal, embora disponha de uma rede elétrica com ampla cobertura territorial, não dispõe de uma rede de gás natural que permita o acesso de toda a população, o que se torna mais evidente em certos concelhos do interior do país e ilhas.

ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA

Desde 2010, ano de lançamento do *World Energy Trilemma Index* pelo WEC, Portugal tem vindo a obter a pontuação máxima no parâmetro de acesso à eletricidade, que se tem mantido de forma consistente, a cada revisão anual.

Com o objetivo de detalhar a realidade nacional, aferiu-se o número de consumidores de eletricidade, apresentando-se na Tabela 5 a distribuição por tipo de consumo desde o ano 2000 e focando a evolução dos últimos 4 anos.

Tabela 5 - Consumidores de energia elétrica por tipo de consumo (Consumo total de energia elétrica por consumidor (kWh/ cons.) [42].

Ano	Consumidores de energia elétrica por tipo de consumo										
	Total	Doméstico		Não doméstico		Indústria		Agricultura		Tração	
2000	5 601 807	4 510 594	81%	759 287	14%	167 176	3%	164 722	3%	28	0%
2005	6 173 542	5 178 805	84%	680 421	11%	140 791	2%	173 485	3%	40	0%
2010	6 398 061	5 435 687	85%	713 005	11%	95 901	1%	153 425	2%	43	0%
2015	6 402 664	5 373 731	84%	906 138	14%	52 734	1%	70 044	1%	17	0%
2020	6 602 565	5 716 143	87%	662 085	10%	99 195	2%	57 214	1%	452	0%
2021	6 673 565	5 775 693	87%	671 002	10%	104 699	2%	57 574	1%	449	0%
2022	6 721 515	5 810 528	86%	690 755	10%	107 466	2%	57 228	1%	78	0%
2023	6 788 692	5 855 515	86%	765 675	11%	110 074	2%	57 347	1%	81	0%

Por número de consumidores deverá entender-se os pontos de ligação à rede pública de eletricidade, que incluem consumidores, que podem ser domésticos, não domésticos (incluindo a iluminação de vias públicas e os edifícios do estado), indústria, agricultura e tração. De notar que os valores de consumidores “Não Domésticos”, incluem ainda os consumidores “Não Domésticos”, a “Iluminação Pública” e os “Edifícios do Estado”, presentes nas publicações da DGEG. Chamar também a atenção que a grande disparidade dos valores de consumidores “Tração” (entenda-se consumidores que

necessitam de alta potência para mover cargas, como transporte ferroviário ou de outro tipo) entre os anos 2020 e 2021, se deveu à inclusão temporária dos consumidores de média e baixa tensão, o que não se passou noutros anos.

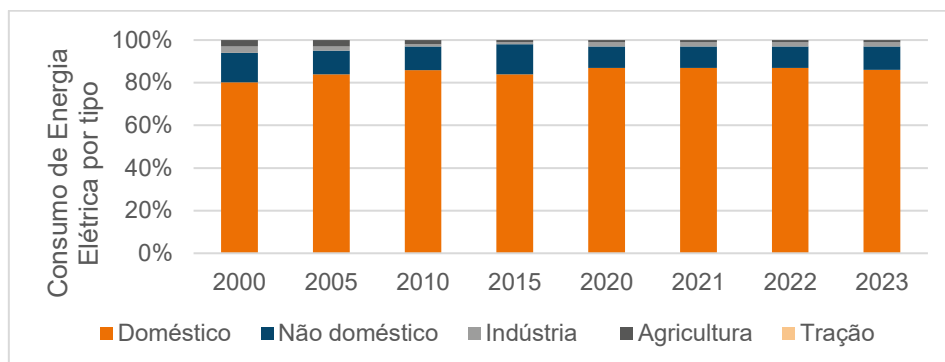


Figura 39 - Consumo de energia elétrica por tipo de consumo (%) [42].

Cumprе realçar que, sendo a “energia para as pessoas” um dos focos primordiais deste estudo, afigurou-se essencial efetuar uma análise detalhada sobre a distribuição do consumo de eletricidade por município. O mapa apresentado na Figura 40 apresenta o consumo de eletricidade per capita por município em 2023.

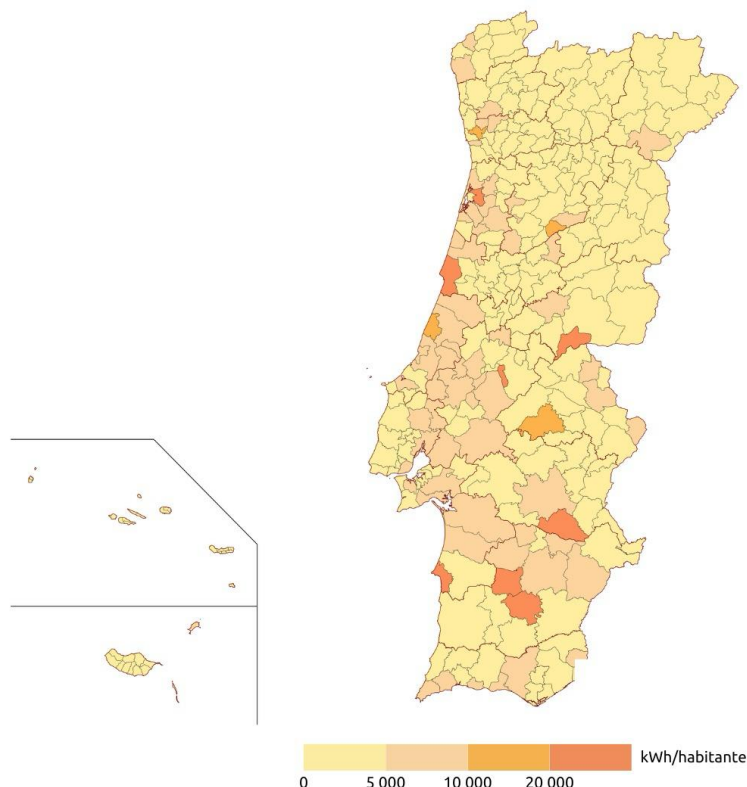


Figura 40 - Consumo de eletricidade per capita municipal em 2023 [42].

Pela análise da figura anterior é possível verificar que o uso da eletricidade ainda varia significativamente conforme as características socioeconómicas e produtivas de cada região. Uma parte significativa do interior do país demonstra níveis de consumo per capita baixos. No entanto,

municípios com atividades industriais mais intensivas em energia e menor densidade populacional, principalmente no centro/sul, apresentam valores per capita mais elevados. Nas áreas metropolitanas, o consumo per capita não é tão acentuado como em determinados municípios devido à sua diluição por altas densidades populacionais.

QUALIDADE DO ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA

No âmbito desta análise, a qualidade do acesso à energia elétrica é avaliada pela capacidade do sistema energético em assegurar níveis de consumo doméstico de eletricidade compatíveis com as necessidades das famílias e com padrões de bem-estar e desenvolvimento socioeconómico. Este parâmetro é aqui representado pelo indicador de consumo anual doméstico de eletricidade *por consumidor* (kWh/consumidor), o qual, apesar de não refletir diretamente a eficiência energética nem o rendimento dos agregados familiares, constitui um aproximador relevante da intensidade de utilização dos serviços elétricos e do grau de acesso efetivo à eletricidade. Em 2023, o consumo doméstico médio de eletricidade em Portugal situou-se em cerca de 2 490 kWh por consumidor. Contudo, a Tabela 6 evidencia uma distribuição assimétrica entre regiões, [4]. Comparando com os dados de 2019, observa-se um aumento generalizado do consumo em várias regiões do Continente e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, sugerindo uma intensificação gradual do uso de equipamentos elétricos e serviços energéticos no agregado doméstico.

Tabela 6 - Indicador do consumo doméstico de eletricidade por consumidor nas várias regiões, em 2023 e 2019, Portugal [42].

Região	Consumo Doméstico 2019 (kWh/consumidor)	Consumo Doméstico 2023 (kWh/consumidor)	Variação %
Portugal Continental	2 294	2 489	8%
Norte	2 480	2 660	7%
Centro	2 060	2 262	10%
Área Metropolitana de Lisboa	2 166	2 371	9%
Alentejo	2 511	2 582	3%
Algarve	2 523	2 845	13%
Região Autónoma da Madeira	2 146	2 379	11%
Região Autónoma dos Açores	2 408	2 679	11%

A nível nacional, o consumo doméstico de eletricidade por consumidor tem registado oscilações interanuais significativas entre 2015 e 2023, como se observa na Tabela 7. Estas variações são influenciadas sobretudo pela variabilidade climática, anos mais frios ou mais quentes alteram as necessidades de aquecimento e arrefecimento e, pontualmente, por mudanças comportamentais associadas à pandemia de COVID-19. Apesar desta volatilidade anual, verifica-se uma tendência gradual de subida, culminando em 2023 com o valor mais elevado do período analisado.

Apesar do consumo relativamente elevado em Portugal no seu conjunto, ainda existe alguma disparidade entre municípios, destacando-se 10 municípios com valores inferiores a 1500 kWh/consumidor. O município com menor consumo, Pampilhosa da Serra, registou apenas um valor de 987,9 kWh em 2023.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Tabela 7 – “Consumo doméstico de energia elétrica por consumidor por localização geográfica, em 2015 e 2023, em Portugal” [4].

Ano	Consumo doméstico médio por consumidor em Portugal (kWh/ano)
2015	2 377
2016	2 319
2017	2 235
2018	2 350
2019	2 294
2020	2 389
2021	2 451
2022	2 383
2023	2 489

Tabela 8 – “Consumo doméstico de eletricidade por consumidor nos 10 municípios com menor consumo, 2023” [4].

Município	Consumo doméstico (kWh/consumidor) em 2023
Pampilhosa da Serra	987
Góis	1 180
Sabugal	1 207
Penamacor	1 249
Alcoutim	1 271
Montalegre	1 288
Oleiros	1 337
Idanha-a-Nova	1 382
Mértola	1 437
Almeida	1 468

Por outro lado, os 10 municípios com maior consumo registam todos um valor superior a 3 200 kWh no ano de 2023. O maior consumo foi registado em Loulé, com um valor de 3 777.6 kWh/consumidor.

Tabela 9 – “Consumo doméstico de energia elétrica por consumidor (kWh/ cons.) por Localização Geográfica (NUTS - 2013); Anual, retirando os valores dos 10 municípios com maior consumo em 2023” [4].

Município	Consumo doméstico (kWh/consumidor) em 2023
Loulé	3 777
Lagoa	3 659
Corvo	3 636
Paredes	3 592
Salvaterra de Magos	3 460
Trofa	3 318
São Brás de Alportel	3 304
Paços de Ferreira	3 297
Lousada	3 245
Palmela	3 237

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

A Figura 41 mostra o mapa de consumos domésticos de eletricidade por município em Portugal continental, ilustrando como as zonas mais interiores e as do Norte e do Centro do país são as que apresentam os valores mais baixos de consumo.

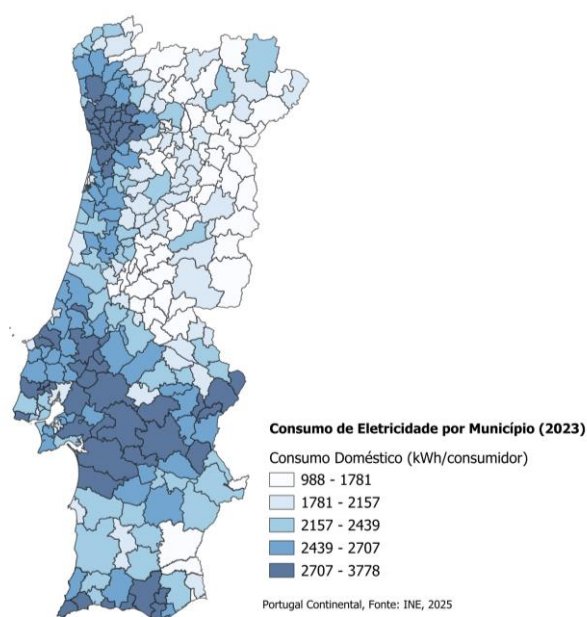


Figura 41 Consumo doméstico de eletricidade por Município em Portugal Continental [43].

Em comparação com os dados de 2019, o consumo de eletricidade por município cresceu em média 12%, sendo os concelhos com maior crescimento Paredes de Coura e Sernancelhe (26%), enquanto a maior redução aconteceu em Oliveira do Bairro (-28%) seguida de Monforte (-23%). Pode haver vários motivos para esta discrepância significativa entre municípios. Entre eles estão as diferenças demográficas - as populações mais envelhecidas tendem a ter um menor número de pessoas por habitação, enquanto as zonas urbanas, turísticas e com mais jovens terão maior consumo. As condições climáticas podem também ajudar a explicar este fenómeno - zonas com temperaturas mais altas têm uma maior necessidade de utilizar equipamentos de arrefecimento como ar condicionado, fazendo com que o consumo elétrico destas habitações seja maior do que nas regiões com menor necessidade de arrefecimento e que utilizem outras fontes de energia para o aquecimento. Finalmente, o perfil socioeconómico dos municípios está também relacionado com o seu consumo energético por consumidor - regiões mais ricas tendem a consumir mais eletricidade a nível doméstico.

De acordo com o artigo 14º do Regulamento da Qualidade do Serviço [44], localidades com maior densidade de clientes obrigam a níveis de qualidade mais exigentes. Isto significa que os consumidores localizados em zonas de menor densidade, tipicamente classificados na Zona C, podem ter prioridade inferior em situações de interrupção do serviço, refletindo a menor criticidade associada à sua concentração populacional. A Tabela 10 sistematiza os critérios que permitem a definição das três zonas geográficas utilizadas para efeitos de avaliação da qualidade de serviço.

Tabela 10 - Classificação das zonas de qualidade de serviço.

Zona geográfica	Portugal continental	Madeira	Açores
A	- Capitais de distrito. - Lugares com mais de 25 000 clientes;	- Lugar Funchal a sul da Via Rápida 1 (via cota 200);	- Cidades de Ponta Delgada, Angra do Heroísmo e Horta - Localidades com mais de 25000 clientes
B		- Sedes de concelho	

Zona geográfica	Portugal continental	Madeira	Açores
	- Lugares com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000	- Lugares com um número de clientes compreendido entre 2 000 e 25 000 clientes - Lugar Funchal a norte da Via Rápida 1 (via cota 200); - Zona Franca Industrial do Caniçal (ilha de qualidade de serviço);	- Lugares com número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000
C	- Os restantes locais não incluídos na Zona A ou Zona B		

Na

Figura 42 apresenta-se uma visão nacional da continuidade do serviço de energia elétrica, através da duração média das interrupções do fornecimento de energia elétrica por ponto de entrega expressa pelo indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index), que expressa o tempo médio anual (em minutos ou horas) que cada consumidor fica sem eletricidade devido a interrupções não programadas, tendo em consideração os dados de 2023, referentes à rede de baixa tensão.



Figura 42 - Continuidade de serviço no setor elétrico, em 2023 [36].

Como se pode observar na

Figura 42, todo o território continental português apresenta uma duração média das interrupções por ponto de entrega de cerca de 87 minutos (aproximadamente 1 hora e 30 minutos). Por outro lado, os Açores registaram, em 2023, interrupções de fornecimento de energia elétrica com maior impacto, em termos de duração e frequência.

QUALIDADE DO ACESSO A OUTRAS FONTES DE ENERGIA

Embora a qualidade do acesso à energia seja avaliada apenas através do consumo de eletricidade por consumidor, para obter uma visão mais alargada do panorama energético português é necessário considerar também as restantes fontes de energia. Assim, a Tabela 11 apresenta a síntese dos consumos domésticos anuais por tipo de energia, com base nos Balanços Energéticos de 2019 e 2023, publicados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Os dados revelam aumentos significativos no consumo doméstico de eletricidade (+10%) e de outras energias renováveis (+29%)

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

enquanto se verifica um decréscimo no consumo de petróleo energético e gás natural. No total, o consumo doméstico global registou um ligeiro crescimento de cerca de 2% entre 2019 e 2023.

Tabela 11 – “Consumo anual doméstico de energia, em 2019 e 2023, por tipo de energia consumida” [4].

Consumo Doméstico Anual de Energia (tep)	2019	2023	Variação (%)
Petróleo Energético	418 657	258 336	-38%
Petróleo Não Energético	0	2	-
Gás Natural	285 267	251 654	-12%
Energia Elétrica	1 137 209	1 254 009	10%
Biomassa	760 954	801 375	5%
Outras Renováveis	292 765	377 316	29%
Total	2 894 852	2 942 692	2%

*Outras renováveis inclui solar térmico, bombas de calor e geotermia utilizada no aquecimento

Pela análise desta tabela e da figura abaixo, verifica-se que a energia elétrica é a principal fonte de consumo doméstico em Portugal, representando cerca de 43% do total, superando largamente as restantes fontes utilizadas sobretudo para aquecimento e confeção de alimentos. A biomassa surge como segunda fonte mais utilizada (27%), seguida pelas Outras Renováveis (13%), que representam já uma fração superior à do Petróleo Energético (9%) e do Gás Natural (8%).

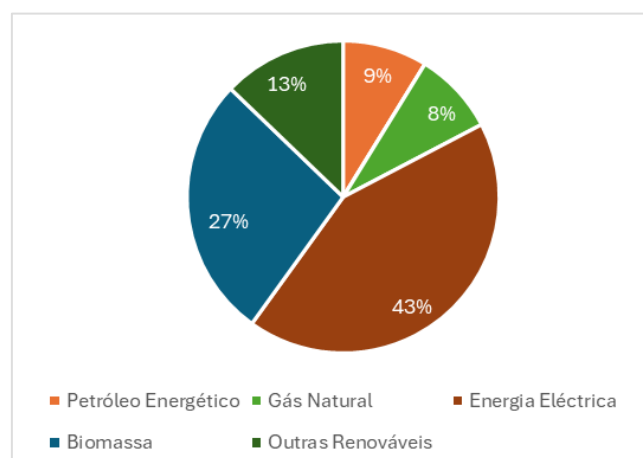


Figura 43 - Divisão do consumo doméstico de energia em 2023 pelas várias fontes [4].

Em termos de consumo doméstico de eletricidade por consumidor, os valores em Portugal têm-se mantido relativamente estáveis ao longo dos últimos anos. A variação entre regiões (NUTS II) é reduzida, enquanto entre municípios (NUTS III) se observam discrepâncias mais acentuadas, explicáveis por fatores demográficos, socioeconómicos e geográficos.

Quanto ao consumo doméstico de energia, verifica-se que este é predominantemente elétrico, mas com contribuições significativas de fontes como a Biomassa, Outras Renováveis e, numa fração inferior, Petróleo Energético e Gás Natural.

Portugal apresenta um nível de acesso à energia elétrica praticamente universal e com elevada continuidade e qualidade de serviço, refletindo uma infraestrutura consolidada e fiável. Ainda assim, persistem disparidades regionais no consumo doméstico, associadas a fatores demográficos, socioeconómicos e climáticos, as quais evidenciam diferenças marcadas no perfil energético entre o litoral e o interior. A transição para fontes mais limpas e renováveis continua a intensificar-se, com destaque para o aumento do consumo de eletricidade e de outras energias renováveis no consumo

doméstico, em detrimento do petróleo e do gás natural. Estes resultados confirmam uma trajetória positiva em direção à sustentabilidade e equidade energética, embora subsistam desafios na coesão territorial e na diversificação das fontes de energia.

ACESSO A COMBUSTÍVEIS LIMPOS PARA CONFEÇÃO DE ALIMENTOS

A garantia do acesso a combustíveis limpos para a confeção de alimentos, isto é, combustíveis que não originem emissões significativas de partículas poluentes, é fundamental para promover o desenvolvimento sustentável, reduzir a pobreza energética, melhorar a qualidade do ar e mitigar os seus impactos na saúde.

De acordo com a *World Energy Council Trilemma Index Tool, Clean Cooking 2023*, o número de pessoas sem acesso à cozinha limpa tem diminuído de forma lenta, mas constante, embora a pandemia da Covid-19, a crise energética e os conflitos geopolíticos tenham desacelerado e até revertido parcialmente esse progresso. Em 2023, mais de 2 mil milhões de pessoas continuavam sem acesso.

Portugal tem vindo a ser consistentemente classificado, ao longo dos anos, com pontuação máxima (100) neste parâmetro, no *World Energy Trilemma Index*, classificação que voltou a ser atribuída no relatório de 2024, não se prevendo qualquer alteração deste desempenho no futuro próximo.

PREÇOS DA ENERGIA

No âmbito da análise dos indicadores relativos à categoria de preços de energia, procedeu-se à avaliação dos preços das principais fontes de energia: *elétrica, combustíveis para transporte rodoviário (gasolina e gasóleo) e gás natural, por constituírem um elemento central para assegurar a equidade energética.*

PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA

O diagnóstico da equidade nos preços da eletricidade em Portugal assenta em duas análises: a evolução temporal dos preços e a paridade com o poder de compra.

As bandas de consumo anual de energia elétrica para utilizadores domésticos são definidas pelo Eurostat conforme a Tabela 12, sendo a banda DC utilizada como referência nas comparações entre Estados-Membros. Existe uma classificação equivalente para consumidores industriais, mas esta não foi considerada na presente análise.

Tabela 12 – “Bandas de consumo anual de energia elétrica para consumidores domésticos” [45].

Bandas de consumo	Consumo anual de energia elétrica (kWh)	
	Mínimo	Máximo
Banda - DA	< 1 000	
Banda - DB	≥ 1 000	< 2 500
Banda - DC	≥ 2 500	< 5 000
Banda - DD	≥ 5 000	< 15 000
Banda - DE	≥ 15 000	

Na Figura 44 apresenta-se a distribuição dos agregados familiares por banda de consumo (Portugal e média UE27), e na Figura 45 a evolução temporal dos preços, excluindo taxas e impostos (esquerda) e final (incluindo taxas e impostos).

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

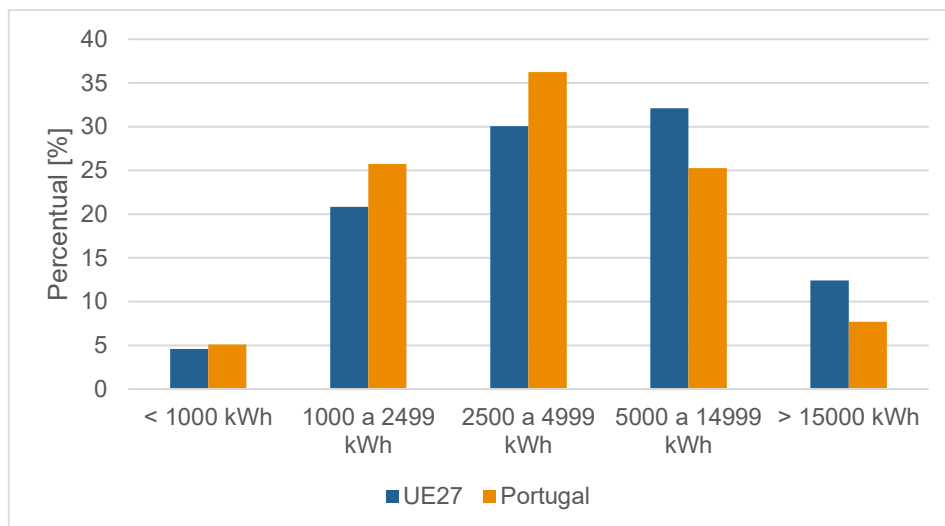


Figura 44 - Distribuição de agregados domésticos por bandas de consumo anual de eletricidade [45].

