



por

*João de Jesus Ferreira<sup>1</sup>*

*Cascais. 16 de Janeiro de 2026*

---

<sup>1</sup> *Engenheiro Conselheiro - Electrotécnico - Especialista em Energia* - [MSc. Eng.º (IST)] - O autor escreve, por opção pessoal, de acordo com a antiga ortografia.

## Resumo

Este documento apresenta uma análise quantitativa, técnica e económica da chamada **“transição energética”**, com enfoque no período **2010–2024**, avaliando os seus resultados reais à escala global, europeia e nacional. A abordagem adoptada assenta exclusivamente em dados empíricos observáveis, séries estatísticas consolidadas e contabilidade de sistema, evitando cenários normativos, trajectórias administrativas ou pressupostos tecnológicos não verificados.

A análise demonstra que o processo observado nas últimas décadas corresponde predominantemente a uma **adição energética**, e não a uma transição energética em sentido físico e climático. Apesar de um investimento global acumulado da ordem de 6–7 biliões ( $10^{12}$ ) de dólares em tecnologias associadas à transição energética, o consumo absoluto de combustíveis fósseis manteve-se elevado e as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia atingiram novos máximos históricos após 2021.

Um dos contributos centrais do trabalho é a distinção entre métricas tecnológicas parciais, como o LCOE privado, e o **custo total do sistema eléctrico (System LCOE)**, que inclui custos de rede, serviços de sistema, capacidade de backup, *curtailment* e degradação da utilização de centrais despacháveis. Demonstra-se que a elevada penetração de renováveis intermitentes implica custos sistémicos significativos, frequentemente ignorados no debate público e na formulação de políticas.

Com base nesta abordagem, estima-se que o custo económico implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada se situe, em média, no intervalo de **200 – 400 USD/tCO<sub>2</sub>**, valor substancialmente superior aos preços do carbono no ETS <sup>2</sup> europeu e às estimativas do custo social do carbono. Este resultado evidencia uma afectação ineficiente de recursos e uma fraca relação custo–benefício da política climática dominante.

A análise europeia revela ainda que uma parte relevante da redução das emissões territoriais resulta de desindustrialização e **carbon leakage**, com impacto climático global limitado, mas custos económicos internos elevados, incluindo electricidade estruturalmente mais cara e perda de competitividade. O caso português é analisado como exemplo paradigmático desta distorção, dada a desproporção entre esforço económico interno e impacto climático global.

---

<sup>2</sup> O Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da União Europeia (EU ETS) é um mecanismo de **“cap-and-trade”** que impõe um limite global às emissões de CO<sub>2</sub> em sectores intensivos em energia, obrigando as entidades abrangidas a deter licenças de emissão proporcionais às suas emissões. O preço do carbono resulta da escassez regulamentar dessas licenças e de dinâmicas de mercado, não correspondendo necessariamente ao custo social do carbono nem garantindo reduções globais de emissões.

O documento analisa igualmente os desafios futuros associados à electrificação da economia, à expansão de centros de dados e da Inteligência Artificial e à promoção do hidrogénio verde. Conclui-se que a electrificação aumenta a ponta de carga e a exigência de potência firme, enquanto o hidrogénio verde deve ser entendido como uma **solução de segunda ordem**, viável apenas num cenário de electricidade abundante, firme e estruturalmente muito barata, condição que não se verifica no contexto actual.

O trabalho conclui que os problemas observados não resultam de falhas tecnológicas isoladas, mas de um erro estrutural de arquitectura do modelo energético. Defende-se, por isso, uma reorientação da política climática, ou do carbono, para uma verdadeira política energética baseada em neutralidade tecnológica, planeamento sistémico, internalização integral de custos e foco na eficiência económica e ambiental real.

### **Palavras-chave**

Transição energética; adição energética; renováveis intermitentes; System LCOE; custos sistémicos; potência firme; electrificação; hidrogénio; eficiência climática; eficácia climática; política energética.

## Abstract

This document provides a quantitative, technical and economic assessment of the so-called “energy transition”, focusing on the period 2010–2024 and evaluating its actual outcomes at global, European and national levels. The analysis is strictly based on observable empirical data, consolidated statistical series and system-level accounting, deliberately avoiding normative scenarios, administrative targets or unverified technological assumptions.

The results show that the process observed over the last decade corresponds predominantly to an **energy addition** rather than a physical and climatic energy transition. Despite cumulative global investments of approximately USD 6–7 trillion in energy transition technologies, absolute fossil fuel consumption has remained high and global energy-related CO<sub>2</sub> emissions reached new historical peaks after 2021.

A key contribution of the study is the explicit distinction between partial technological metrics, such as private LCOE, and the **total cost of the power system (System LCOE)**, which includes grid reinforcements, system services, backup capacity, curtailment and reduced utilisation of dispatchable plants. The analysis demonstrates that high shares of variable renewable energy entail significant system costs that are often overlooked in policy discussions.

Using this framework, the implicit economic cost of avoided CO<sub>2</sub> emissions is estimated to lie in the range of **USD 200–400 per tonne of CO<sub>2</sub>**, substantially above EU ETS prices and common estimates of the social cost of carbon. This indicates a structurally inefficient allocation of resources and a weak cost-effectiveness of prevailing climate policies.