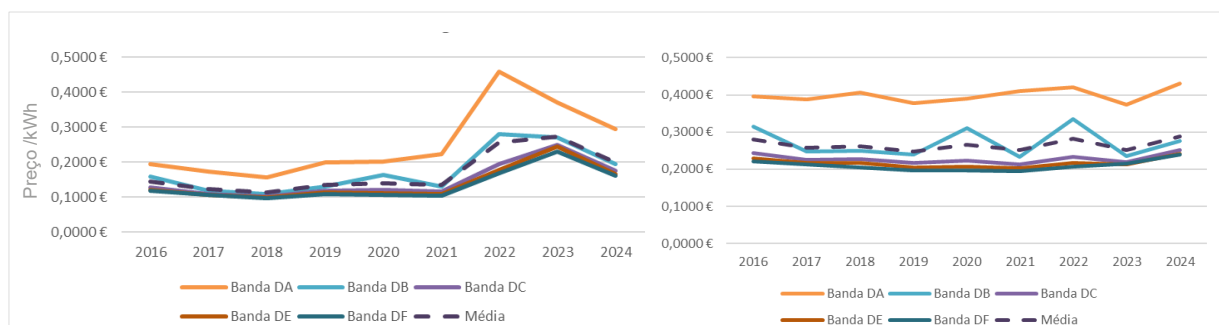


Figura 45 - Evolução do preço de energia elétrica excluindo impostos e taxas (esquerda) e incluindo impostos e taxas (direita), em Portugal 2010-2024 - Consumidores Domésticos [45].

Deste conjunto de dados destacam-se três principais conclusões:

- Em comparação com a média europeia, os agregados domésticos portugueses apresentam menor intensidade de consumo de eletricidade, o que pode sugerir uma dependência maior de outras fontes (ex., gás natural ou lenha) ou constituir um sinal de pobreza energética.
- Os consumidores com menores volumes de consumo não beneficiam proporcionalmente de preços mais baixos, devido à combinação de uma estrutura tarifária que incorpora custos fixos relevantes (como a parcela de potência contratada). Quando estes custos são distribuídos por consumos reduzidos, o preço efetivo por kWh torna-se mais elevado. Do ponto de vista da equidade, esta situação pode ser problemática, uma vez que a estrutura tarifária não distingue entre uma segunda habitação e um agregado vulnerável, sendo esta assimetria parcialmente mitigada pela aplicação da Tarifa Social.
- Entre 2021 e 2023, verifica-se um aumento relevante no preço da eletricidade (excluindo taxas e impostos), mas esta variação não se reflete nos preços finais devido à quase eliminação das taxas e impostos, que aproximou o preço ao consumidor final do preço grossista. Tal situação resultou da ação do Estado e outros agentes do mercado, mobilizando cerca de 4,5 mil milhões de euros para reduzir as Tarifas de Acesso às Redes, combinado com o peso crescente das renováveis, e chamado mecanismo ibérico, que limitou os preços da eletricidade produzida a partir do gás natural Figura 46. Mesmo tratando-se de um contexto excepcional, torna-se evidente que a equidade pode ser alcançada através de intervenções regulatórias diretas e de planeamento energético a longo prazo.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

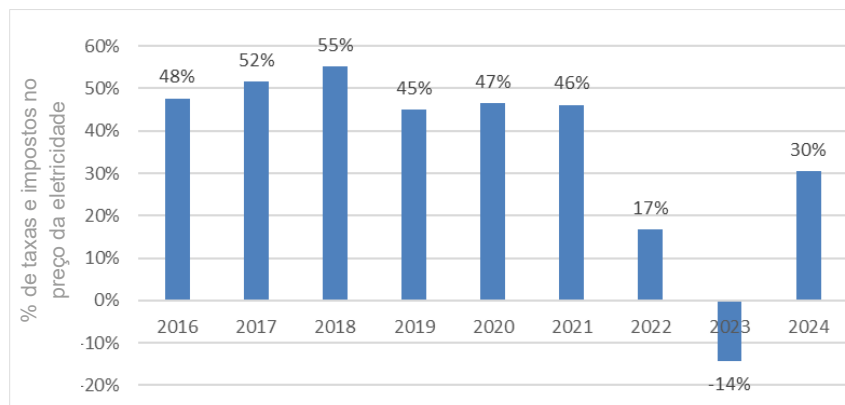


Figura 46 - Peso das taxas e impostos no preço da eletricidade em Portugal entre 2016-2024 [46].

A terceira dimensão da equidade energética analisada corresponde ao peso da despesa com eletricidade no rendimento médio dos agregados familiares. Antes de 2022, o peso das taxas e impostos na eletricidade estava alinhado com a média europeia [47].

Tomando-se 3 361 kWh² como o consumo médio anual por agregado [48], e cruzando-se com o rendimento monetário médio líquido anual, como na Figura 47, pode-se constatar que, até 2019, o peso da fatura elétrica apresentava uma tendência descendente, com uma forte correlação negativa (-0,78) entre o aumento do rendimento e a proporção da despesa da fatura elétrica. Entre 2020 e 2023, fatores conjunturais e regulatórios como o mecanismo ibérico e a revisão das tarifas de acesso, atenuaram a variação dos preços, reduzindo a expressividade dessa correlação. Ainda assim, em 2023 o peso é o menor da série, evidenciando uma melhoria efetiva na equidade energética.

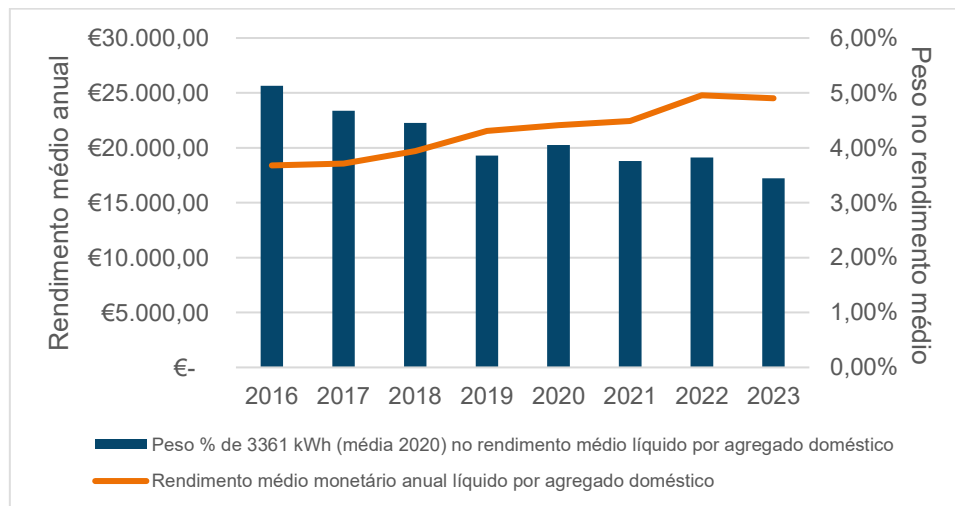


Figura 47 - Rendimento médio anual líquido e peso da fatura de eletricidade por agregado [49].

PREÇOS DA GASOLINA E DO GASÓLEO

Os preços da gasolina e do gasóleo rodoviários são indicadores frequentemente utilizados para caracterizar a equidade energética de um país.

Em Portugal, segundo os dados oficiais da DGE, o preço dos combustíveis é apresentado e definido em €/litro. O preço médio dos vários tipos de gasolina e gasóleo rodoviário vendidos em Portugal (incluindo impostos) poderá ser consultado na

² 0,289 tep, sendo 1 tep equivalente a 11.630 kWh.

Tabela 13.

Tabela 13 – “Preços médios dos combustíveis” [45].

Ano	Gasolina Simples 95 €/litro	Gasolina 98 €/litro	Gasóleo Simples €/litro
2015	1,43	1,49	1,17
2016	1,37	1,46	1,18
2017	1,46	1,53	1,24
2018	1,54	1,62	1,34
2019	1,49	1,58	1,36
2020	1,39	1,52	1,24
2021	1,62	1,74	1,42
2022	1,85	2,02	1,80
2023	1,72	1,91	1,59
2024	1,72	1,91	1,58

Na Figura 48 é apresentada a evolução do preço dos combustíveis rodoviários mais comuns, gasolina e gasóleo, em relação ao PIB *per capita*, tendo como ano de referência 2015. Observa-se que, entre 2015 e 2022, os preços dos combustíveis acompanham de forma aproximada a evolução do PIB per capita, momento em que, após a recuperação económica pós-pandemia, o PIB per capita aumenta mais rapidamente, enquanto os preços dos combustíveis estabilizam.

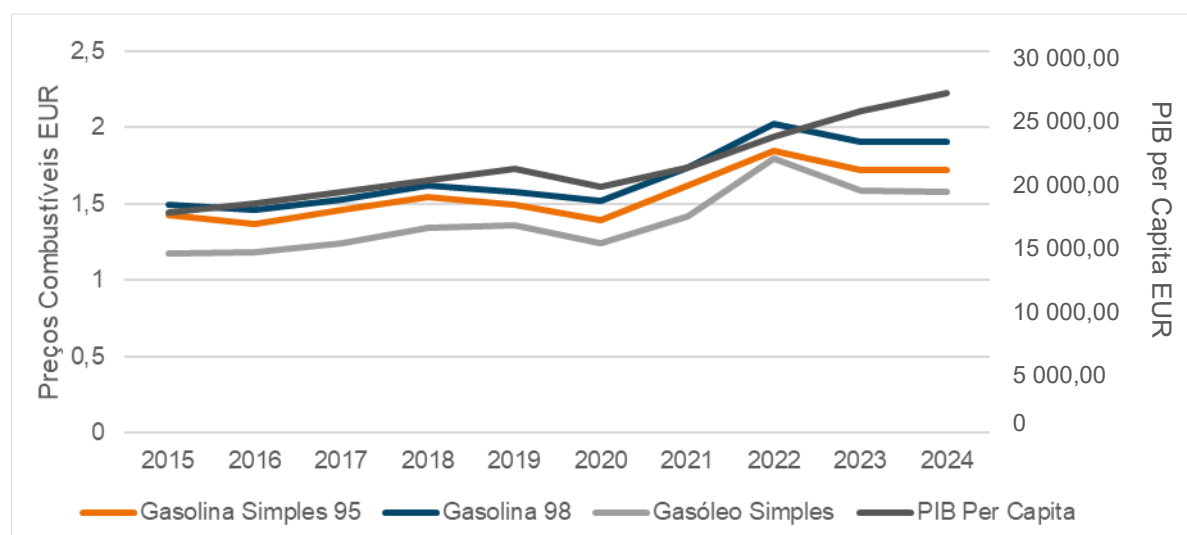


Figura 48 Evolução do preço dos combustíveis rodoviários por PIB per capita, 2015 [50].

O procedimento anterior foi aplicado aos preços da gasolina e do gasóleo, excluindo as taxas e impostos, verificando-se que, entre 2020 e 2022, houve um aumento destes preços, motivado pela pandemia e pela guerra da Ucrânia. Após 2022, regista-se um abrandamento dos preços, conjugado com um aumento do PIB per capita, tal como pode ser observado na Figura 49.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

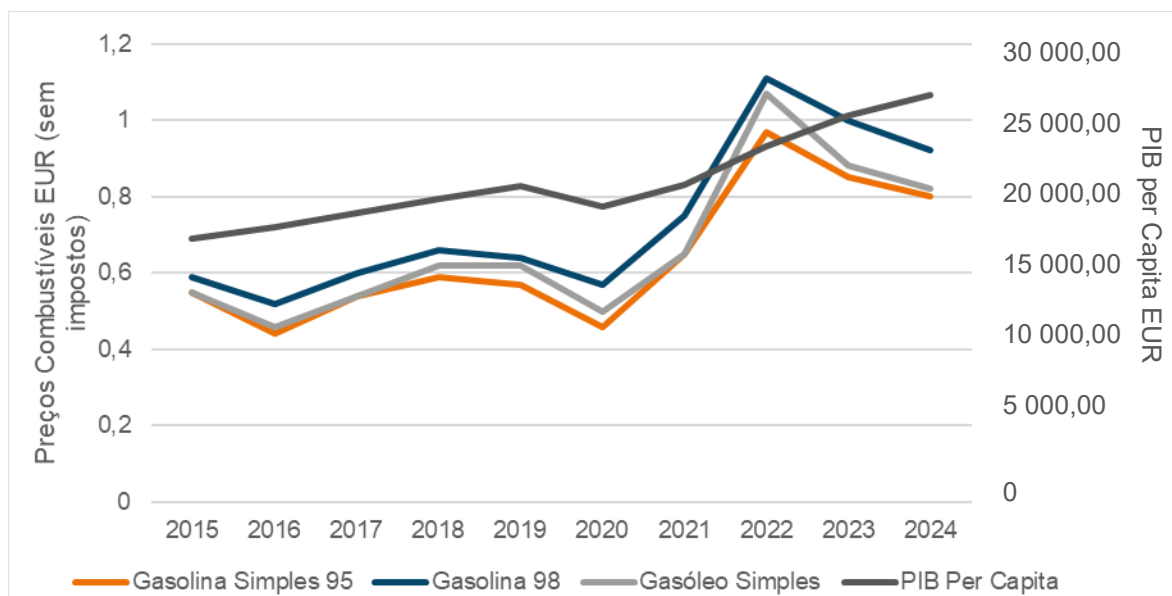


Figura 49 - Evolução do preço de combustíveis rodoviários (sem taxas e impostos) por PIB per capita, 2015 [50].

Na

Figura 50 apresenta-se o valor percentual médio de taxas e impostos no Preço Médio de Venda ao Público (PMVP) dos combustíveis rodoviários. Como se pode observar, estes valores têm-se mantido relativamente estáveis até ao ano de 2020, momento em que se verifica uma diminuição, resultante do aumento abrupto dos preços base decorrente da pandemia e da guerra na Ucrânia. Após a recuperação económica, a partir de 2022, a percentagem de impostos volta a subir, mas permanece inferior à verificada antes do surto pandémico.

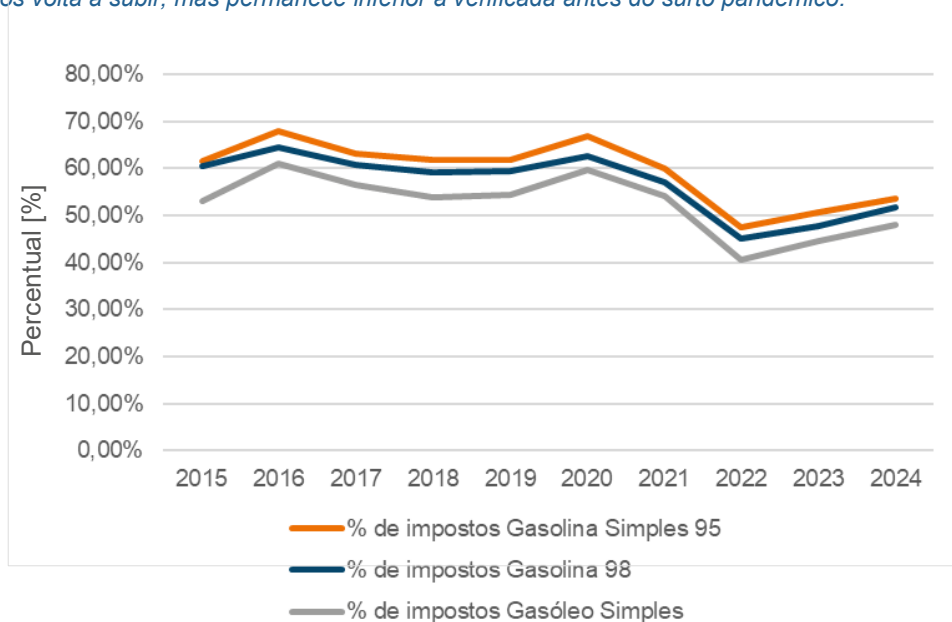


Figura 50 - Percentual de Taxas e Impostos no PMVP dos combustíveis rodoviários [51].

Na Figura 51 apresenta-se a decomposição de preços médios de venda ao público (PMVP) em 2024, verificando-se que as taxas e impostos representam cerca de 50 % do valor global dos combustíveis rodoviários (alguns casos, inferior), o que contrasta com o valor de 60% observados em 2020.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

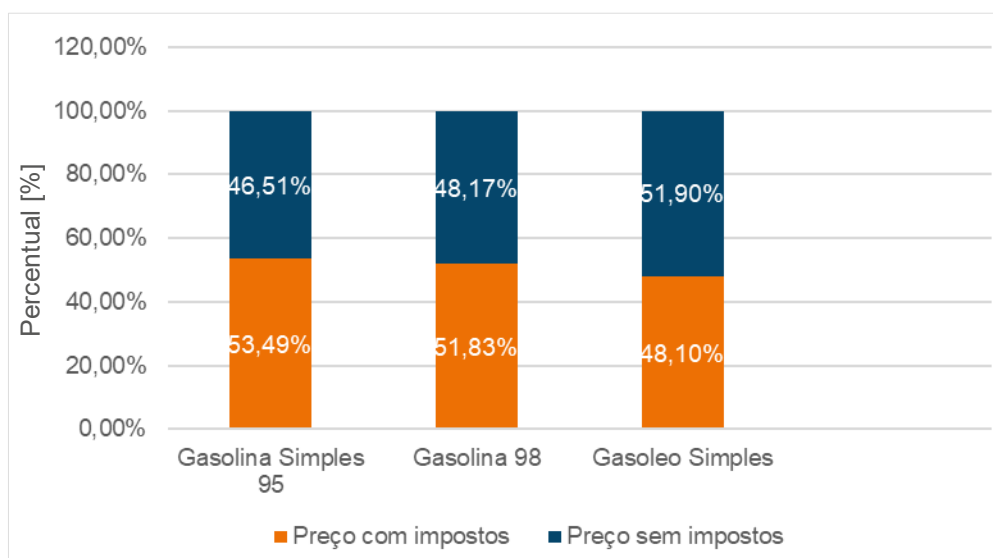


Figura 51 - Decomposição do PMVP da gasolina e do gasóleo, em Portugal, em 2024 [50].

De acordo com os dados do Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico realizado em 2020, promovido pelo INE, observar-se a repartição no consumo entre os diferentes tipos de combustível, como ilustrado na Tabela 14.

Tabela 14 – “Consumo de energia nos veículos afetos aos indivíduos residentes nos alojamentos por tipo de combustível” [48].

Tipo de combustível	Consumo Total (l)	Consumo Total (tep)	Consumo Total (%)	Consumo por Alojamento (tep/alojamento)	Despesa Total (€)	Despesa Total (%)	Despesa por alojamento (€/alojamento)
Gasóleo	1 812 814 068	1 570 896	70,4	0,852	2 309 525 122	65,9	1 253
Gasolina	833 941 642	653 786	29,3	0,424	1 179 360 271	33,6	765
Mistura	8 874 423	6 957	9,3	0,3	16 424 783	0,5	230

O preço dos combustíveis rodoviários em Portugal é influenciado por diversos fatores, sendo que cerca de 50%, referentes ao preço sem taxas, correspondem aos custos associados à produção e comercialização do produto vendido ao público:

- Cotação do produto gasóleo/gasolina, que é transacionado em USD e como tal influenciado pela variação do câmbio;
- Valor associado à incorporação obrigatória de biocombustíveis no setor dos transportes- 11% em 2022; 11,5% em 2023 e 13% a partir de 2025.
- Custos associados à armazenagem, distribuição e comercialização por parte das empresas operadoras.

PREÇO DO GÁS NATURAL

Apesar do gás natural representar uma parcela reduzida do consumo energético em Portugal, a sua análise continua a ser relevante. Para muitas famílias que dele dependem, trate-se de um custo significativo no orçamento doméstico, sendo frequentemente utilizado para aquecimento e produção de água quente. Analisar o gás natural é essencial também para compreender a transição energética, uma vez que continua a ser um dos principais combustíveis fósseis presentes nas habitações.

O preço do Gás Natural no setor doméstico em Portugal é dividido em bandas de acordo com a intensidade de consumo, de forma semelhante ao que ocorre no setor da eletricidade e conforme sumarizado na Tabela 15 e na Tabela 16.

Tabela 15 - Bandas de Consumo Utilizadores Domésticos [45].

Bandas de Consumo	Consumo Anual de Gás Natural (MWh)	
	Mínimo	Máximo
D1	< 6	
D2	≥ 6	< 56
D3	≥ 56	

Tabela 16 - Bandas de Consumo Consumidores Industriais [45].

Bandas de Consumo	Consumo Anual de Gás Natural (GWh)	
	Mínimo	Máximo
I1	< 0,3	
I2	≥ 0,3	< 2,8
I3	≥ 2,8	< 28
I4	≥ 28	< 280
I5	≥ 280	< 111
I6	≥ 1 111	

A Figura 52 apresenta a evolução temporal dos preços do Gás Natural para as três bandas de consumo do setor doméstico. No caso do setor industrial, os preços estão organizados em seis bandas (I1 a I6), conforme descrito na Tabela 16 e representado na Figura 53.

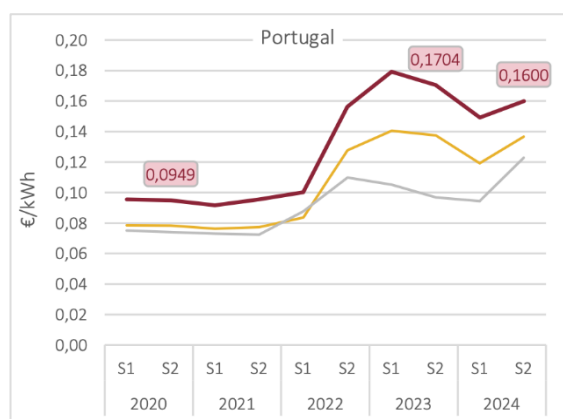


Figura 52 - Evolução temporal do preço de Gás Natural setor doméstico, com taxas e impostos [45].

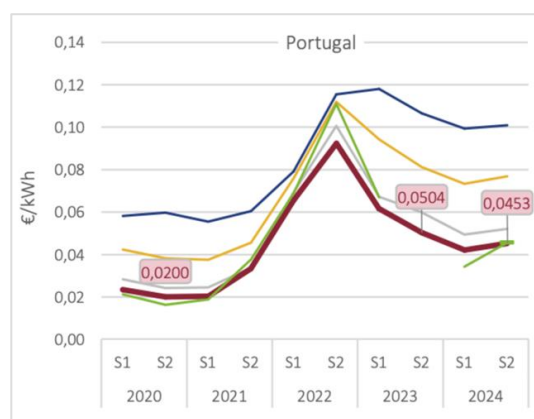


Figura 53 - Preço de Gás Natural setor Industrial, com taxas e impostos [45].

A evolução dos preços de gás natural nos últimos cinco anos evidencia uma trajetória semelhante nos segmentos doméstico e não doméstico. Entre 2020 e o final de 2021, observou-se uma relativa estabilidade dos preços. A partir de 2022, verifica-se um aumento acentuado, impulsionado pela subida dos preços nos mercados grossistas, tendência que se prolonga até ao final desse ano e que afetou todas as bandas de consumo. A partir do primeiro semestre de 2023, os preços registam uma descida generalizada, tanto para consumidores domésticos como não domésticos, com exceção da banda I1 em Portugal. Esta trajetória descendente mantém-se até ao primeiro semestre de 2024, iniciando uma inversão no segundo semestre do mesmo ano.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Na análise feita em versões anteriores deste relatório, verificava-se, entre os anos 2010 e 2020, que as taxas e impostos do gás natural tinham um impacto significativo na respetiva fatura. Esta componente é mais acentuada no segmento doméstico em comparação com o industrial. A Figura 54 representa o impacto das taxas e impostos no preço de venda ao público no 1.º semestre do ano de 2024. Verifica-se que, na banda D1, que corresponde a cerca de 80% do consumo total dos clientes domésticos, as taxas e impostos representam cerca a 29% do valor total. No setor industrial, o impacto das taxas e impostos (neste caso, sem IVA, por se tratar de um imposto dedutível) foi significativamente inferior, situando-se em cerca de 2%.



Figura 54 - Decomposição dos preços do gás natural para consumo doméstico (D1, D2 e D3) e para o consumo industrial (I1, I2, I3, I4 e I5), em Portugal, no 1.º semestre de 2024 [45].

PREÇO DE OUTRAS FONTES: GPL E LENHA

O GPL (Gás de Petróleo Liquefeito) e a lenha são fontes energéticas relevantes no contexto doméstico português, particularmente para aquecimento e confeção de alimentos. Apesar de não serem as principais fontes de consumo, o seu peso nos orçamentos familiares e a elevada heterogeneidade de consumos regionais, justificam uma análise específica.

Segundo dados da DGEG (2023), o preço médio do GPL para uso doméstico foi de aproximadamente 0,18 €/kWh, enquanto a lenha apresentou um preço médio de cerca de 0,07 €/kg. Estes valores refletem uma evolução relativamente moderada nos últimos anos, influenciada por fatores como custos de transporte, sazonalidade e disponibilidade local e condições de mercado.

Em termos de equidade energética, estas fontes assumem importância nas zonas rurais, onde a lenha é frequentemente utilizada como solução de baixo custo, embora com desafios ambientais e de eficiência. O GPL, por sua vez, é uma alternativa para agregados sem acesso à rede de gás natural, embora o seu custo por unidade energética seja geralmente superior ao do gás natural, penalizando de forma desproporcional os agregados vulneráveis.

A Tabela 17 apresenta os preços médios anuais do GPL e lenha entre 2020 e 2025.

Tabela 17 - Preços de lenha e GPL 2020 – 2025 [52].

Ano	GPL (€/kWh)	Lenha (€/kg)
2020	0,12	0,05
2021	0,14	0,06
2022	0,16	0,06
2023	0,18	0,07
2024	0,12	0,14
2025	0,11	0,15

ACESSIBILIDADE DA ENERGIA

Um dos aspetos cruciais para avaliar a equidade da energia está relacionado com a acessibilidade da eletricidade para os consumidores domésticos. O *WE Council* utiliza um indicador adimensional para avaliar o grau de acessibilidade à energia elétrica destes utilizadores. Este indicador é calculado como o rácio entre a despesa média implícita em eletricidade por residente (consumo × preço) e o valor do PIB per capita. Assim, quanto maior for o valor deste indicador, menor será a acessibilidade da energia à população em geral. Na Figura 55 apresenta-se a evolução temporal deste indicador em Portugal no período de 1999 a 2023.

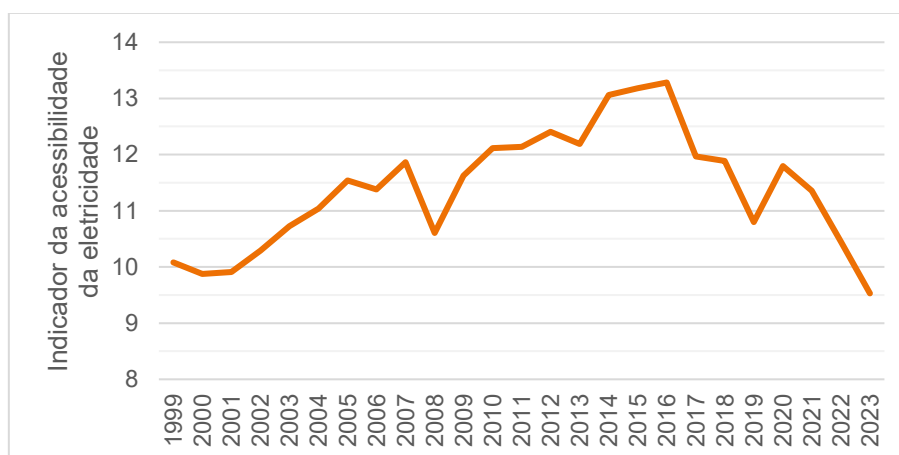


Figura 55 – Indicador da acessibilidade da Eletricidade a Residentes em Portugal, DGE - Principais indicadores energéticos [53].

Entre 2000 e 2016, verificou-se em Portugal uma redução na acessibilidade à energia elétrica, associada a uma evolução desfavorável da despesa das famílias com eletricidade, resultado simultâneo do aumento do consumo e, sobretudo, da subida acentuada dos preços após 2008. Esta deterioração foi agravada pela redução ou desaceleração do crescimento do PIB per capita durante as crises financeiras, o que comprometeu ainda mais a capacidade económica das famílias. Assim, neste período, os preços da eletricidade cresceram mais rapidamente do que o rendimento disponível e do que o próprio consumo, tornando a energia relativamente menos acessível.

A partir de 2016, esta tendência inverteu-se e, na última década, o indicador de acessibilidade tem vindo a melhorar, refletindo a recuperação gradual da economia portuguesa após o período de ajustamento, traduzida num crescimento mais robusto do PIB per capita. Esta evolução positiva está fortemente relacionada com a alteração do regime da Tarifa Social, que passou a beneficiar agregados familiares economicamente vulneráveis, reduzindo significativamente os custos de eletricidade e gás para estas populações. Este efeito não era plenamente refletido nas avaliações anteriores do *WE Council*, mas é atualmente incorporado devido ao seu peso crescente na equidade energética nacional. Dado o seu papel central, a Tarifa Social é analisada em maior detalhe no segmento seguinte.

TARIFA SOCIAL E ACESSIBILIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Desde 2010, a evolução da Tarifa Social de Eletricidade em Portugal foi marcada por alterações profundas nos critérios de acesso e no número de beneficiários. Entre 2010 e 2014, embora existente, o seu alcance era reduzido, abrangendo apenas cerca de 1,3% dos consumidores domésticos em 2011. A partir de 2014, com o Decreto-Lei n.º 172/2014, foram introduzidos critérios de rendimento e alargadas as prestações sociais elegíveis, tornando o acesso mais abrangente e inclusivo [50].

O grande aumento no número de utilizadores aconteceu em 2016, quando a atribuição da tarifa social passou a ser automática, através do cruzamento de dados da Segurança Social e da Autoridade Tributária. Esta mudança fez o número de beneficiários aumentar 283%, ultrapassando os 800 mil pontos de consumo no final do ano. Este aumento teve um impacto direto e imediato melhoria da acessibilidade económica à eletricidade, tal como se observa na Figura 52.

Desde 2019 até 2025, o número de beneficiários manteve-se elevado, próximo ou acima dos 800 mil pontos de consumo, o que corresponde a cerca de 13-14% dos consumidores domésticos, refletindo a maturidade do sistema e a estabilidade dos critérios automáticos de elegibilidade.

A Tarifa Social tem-se revelado uma boa medida para reduzir a pobreza energética e promover a equidade, reduzindo significativamente os custos para famílias vulneráveis. No entanto, a sua eficácia depende da correta identificação dos beneficiários e da atualização dos critérios face à evolução socioeconómica.

Contudo, este mecanismo atua essencialmente sobre o preço e não resolve problemas estruturais, como a baixa eficiência energética das habitações ou a vulnerabilidade económica persistente. Assim, embora seja um mecanismo decisivo, deve ser complementado por políticas que promovam eficiência energética, a literacia energética e apoio à transição para soluções mais eficientes.

MENSAGENS-CHAVE

- Pobreza Energética em Portugal é ainda uma situação abrangente**
Portugal tem atualmente 3 milhões de pessoas a viver em situação de pobreza energética, sendo um dos países com situação mais desfavorável na União Europeia. A Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050 será um instrumento crucial para diminuir a pobreza e aumentar a equidade energética no país.
- Equidade energética não se resume ao acesso físico**
É necessário avaliar a capacidade real de utilização dos serviços energéticos, considerando restrições económicas e eficiência das habitações, para evitar situações de autorrestricção de consumo. Devem-se priorizar políticas que reduzam a “pobreza energética escondida”, combinando apoios tarifários com medidas estruturais, que garantam conforto térmico e acesso aos serviços energéticos essenciais ao longo do ano.
- Preços da energia influenciam a equidade energética**
Os preços da energia em Portugal, incluindo eletricidade, combustíveis rodoviários e gás natural, influenciam fortemente a equidade energética no país. Comparando com o crescimento do rendimento das famílias, a evolução dos preços de energia elétrica tem sido, em geral, superior, evidenciando desafios acrescidos ao poder de compra dos portugueses. Em particular, para os preços da eletricidade, o período 2021-2023 foi único e demonstrou, de forma inequívoca, a capacidade do estado para intervir positivamente na equidade energética em Portugal, diminuindo o peso de taxas e impostos nos preços e consequentemente o seu peso para os rendimentos familiares.
- Reformar a estrutura tarifária como fator crítico para a justiça social**
A atual configuração penaliza consumos baixos, podendo afetar agregados socioeconomicamente vulneráveis. Recomenda-se diferenciar perfis de consumo (por ex., segundas habitações vs. agregados vulneráveis), revisão técnica da estrutura tarifária, garantindo proporcionalidade e sinalização eficiente. A Tarifa Social é uma medida estratégica de proteção, não substituindo uma estrutura mais justa e que deve ser complementada por políticas que promovam eficiência energética, literacia energética e apoio à transição para soluções mais eficientes.
- Eficiência energética e programas de literacia energética como eixo prioritário**
A melhoria da qualidade térmica das habitações e a substituição de equipamentos ineficientes devem ser integradas em programas nacionais, reduzindo custos estruturais. Paralelamente, importa reforçar a literacia energética através de campanhas de informação, ferramentas de monitorização de consumo e iniciativas educativas que capacitem consumidores e empresas a gerir melhor o seu consumo de energia e a adotar soluções mais eficientes.
- Políticas territoriais para corrigir assimetrias**
Direcionar programas por município/região — interior, ilhas e zonas turísticas — articulando energia, habitação e mobilidade; garantindo alternativas ao automóvel onde a dependência de combustíveis é mais onerosa.
- Qualidade e resiliência do serviço como direito básico**
Investir na modernização e digitalização das redes de distribuição, gestão ativa da procura, renováveis, armazenamento e soluções locais como comunidades de energia, para reduzir interrupções e aumentar a robustez face a eventos extremos.

A equidade energética em Portugal depende da conjugação entre acessibilidade económica, qualidade técnica e políticas territoriais diferenciadas, suportadas por dados que orientem intervenções estruturais e assegurem melhoria contínua.

Capítulo 3

Sustentabilidade Ambiental

INTRODUÇÃO

Portugal tem vindo a consolidar um percurso firme na transição energética, refletido na melhoria consistente dos principais indicadores ambientais e na integração crescente de energias renováveis no seu sistema elétrico. A redução expressiva das emissões de CO₂ desde 2005, a diminuição gradual da intensidade energética, o encerramento das centrais a carvão, o avanço do eólica e do solar e o desempenho robusto no *World Energy Trilemma Index* são exemplos que ilustram um compromisso estrutural com a descarbonização.

Paralelamente, observa-se um progresso significativo na qualidade do ar e na eficiência do sistema energético, ainda que persistam desafios relevantes, como a dependência hídrica, a recente estabilização das emissões de metano e os níveis de partículas finas acima das recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS), em contextos urbanos específicos e zonas residenciais com elevada dependência de queima de biomassa.

Esta análise reúne e interpreta os principais elementos que moldam a sustentabilidade ambiental do sistema energético português, contextualizando-os no panorama europeu e global. A partir de dados recentes e tendências de longo prazo, procura-se identificar padrões, lacunas e prioridades estratégicas para o futuro. O objetivo é oferecer uma visão integrada do desempenho nacional, destacando conquistas estruturais e áreas onde serão necessárias políticas mais ambiciosas, reforço de infraestruturas e ganhos adicionais de eficiência para assegurar uma trajetória de desenvolvimento energético sustentável, resiliente e alinhada com as metas de neutralidade climática.

WORLD ENERGY TRILEMMA INDEX: SUSTENTABILITY

O pilar de Sustentabilidade Ambiental do *World Energy Trilemma Index* avalia a forma como cada país gere os impactos ambientais do seu sistema energético, combinando indicadores que medem a eficiência no uso da energia, o avanço da descarbonização e a qualidade do ar. A análise inclui a intensidade energética, a eficiência na produção e distribuição de eletricidade, a proporção de eletricidade gerada a partir de fontes de baixo carbono e a evolução das emissões de CO₂. considera ainda a intensidade carbónica do sistema, as emissões per capita de gases como CO₂ e CH₄ e os níveis de exposição da população a partículas atmosféricas finas (PM_{2.5} e PM₁₀). Em conjunto, estes indicadores mostram até que ponto um país está a reduzir emissões, minimizar impactos ambientais e transitar para um sistema energético mais limpo e sustentável.

Países europeus, como a Dinamarca, Suécia, Finlândia e Suíça, continuam a dominar as posições cimeiras do *World Energy Trilemma Index*, com vários a figurarem entre os dez melhores do mundo. Em conjunto, representam cerca de 14–15% do PIB global e apenas 6–7% das emissões mundiais de carbono [54]. Este resultado é fruto de décadas de políticas coerentes e orientadas para o futuro, centradas na descarbonização, com a eletrificação como pilar central da transição energética.

A estratégia europeia para a sustentabilidade ambiental assenta num compromisso firme com a redução de emissões e a expansão de fontes de energia de baixo carbono, incluindo energias renováveis e nuclear. A região tem igualmente reforçado o seu foco na conservação de recursos naturais e biodiversidade, na promoção da economia circular e num forte desenvolvimento do hidrogénio verde como solução estratégica para os setores de difícil descarbonização.

Portugal posiciona-se entre os líderes mundiais em sustentabilidade ambiental, com uma pontuação de 81,2 no *World Energy Trilemma Index* 2023 [55], ocupando o 8.º lugar a nível global, ligeiramente à frente da vizinha Espanha (11º). Este resultado reflete o compromisso de longo prazo de Portugal com a redução das emissões, a promoção das energias renováveis e a integração da sustentabilidade na estratégia energética nacional.

O valor de 2023 representa o melhor desempenho desde 2016 (82,43), após uma ligeira descida até 2019. Atualmente, Portugal é reconhecido como um dos melhores exemplos na Europa e no mundo, posicionando-se acima da Finlândia (9.º) e antes da França, Albânia e Dinamarca.

Os três primeiros lugares do ranking são ocupados por Suíça, Suécia e Noruega, enquanto Estónia, Dinamarca e Qatar destacam-se pelas maiores melhorias de desempenho (+36%, +28% e +25%, respetivamente) em 2023.

Na última década, Portugal protagonizou uma das transições energéticas mais expressivas da Europa, tendo o encerramento antecipado das centrais a carvão, concluído em 2021, sido um marco fundamental para reduzir a intensidade carbónica e acelerar a transição para um sistema elétrico predominantemente renovável.

INTENSIDADE ENERGÉTICA

A intensidade energética é um indicador de sustentabilidade relevante, pois mede a quantidade de energia necessária para gerar uma unidade de produto interno bruto (PIB). É habitualmente expressa como consumo de energia primária ou energia final por unidade de PIB, permitindo avaliar a eficiência de utilização dos recursos energéticos de uma economia.

Este indicador não depende apenas da utilização de hidrocarbonetos, estando fortemente ligado à estrutura económica de um país. Economias com mais indústrias pesadas, como a siderurgia ou a produção de cimento, apresentam naturalmente valores mais elevados. Por outro lado, economias baseadas em serviços ou tecnologia tendem a ser mais eficientes em termos energéticos.

De acordo com os dados disponibilizados pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), no relatório “Energia em Números” referente ao ano de 2025 [56], a intensidade energética da economia portuguesa em 2023 foi de 96 tep/M€₂₀₁₆, o que representa uma redução de 5% face a 2022. A intensidade em energia final manteve-se igualmente em níveis reduzidos, situando-se nos 78 tep/M€₂₀₁₆, enquanto a intensidade elétrica atingiu os 233 MWh/M€₂₀₁₆. Estes valores encontram-se representados nas Figura 56, Figura 57, Figura 58.

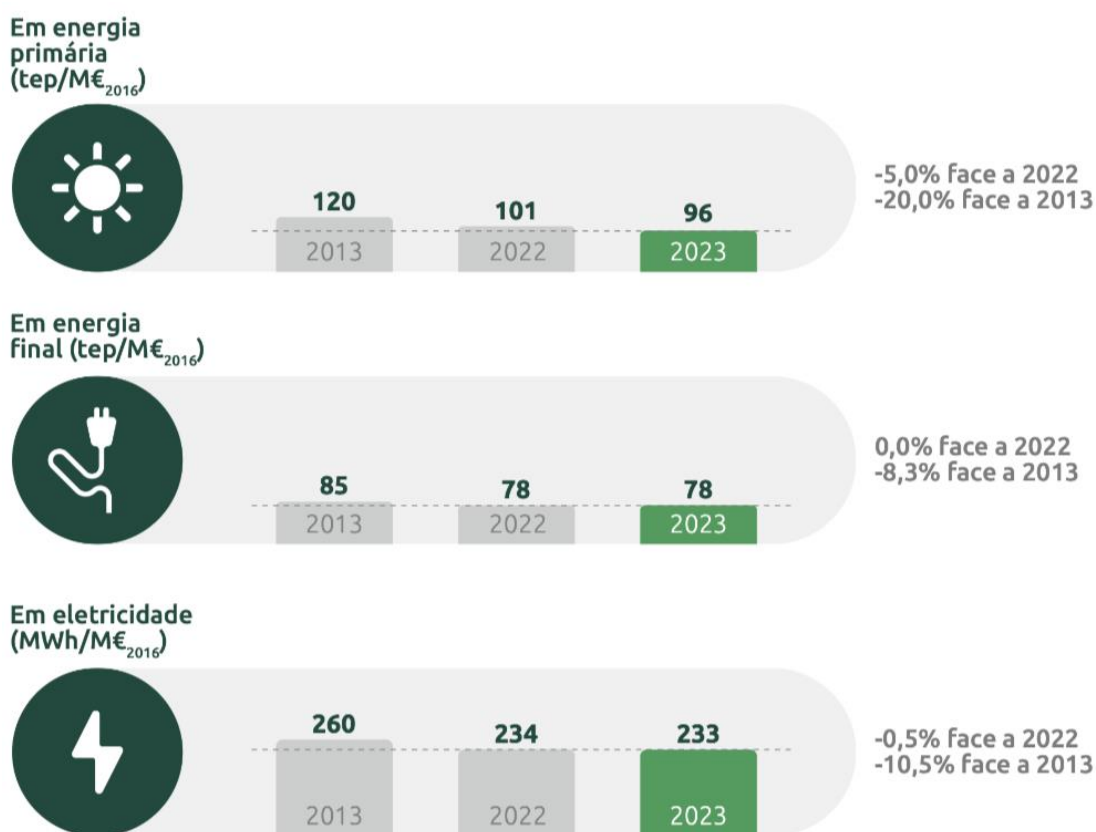
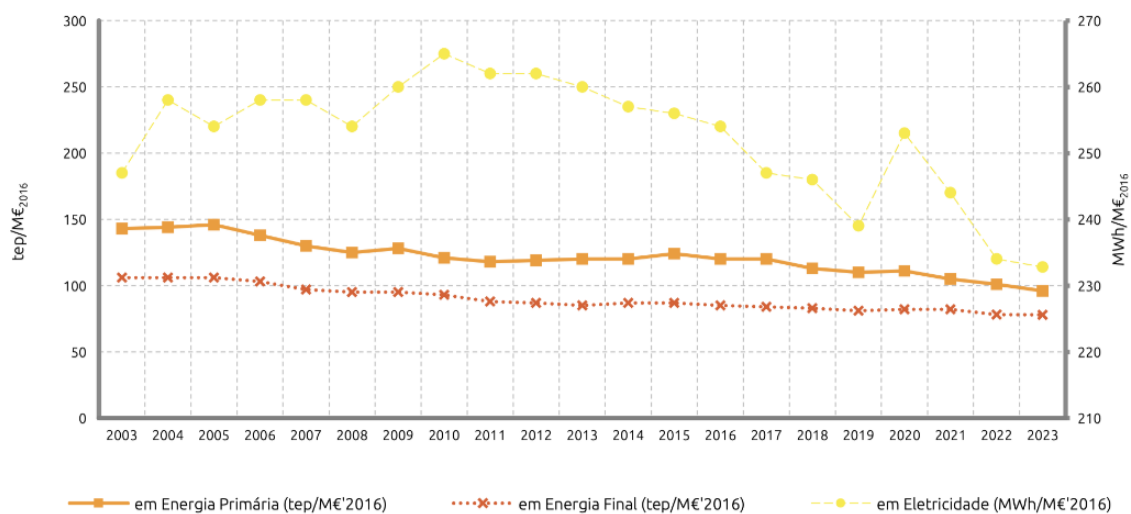


Figura 56 - Intensidade Energética da Economia [56].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL



Fonte: DGE/INE

Figura 57 - Evolução da Intensidade Energética [56].

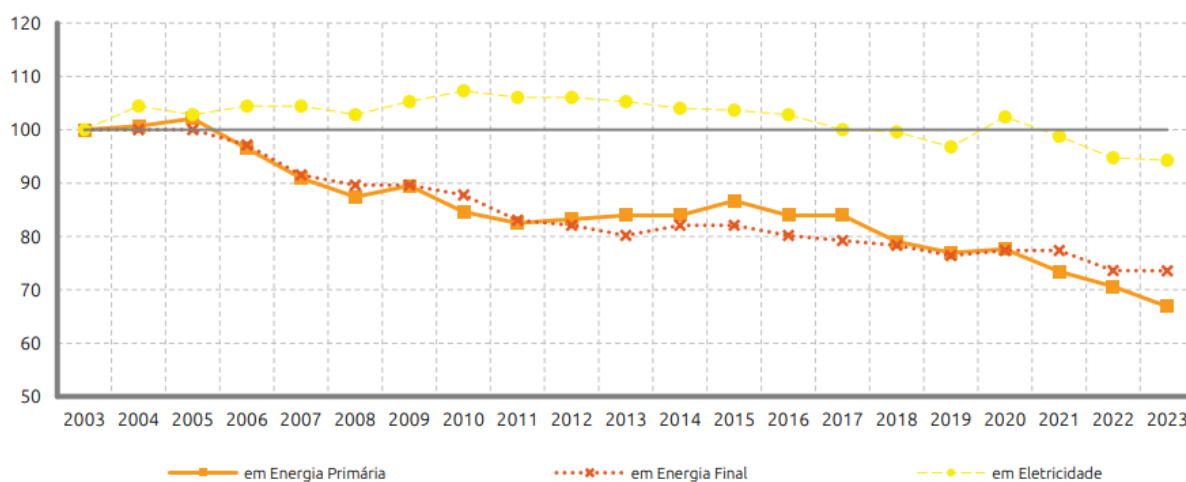


Figura 58 - Evolução da intensidade energética (referencia base considerada: ano de 2003) [56].