At the European level, the study shows that a significant share of territorial emission reductions results from deindustrialisation and **carbon leakage**, yielding limited global climate benefits while imposing high internal economic costs, including structurally higher electricity prices and reduced industrial competitiveness. Portugal is analysed as a paradigmatic case of this imbalance, given the disproportion between domestic economic effort and global climate impact.

The document also addresses future challenges related to electrification, the growth of data centres and artificial intelligence, and the promotion of hydrogen. Electrification is shown to increase peak demand and firm capacity requirements, while hydrogen is critically assessed as a **second-order solution**, viable only under conditions of abundant, firm and very low-cost electricity—conditions not currently met.

The study concludes that the observed shortcomings do not stem from isolated technological failures but from a structural flaw in the architecture of the current energy model. It therefore advocates a reorientation of energy policy based on technological neutrality, explicit system planning, full cost internalisation and a focus on real climate effectiveness.

**Keywords**

Energy transition; energy addition; variable renewables; System LCOE; system costs; firm capacity; electrification; hydrogen; climate effectiveness; energy policy.

# ÍNDICE

<b>RESUMO</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>4</b>
<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b>	<b>10</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1 Contexto global e europeu	13
1.2 O paradoxo da transição energética	15
1.3 O erro estrutural do debate público	16
1.4 Objectivos, metodologia e fontes	18
<b>2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS</b>	<b>21</b>
2.1 Energia, potência e ponta de carga	21
2.2 Potência firme e segurança de abastecimento	22
2.3 Fontes despacháveis vs intermitentes	23
2.4 Crédito de capacidade e valor sistémico	23
2.5 O sistema eléctrico como máquina física	24
<b>3. A REALIDADE EMPÍRICA DA “TRANSIÇÃO” GLOBAL</b>	<b>25</b>
3.1 Investimento global em transição energética	25
3.2 Evolução do consumo mundial de energia	27
3.3 Emissões globais de CO <sub>2</sub> associadas à energia	31
3.4 Quota dos fósseis no mix energético global	32
3.5 Demonstração formal da adição energética	33
<b>4. O CUSTO ECONÓMICO REAL DA POLÍTICA CLIMÁTICA</b>	<b>34</b>
4.1 O conceito de CO <sub>2</sub> evitado	35

4.2 Estimativa global do CO <sub>2</sub> efectivamente evitado (2010–2024) -----	35
4.3 Cálculo do custo implícito por tonelada de CO <sub>2</sub> (USD/tCO <sub>2</sub> ) -----	36
4.4 Comparação com ETS, custo social do carbono e outras políticas -----	37
4.5 A ineficiência económica estrutural da transição europeia-----	38
4.6 Conclusão — O custo económico real e o resultado climático -----	39
<b>5. CUSTOS SISTÉMICOS DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS -----</b>	<b>40</b>
5.1 O que o LCOE mede – e o que esconde-----	40
5.2 Redes, reservas, serviços de sistema e estabilidade -----	41
5.3 Capacidade redundante e backup -----	42
5.4 <i>Curtailment</i> e energia desperdiçada -----	42
5.5 Introdução formal do System LCOE -----	43
<b>6. A EUROPA: ELECTRICIDADE CARA E PERDA DE COMPETITIVIDADE -----</b>	<b>44</b>
6.1 Evolução do investimento e das emissões de CO <sub>2</sub> na União Europeia-----	44
6.2 Evolução do Consumo de Energia Primária e da Energia Eléctrica -----	48
6.3 Evolução dos preços grossistas da electricidade e o papel das renováveis -----	50
6.4 Evolução dos preços finais (consumidores domésticos e indústria) -----	54
6.5 Desindustrialização, realocização produtiva e <i>carbon leakage</i> -----	56
6.6 A relação estrutural entre renováveis intermitentes e o custo do sistema -----	58
6.7 Comparação internacional: EUA, China e UE -----	60
<b>7. PORTUGAL: CUSTOS REAIS, IMPACTO CLIMÁTICO NULO -----</b>	<b>62</b>
7.1 Consumo final de energia (2010–2025) -----	64
7.2 Produção eléctrica e importações: a “descarbonização” inclui importação líquida elevada ----	66
7.3 Emissões territoriais vs emissões de consumo: “redução” não é sinónimo de efeito climático equivalente -----	69
7.4 O peso dos custos de sistema na TAR: onde o custo “aparece” na factura-----	70