Em 2023, Portugal ocupava a 14ª posição entre os países da UE27, apresentando um valor cerca de 4,2% acima da média europeia. Contudo, para uma avaliação mais precisa da eficiência de um país, é essencial considerar também a estrutura da sua economia e o peso relativo dos diferentes setores (Figura 59).

A intensidade energética da economia portuguesa tem vindo a diminuir, devido a limitações estruturais que reduzem a eficiência global do sistema, mas permanece acima da média europeia. A dependência do transporte rodoviário, a lentidão na modernização industrial, o parque edificado pouco eficiente e o ritmo moderado de eletrificação continuam a exigir mais energia para gerar riqueza.

A melhoria da intensidade energética só será sustentável se acompanhada por políticas integradas que reforcem a mobilidade de baixas emissões através da transferência modal para a ferrovia e da eletrificação acelerada do transporte rodoviário. Este esforço deve ser complementado pela renovação do parque edificado, pela modernização de processos industriais e pela remoção de barreiras à eletrificação dos consumos finais. Este caminho permitirá ganhos reais de eficiência e um maior alinhamento com os melhores desempenhos europeus.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

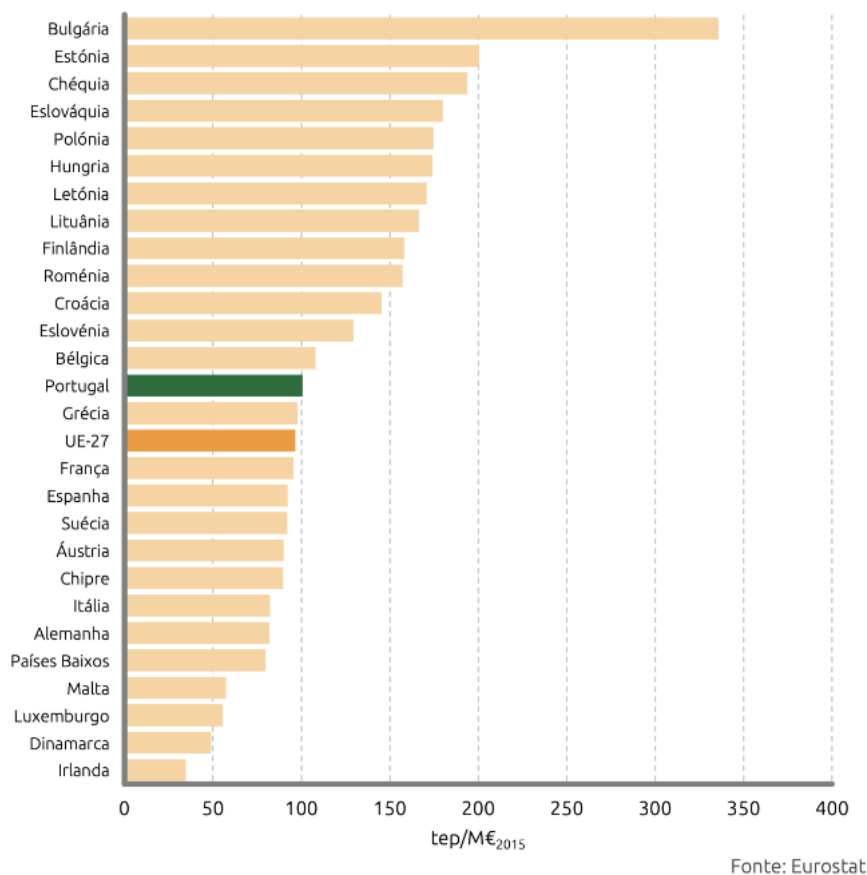


Figura 59 - Intensidade energética da economia em energia primária na UE 27 em 2023 (tep/M€₂₀₁₅) [56].

De acordo com o IEA Global Energy Review 2025 [57], a taxa de melhoria da intensidade energética global tem vindo a desacelerar nos últimos anos: após crescer em média 2% ao ano até 2019, caiu para cerca de 1% em 2024. Esse abrandamento deve-se, sobretudo, a fatores conjunturais como

- recuperações económicas baseadas em setores industriais,
- aumento da procura devido a condições climáticas extremas,
- fraco crescimento da geração hidroelétrica.

Nas economias avançadas, os progressos também foram limitados por preços elevados de energia e fragilidade em setores intensivos, ao passo que China e Índia mostraram avanços relativos, embora ainda abaixo dos níveis pré-pandemia. No mesmo período, a intensidade carbónica global melhorou 2,1%, resultado da combinação entre ganhos de eficiência energética e redução da intensidade carbónica do fornecimento de energia. Já a intensidade elétrica do PIB aumentou 1%, refletindo uma procura elétrica superior ao crescimento económico [57].

Entre 2010 e 2015, o mundo apresentou avanços significativos na eficiência energética, com destaque para a China, que liderou com reduções expressivas na intensidade energética. No entanto, a partir de 2015, observa-se uma desaceleração generalizada. A Índia teve um bom desempenho até 2019, mas depois também perdeu ritmo. Os Estados Unidos mostraram avanços pontuais, mas sem consistência ao longo do tempo. Já a União Europeia destacou-se, especialmente entre 2019 e 2023, quando apresentou a maior taxa de melhoria entre todas as regiões, embora em 2023-2024 também tenha registado forte queda no ritmo.

Podemos constatar, através da Figura 60, que, apesar de progressos importantes no início da década passada e em alguns momentos específicos, o mundo enfrenta dificuldades em sustentar ganhos

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

contínuos de eficiência energética. Isso indica um desafio relevante para a transição energética e para as metas globais de sustentabilidade.

A desaceleração global está associada a fatores conjunturais, como recuperação económica pós-pandemia baseada em setores industriais e aumento da procura energética devido a fenómenos climáticos extremos. Portugal, embora tenha registado melhorias, não está imune a estes efeitos, o que pode comprometer a trajetória de descarbonização, se não houver medidas estruturais adicionais.

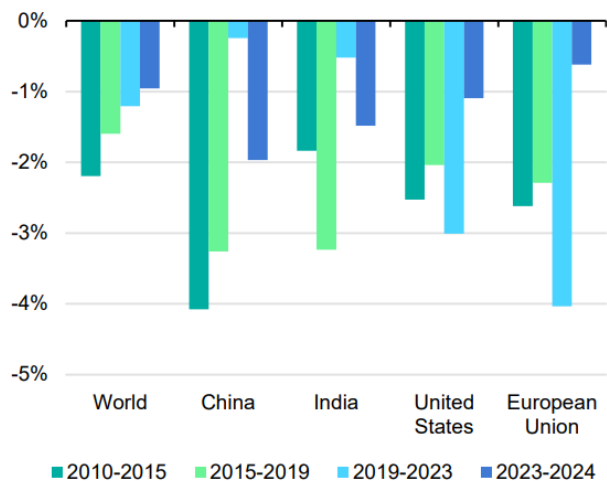


Figura 60 - Taxa média anual de melhoria da intensidade energética em regiões selecionadas 2010–2024 [57].

Segundo dados de 2021, Portugal apresenta uma intensidade energética de 2.41 (MJ per 2017 USD PPP) [58], situando-se abaixo de países considerados *top performers*, ou seja, que consomem mais energia para gerar a mesma riqueza em comparação com países como China, Suíça e Costa Rica, por exemplo. No contexto europeu, Portugal é menos eficiente do que Irlanda, Luxemburgo e Dinamarca, mas mantém-se ainda num patamar relativamente competitivo, integrando o top 10 europeu.

Top performers

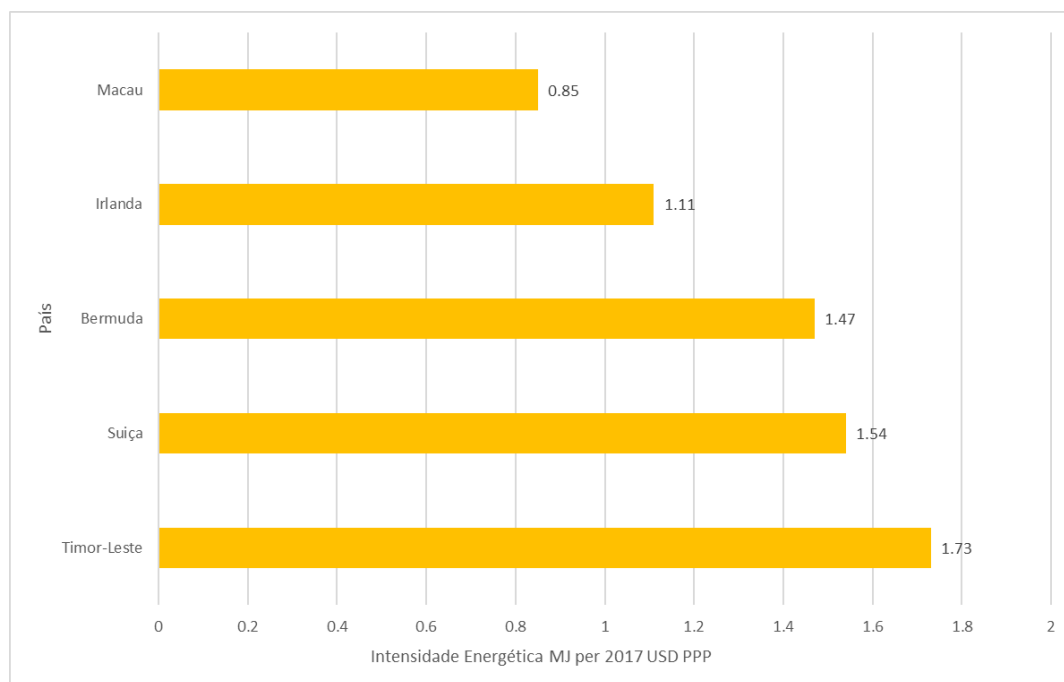


Figura 61 Intensidade energética medida em termos de energia primária e PIB (ODS 7.3.1) para mais de 220 países e grupos regionais M49 (classificação ODS) para os anos de 1990 a 2021 [57].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

O relatório *Fostering Effective Energy Transition 2025*, do *World Economic Forum* [59], destaca Portugal como um caso positivo no *Energy Transition Index (ETI)*, um indicador que avalia o desempenho e a preparação dos países para a transição energética, combinando métricas de segurança, equidade e sustentabilidade com fatores como prontidão regulatória, investimento, inovação e capital humano. No ETI 2025, Portugal apresenta progressos relevantes, como a redução das importações líquidas de combustíveis fósseis, o investimento em redes elétricas, hidrogénio e energia eólica offshore, bem como a expansão da capacidade de renováveis (especialmente eólica *onshore* e solar fotovoltaica).

Estas medidas contribuíram para a redução da intensidade energética e para uma melhor posição do país no índice global. Apesar deste progresso e de um desempenho favorável no contexto europeu, Portugal permanece ainda atrás dos líderes em eficiência energética (Figura 62 e Figura 63).

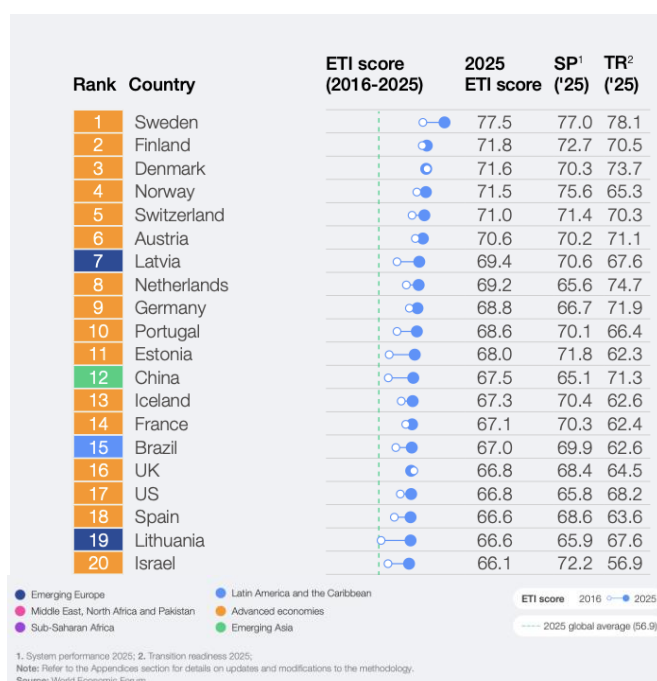


Figura 62 - Ranking ETI 2025. SP = System Performance TR = Transition Readiness [59].

Country	2025 ETI score	Structural strengths	Progress highlights 2025
Sweden	77.5	Clean energy mix (biofuels, nuclear, waste), strong regulation, market-based policies ¹⁶ and top-tier innovation ecosystem ¹⁷	Continued to lead the ETI, driven by rising low-carbon technology advantages, effective carbon pricing through net carbon rates, low methane emissions, clean job growth, robust R&D investment and a top-ranked credit rating
Finland	71.8	Legally binding 2035 carbon neutrality target, sector-specific decarbonization plans ¹⁸ and strong nuclear/renewables energy mix ¹⁹	Advanced with reduced fuel imports and led in grid reliability, with low transmission losses and minimal power interruptions
Denmark	71.6	Net zero by 2045, ²⁰ backed by a comprehensive policy framework, diversified energy mix, ²¹ offshore wind leadership and hydrogen infrastructure expansion	Led in economic freedom, supported by open markets, transparent regulation and strong institutional frameworks
Norway	71.5	Clean power mix (hydro, wind), ²² robust, interconnected grid, high transport electrification and capital access via sovereign wealth fund ²³	Strengthened position with soaring clean energy investment and world's lowest net energy imports, reflecting strong export capacity
Switzerland	71.0	Advanced regulatory architecture (CO ₂ Act), ²⁴ clean, balanced energy mix, and innovation hubs	Maintained performance with rising renewables and clean job growth, underpinned by world-leading carbon pricing
Austria	70.6	Strong public support for early climate neutrality (2040) and accelerating renewable deployment through integrated national energy and climate planning ²⁵	Climbed rankings with more clean energy jobs and led infrastructure with robust renewable capacity buildout
Latvia	69.4	Expanding renewable share, ²⁷ modernization of grid infrastructure and synchronization of grids with Continental European Network ²⁸	Top improver with soaring clean investment (+973% y-o-y), lower fuel imports and leading low-carbon job share
Netherlands	69.2	Strong transmission infrastructure and substantial investments in (smart) grid modernization and hydrogen-ready networks ²⁹	Strengthened performance with a rise in clean energy investments and declining reliance on gas imports
Germany	68.8	Sectoral net-zero targets, strong industrial policy and frameworks for hard-to-abate sectors, ³⁰ and dedicated hydrogen infrastructure ³¹	Maintained energy transition progress through expanded renewable capacity, ongoing coal phase-down and growing clean energy investment
Portugal	68.6	Expanding renewable share (wind) ³² and major investments in grid, ³³ hydrogen ³⁴ and offshore wind development ³⁵	Improved performance with a cut in net fuel imports and greater affordability for industry

Source: World Economic Forum.

Figura 63 - Top Performers no ETI 2025 [59]

PERDAS NA TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O indicador de perdas na rede transmissão e distribuição de energia elétrica tem-se mantido estável ao longo dos últimos anos, rondando 9% [13, 14] de toda a energia transportada pelo sistema elétrico nacional. Estas perdas geralmente acarretam maior expressão na distribuição do que na transmissão, devido à sua maior extensão e capilaridade.

No contexto europeu, Portugal ocupa uma posição intermédia. Importa destacar que esta estabilidade se verifica, apesar do aumento da integração de fontes renováveis na rede elétrica nacional, cuja variabilidade poderia induzir maiores perdas no sistema, constituindo, portanto, um sinal de uma gestão eficiente e de investimentos contínuos na infraestrutura elétrica. Na Figura 64 pode-se observar a variação das perdas na transmissão e distribuição de energia elétrica comparativamente à percentagem de renováveis em toda a energia veiculada no sistema elétrico nacional.

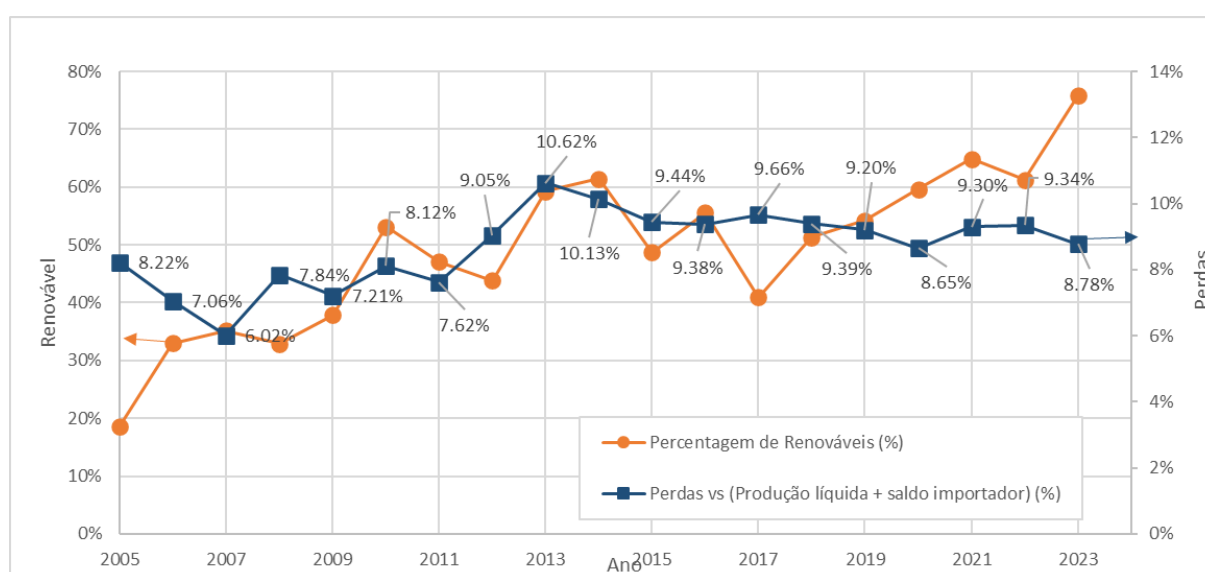


Figura 64 - Perdas na Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica vs. Percentagem de Renováveis em toda a energia veiculada no sistema elétrico nacional [13], [14].

“Top performers” na União Europeia

Nos países com menor dimensão territorial ou com redes de distribuição menos complexas, as perdas na transmissão e distribuição de eletricidade tendem a ser inferiores. Esta tendência é visível nos países que lideram o ranking europeu com as taxas de perdas mais baixas: Eslovénia, Áustria, Chipre, Suíça e Luxemburgo [60]. Embora o desempenho português não seja particularmente desfavorável, existe potencial para reduzir as perdas e aproximar o sistema nacional dos melhores resultados europeus. O reforço da utilização de tecnologias avançadas de monitorização, deteção de anomalias e gestão ativa da rede, bem como a expansão dos contadores inteligentes e a otimização operacional dos ativos, poderá desempenhar um papel crucial na concretização deste objetivo. Na Figura 65 encontram-se representados os “Top performers” na UE.

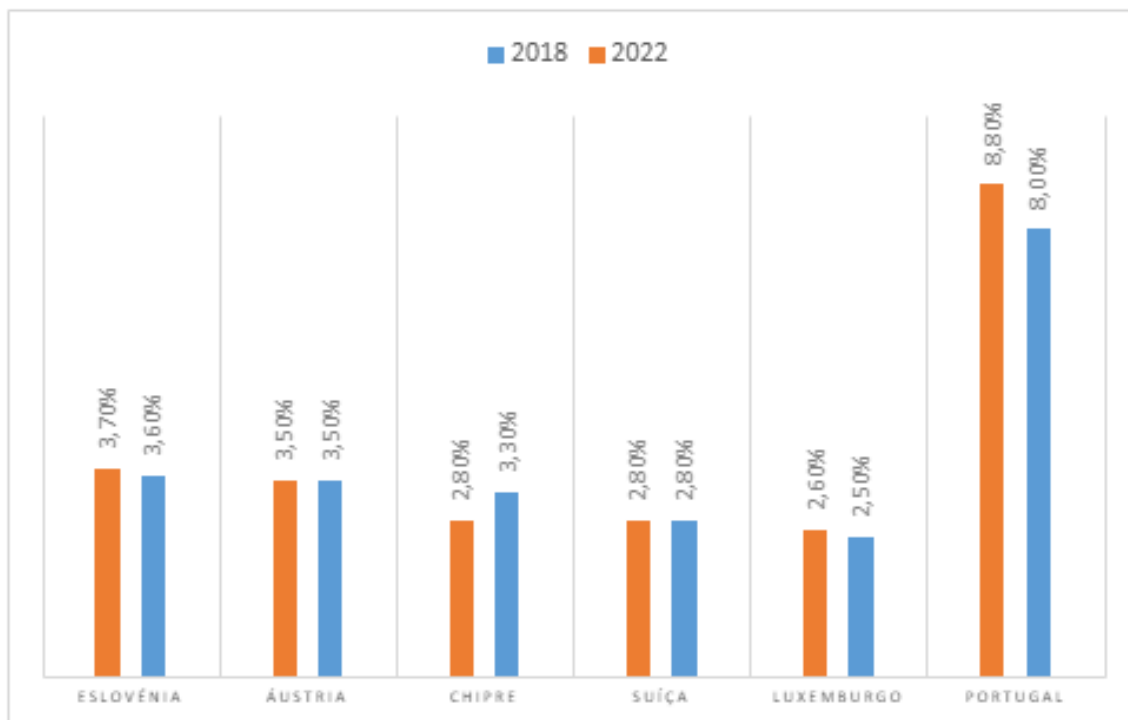


Figura 65 – Perdas na Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (Comparação “Top performers EU” 2018-2022) [60].

DESCARBONIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA

A descarbonização do sistema elétrico constitui um dos principais determinantes do desempenho de Portugal no pilar da Sustentabilidade Ambiental do Energy *Trilemma* Index. Esta dimensão reflete não apenas a crescente incorporação de fontes de energia renovável e de baixo teor em carbono no *mix* elétrico, mas, sobretudo, o seu impacto direto na redução das emissões associadas à produção de eletricidade. Em linha com a metodologia do *Trilemma* Index, a análise da descarbonização da rede elétrica portuguesa é estruturada em dois vetores complementares: (i) a evolução da intensidade carbónica da produção elétrica e (ii) a evolução da produção de eletricidade de origem renovável ou de baixo teor em carbono.

Intensidade carbónica da produção elétrica

A intensidade carbónica da produção elétrica mede a quantidade de gases com efeito de estufa emitidos por unidade de eletricidade gerada, sendo expressa em gramas de CO₂ equivalente por quilowatt-hora (gCO₂e/kWh). Este indicador constitui uma métrica central da categoria de descarbonização do *Trilemma* Index, pois capta diretamente o resultado agregado do *mix* de produção elétrica, integrando simultaneamente o peso relativo das fontes fósseis, a eficiência das centrais térmicas e a penetração das fontes renováveis.

De acordo com a Agência Europeia do Ambiente (EEA), a intensidade de emissões da produção elétrica é calculada como o rácio entre as emissões de gases com efeito de estufa associadas à produção pública de eletricidade e a produção bruta de eletricidade. A EEA disponibiliza este indicador para todos os 27 países membros da União Europeia, entre 1990 e 2024, permitindo analisar a evolução estrutural de longo prazo. A Figura 66 apresenta essa evolução para Portugal e para a média da UE-27.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

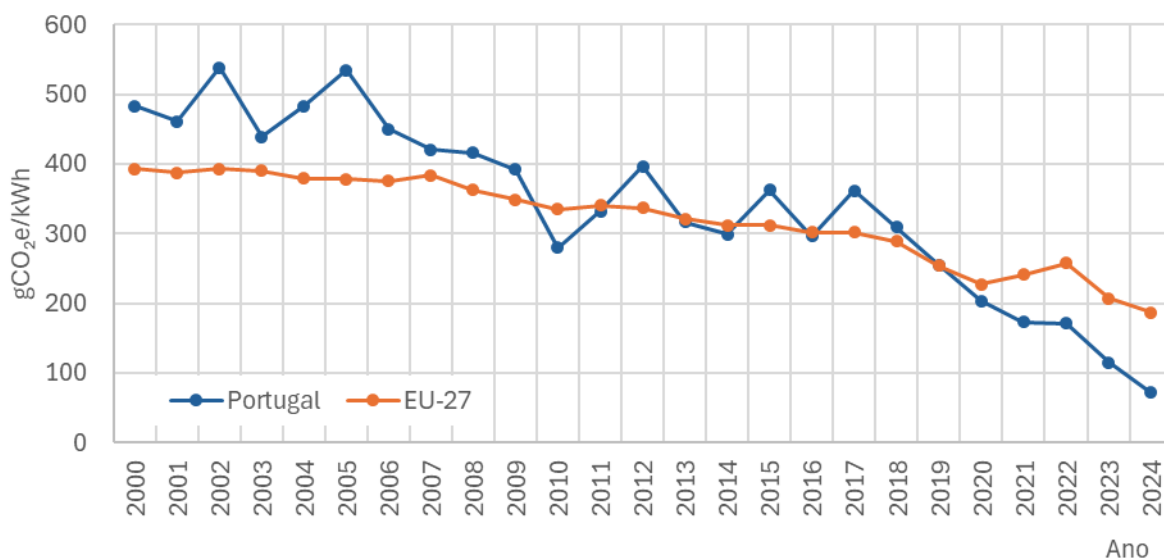


Figura 66 – Fator da intensidade carbónica da eletricidade em Portugal e UE-27 de 2000 a 2024 [61].

Os dados da EEA evidenciam uma redução significativa e sustentada da intensidade carbónica da produção elétrica em Portugal desde 2000, em linha com a tendência europeia. Entre 2000 e 2024, a intensidade carbónica da produção elétrica em Portugal registou uma redução muito superior à média da UE-27, refletindo uma transformação estrutural profunda do *mix* elétrico nacional. Esta diferença evidencia a rapidez e a profundidade da transição do sistema electroprodutor português face à média europeia, como ilustrado na Figura 67.

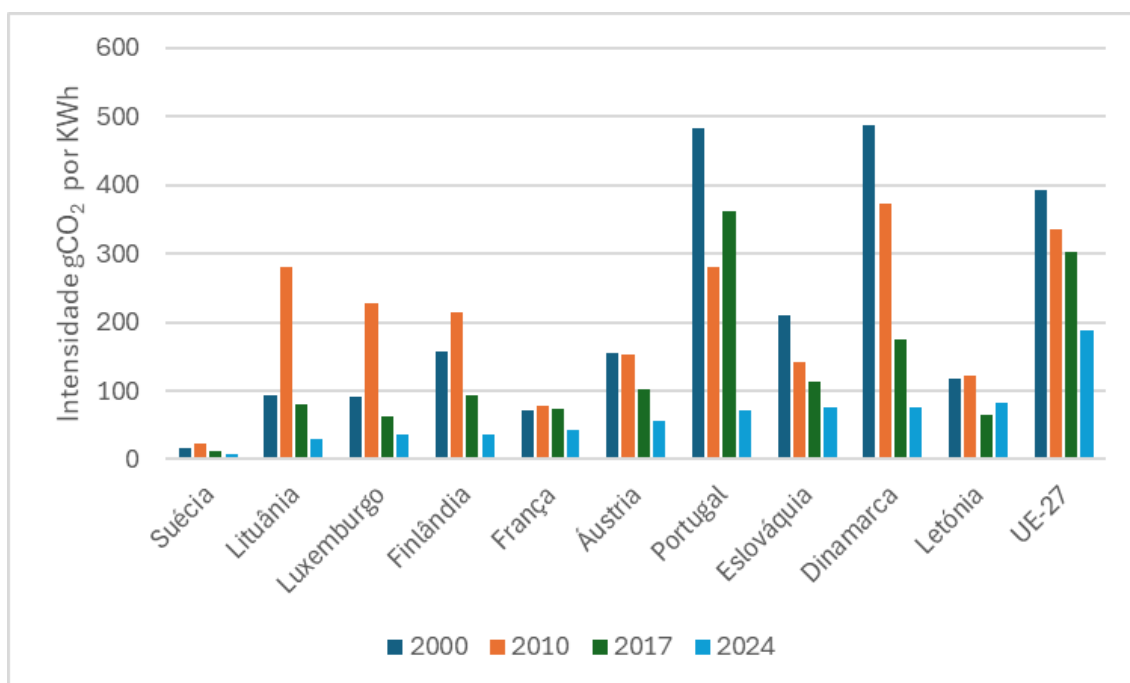


Figura 67 - Evolução histórica da intensidade carbónica da eletricidade e comparação com top-10 EU 27 em 2024 [61].

No início da década de 2000, Portugal apresentava uma intensidade carbónica da eletricidade superior à média ponderada da UE-27 (483 versus 393 gCO₂/kWh), embora não integrasse o grupo dos países com pior desempenho, posicionando-se então no 12.º lugar. Desde então, Portugal registou uma redução muito acentuada da intensidade carbónica, passando a posicionar-se de forma consistente no

grupo de países com menor intensidade. Em 2024, o país encontra-se na sétima posição, com um valor de 72 gCO₂/kWh, face a 187 gCO₂/kWh na média da UE-27.

Esta evolução reflete, em grande medida, o encerramento progressivo das centrais a carvão, a redução do peso da geração térmica fóssil no *mix* elétrico e a forte expansão das fontes renováveis. Importa, contudo, salientar que a intensidade carbónica anual permanece sensível a fatores conjunturais, como a variabilidade hidrológica, o recurso a centrais de ciclo combinado a gás natural em anos secos e o saldo importador de eletricidade. Para mais detalhe sobre esta evolução e a implicação para outros pilares do trilema, principalmente a segurança energética, recomendamos a leitura das secções deste relatório: Energia elétrica e Diversidade da Produção de Eletricidade.

Produção elétrica limpa ou de baixo carbono

A análise da produção de eletricidade de origem limpa ou de baixo teor em carbono deve ser analisada em continuidade com os segmentos anteriores deste relatório. No capítulo da Segurança Energética (Diversidade da Produção de Eletricidade), foi já descrita a evolução da penetração das energias renováveis no sistema elétrico português, enquanto no segmento imediatamente anterior (Intensidade carbónica da produção elétrica) foi analisada a trajetória da intensidade carbónica do sistema elétrico. Neste contexto, este indicador do *Energy Trilemma* Index procura avaliar a capacidade do sistema elétrico em recorrer a fontes de geração com baixas emissões, refletindo o alinhamento estrutural com os objetivos de descarbonização.

Ao contrário de países como a França ou a Suécia, que beneficiam de uma forte presença de energia nuclear, Portugal não dispõe de geração nuclear, pelo que a redução da intensidade carbónica do setor elétrico assenta exclusivamente na expansão das energias renováveis. Esta característica confere ao sistema elétrico nacional um perfil distintivo: elevada incorporação de fontes limpas, mas maior exposição à variabilidade da produção e à necessidade de soluções de flexibilidade e armazenamento.

Em países com elevada penetração nuclear, a produção elétrica de baixo carbono permite atingir intensidades carbónicas muito reduzidas com menor dependência de fontes variáveis. Em Portugal, o bom desempenho neste indicador resulta de uma estratégia consistente de investimento em renováveis e da eliminação progressiva das fontes fósseis, mais intensivas em carbono. O segmento seguinte analisa os países com melhor desempenho neste indicador (“*top performers*”), enquadrando o posicionamento de Portugal no contexto internacional do *Trilemma*.

“Top performers” na União Europeia

Entre 2004 e 2023, Portugal destacou-se como um dos países europeus com maior crescimento no consumo de energia elétrica de origem renovável. Como demonstra a Figura 68, a forte aposta em energias renováveis desde 2004 permitiu que, em 2023, Portugal alcançasse a quarta posição na EU, com uma taxa de penetração (produção de eletricidade em função do consumo total de eletricidade) de 63,0%, subindo para 65,6% em 2024. Este desempenho é notável, sobretudo quando comparado com países que, à exceção da Dinamarca, já possuíam historicamente uma grande componente de origem hídrica no seu sistema elétrico (exemplos claros são a Áustria e a Suécia [62]).

Na Dinamarca, em 2023, pelas características endógenas do país, cerca de 60% da eletricidade produzida foi proveniente de energia eólica [63], tendo-se o país tornado um dos líderes mundiais no desenvolvimento desta tecnologia.

Apesar do progresso significativo alcançado, Portugal enfrenta agora um desafio de maturidade no desenvolvimento renovável. A forte dependência da produção hídrica e eólica, embora garanta um elevado nível de descarbonização, torna o sistema mais sensível à variabilidade meteorológica e a períodos de baixa produção simultânea. Para sustentar a trajetória de crescimento e reforçar a resiliência do sistema elétrico, será essencial diversificar a matriz renovável, acelerar a expansão do solar fotovoltaico e da eólica *offshore*, reforçar o armazenamento de energia e dotar a rede de maior capacidade e digitalização. Estas medidas, combinadas com a gestão ativa da procura e uma

infraestrutura de rede capaz de operar com maior flexibilidade e automação, permitirão ao país cumprir metas de descarbonização mais exigentes e alinhar-se com os “top performers” europeus.

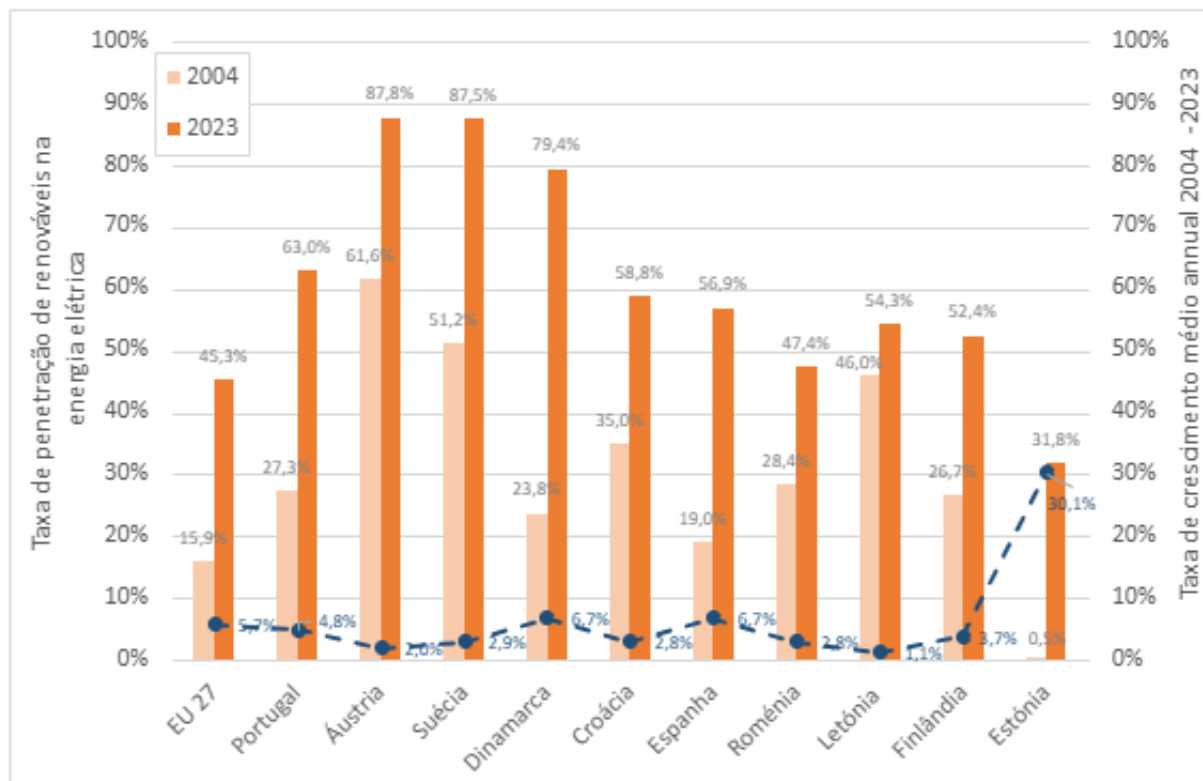


Figura 68 - Penetração de fontes renováveis de energia no consumo total de eletricidade – Top performers EU (comparação entre os anos de 2004 e 2023) [62].

EMISSÕES DE CO₂ COMO UM INDICADOR DOS GEE

Impulsionadas pelo crescimento económico pós-adesão à UE e consequente aumento da procura de eletricidade e utilização intenso de combustíveis fósseis, as emissões de CO₂ cresceram 51,4% entre 1990 e 2005.

Desde o pico registado em 2005, verificou-se uma redução expressiva de 41,1% nas emissões de CO₂ até 2023 (Figura 69). Este resultado deve-se à substituição progressiva do carvão por gás natural, à expansão das energias renováveis, com destaque para os grandes parques eólicos instalados a partir de 2006, ao maior contributo da energia hídrica e ao crescimento da capacidade solar fotovoltaica, principalmente a partir de 2015. Um marco importante ocorreu em 2021, com o encerramento das centrais a carvão de Sines e Pego, eliminando esta fonte da matriz elétrica nacional. Entre 1990 e 2023, as emissões de CO₂ caíram 10,7% no total [64].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

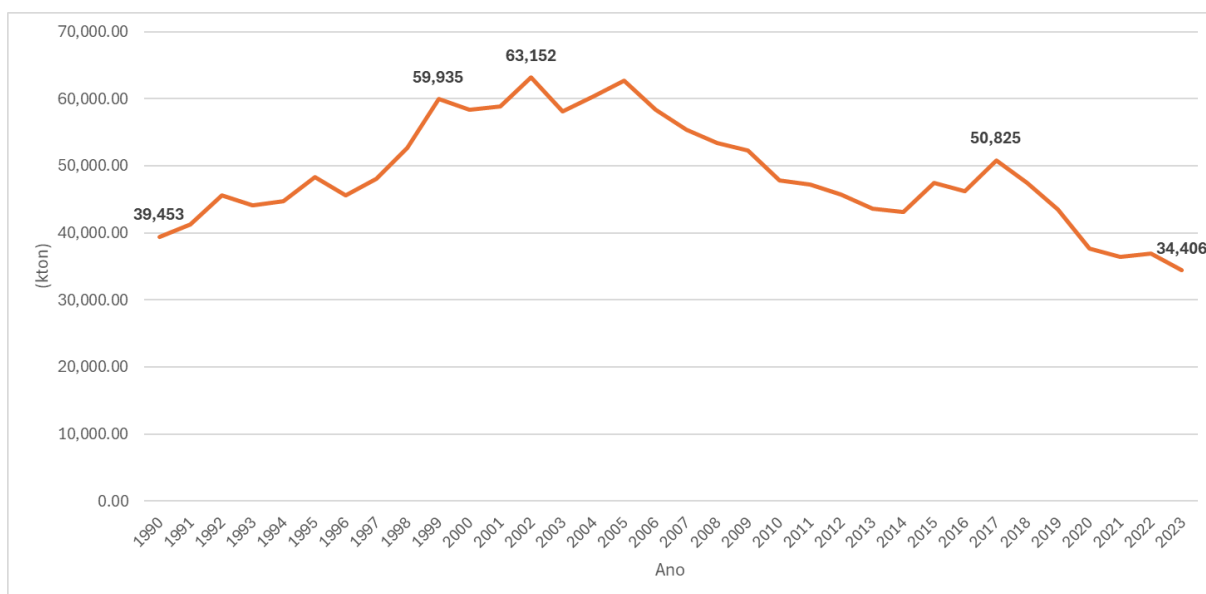


Figura 69 - Evolução das emissões de CO₂ resultantes da queima de combustíveis fósseis, entre 1990 a 2023 [65].

Historicamente, o carvão constituiu uma das principais fontes de emissões de CO₂ no sector energético português. De acordo com os dados da Direção Geral de energia e Geologia (DGEG), o consumo absoluto de carvão reduziu-se em cerca de 5,95 milhões de toneladas após o pico registado em 2002, correspondendo a um decréscimo de 99.84% no período compreendido entre 2000 e 2022 [66]. Esta diminuição acentuada das emissões nacionais de CO₂ tornou-se particularmente acentuada a partir de 2018, impulsionada pelo fim da isenção do Imposto sobre Produtos Petrolíferos e pela introdução da taxa de carbono, medidas previstas no Orçamento de Estado de 2018 e que reforçaram a descarbonização do setor elétrico. O encerramento definitivo das centrais termoelétricas de Sines e Pego em 2021 resultou na eliminação completa do carvão da matriz energética nacional para produção de eletricidade, constituindo um marco significativo na transição energética portuguesa e um passo crucial para o cumprimento das metas nacionais de neutralidade carbónica do sector elétrico. A evolução do consumo de carvão em Portugal é apresentada na Figura 70.

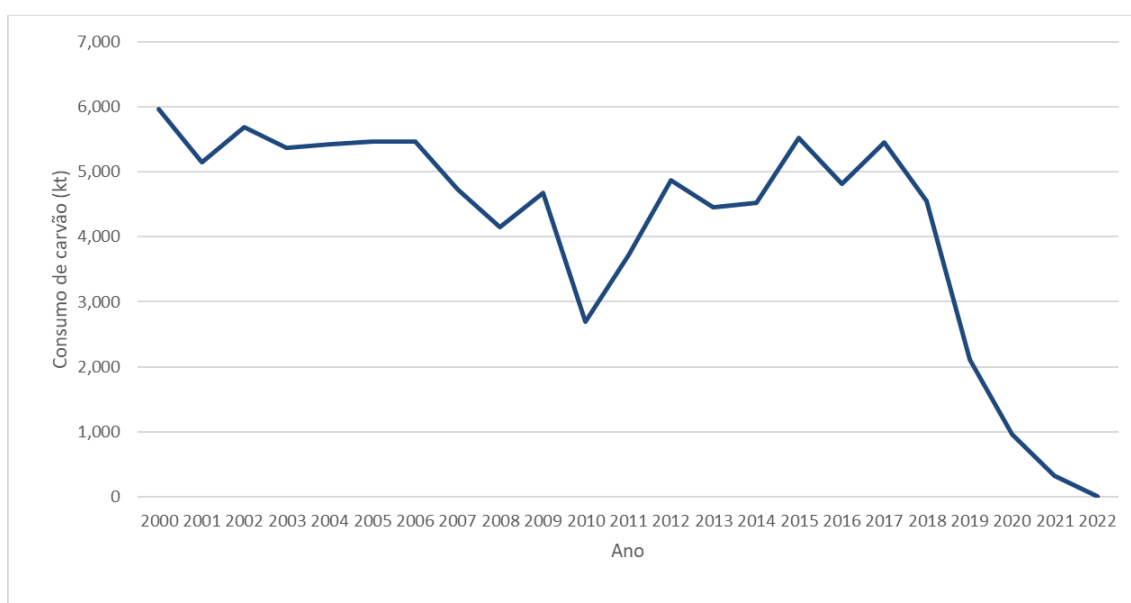


Figura 70 - Evolução do Consumo de Carvão em Portugal, entre 2000 e 2022 [66].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Analisando a evolução do peso do CO₂ no total das emissões com gases com efeito de estufa (GEE), verificou-se uma redução de 79,8% em 2000 para 72,5% em 2023, incluindo as emissões associadas à alteração do uso do solo e florestas (LULUCF). De realçar o ano de 2017, em que os GEE atingiram o valor mais alto da última década, como resultado dos incêndios florestais que assolaram o país. A diminuição gradual do peso do CO₂ nas emissões totais ao longo das últimas duas décadas, conforme visível na Figura 71 e Figura 72, reflete a diversificação das fontes de GEE (e.g. aumento de Hidrofluorcarbonetos (HFCs) e Metano (CH₄)), bem como a descarbonização progressiva da economia.

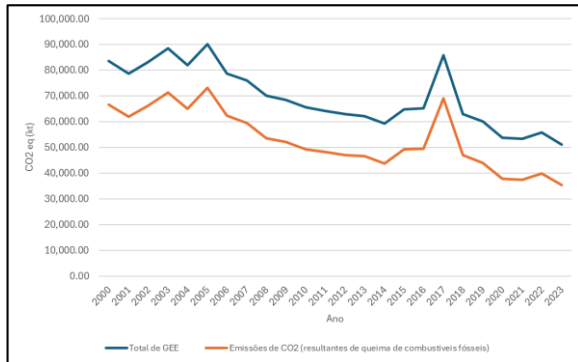


Figura 71 - Evolução das emissões de CO₂ e GEE, entre 2000 e 2023 com LULUCF [65].

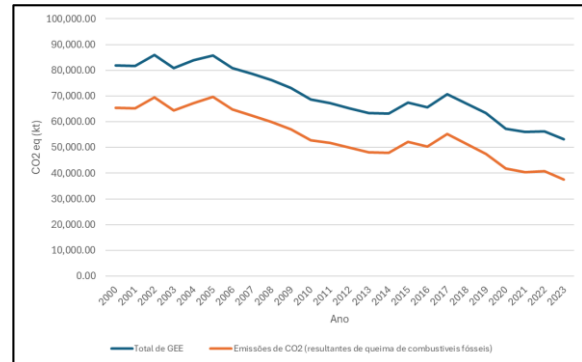


Figura 72 - Evolução das emissões de CO₂ e GEE, entre 2000 e 2023 sem LULUCF [65].

Outro gás com efeito de estufa de elevada relevância para a sustentabilidade do setor energético nacional é o óxido nitroso (N₂O). Este gás, com um Potencial de Aquecimento Global (GWP) entre 265 a 298 vezes superior ao do CO₂, é emitido maioritariamente pelo setor agrícola, mas também pela combustão de biomassa e de combustíveis fósseis, entre outras fontes. Nas Figura 73 e Figura 74 apresenta-se a evolução das emissões de N₂O em Portugal, entre 2000 e 2023, resultantes da queima de combustíveis fósseis, bem como o total das emissões de N₂O, com e sem efeito dos LULUCF. Verifica-se que o N₂O no setor energético teve uma redução de 50,35% entre 2000 e 2023. Em relação aos totais com e sem LULUCF, verifica-se uma redução de 17,83% e 14,73%, respetivamente. No entanto, convém realçar que na última década observa-se uma estabilização e até uma ligeira subida, de +0,5% com LULUCF e +1,2% sem LULUCF, sinalizando um desafio para manter a trajetória de redução.