7.5 Quanto paga o consumidor português por ano -----	71
7.6 — Impacto climático marginal e custo económico desproporcionado no caso português -----	72
7.7 — Proporcionalidade climática e económica de Portugal -----	75
<b>8. REMUNERAÇÃO DAS RENOVÁVEIS E RENDAS ECONÓMICAS -----</b>	<b>78</b>
8.1 Evolução histórica dos regimes FiT (Feed-in Tariffs) -----	78
8.2 FiT, CfD, leilões e PPA: o que são e o que resolvem (e o que não resolvem) -----	79
8.3 — Tipologia de rendas e mecanismos de socialização dos custos -----	80
8.4 LCOE privado vs custo do sistema: onde nasce a distorção económica -----	84
8.5 Rendas económicas e socialização de custos: mecanismos típicos -----	85
8.6 Quem ganha e quem paga: leitura distributiva (sem retórica, com contabilidade) -----	85
<b>9. ESTUDO DE CASO: PROJECTO FOTOVOLTAICO SOPHIA -----</b>	<b>87</b>
9.1 Caracterização técnica -----	87
9.2 Enquadramento remuneratório -----	88
9.3 Rentabilidade privada -----	88
9.4 Custos sistémicos e ambientais -----	89
9.5 System LCOE aplicado -----	90
9.6 Balanço social vs balanço privado -----	90
<b>10. ELECTRIFICAÇÃO, INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL E LIMITES FÍSICOS DO SISTEMA ELÉCTRICO -----</b>	<b>92</b>
10.1 Electrificação da economia: ambição política versus realidade física -----	92
10.2 Ordens de grandeza da procura eléctrica induzida pela electrificação -----	93
10.3 Centros de dados e Inteligência Artificial: uma nova categoria de carga -----	94
10.4 Energia anual não substitui potência crítica -----	94
10.5 Limites físicos do sistema eléctrico -----	95
10.6 O mito da digitalização como substituto da potência firme -----	95

10.7 Consequência económica inevitável: aumento do custo sistémico -----	96
10.8 Síntese técnica do capítulo -----	96
<b>11. DISCUSSÃO CRÍTICA: LIMITES DO MODELO ENERGÉTICO EUROPEU-----</b>	<b>99</b>
11.1 O erro central: otimizar tecnologias em vez de sistemas-----	99
11.2 A ilusão dos custos baixos e a explosão do custo por tonelada de CO <sub>2</sub> evitada -----	100
11.3 Electrificação sem potência firme: um impasse sistémico-----	100
11.4 Electricidade cara, perda de competitividade e <i>carbon leakage</i> -----	101
11.5 O hidrogénio verde como solução de segunda ordem -----	102
11.6 Síntese crítica do modelo europeu actual-----	102
<b>12. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES-----</b>	<b>103</b>
12.1 Conclusão estrutural -----	103
12.2 Conclusões principais -----	104
12.3 Implicações estratégicas da manutenção do modelo actual -----	105
12.4 Recomendações de política energética -----	105
12.5 Nota final de proporcionalidade climática -----	106
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS-----</b>	<b>108</b>

## Sumário Executivo

Este documento apresenta uma análise técnica, empírica e económica da chamada **“transição energética”**, com particular enfoque no período 2010–2024, avaliando os seus resultados reais à escala global, europeia e nacional (Portugal). Ao contrário de abordagens normativas ou prospectivas, a análise baseia-se exclusivamente em **dados observáveis**, séries estatísticas oficiais e **contabilidade de sistema**, evitando cenários hipotéticos, metas administrativas ou narrativas políticas.

A conclusão central é clara e sustentada por evidência quantitativa: o processo observado nas últimas décadas corresponde predominantemente a um regime de **adição energética**, e não a uma transição energética em sentido físico e climático. Apesar de um investimento global acumulado da ordem de 6–7 biliões ( $10^{12}$ ) de dólares, não se verificou uma redução estrutural do consumo de combustíveis fósseis nem uma trajetória descendente sustentada das emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia. Pelo contrário, tanto o consumo fóssil como as emissões globais atingiram novos máximos históricos após 2021.

Este paradoxo empírico — investimento recorde sem resultados climáticos proporcionais — constitui o ponto de partida do documento. A análise demonstra que o crescimento acelerado das renováveis modernas (solar fotovoltaica e eólica), embora tecnologicamente impressionante, ocorreu maioritariamente como **acréscimo líquido de oferta energética**, absorvido pelo crescimento contínuo da procura mundial de energia, e não como substituição efectiva das fontes fósseis existentes.

A distinção entre **energia** e **potência**, entre **produção anual** e **potência firme disponível nas horas críticas**, é central para compreender este resultado. Os sistemas eléctricos são dimensionados pela ponta de carga e por critérios de fiabilidade, não por médias anuais. As fontes renováveis intermitentes apresentam um contributo limitado para a potência firme do sistema, obrigando à manutenção quase integral de capacidade despachável, redundância e reservas. Esta realidade física impõe custos sistémicos inevitáveis, frequentemente ignorados no debate público.

Um dos contributos fundamentais do documento é a introdução explícita do conceito de **System LCOE**, que permite distinguir entre:

- o **LCOE tecnológico privado**, medido à porta da central, e
- o **custo total do sistema eléctrico**, que inclui reforços de rede, serviços de sistema, capacidade de backup, curtailment e degradação do factor de utilização de centrais despacháveis.

A análise demonstra que, em sistemas com elevada penetração de renováveis intermitentes, os custos sistémicos adicionais podem representar um acréscimo típico de 40% a 50% face ao LCOE privado. Ignorar estes custos conduz inevitavelmente a decisões de planeamento erradas e a uma subavaliação do custo económico real da política energética.

Este enquadramento técnico é depois traduzido numa métrica económica objectiva: o **custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada**. Com base no investimento global acumulado e numa estimativa prudente das emissões efectivamente evitadas entre 2010 e 2024, o custo médio situa-se tipicamente no intervalo de **200 a 400 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>**, mesmo sob hipóteses optimistas. Este valor é significativamente superior:

- ao preço do carbono no ETS europeu,
- às estimativas do custo social do carbono,
- e aos custos de alternativas de mitigação frequentemente mais eficientes, como **eficiência energética**, redução de fugas de metano, opções despacháveis de baixo carbono ou substituições industriais específicas.

A análise europeia revela uma assimetria adicional. A União Europeia, representando hoje apenas cerca de **7% das emissões globais**, assumiu uma posição de liderança normativa e financeira na transição energética, com custos internos muito elevados e impacto climático global inevitavelmente irrelevante e limitado. Uma parte substancial da redução das emissões territoriais europeias resulta não de descarbonização efectiva do consumo, mas de **desindustrialização e carbon leakage**, isto é, deslocamento da produção intensiva em energia e carbono para outras regiões do mundo com energia mais barata e mixes mais intensivos em fósseis.

Esta dinâmica ajuda a explicar o aumento estrutural do custo da electricidade na Europa, a perda de competitividade industrial e a vulnerabilidade crescente do sistema eléctrico. O documento demonstra que estes resultados não são consequência de choques externos isolados, mas de um **erro de arquitectura do modelo energético**, que privilegiou a optimização de tecnologias individuais em detrimento da optimização do sistema como um todo.

No caso português, estas conclusões assumem particular relevância. Portugal representa cerca de **0,10–0,12% das emissões globais**, o que torna essencial a avaliação da proporcionalidade entre esforço económico interno e eficácia climática global. A análise mostra que, apesar de reduções nas emissões territoriais e de uma elevada penetração de renováveis eléctricas, o país internalizou custos sistémicos significativos via tarifas,

encargos regulados e dependência de importações eléctricas, com impacto climático global estatisticamente irrelevante, isto é, nulo!

Os capítulos finais abordam os desafios futuros associados à electrificação da economia, à expansão de centros de dados e da Inteligência Artificial e à promoção do hidrogénio verde. A electrificação aumenta simultaneamente a procura eléctrica, a ponta de carga e a exigência de potência firme contínua, precisamente num sistema já pressionado por intermitência e custos crescentes. O hidrogénio verde é analisado criticamente como **solução de segunda ordem**: um vector energético dependente de electricidade abundante, firme e muito barata, condição que não se verifica no contexto actual. A sua promoção generalizada, sem essas condições, tende a amplificar custos e complexidade, em vez de resolver os constrangimentos de base.

O diagnóstico final é inequívoco: a política energética dominante ( que nada tem de política energética, mas sim de política do carbono ou política climática ... nem sequer ambiental o é) não falha por falta de ambição, mas por **falta de eficiência sistémica e económica**. O foco excessivo em metas tecnológicas, percentagens de renováveis e métricas parciais, erradas, conduziu a um sistema eléctrico mais caro, mais complexo e mais frágil, associado a benefícios climáticos globais irrelevantes e limitados.

As recomendações do documento decorrem directamente desta análise e assentam em quatro princípios fundamentais:

1. **Planeamento energético de longo prazo**, actualmente inexistente ou fragmentado, assente em bases físicas, económicas e de segurança de abastecimento, que articule de forma coerente a evolução da procura, a estrutura da oferta, as infra-estruturas de rede e os objectivos climáticos, evitando decisões avulsas, reactivo-regulatórias ou exclusivamente orientadas por sinais de mercado de curto prazo.
2. **Neutralidade tecnológica efectiva**, avaliando todas as opções energéticas com base em critérios objectivos e comparáveis, nomeadamente o seu contributo para a **potência firme**, a **estabilidade e resiliência do sistema**, o **custo total do sistema** (e não apenas o custo privado) e as **emissões efectivamente evitadas** em termos absolutos.
3. **Planeamento sistémico explícito**, reconhecendo que os sistemas eléctricos são **infra-estruturas físicas complexas**, com requisitos técnicos incontornáveis (frequência, tensão, inércia, capacidade de resposta), e não meramente mercados abstractos de energia regulados por preços horários.
4. **Foco prioritário no consumo final e na eficiência energética**, enquanto instrumentos directos, economicamente racionais e estruturalmente robustos para a redução de

emissões, com impactos permanentes e independentes da composição marginal da produção eléctrica.

5. **Internalização integral e transparente dos custos**, assegurando que todos os custos sistémicos induzidos por cada tecnologia — incluindo custos de rede, serviços de sistema, garantia de potência e gestão da intermitência — são correctamente imputados, evitando a sua socialização implícita através das tarifas e garantindo sinais económicos consistentes para investimento e planeamento.

Em síntese, este trabalho propõe uma mudança de paradigma: substituir a narrativa da transição energética, centrada em tecnologias e metas declarativas, por uma abordagem de **engenharia de sistemas, racionalidade económica e proporcionalidade climática**, avaliando as políticas energéticas pelo que efectivamente produzem — em custos, em fiabilidade e em emissões globais — e não pelo que prometem.