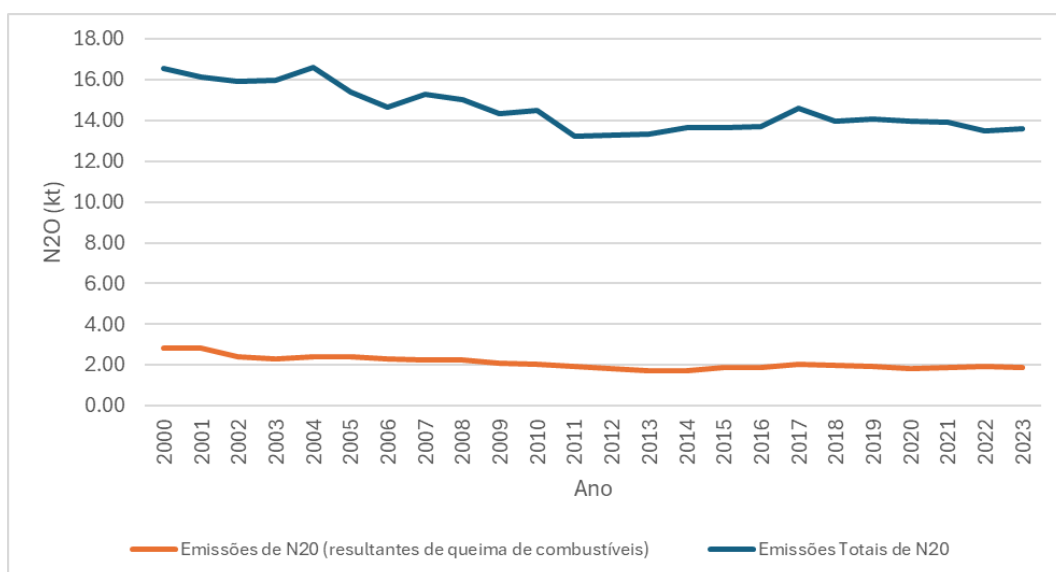


Figura 73 - Evolução das emissões de Óxido Nitroso (N₂O) e GEE, entre 2000 e 2023 com LULUCF [65].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

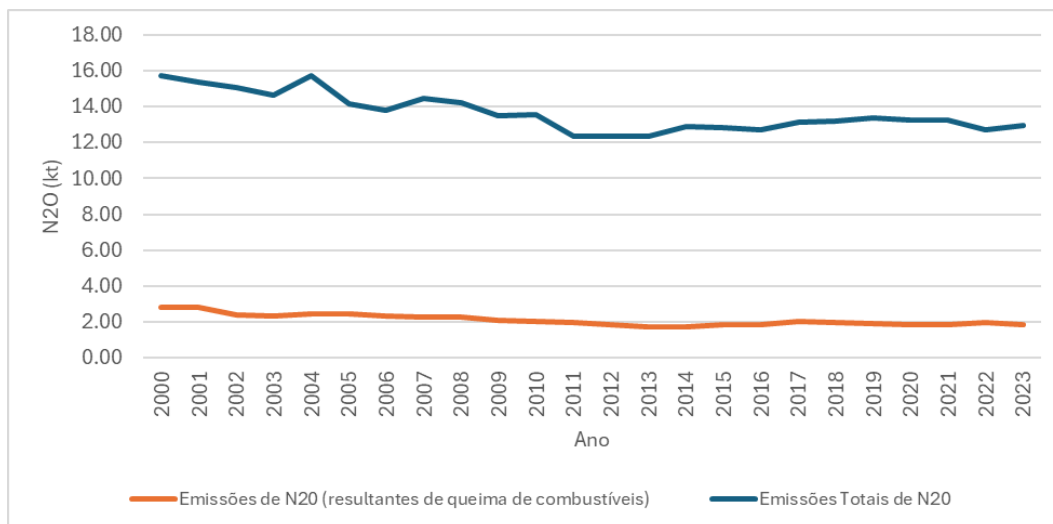


Figura 74 - Evolução das emissões de N₂O e GEE, entre 2000 e 2023 sem LULUCF [65].

“Top performers” europeus

Na União Europeia, os 5 países que mais se destacam na redução das emissões de CO₂ resultantes da queima de combustíveis fósseis no total das emissões de GEE, entre 2014 e 2023, foram:

1. Irlanda
2. Roménia
3. Letónia
4. Lituânia
5. Dinamarca

A Figura 76, ilustra o peso das emissões de CO₂, resultantes da queima de combustíveis fósseis, no total das emissões de GEE para os top performers supramencionados. No período analisado o país europeu que obteve a maior redução de CO₂ foi a Estónia, com uma redução de 87,1% para 79,6%, do total de GEE [65]. Convém realçar que, apesar de fazerem parte dos top performers nesta métrica entre 2014 e 2023, a Roménia e a Lituânia aumentaram o peso de CO₂ no total de GEE, 1,08% e 6,49% respetivamente.

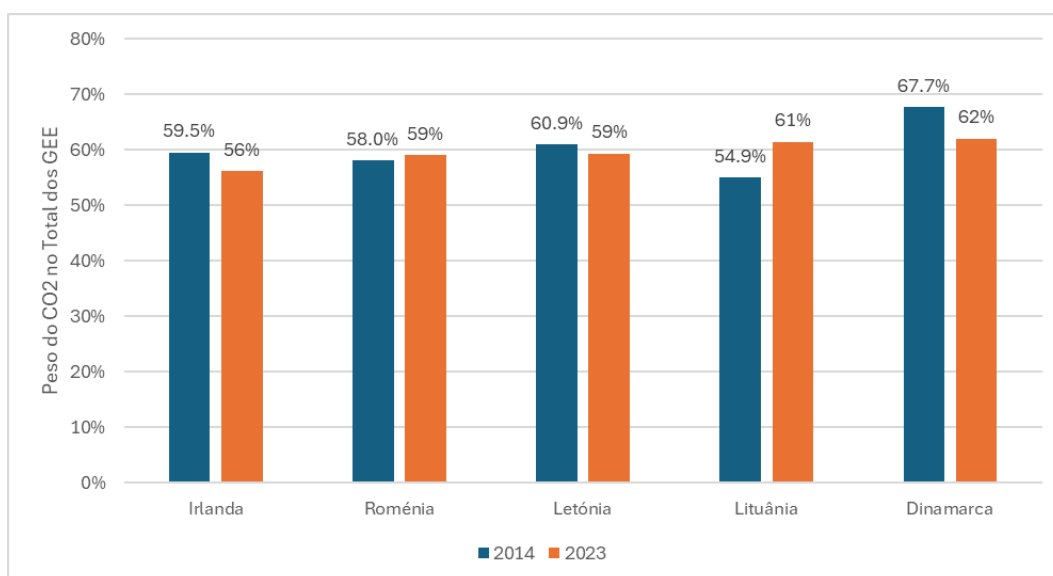


Figura 75 - Peso das Emissões de CO₂, resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis, no Total das Emissões [65].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

Em termos globais, observa-se uma correlação positiva entre rendimento per capita e emissões de CO₂ per capita: economias mais ricas tendem a emitir mais por habitante, refletindo padrões de consumo intensivos de energia. Contudo, esta relação não é linear, nem inexorável. Fatores como matriz energética disponível, perfil industrial, densidade populacional, comércio internacional, clima e políticas públicas podem acentuar ou atenuar este impacto.

Vários países de elevado rendimento já iniciaram um processo de dissociação entre crescimento económico e emissões, graças à eletrificação, à eficiência energética e à rápida penetração das energias renováveis. Entre 2000 e 2023, tanto a EU-27 como Portugal registaram uma redução significativa nas emissões de CO₂ per capita. A UE-27 passou de cerca de 7,7 para 5,09 toneladas de CO₂ por habitante (-37,9%), enquanto Portugal, por sua vez, reduziu as suas emissões de CO₂ per capita em cerca de 43% entre 2000 e 2023, de cerca de 5,6 t/hab em 2000 para apenas 3,23 t/hab em 2023. Este desempenho é superior à média da UE-27, refletindo sobretudo a descarbonização do setor elétrico, o encerramento das centrais a carvão e a expansão das energias renováveis, conforme é observável na Figura 76. Portugal ocupa uma posição de destaque nesta métrica, figurando entre os “Top performers”, conforme é observável na Figura 77.

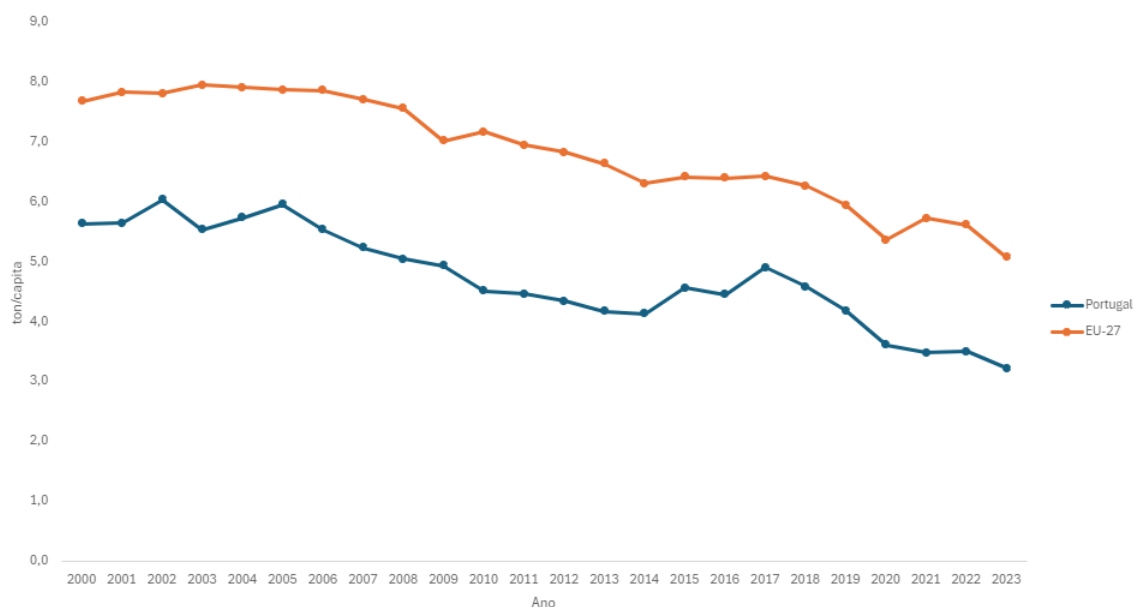


Figura 76 - Evolução das emissões de CO₂ per capita Emissões de CO₂ per capita [65].

“Top performers” europeus

1. Suécia – 2,82 tCO₂/capita (país da lista que mais energia fornece *per capita* contudo com menor emissão de CO₂)
2. Letónia – 3,15 tCO₂/capita
3. Malta – 3,19 tCO₂/capita
4. Roménia – 3,22 tCO₂/capita
5. Portugal - 3,25 tCO₂/capita

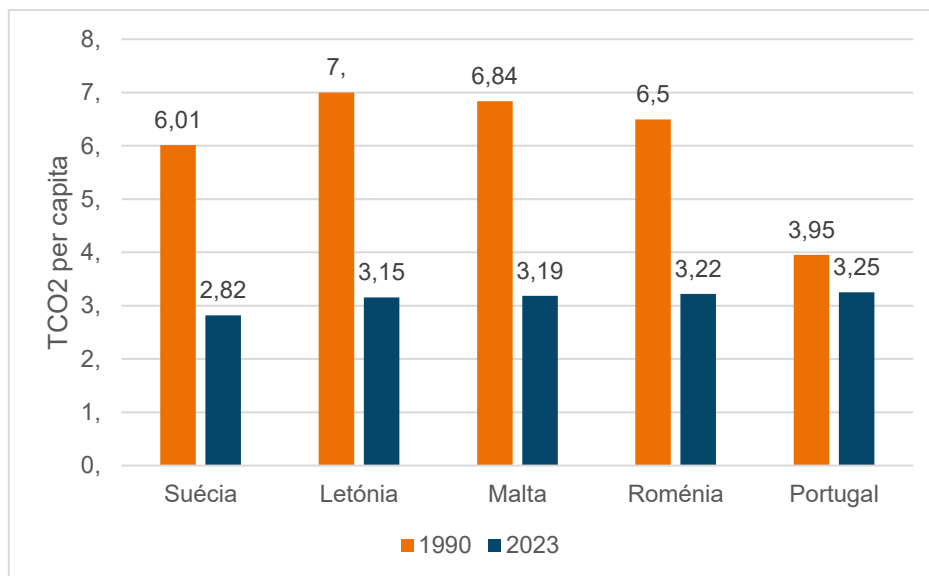


Figura 77 - Evolução dos Top Performers (1990 - 2019) Emissões de CO₂ per capita [65].

EMISSÕES DE CH₄ PER CAPITA

As emissões de metano (CH₄) ocorrem ao longo da cadeia de extração, transporte e combustão de combustíveis fósseis, tendo sido historicamente subvalorizadas nos inventários e regulamentos ambientais. Durante anos, o seu controlo foi visto como oneroso e de benefício limitado. Apenas a partir de 2017 surgiram compromissos relevantes da indústria para reduzir estas emissões. Embora tenha uma vida atmosférica curta (~12 anos), o CH₄ possui um potencial de aquecimento global muito superior ao CO₂, sendo um agente climático crítico no curto prazo. Em Portugal, as emissões de CH₄ do setor energético diminuíram cerca de 30% entre 2000 e 2023 conforme é notório na Figura 78, impulsionadas pela transição energética, encerramento de centrais a carvão e melhoria das redes de gás. Contudo, observa-se uma estabilização nos últimos anos, reflexo da maturação das medidas implementadas. Este padrão é ainda influenciado por um ligeiro crescimento populacional, que tende a suavizar a redução per capita. Atualmente, as emissões rondam 1,4 kg/habitante, sinalizando a necessidade de novas estratégias para retomar o ritmo de descida.

A estabilização recente das emissões de CH₄ sugere que os ganhos mais imediatos e estruturais já foram alcançados. Dado o elevado impacto climático deste gás no curto prazo, torna-se essencial reforçar as políticas de mitigação, nomeadamente a deteção e reparação sistemática de fugas nas redes de gás, a promoção da produção e injeção de biometano e o aumento da captura de metano em aterros. Sem estas medidas adicionais, existe o risco de esta tendência de estabilização comprometer o contributo necessário para as metas nacionais de neutralidade carbónica.

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

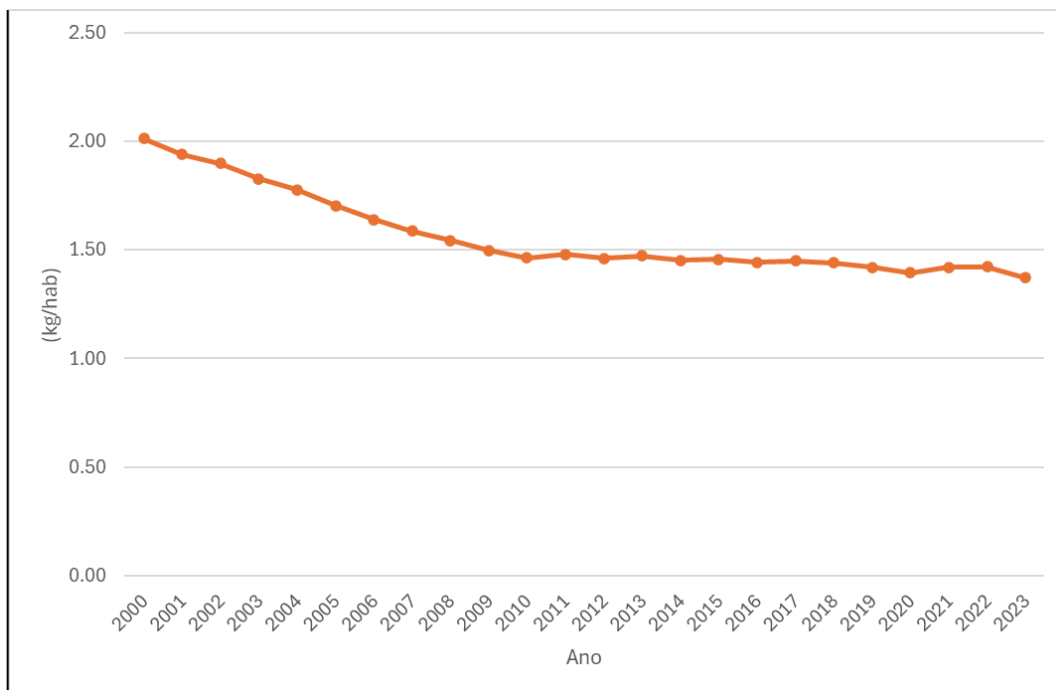


Figura 78 - Peso das Emissões de CH₄, resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis, no Total das Emissões de GEE [67].

“Top performers” europeus

Os cinco países da União Europeia que mais se destacam por menores emissões de kg per capita, resultantes da conversão das emissões de CH₄, são os seguintes [68]:

6. Malta
7. Chipre
8. Suécia
9. Portugal
10. Estónia

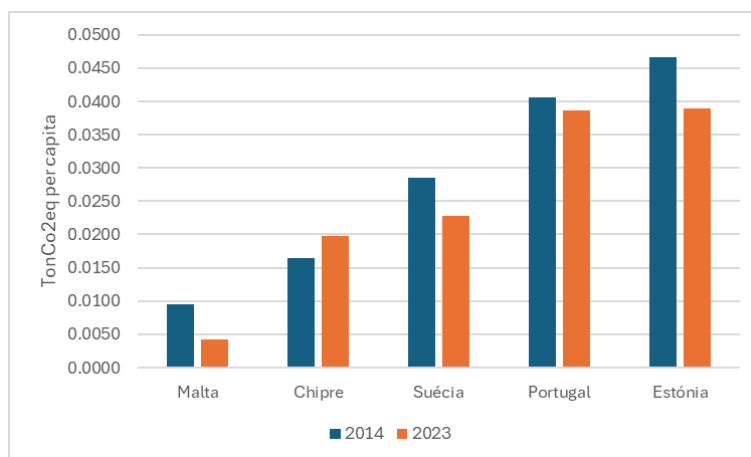


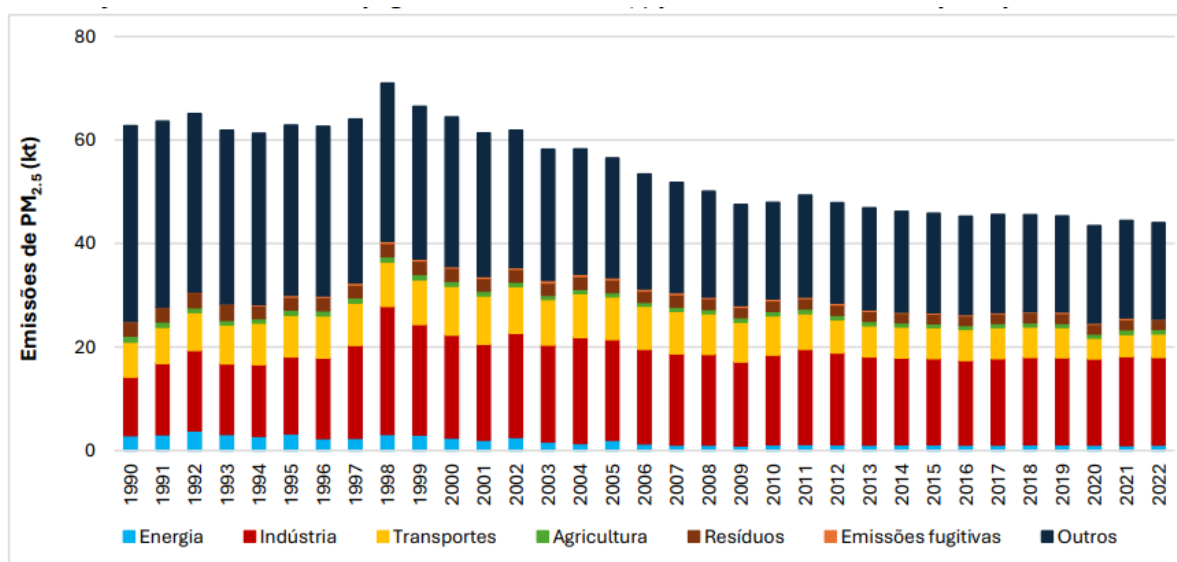
Figura 79 - Top performers da UE nas emissões de CH₄ resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis [68].

VALOR MÉDIO ANUAL DO MATERIAL PARTICULADO PM2.5

As partículas finas em suspensão com diâmetro aerodinâmico igual ou inferior a 2.5 μm (PM2.5) são consideradas um dos poluentes atmosféricos mais prejudiciais para a saúde humana, dada a sua capacidade de penetrar profundamente no sistema respiratório e entrar na corrente sanguínea. A sua monitorização é, por isso, um indicador crítico da sustentabilidade ambiental [69].

Em 2021, a Organização Mundial da Saúde (OMS) publicou novas diretrizes globais para a qualidade do ar, baseadas em evidências científicas sobre os seus efeitos na saúde a concentrações mais baixas do que se pensava anteriormente. O valor de referência para a concentração média anual de PM2.5 foi drasticamente reduzido de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (2005) para 5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ [69]. Esta revisão redefiniu o conceito de "ar seguro" e tornou as conclusões do relatório de 2021, factualmente desatualizadas [70].

Na Figura 80 é apresentada a variação das emissões de PM2.5 desde 1990 até 2020, por setores de atividade. Na Figura 81, encontram-se representados a evolução das emissões em Portugal desde 2005 e os objetivos nacionais de redução. Finalmente, na Figura 82, estão representadas as principais fontes de emissões antropogénicas totais de PM2.5.



Fonte: APA, 2024

Figura 80 - Evolução das emissões antropogénicas totais de PM2.5, por setores de atividade principais [71].

Os dados mais recentes do Instituto Nacional de Estatística (INE) indicam que, embora Portugal apresente uma tendência de melhoria, os níveis de poluição por PM2.5 excedem consistentemente o novo limiar da OMS. Apesar da melhoria contínua nos níveis de PM2.5 em Portugal, a atualização das diretrizes da OMS colocou o país em incumprimento dos padrões considerados seguros para a saúde. Esta evolução de exigência relativa às emissões deste tipo de partículas implica a adoção de políticas mais rigorosas para reduzir emissões, especialmente no setor residencial (biomassa) e nos transportes.

De acordo com os dados mais recentes do Instituto Nacional de Estatística (INE) para Portugal, as concentrações médias anuais de PM2.5 têm vindo a diminuir, passando de 7.9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ em 2020 para 6.8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ em 2023.

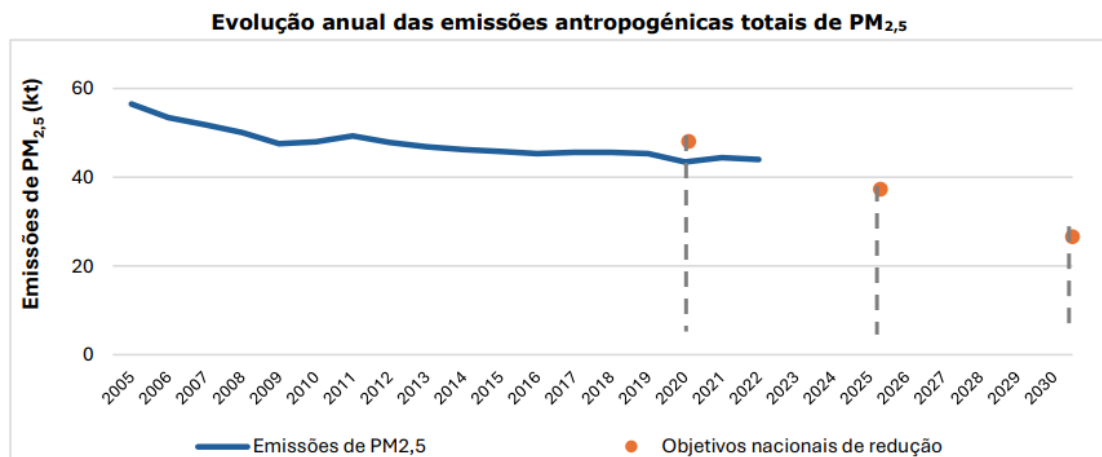


Figura 81 - Evolução anual de emissões de PM_{2.5} [71].