## 1. Introdução

O título “**É a Estúpida Transição Energética, Estúpido...**” adopta deliberadamente uma formulação provocatória, não por efeito retórico gratuito, mas para sublinhar a natureza do erro central que atravessa a “política energética” europeia e grande parte do debate público: a persistência obstinada num modelo que ignora resultados observáveis, custos reais e constrangimentos físicos. Tal como noutras épocas da política económica, em que se tornou necessário recordar que são os fundamentos — e não as narrativas e as ideologias — que determinam os resultados, também aqui a insistência em metas e tecnologias “certas” substituiu a análise do que efectivamente está a acontecer ao sistema energético, às emissões globais e à competitividade económica. O qualificativo “estúpida” não se dirige às pessoas nem às intenções, mas à recusa institucional de aprender com os próprios dados: investimento recorde sem redução estrutural de emissões, electricidade cada vez mais cara, e um sistema eléctrico progressivamente mais frágil. É essa dissonância entre ambição proclamada e resultados reais que o presente trabalho se propõe expor, quantificar e corrigir.

### 1.1 Contexto global e europeu

A “transição energética” tornou-se, nas duas últimas décadas, um dos eixos dominantes das políticas públicas à escala global e, de forma desproporcional e obsessivamente intensa, à escala europeia. O enquadramento político tem sido sustentado por três falsas promessas centrais, não cumpridas e não atingidas: (i) redução estrutural das emissões globais de dióxido de carbono associadas à energia; (ii) redução dos custos da energia, em

particular da electricidade; e (iii) reforço da autonomia e segurança energética, via substituição de combustíveis fósseis importados por fontes endógenas, nomeadamente renováveis.

Este movimento conduziu a um ciclo de investimento sem precedentes, com prioridade clara na expansão de renováveis intermitentes (solar fotovoltaica e eólica) e na electrificação de usos finais (transportes, edifícios, parte da indústria), acompanhado por programas de reforço de redes e de digitalização do sistema eléctrico. No período 2010–2024, o investimento global associado à denominada “transição energética” atingiu uma ordem de grandeza acumulada de cerca de **6–7 biliões de dólares (10<sup>12</sup> USD)**, com subida muito acentuada do investimento anual nos anos mais recentes.

No entanto, a União Europeia (UE) assumiu (de forma irresponsável e com base exclusivamente ideológica e, quem sabe, de protecção de interesses instalados) um papel singular: não apenas de adesão, mas de liderança normativa e regulatória, impondo metas crescentes, calendários curtos e um desenho de política pública frequentemente orientado por percentagens de renováveis e indicadores tecnológicos errados, mais do que por métricas de desempenho sistémico (custo total, adequação, estabilidade e resiliência). Esta postura é tanto mais relevante quanto a UE representa apenas **cerca de 7–8%** das emissões globais, enquanto Portugal representa **cerca de 0,10–0,12%**, o que torna central a discussão de proporcionalidade entre esforço económico interno e eficácia climática global.

Neste contexto, a discussão deixou de ser meramente tecnológica e passou a ser, inevitavelmente, uma discussão de economia política: competitividade, preços finais de energia, desindustrialização (*carbon leakage*), custos de rede e encargos regulados, bem como o modo como os custos adicionais do sistema eléctrico são distribuídos entre produtores, consumidores e contribuintes.

## 1.2 O paradoxo da transição energética

O ponto de partida deste documento é a constatação de um paradoxo empírico, verificável por séries globais consolidadas e já discutido noutros trabalhos: apesar do investimento recorde, não se observa uma redução estrutural do consumo global de combustíveis fósseis nem uma trajectória descendente sustentada das emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia.



**Figura 1**— Investimento global anual em transição energética e emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia (2010–2024). **Fonte:** IEA – World Energy Investment; IEA – CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion; Global Carbon Project; UNFCCC.

A Figura 1 apresenta, de forma sintética, a evolução do investimento global anual em tecnologias associadas à transição energética e das emissões globais de CO<sub>2</sub> ligadas à energia. Observa-se que, apesar do crescimento sem precedentes do investimento ao longo da última década, as emissões globais não exibem qualquer tendência de redução estrutural, regressando após 2020 a níveis máximos históricos. Esta dissociação entre esforço financeiro e resultado climático constitui o paradoxo central que este trabalho analisa: a coexistência de ambição climática elevada com eficácia climática global praticamente nula. Esta dissociação empírica entre esforço financeiro e resultado climático constitui uma evidência directa de que o processo observado corresponde predominantemente a uma **adição energética**, e não a uma transição estrutural no sentido de substituição efectiva dos combustíveis fósseis.

É neste contexto que o título “*É a Estúpida Transição Energética, Estúpido...*” deve ser entendido. O qualificativo “estúpida” não se refere a intenções, valores ou objectivos ambientais, mas à persistência institucional num modelo que ignora os próprios resultados que produz. Quando, após mais de uma década de investimento maciço, os dados oficiais mostram que as emissões globais continuam a crescer, a continuação acrítica da mesma estratégia deixa de ser uma opção técnica e passa a ser um erro de diagnóstico.

De forma sintética, no período 2010–2024:

- o investimento global anual mais do que triplicou (ordem de grandeza), atingindo máximos históricos nos anos recentes;
- as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia passaram de cerca de 34 GtCO<sub>2</sub>/ano (2010) para cerca de 40 GtCO<sub>2</sub>/ano (2024), isto é, valores próximos de máximos históricos;
- a quota dos combustíveis fósseis no consumo energético global mantém-se dominante (>~80%), com reduções relativas marginais que foram amplamente anuladas pelo crescimento da procura mundial de energia.

A leitura correcta deste paradoxo é tecnicamente exigente, mas decisiva: em grande parte do período analisado, o crescimento das renováveis funcionou predominantemente como **adição energética**, isto é, como acréscimo de oferta para acomodar crescimento de procura, sem substituição efectiva e estrutural das fontes fósseis existentes.

A implicação é directa: o desempenho climático global, medido por resultados observáveis (emissões globais), mostra uma dissociação persistente entre ambição/investimento e resultado. Esta dissociação obriga a reavaliar (i) o desenho das políticas, (ii) o modo como se mede “sucesso”, e (iii) o custo económico por unidade de benefício ambiental.

### 1.3 O erro estrutural do debate público

O debate público tem sido dominado por um erro metodológico recorrente: **confundir o desempenho de uma tecnologia isolada com o desempenho do sistema eléctrico no seu conjunto.**

Em termos práticos, este erro materializa-se em três confusões típicas:

**1. Confundir custo de produção (à porta da central) com custo total do sistema**

A discussão centra-se, frequentemente, no LCOE de uma turbina ou de um painel, ignorando custos estruturais inevitáveis que surgem quando a penetração de fontes intermitentes se torna elevada:

- reforços de redes (transporte e distribuição);
- serviços de sistema (frequência, tensão, reservas, inércia e equivalente);
- capacidade redundante/backup e adequação;
- *curtailment* e perdas induzidas por perfis de produção não coincidentes com a procura.

**2. Confundir energia produzida ao longo do ano com potência disponível nas horas críticas**

Sistemas eléctricos dimensionam-se pela ponta e por critérios de fiabilidade, não por médias anuais. A contribuição das fontes intermitentes para potência firme (crédito de capacidade) é limitada, o que obriga a manter capacidade despachável, redundância e reservas, com custos económicos reais.

**3. Confundir preços grossistas pontuais com custos totais suportados pelo consumidor**

A descida pontual de preços em determinadas horas (por exemplo, em horas solares) não implica redução de custo total; pode coexistir com aumento de custos fixos e encargos de sistema, reflectidos em tarifas de acesso às redes e componentes reguladas.

É precisamente para ultrapassar esta distorção que este documento adota explicitamente a distinção entre:

- **custo privado/tecnológico** (LCOE clássico), e
- **custo total de sistema** (System LCOE e contabilidade de custos sistémicos).

No caso português o custo “real” do sistema eléctrico pode ser **40% a 50% superior** ao custo da geração considerada isoladamente, e o CAPEX “ajustado de sistema” pode ser cerca de **+40%** quando se internalizam as necessidades sistémicas induzidas por intermitência e redundância.

## 1.4 Objectivos, metodologia e fontes

### 1.4.1 Objectivos

O presente documento tem quatro objectivos principais, claramente delimitados:

1. **Caracterizar empiricamente** o período 2010–2024 à escala global, europeia e nacional, distinguindo de forma rigorosa entre *adição energética* e *transição energética* em sentido físico e climático.
2. **Quantificar a relação custo–benefício** das políticas climáticas e energéticas dominantes, incluindo a estimação do custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada, e avaliar a proporcionalidade entre esforço económico e impacto climático efectivo.
3. **Construir uma contabilidade de sistema** para o sector eléctrico, identificando e quantificando os custos sistémicos associados à elevada penetração de renováveis intermitentes, através do conceito de **System LCOE**, em contraste com o LCOE tecnológico privado.
4. **Aplicar esta metodologia a casos concretos**, com particular destaque para Portugal e para o estudo de caso do Projecto Fotovoltaico Sophia, permitindo distinguir de forma objectiva entre rentabilidade privada e custo económico e social.

### 1.4.2 Metodologia

A metodologia adoptada assenta em princípios de engenharia de sistemas, economia da energia e análise empírica, e obedece às seguintes regras operacionais:

#### a) Primazia de resultados observáveis

A avaliação baseia-se exclusivamente em grandezas físicas e económicas efectivamente observadas:

- consumo de energia por fonte,
- emissões de CO<sub>2</sub>,
- produção eléctrica,
- capacidade instalada,
- preços grossistas e finais,
- investimento e fluxos financeiros.

Não são utilizados cenários normativos, trajectórias políticas, metas administrativas ou modelos prospectivos como prova de resultados.

#### **b) Análise sistémica do sector eléctrico**

O sistema eléctrico é tratado como uma **infra-estrutura física** sujeita a:

- requisitos de adequação,
- potência firme,
- estabilidade,
- serviços de sistema,
- rede.