Estes valores, embora cumpram o limite legal da União Europeia (25 µg/m³) e registem uma evolução positiva, constituem de um risco contínuo para a saúde pública [72].



(a) Consumo de tabaco.
 (b) Incêndios em áreas urbanas.
 (c) Produção de fertilizantes.

Fonte: APA, 2024

Figura 82 - Principais fontes de emissões antropogénicas totais de PM_{2.5} [71]

Em 2022, o setor do aquecimento residencial, devido à utilização de biomassa, destacou-se como a principal fonte de emissões antropogénicas de partículas finas (PM2.5), totalizando 17,9 kt, o que correspondeu a 40,7% das emissões registadas nesse ano. Para que Portugal consiga atingir a meta definida de redução das emissões de PM2.5 em 53% até 2030, face aos níveis de 2005, será necessário reduzir mais 17,5 kt relativamente ao valor de 2022. Traduzido numa trajetória linear de decréscimo, este objetivo implica um esforço médio anual de cerca de 2,5 kt, equivalente a aproximadamente 6,9 toneladas por dia. A predominância da biomassa como principal fonte de PM2.5 levanta um paradoxo na transição energética: embora seja considerada renovável, o seu impacto na qualidade do ar é significativo. A meta para 2030 exigirá, não apenas melhorias tecnológicas nos sistemas de combustão, mas também políticas que incentivem alternativas mais limpas para aquecimento residencial, como eletrificação e bombas de calor, evitando que a descarbonização comprometa a saúde pública [71].

“Top performers” europeus

Para que seja possível comparar os valores de concentração de PM2.5 em Portugal com os homólogos europeus, apresenta-se na Figura 83 a concentração anual de PM2.5 na Europa e na Figura 84 os intervalos representados no relatório da Agência Europeia do Ambiente [73].

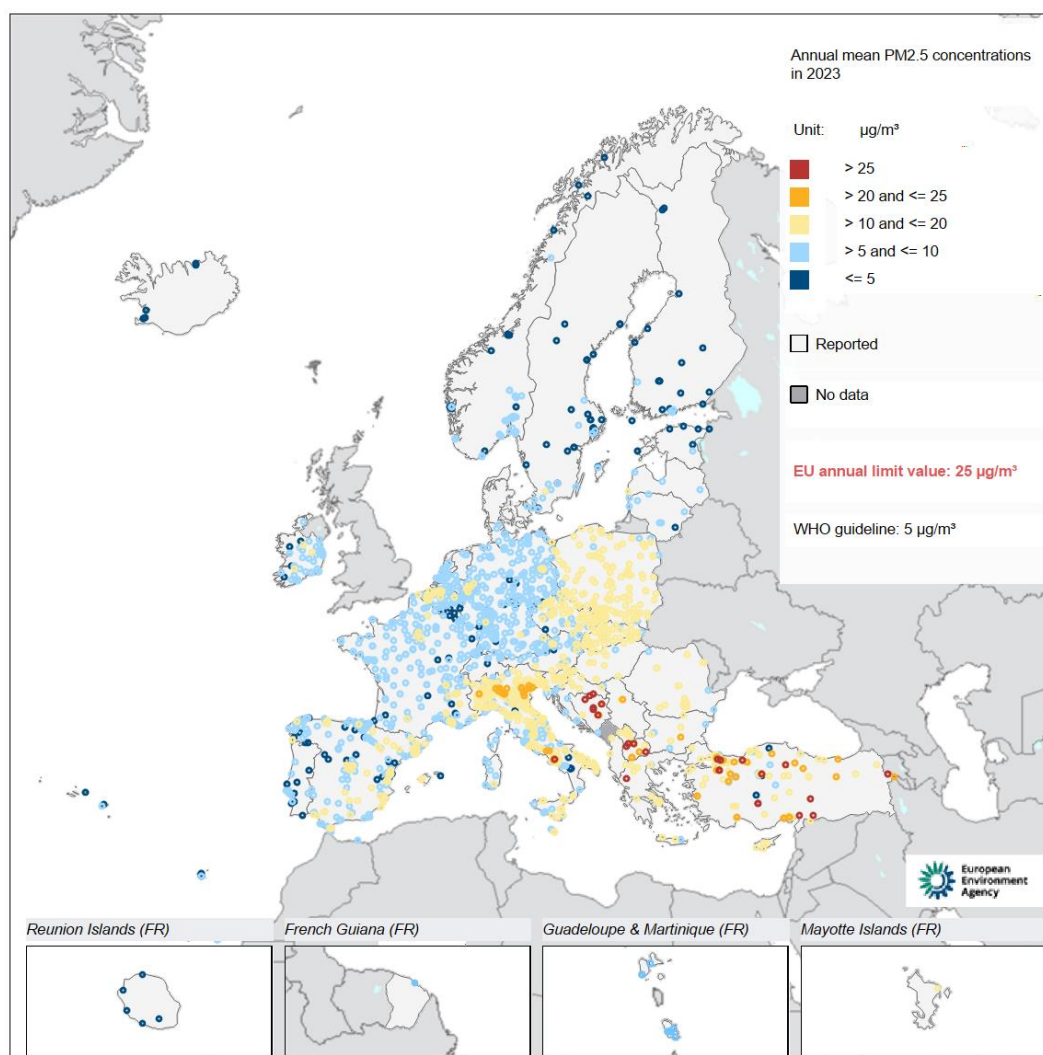


Figura 83 - Concentração média anual ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) de PM2.5 na Europa – 2023 [73].

TRILEMA ENERGÉTICO – UMA PERSPECTIVA NACIONAL

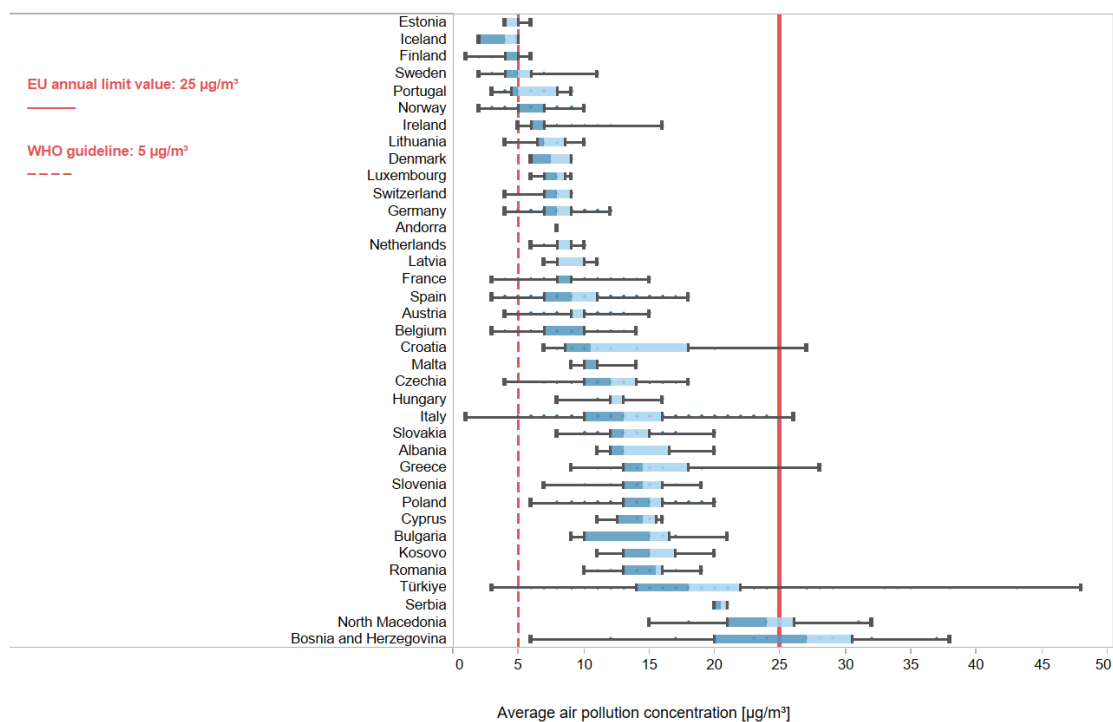


Figura 84 - Concentração média anual ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) de $\text{PM}_{2.5}$ na Europa em relação aos limites anuais da UE e da OMS – 2023 [73].

No contexto europeu, Portugal posiciona-se de forma favorável em rankings comparativos, surgindo frequentemente entre os países com melhor qualidade do ar (7.º lugar na Europa em 2023, segundo a IQAir). No entanto, apesar desta classificação, Portugal, à semelhança da esmagadora maioria dos países europeus, ainda não cumpre as diretrizes de saúde da OMS. Em 2022, apenas a Islândia registou concentrações de $\text{PM}_{2.5}$ inferiores ao valor de referência de $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ [74], estimando a Agência Europeia do Ambiente (EEA) que 96% da população urbana da UE esteve exposta a níveis de $\text{PM}_{2.5}$ superiores ao recomendado pela OMS nesse mesmo ano [75].

VALOR MÉDIO ANUAL DO MATERIAL PARTICULADO PM_{10}

O material particulado PM_{10} , constituído por partículas com um diâmetro aerodinâmico inferior a $10 \mu\text{m}$, engloba uma mistura de partículas sólidas e líquidas em suspensão na atmosfera que representam risco para a saúde pública. A legislação europeia, transposta para o ordenamento jurídico nacional através do Decreto-Lei n.º 102/2010, estabelece um valor-limite de $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ para a concentração média anual de PM_{10} e um valor-limite diário de $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$, que não deve ser excedido mais de 35 vezes por ano civil [76].

De acordo com os relatórios da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), Portugal tem, na generalidade, cumprido estes valores-limite legais [77]. O "Relatório do Estado do Ambiente 2022/2023" reitera que a classe dominante do Índice de Qualidade do Ar (IQA) em Portugal se mantém como "Bom", seguindo a tendência de melhoria registada ao longo das últimas duas décadas [71]. No entanto, a exposição da população a este poluente, especialmente em zonas urbanas e industriais, continua a ser uma preocupação. A Organização Mundial de Saúde (OMS) estabeleceu os valores de referência para a concentração média anual de PM_{10} , sendo $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$, significativamente mais exigente do que o limite

legal europeu. Na Figura 85, apresenta-se a variação das médias nacionais de PM10 desde 2000 até 2024.

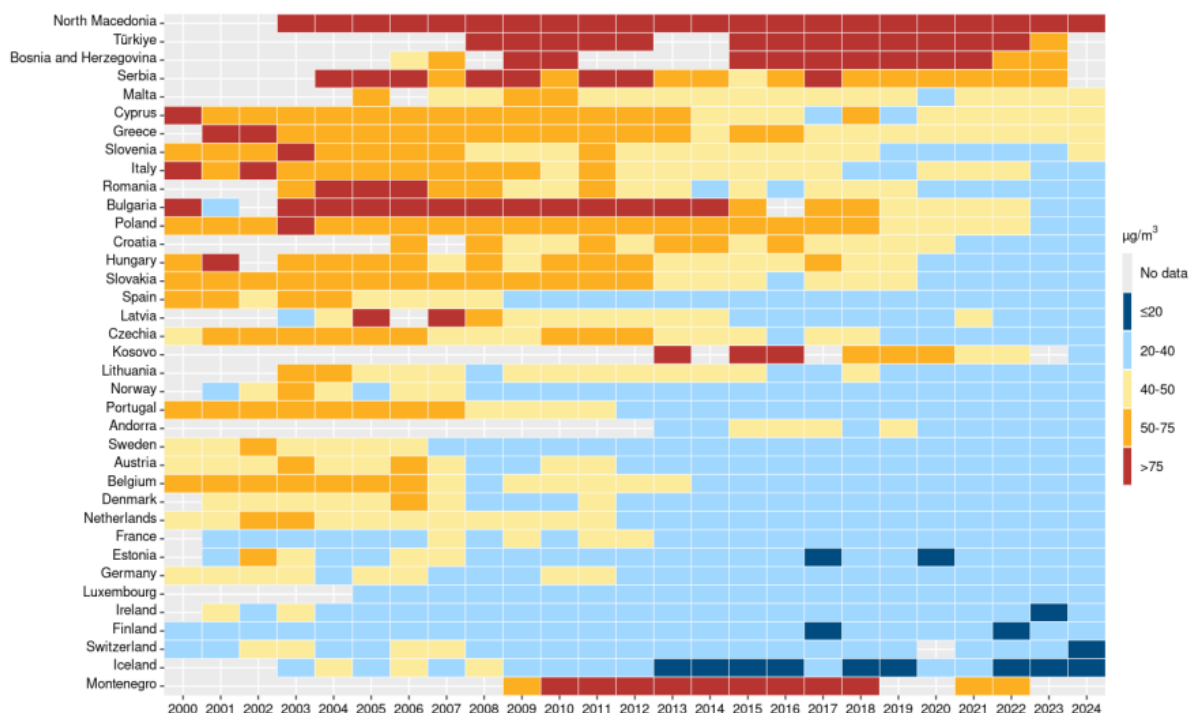


Figura 85 -Média nacional das concentrações de PM10 (percentil 90,4 das concentrações diárias de PM10) entre 2000 e 2024 [78].

As fontes de emissão de PM10 são diversas e complexas. As principais fontes antropogénicas incluem emissões industriais, transporte rodoviário, construção civil e agricultura [78]. A estas juntam-se fontes naturais, com um impacto particularmente significativo e cientificamente documentado em Portugal: as poeiras provenientes do deserto do Saara. Estudos científicos demonstram que estes eventos de intrusão de massas de ar do Norte de África podem levar a um aumento acentuado das concentrações de PM10. Uma análise a um evento extremo em março de 2022, por exemplo, registou excedências pontuais [78] dos valores-limite europeus de PM10 em estações de monitorização no centro de Portugal, confirmando o impacto direto e significativo destes fenómenos na qualidade do ar [78]. De facto, a contribuição do pó do deserto para os níveis de PM10 é uma variável constante. Uma investigação que comparou diferentes metodologias de avaliação ao longo de um ano inteiro em Portugal concluiu que, durante estes episódios, a contribuição das poeiras africanas para a concentração de PM10 pode atingir os $90 \mu\text{g}/\text{m}^3$, sendo a causa direta de excedências ao valor-limite diário [79]. Estes eventos são monitorizados pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), que emite comunicados técnicos sobre a sua origem, trajetória e impacto previsto, servindo de base para os alertas subsequentes à população [80].

CONSUMO DE ÁGUA NO SETOR ENERGÉTICO

A água é um recurso essencial para a produção de energia, e o setor elétrico destaca-se como um dos principais consumidores de recursos hídricos, sobretudo nas centrais térmicas e na produção hidroelétrica. Na União Europeia, a produção de eletricidade representa cerca de um terço das captações totais de água [81]. Na revisão anterior do trilema energético não existia um indicador dedicado ao uso da água, no entanto, dado a sua relevância no setor elétrico, nomeadamente em Portugal, considera-se agora importante incluir a análise do tema, reconhecendo o papel essencial da água na produção de energia.

O encerramento das centrais a carvão de Sines e do Pego, em 2021, eliminou a captação intensiva de água para arrefecimento térmico e reduziu o consumo hídrico operacional associado à produção termelétrica. A transição para uma matriz predominantemente eólica e solar, complementada pela gestão estratégica do parque hídrico e reforço da capacidade de bombagem, permitiu substituir a geração térmica convencional por tecnologias de intensidade hídrica quase nula, otimizando a eficiência global do sistema.

A capacidade térmica ainda em operação, nomeadamente nas centrais a ciclo combinado a gás natural (CCGT) de Ribatejo e Lares, utiliza sistemas de arrefecimento em circuito fechado, que reduzem substancialmente as captações de água face aos sistemas de fluxo direto [82], [83].

Contudo, Portugal não dispõe de um sistema estruturado de monitorização nem de dados desagregados que permitam quantificar a pegada hídrica por tecnologia de produção elétrica. Esta lacuna é particularmente relevante, dado que a energia hidroelétrica continua a ser a principal fonte de produção elétrica e apresenta elevada vulnerabilidade em cenários de seca extrema.

De acordo com a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) (2023), a informação disponível sobre captações de água em Portugal é ainda limitada e pouco detalhada. Os dados recolhidos concentram-se essencialmente nos setores do abastecimento público, agricultura e indústria, sem cobertura consistente em todas as regiões. Além disso, as captações associadas aos setores industrial e energético são frequentemente reportadas em conjunto, dificultando a avaliação das necessidades hídricas específicas de cada atividade. A OCDE recomenda, por isso, o reforço do acompanhamento e da eficiência do uso da água, especialmente nos setores energético e industrial, de modo a melhorar a qualidade e a transparência da informação estatística [84].

Apesar da redução da pegada hídrica associada à transição energética, a escassez de dados suficientemente detalhados limita a capacidade de avaliar riscos e fundamentar políticas eficazes. A ausência de métricas específicas para o setor energético dificulta a análise de impactos cumulativos, especialmente em períodos de seca prolongada, tornando urgente o desenvolvimento de sistemas de recolha e reporte de dados mais granulares e articulados com a gestão hídrica nacional.

No atual contexto de descarbonização, é necessário promover a eficiência hídrica e criar um sistema de reporte robusto, que suporte a avaliação de riscos e a formulação de políticas resilientes. A definição de indicadores normalizados e a integração de dados entre os sistemas energético e hídrico são fundamentais para reforçar a resiliência do setor face a eventos climáticos extremos.

Exemplos de indicadores relevantes para a avaliação da pegada hídrica das tecnologias de geração elétrica incluem:

- Consumo hídrico específico por unidade de energia produzida (m^3/MWh)
- Índice de reutilização de água (água reutilizada / água total consumida)

MENSAGENS CHAVE

- **Intensidade energética a diminuir, mas ainda acima da média**

A intensidade energética da economia portuguesa registou uma redução de 5% em 2023, situando-se em 96 tep/M€2016, refletindo progressos na eficiência do uso da energia. No entanto, o valor permanece 4,2% acima da média da UE27, evidenciando a influência da estrutura produtiva nacional e a necessidade de aprofundar medidas de descarbonização e eficiência nos setores mais intensivos em energia.

- **Contributo das renováveis ainda muito dependente da capacidade hídrica**

O crescimento das renováveis é notável, mas a dependência hídrica expõe o sistema à variabilidade climática. Armazenamento, descentralização da produção de eletricidade, gestão inteligente da rede e diversificação da produção de energia através de fontes renováveis, como solar fotovoltaico ou eólica offshore, serão cruciais para garantir estabilidade e compensar a variabilidade hidrológica.

- **Perdas do sistema mantêm-se estáveis ao longo do tempo**

As perdas no sistema elétrico nacional mantêm-se estáveis em torno dos 9% da energia veiculada, em linha com a média da EU-27, refletindo uma gestão eficiente da rede e investimento contínuo em modernização e monitorização. A maior fatia das perdas ocorre na distribuição, devido à maior capilaridade da rede, enquanto a transmissão mantém valores reduzidos e controlados

- **Diminuição das emissões de CO₂ do setor energético em 41%, desde 2005**

As emissões de CO₂ em Portugal provenientes do setor energético diminuíram 41% desde o pico de 2005, refletindo a substituição do carvão por gás natural, o encerramento das centrais a carvão em 2021 e a transição eficaz para as energias renováveis. Entre 2000 e 2023, as emissões per capita caíram cerca de 43 %, colocando Portugal entre os cinco países da UE com menor emissão de CO₂ por habitante (3,25 tCO₂/hab), desempenho superior à média da UE-27.

- **Diminuição das emissões de metano per capita em 30% desde 2000**

As emissões de metano *per capita* em Portugal reduziram-se em cerca de 30% entre 2000 e 2023, sendo actualmente de 1,4 kg/habitante, resultado da transição energética, da melhoria das redes de gás e da eliminação do carvão, o que coloca o país entre os quatro melhores desempenhos da União Europeia nesta categoria.

- **PM2.5: Portugal dentro dos limites da UE, mas não dos da OMS**

Portugal cumpre os limites legais da UE, mas excede as novas recomendações da OMS (5 µg/m³). As principais fontes deste tipo de partículas são a biomassa residencial e a indústria da pasta e papel.

- **PM10: Portugal dentro dos limites, apenas com situações pontuais**

Apesar da tendência de melhoria e do cumprimento das normas europeias, episódios de intrusão de poeiras do Saara continuam a originar excedências pontuais.

A competitividade depende de inovação e políticas integradas: Estar entre os líderes europeus em penetração renovável é positivo, mas não suficiente. A próxima década exigirá soluções tecnológicas, eletrificação acelerada e mecanismos de mercado que assegurem uma transição justa e resiliente.