As tecnologias são avaliadas pelo seu contributo para o funcionamento do sistema, não apenas pelo seu custo unitário de produção.

#### **c) Separação entre métricas privadas e métricas sociais**

É feita uma distinção explícita entre:

- **LCOE privado** (custo de produzir à porta da central), e
- **System LCOE** (custo total para o sistema, incluindo rede, reservas, adequação, *curtailment* e externalidades operacionais).

Do mesmo modo, distingue-se:

- remuneração contratual,
- de custo económico e social.

#### **d) Análise comparativa e proporcionalidade**

Todos os resultados são interpretados em função da escala:

- Mundo vs União Europeia,
- União Europeia vs Portugal.

Isto permite avaliar se os custos económicos internos são proporcionais ao impacto climático global.

## e) Verificação cruzada e coerência interna

Sempre que uma variável aparece em mais do que uma fonte oficial, procede-se à:

- validação cruzada,
- identificação de divergências,
- adopção da série mais consistente e tecnicamente defensável.

Não são misturadas séries incompatíveis nem fontes de natureza distinta.

### 1.4.3 Fontes

Todas as séries, dados e referências utilizados neste documento provêm **exclusivamente de organismos oficiais, instituições públicas ou entidades internacionais de referência**, nomeadamente:

#### À escala global e europeia

- IEA – International Energy Agency  
(World Energy Outlook, CO<sub>2</sub> Emissions, Energy Statistics)
- IEA / OECD
- IEA, IRENA, IPCC
- UNFCCC
- Eurostat
- Comissão Europeia (DG Energy, DG Climate, ACER)
- ENTSO-E

#### Para Portugal

- REN – Redes Energéticas Nacionais
- DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- INE
- Eurostat
- PORDATA

#### Para mercados e preços

- ACER
- Eurostat
- IEA
- ENTSO-E *Transparency Platform*

## Para enquadramento económico

- FMI
- Banco Mundial
- OCDE
- IEA

Não são utilizadas fontes militantes, activistas, comunicados de empresas, relatórios de marketing, nem literatura de advocacia <sup>3</sup>.

Quando são usados estudos privados (por exemplo, BNEF), estes são apenas considerados quando convergentes com estatísticas oficiais.

Este documento assenta numa regra simples:

**A transição energética é avaliada pelo que aconteceu, não pelo que foi prometido.**

Ao utilizar exclusivamente séries oficiais, métricas físicas e contabilidade de sistema, a análise fica protegida contra enviesamentos políticos, fortes conflitos de interesse e narrativas ideológicas não suportadas por dados.

## 2. Conceitos Fundamentais de Sistemas Energéticos

Este capítulo estabelece o quadro técnico mínimo indispensável para uma análise rigorosa de sistemas eléctricos. A ausência destas distinções no debate público é uma das principais fontes de confusão, de manipulação política e de erro de planeamento que têm marcado a actual política energética europeia.

### 2.1 Energia, potência e ponta de carga

Em sistemas eléctricos, **energia** e **potência** são grandezas fisicamente distintas, ainda que frequentemente confundidas no discurso político e mediático.

---

<sup>3</sup> **Literatura de advocacia** designa publicações cujo objectivo principal é promover uma determinada agenda política, tecnológica ou institucional, e não analisar de forma neutra e empírica a realidade. Nestes documentos, os dados são frequentemente seleccionados ou apresentados de modo a sustentar conclusões pré-definidas, ao invés de resultarem de uma avaliação aberta e sistemática dos factos observáveis.

A **energia eléctrica**, expressa em Wh, MWh ou TWh, representa a quantidade total de electricidade produzida ou consumida ao longo de um intervalo de tempo. É uma grandeza acumulada, adequada para balanços energéticos anuais, mensais ou horários.

A **potência**, expressa em W, MW ou GW, representa a capacidade instantânea de produção ou consumo num dado momento. É esta grandeza que determina se o sistema consegue ou não satisfazer a procura quando esta atinge valores elevados.

Os sistemas eléctricos não são dimensionados pela energia média anual, mas sim pela **ponta de carga** — isto é, pelo valor máximo da potência solicitada pelo conjunto dos consumidores num determinado instante. A falha em satisfazer a ponta de carga conduz directamente a cortes de fornecimento ou a colapsos do sistema.

Assim, dois sistemas podem consumir a mesma energia anual (TWh) e, no entanto, exigir capacidades de geração e de rede muito diferentes, dependendo da forma como a procura se distribui no tempo. Este princípio é central para compreender por que razão tecnologias com elevado contributo energético anual podem ter contributo reduzido para a segurança do sistema.

## 2.2 Potência firme e segurança de abastecimento

A **segurança de abastecimento** de um sistema eléctrico depende da capacidade de satisfazer a ponta de carga com um nível de fiabilidade previamente definido (tipicamente 99% ou superior). Para esse efeito, introduz-se o conceito de **potência firme**.