LISTA DE FIGURAS E TABELAS

FIGURAS

Figura 1 - Indicadores e respetiva distribuição do trilema energético.....	7
Figura 2 - Evolução da pontuação de Portugal por pilar de 2000 a 2023, como apresentado no index tool.	8
Figura 3 – Evolução do consumo de energia primária por fonte [2].	11
Figura 4 - Evolução do consumo de produtos petrolíferos em Portugal [3].	12
Figura 5 - Distribuição do consumo final de Gás Natural no ano 2023 [4].	13
Figura 6 - Distribuição de consumo primário de bioenergia por tipo 2023 [4].	14
Figura 7 - Evolução da produção elétrica renovável [5].	15
Figura 8 – Dependência de importação energética europeia em 2023 [7].	16
Figura 9 – Dependência de importações energética portuguesa nos últimos 20 anos [7].	17
Figura 10 - Produção percentual de fontes de energia renovável em Portugal [6], [9].	17
Figura 11 - Evolução da autossuficiência elétrica em Portugal e papel das fontes renováveis e importações [6].	18
Figura 12 - Importação de petróleo bruto por países de origem [10].	19
Figura 13 - Importação e Exportação de Produtos de Petróleo [11].	19
Figura 14 - Importações de Gás Natural por meio de receção [12].	20
Figura 15 - Origens geográficas da importação de navios metaneiros [12].	21
Figura 16 - Evolução da capacidade de produção elétrica por fonte [6], [9].	22
Figura 17 - Evolução da Produção de eletricidade e do Consumo Nacional [6], [9].	22
Figura 18 - Penetração de Renováveis no consumo total de eletricidade em Portugal vs. Precipitação Total Anual Acumulada (Portugal Continental) [13], [14], [15], [16].	23
Figura 19 – Desagregação entre as Reservas constituídas em tickets e total de reservas físicas [22].	25
Figura 20 - Desagregação das Reservas constituídas físicas da ENSE por produto [22].	26
Figura 21 - Desagregação das Reservas constituídas físicas da ENSE por instalação [22].	26
Figura 22 – Localização das principais reservas de segurança.	27
Figura 23 - Processo de refinação em Sines [23].	27
Figura 24 - Entradas e Saídas na Refinaria de Sines [23].	28
Figura 25 - Percentagem de produtos produzidos nas refinarias de Sines entre 2021 e 2024 [23], [24], [25], [26].	28
Figura 26 - Projeção da necessidade de armazenamento até 2033 [29].	29
Figura 27 - Evolução da capacidade instalada Portugal [9] e do balanço energético em centrais hídricas com bombagem [31].	30
Figura 28 – Evolução anual do SAIFI BT [35], [36].	33
Figura 29 – Evolução anual do SAIFI MT [35], [36].	33
Figura 30 – Evolução anual do SAIFI AT [35], [36].	34

Figura 31 – Evolução anual do SAIDI BT [35], [36].	34
Figura 32 – Evolução anual do SAIDI MT [35], [36].	35
Figura 33 – Evolução anual do SAIDI AT [35], [36].	36
Figura 34 - Evolução da frequência e da tensão medidas na subestação de 400 kV em Carmona (Espanha) e da frequência no resto da Europa Continental durante o incidente [37].	38
Figura 35 - Hora de início das centrais com capacidade de black-start e apoio posterior das interligações com Espanha – REN [37].	39
Figura 36 - Evolução da pontuação de Portugal e outros países em Segurança Energética 2000-2023 [1].	42
Figura 37 - Indicador IP1.1 - População a viver em agregados sem capacidade financeira para manter a casa adequadamente aquecida [39].	48
Figura 38 - Indicador IP2 - Desempenho energético das habitações (frações com classe de eficiência C ou abaixo) [39].	48
Figura 39 - Consumo de energia elétrica por tipo de consumo (%) [42].	50
Figura 40 - Consumo de eletricidade per capita municipal em 2023 [42].	50
Figura 41 Consumo doméstico de eletricidade por Município em Portugal Continental [43].	53
Figura 42 - Continuidade de serviço no setor elétrico, em 2023 [36].	54
Figura 43 - Divisão do consumo doméstico de energia em 2023 pelas várias fontes [4].	55
Figura 44 - Distribuição de agregados domésticos por bandas consumo anual de eletricidade [45].	57
Figura 45 - Evolução do preço de energia elétrica excluindo impostos e taxas (esquerda) e incluindo impostos e taxas (direita), em Portugal 2010-2024 - Consumidores Domésticos [45].	57
Figura 46 - Peso das taxas e impostos no preço da eletricidade em Portugal entre 2016-2024 [46].	58
Figura 47 - Rendimento médio anual líquido e peso da fatura de eletricidade por agregado [49].	58
Figura 48 Evolução do preço dos combustíveis rodoviários por PIB per capita, 2015 [50].	59
Figura 49 - Evolução do preço de combustíveis rodoviários (sem taxas e impostos) por PIB per capita, 2015 [50].	60
Figura 50 - Percentual de Taxas e Impostos no PMVP dos combustíveis rodoviários [51].	60
Figura 51 - Decomposição do PMVP da gasolina e do gasóleo, em Portugal, em 2024 [50].	61
Figura 52 - Evolução temporal do preço de Gás Natural setor doméstico, com taxas e impostos [45].	62
Figura 53 - Preço de Gás Natural setor Industrial, com taxas e impostos [45].	62
Figura 54 - Decomposição dos preços do gás natural para consumo doméstico (D1, D2 e D3) e para o consumo industrial (I1, I2, I3, I4 e I5), em Portugal, no 1.º semestre de 2024 [45].	63
Figura 55 – Indicador da acessibilidade da Eletricidade a Residentes em Portugal, DGEG - Principais indicadores energéticos [53].	64
Figura 56 - Intensidade Energética da Economia [56].	69
Figura 57 - Evolução da Intensidade Energética [56].	70
Figura 58 - Evolução da intensidade energética (referencia base considerada: ano de 2003) [56].	70
Figura 59 - Intensidade energética da economia em energia primária na UE 27 em 2023 (tep/M€2015) [56].	71

Figura 60 - Taxa média anual de melhoria da intensidade energética em regiões selecionadas 2010–2024 [57].	72
Figura 61 Intensidade energética medida em termos de energia primária e PIB (ODS 7.3.1) para mais de 220 países e grupos regionais M49 (classificação ODS) para os anos de 1990 a 2021 [57].	72
Figura 62 - Ranking ETI 2025. SP = System Performance TR = Transition Readiness [59].	73
Figura 63 - Top Performers no ETI 2025 [59]	73
Figura 64 - Perdas na Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica vs. Percentagem de Renováveis em toda a energia veiculada no sistema elétrico nacional [13], [14].	74
Figura 65 – Perdas na Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (Comparação “Top performers EU” 2018-2022) [60].	75
Figura 66 – Fator da intensidade carbónica da eletricidade em Portugal e UE-27 de 2000 a 2024 [61].	76
Figura 67 - Evolução histórica da intensidade carbónica da eletricidade e comparação com top-10 EU 27 em 2024 [61].	76
Figura 68 - Penetração de fontes renováveis de energia no consumo total de eletricidade – Top performers EU (comparação entre os anos de 2004 e 2023) [62].	78
Figura 69 - Evolução das emissões de CO2 resultantes da queima de combustíveis fósseis, entre 1990 a 2023 [65].	79
Figura 70 - Evolução do Consumo de Carvão em Portugal, entre 2000 e 2022 [66].	79
Figura 71 - Evolução das emissões de CO ₂ e GEE, entre 2000 e 2023 com LULUCF [65].	80
Figura 72 - Evolução das emissões de CO ₂ e GEE, entre 2000 e 2023 sem LULUCF [65].	80
Figura 73 - Evolução das emissões de Óxido Nitroso (N ₂ O) e GEE, entre 2000 e 2023 com LULUCF [65].	80
Figura 74 - Evolução das emissões de N ₂ O e GEE, entre 2000 e 2023 sem LULUCF [65].	81
Figura 75 - Peso das Emissões de CO ₂ , resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis, no Total das Emissões [65].	81
Figura 76 - Evolução das emissões de CO ₂ per capita Emissões de CO ₂ per capita [65].	82
Figura 77 - Evolução dos Top Performers (1990 - 2019) Emissões de CO ₂ per capita [65].	83
Figura 78 - Peso das Emissões de CH ₄ , resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis, no Total das Emissões de GEE [67].	84
Figura 79 - Top performers da UE nas emissões de CH ₄ resultantes da Queima de Combustíveis Fósseis [68].	84
Figura 80 - Evolução das emissões antropogénicas totais de PM2.5, por setores de atividade principais [71].	85
Figura 81 - Evolução anual de emissões de PM2.5 [71].	86
Figura 82 - Principais fontes de emissões antropogénicas totais de PM2.5 [71]	86
Figura 83 - Concentração média anual (µg/m ³) de PM2.5 na Europa – 2023 [73].	87
Figura 84 - Concentração média anual (µg/m ³) de PM2.5 na Europa em relação aos limites anuais da UE e da OMS – 2023 [73].	88
Figura 85 -Média nacional das concentrações de PM10 (percentil 90,4 das concentrações diárias de PM ₁₀) entre 2000 e 2024 [78].	89

TABELAS

Tabela 1 - Pontuação e ranking de Portugal no Energy Trilemma Index (2024), por pilar.....	8
Tabela 2 - Comparação da pontuação de Portugal com os valores de referência da 21.ª posição do Energy Trilemma Index (2024), por pilar.....	9
Tabela 3 – Características das Centrais Hidroelétricas Reversíveis.....	30
Tabela 4 - Comparação de Portugal com os países com melhor classificação em Segurança Energética [1].....	42
Tabela 5 - Consumidores de energia elétrica por tipo de consumo (Consumo total de energia elétrica por consumidor (kWh/ cons.) [42].	49
Tabela 6 - Indicador do consumo doméstico de eletricidade por consumidor nas várias regiões, em 2023 e 2019, Portugal [42].	51
Tabela 7 Consumo doméstico de energia elétrica por consumidor por localização geográfica, em 2015 e 2023, em Portugal [4].	52
Tabela 8 Consumo doméstico de eletricidade por consumidor nos 10 municípios com menor consumo, 2023 [4].	52
Tabela 9. Consumo doméstico de energia elétrica por consumidor (kWh/ cons.) por Localização geográfica (NUTS - 2013); Anual, retirando os valores dos 10 municípios com maior consumo em 2023 [4].	52
Tabela 10 - Classificação das zonas de qualidade de serviço.....	53
Tabela 11 Consumo anual doméstico de energia, em 2019 e 2023, por tipo de energia consumida [4].	55
Tabela 12 - Bandas de consumo anual de energia elétrica para consumidores domésticos [45].....	56
Tabela 13 Preços médios dos combustíveis [45].	59
Tabela 14 - Consumo de energia nos veículos afetos aos indivíduos residentes nos alojamentos por tipo de combustível [48].	61
Tabela 15 - Bandas de Consumo Utilizadores Domésticos [45].	62
Tabela 16 - Bandas de Consumo Consumidores Industriais [45].	62
Tabela 17 - Preços de lenha e GPL 2020 – 2025 [52].	64

REFERÊNCIAS

- [1] World Energy Council, “World Energy Trilemma Report 2024 |.” Accessed: Feb. 08, 2026. [Online]. Available: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024>
- [2] DGEg, “Consumo de Energia 2023.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/mj2j0n2h/dgeg-iie-1995-2023.xlsx>
- [3] DGEg, “Vendas Mensais de Produtos de Petróleo em Portugal 2024.” Accessed: Nov. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/ex0p3h3b/dgeg-omn-2024-12.xlsx>
- [4] DGEg, “Balancos Energéticos 2023.” Accessed: Nov. 11, 2025. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/balancos-energeticos/balancos-energeticos-nacionais/>
- [5] DGEg, “Renováveis, Contribuição para o Balanço Energético.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/of5bz2ho/dgeg-rbe-1999-2023.xlsx>
- [6] APREN, “Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental.” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- [7] Eurostat, “Energy import dependency by products.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sdg_07_50/default/table?lang=en
- [8] Governo de Portugal, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030).”
- [9] DGEg, “Produção anual e potência instalada.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/electricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>
- [10] DGEg, “Valores de importação de petróleo bruto por origem.” Accessed: Nov. 09, 2025. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/precos-de-energia/valores-de-importacao-de-petroleo-bruto-por-origem/>
- [11] DGEg, “Importações/Exportações de petróleo e derivados.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/petroleo-e-derivados/importacoes-exportacoes/>
- [12] DGEg, “Importações/Exportações de Gás Natural.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/gas-natural/importacoes-exportacoes/>
- [13] DGEg, “Renováveis.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/renovaveis>
- [14] DGEg, “Eletricidade.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/electricidade/>
- [15] DGEg, “Estatísticas rápidas das renováveis.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/kluh33x2/dgeg-arr-2025-04.pdf>
- [16] IPMA, “Clima, Séries longas.” [Online]. Available: <https://www.ipma.pt/pt/oclima/series.longas/?loc=Continente&type=raw>
- [17] REN, “Dados Técnicos, Lisboa.,” 2021.
- [18] Público, “Frio: há 11 anos que Portugal não consumia tanta electricidade num só dia,” 2021. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2021/01/15/economia/noticia/frio-ha-11-anos-portugal-nao-consumia-tanta-electricidade-so-dia-1946453>

- [19] REN, “Consumo de eletricidade atinge máximo histórico no primeiro semestre.” [Online]. Available: <https://www.ren.pt/media/noticias/consumo-de-eletricidade-atinge-maximo-historico-no-primeiro-semester>
- [20] ERSE, “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização do cumprimento dos níveis mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal em 2023,” 2024.
- [21] ENTSOe, “European Resource Adequacy Assessment 2024 Edition Executive Report,” 2024.
- [22] ENSE, “Mapa das Reservas Petrolíferas 2024.”
- [23] GALP, “Relatório Integrado de Gestão 2024,” 2024.
- [24] GALP, “Relatório Integrado Anual 2022,” 2022.
- [25] GALP, “Relatório Integrado de Gestão 2021,” 2021.
- [26] GALP, “Relatório Integrado de Gestão 2023,” 2023.
- [27] ENSE, “Segurança Energética em Tempos de Mudança (Tema II – Reservas de Gás Natural).” [Online]. Available: <https://www.ense-epe.pt/news/seguranca-energetica-em-tempos-de-mudanca-tema-ii-reservas-de-gas-natural/>
- [28] APS - Administração dos Portos de Sines e do Algarve, “TGN - Terminal de Gás Natural.” [Online]. Available: <https://www.apsinesalgarve.pt/porto-de-sines/o-porto/terminais-portu%C3%A1rios/tgn-terminal-de-g%C3%A1s-natural/>
- [29] REN, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2024-33,” 2023.
- [30] DGEG, “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2025-2040 (RMSA-E 2024),” 2025.
- [31] REN, “REN Datahub - Balanço Energético,” 2025. [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/>
- [32] REN, “Balanço Diário.” [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/>
- [33] Fundo Ambiental, “Resultados finais do Aviso AAC n.º 01/C21-i08/2024 – Flexibilidade de Rede e Armazenamento,” 2025.
- [34] ERSE, “Regulamento da qualidade de serviço dos setores elétrico e do gás.” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-da-qualidade-de-servico-setor-eletrico-e-setor-do-gas-natural/>
- [35] ERSE, “Relatório da Qualidade de Serviço Técnica do Setor Elétrico - 2024,” 2025.
- [36] ERSE, “Continuidade de Serviço,” 2025. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoInjE4ODNmODktYWE0MS00ZjA0LWFiMmQtOWJkN2FkZWY1YWEyIiwidCI6ImIwMzU0MDBkLkTE3NzYtNDYyZi04YjlxLTlxMTYxMTYzYWI0MDNkZiIsImMiOiI9>
- [37] ENTSO-E. Expert Panel on the Grid Incident on 28 April 2025, “Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – Factual Report,” Bruxelas, Bélgica, 2025.
- [38] Reuters, “Iberian blackout was first known caused by excessive voltage, report says.” [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/iberian-blackout-was-first-over-voltage-caused-blackout-2025-10-03/>
- [39] ONPE, “Observatório Nacional Pobreza Energética – Plataforma ELPPE.” [Online]. Available: <https://onpe.pt/elppe/>
- [40] Comissão Europeia, “Relatório sobre o Estado da União da Energia,” 2024. [Online]. Available: <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal-regista-percentagem-mais-alta-da-ue-em-pobreza-energetica>

- [41] UN, “Goal 7: Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all,” 2025. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals/goal7>
- [42] INE, “Consumo doméstico de energia elétrica por consumidor (kWh/cons.) por localização geográfica (NUTS 2013),” 2024. [Online]. Available: https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&userLoadSave=Load&userTableOrder=10861&tipoSelecao=1&contexto=pq&selTab=tab1&submitLoad=true
- [43] ERSE, “Boletim Comparação de Preços Eurostat - Electricidade - 2º Semestre 2024.” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+Compara%C3%A7%C3%A3o+Pre%C3%A7os+Internacionais&setor=&ano=&descricao=Eurostat>
- [44] EUROSTAT, “Household consumption volumes of electricity by consumption bands - Eurostat, 2025,” 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204_v/default/table?lang=en
- [45] ERSE, “Comparação de preços Gás Natural EUROSTAT,” 2025. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/jecpa41a/boletim-gás-eurostat_2024s2.pdf
- [46] EUROSTAT, “Electricity price statistics.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Source_data_for_tables_and_graphs
- [47] Direção-Geral da Economia, “Flache GEE: Indicadores.” [Online]. Available: <https://www.gee.gov.pt/pt/indicadores-diarios/ultimos-indicadores/33995-carga-fiscal-eurostat-2>
- [48] INE, “Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico.” [Online]. Available: https://www.ine.pt/ngt_server/attachfileu.jsp?look_parentBoui=527963930&att_display=n&att_download=y
- [49] DGEg, “Preço Médio Diário (Continente).” [Online]. Available: <https://precoscombustiveis.dgeg.gov.pt/estatistica/preco-medio-diario/>
- [50] DGEg, “Políticas de proteção ao consumidor de energia - Tarifa Social de Energia.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/politicas-de-protecao-ao-consumidor-de-energia/tarifa-social-de-energia/>
- [51] ENSE, “Decomposição de Preços por Tipos de Combustível,” 2025. [Online]. Available: <https://www.ense-epe.pt/decomposicao-de-preco/>
- [52] DGEg, “Preços de Combustíveis em Portugal Continental.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/precos-de-energia/precos-de-combustiveis-em-portugal-continental/>
- [53] DGEg, “Indicadores energéticos.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/indicadores-energeticos/>
- [54] European Commission, “GHG emissions of all world countries.” [Online]. Available: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2023
- [55] WEC, “World Energy Trilemma Index .” [Online]. Available: <https://trilemma.worldenergy.org/>
- [56] DGEg, “Energia em Números,” 2025. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/b4fhd0lv/dgeg-aen-2025e.pdf>
- [57] International Energy Agency, “Global Energy Review 2025,” 2025. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b169aa1-bc88-4c96-b828-aaa50406ba80/GlobalEnergyReview2025.pdf>
- [58] International Energy Agency, “SDG7 Database.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/sdg7-database>

- [59] World Economic Forum, “Fostering Effective Energy Transition 2025,” 2025 [Online]. Available: https://reports.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2025.pdf
- [60] Council of European Energy Regulators, “3rd CEER Report on Power Losses.” [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/publication/3rd-ceer-report-on-power-losses/>
- [61] European Environment Agency, “Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>
- [62] EUROSTAT, “Renewable energy statistics.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics
- [63] Our World in Data, “Denmark generates a larger share of its electricity from wind than any other country.” [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/data-insights/denmarks-electricity-has-a-larger-share-of-wind-power-than-any-other-country>
- [64] APA, “National Inventory Document- 2025 Portugal,” 2025. [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20250509/nid2025_15march.pdf
- [65] APA, “Inventário Nacional de Emissões por Fontes e Remoção por Sumidouros de Poluentes Atmosféricos (INERPA).” [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/inventario-nacional-de-emissoes-por-fontes-e-remocao-por-sumidouros-de-poluente-atmosfericos>
- [66] DGEG, “Balanços e consumos de carvão de origem fóssil.” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/carvao/consumos/>
- [67] APA, “Inventário.” [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20250509/prt-crt-2025-v0.6-20250314-152459_started.7z
- [68] EUROSTAT, “Greenhouse gas emissions by source sector.”
- [69] Agência Europeia do Ambiente, “Air quality in Europe, EEA Report No 23/2023, 2023.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2023>
- [70] Organização Mundial da Saúde, “WHO global air quality guidelines: particulate matter (PM2.5 and PM10), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide,” 2021.” [Online]. Available: <https://www.who.int/publications/i/item/9789240034228>
- [71] APA, “Relatório do Estado do Ambiente 2024,” 2024, [Online]. Available: https://rea.apambiente.pt/sites/default/files/rea/REA_2024_Final_22_out_2024.pdf
- [72] INE, “Concentração média anual de partículas PM2,5 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)”, 2024.” [Online]. Available: https://www.ine.pt/xportal/xmain?contexto=bd&indOcorrCod=0009645&selTab=tab2&xlang=pt&xpgid=ine_indicadores&xpid=INE&utm
- [73] European Environment Agency, “Particulate matter - PM2.5.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/air-quality-status-report-2025/particulate-matter-PM2.5>
- [74] IQAir, “World’s most polluted countries & regions.” [Online]. Available: <https://www.iqair.com/world-most-polluted-countries>
- [75] European Environment Agency, “Europe’s air quality status 2024.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/europes-air-quality-status-2024>
- [76] Eurofins, “O que são as partículas PM10 e como se formam na atmosfera?” [Online]. Available: <https://www.eurofins-environment.es/pt/o-que-sao-as-particulas-pm10-e-como-se-formam-na-atmosfera/>

- [77] Portal do Estado do Ambiente Portugal, “Índice de Qualidade do Ar.” [Online]. Available: <https://rea.apambiente.pt/content/%C3%ADndice-de-qualidade-do-ar>
- [78] CCDR, “Principais Fontes de Emissão de Poluentes .” [Online]. Available: https://www.ccdr-n.pt/storage/app/media/files/ficheiros_ccdrn/ambiente/fontes.pdf
- [79] C. , P. C. , M. A. , R. M. , F. A. P. , B. C. , B. J. M. , & T. O. Gama, “Comparison of Methodologies for Assessing Desert Dust Contribution to Regional PM10 and PM2.5 Levels: A One-Year Study Over Portugal,” *Atmosphere (Basel)*., 2020, [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/atmos11020134>
- [80] IPMA, “Poeiras em suspensão.” [Online]. Available: https://www.ipma.pt/pt/media/noticias/news.detail.jsp?y=2022&f=Poeiras_Portugal_continental.html
- [81] JRC Publications Repository, “Water – Energy Nexus in Europe,” 2019. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC115853>
- [82] edp, “DECLARAÇÃO AMBIENTAL 2023 - Direção Centro de Produção Ribatejo,” 2023. [Online]. Available: https://edp.com/sites/default/files/document/2025-05/EDP_Decl-Amb-2023_DRIB_V04.pdf
- [83] CCDRC, “LICENÇA AMBIENTAL - Central de Ciclo Combinado de Lares ,” 2006. [Online]. Available: https://www.ccdrc.pt/wp-content/uploads/2009/04/LA_51_06_Lares-4b7.pdf
- [84] O. P. P. OECD Environmental Performance Reviews, “OECD Environmental Performance Reviews: Portugal 2023,” 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1787/d9783cbf-en>

AGRADECIMENTOS

Os membros do programa Future Energy Leaders Portugal agradecem a revisão cuidadosa do relatório realizada pela Eng^a Ana Luís de Sousa, bem como os contributos do Professor João Peças Lopes e do Doutor João Pedro Gouveia na sua revisão.

Agradecem, igualmente, a Francisco Silva e a Pedro Frade pelos comentários e trocas de ideias pontuais mantidas com o grupo ao longo da elaboração deste trabalho.

É também devido um agradecimento aos membros da equipa coordenadora da versão original do documento (Bruno Henrique Santos, Mariana Figueiredo, Pedro Frade, Pedro Ferreira e Ana Luís de Sousa), pelos comentários e pelo apoio inicial no lançamento deste projeto.

ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DA ENERGIA

DIREÇÃO

ANTÓNIO COUTINHO
Presidente

PEDRO AMARAL JORGE
Vice-Presidente

NUNO RODRIGUES
Vice-Presidente

ANA SILVEIRA
Vice-Presidente

PEDRO ÁVILA
Vice-Presidente

NUNO PIGNATELLI
Vice-Presidente

GILDA PIMENTEL
Vice-Presidente

JOANA APPLETON
Vice-Presidente

LUÍSA MACIEL
Vice-Presidente

ANA LUÍS DE SOUSA
Diretora Executiva

MEMBROS DO FELPT

Ana Luisa Reis

Ana Rita Pinto da Costa

Ana Carvalho

Ariana Martins

Bernardo Mendonça

Cynthia Véliz

Daniel Gil

Emanuel Delgado

Guilherme Marques

Inês Prates

Iúri Passarinho

Jasmin Oliveira

João Costeiral

João Gondar

João Sena

Luís Alves

Luísa Amorim

Luísa Vilas Boas

Luiz Dias

Marco Furtado

Nelson Luís

Paulo Castelão

Rui Pinto

Telmo Lopes

Teresa Faria

Thaynara Leal

Tiago Rodrigues

BRUNO HENRIQUE SANTOS
Presidente

ANA RITA GOMES
Secretária-Geral