Define-se **potência firme** como a parcela da potência instalada que pode ser considerada disponível, com elevada probabilidade, nos períodos críticos do sistema — normalmente os períodos de maior procura, frequentemente coincidentes com condições meteorológicas desfavoráveis (pouco sol, pouco vento, frio intenso ou calor extremo).

A potência firme é, portanto, o verdadeiro critério de dimensionamento de um sistema eléctrico. A energia anual produzida é relevante para balanços e custos médios, mas não garante, por si só, a continuidade do serviço eléctrico.

Num sistema fiável:

$$\textit{Potência firme} \geq \textit{Ponta de carga} + \textit{Margem de reserva}$$

A margem de reserva cobre avarias, manutenções, erros de previsão e eventos extremos. Sistemas que violam esta condição tornam-se estruturalmente vulneráveis a apagões.

## 2.3 Fontes despacháveis vs intermitentes

Do ponto de vista sistémico, as tecnologias de produção eléctrica distinguem-se pela sua **controlabilidade**.

As **fontes despacháveis** são aquelas cuja potência pode ser ajustada pelo operador do sistema de acordo com as necessidades da rede, dentro de limites técnicos previsíveis. Incluem-se neste grupo:

- centrais nucleares,
- hídrica de albufeira,
- ciclos combinados a gás natural,
- centrais térmicas convencionais,
- biomassa firme.

Estas tecnologias contribuem de forma directa para a potência firme do sistema.

As **fontes intermitentes**, como a solar fotovoltaica e a eólica, produzem em função de recursos naturais variáveis e não controláveis. O operador não pode ordenar que produzam quando o sistema necessita. A sua produção pode ser elevada quando a procura é baixa e nula quando a procura é máxima.

Esta assimetria é estrutural e não tecnológica: não decorre de defeitos de engenharia, mas da natureza física dos recursos utilizados.

## 2.4 Crédito de capacidade e valor sistémico

Para traduzir a contribuição real de cada tecnologia para a segurança do sistema utiliza-se o conceito de **crédito de capacidade** (*capacity credit*).

O crédito de capacidade corresponde à fracção da potência instalada que pode ser considerada **firme** do ponto de vista probabilístico. Em termos simplificados:

$$\textit{Potência firme} = \textit{Potência instalada} \times \textit{Crédito de capacidade}$$

Valores típicos observados em sistemas europeus são, por ordem de grandeza:

- Solar fotovoltaica: **0–5%**
- Eólica: **5–15%**
- Hídrica de albufeira: **60–90%**
- CCGT a gás natural: **85–95%**
- Nuclear: **90–95%**

Isto significa, por exemplo, que 10 GW de solar fotovoltaica contribuem, em média, com apenas algumas centenas de MW de potência firme, enquanto 10 GW de nuclear ou CCGT contribuem com quase toda a sua capacidade.

O **valor sistémico** de uma tecnologia não é, portanto, proporcional à sua produção anual de energia, mas sim à sua contribuição para a potência firme, para a estabilidade e para a adequação do sistema.

## 2.5 O sistema eléctrico como máquina física

Um sistema eléctrico não é um mercado abstracto nem uma simples soma de centrais: é uma **máquina física síncrona**, que tem de obedecer, em cada segundo, às leis da física.

Para funcionar de forma estável, o sistema tem de garantir simultaneamente:

- equilíbrio instantâneo entre produção e consumo;
- frequência dentro de limites estreitos;
- tensões dentro de bandas técnicas;
- capacidade de responder a perturbações súbitas.

A introdução maciça de fontes intermitentes e de electrónica de potência altera profundamente esta máquina física, reduzindo a inércia, degradando a previsibilidade e aumentando a necessidade de:

- serviços de sistema,
- reservas rápidas,
- controlo de tensão e frequência,
- redundância estrutural.

Estes requisitos não são opcionais nem ideológicos: são impostos pela física do sistema eléctrico. Ignorá-los conduz a custos sistémicos elevados ou a falhas de fornecimento.

A distinção entre energia e potência, entre capacidade instalada e potência firme, e entre tecnologia e sistema é o fundamento técnico de toda a análise que se segue. Sem este quadro conceptual, qualquer discussão sobre custos, emissões ou política energética fica inevitavelmente enviesada.

### 3. A realidade empírica da “transição” global

Este capítulo constitui o núcleo quantitativo do presente documento. A sua função é confrontar a narrativa política da “transição energética” com os resultados observáveis do sistema energético global no período 2010–2024, usando apenas grandezas físicas e económicas consolidadas: investimento, consumo de energia e emissões de CO<sub>2</sub>.

#### 3.1 Investimento global em transição energética

A política de transição energética mobilizou, desde 2010, volumes financeiros sem precedentes na história da energia. O investimento anual em tecnologias consideradas “verdes” (solar, eólica, baterias, redes, hidrogénio verde, electrificação) cresceu de forma quase contínua, com aceleração acentuada após 2019.

##### 3.1.1 Séries anuais (ordem de grandeza)

Com base nos relatórios internacionais consolidados (IEA, BNEF, IRENA, FMI) e sintetizados nos documentos de suporte, a trajectória pode ser representada, por ordem de grandeza, como segue:

Ano	Investimento global em transição energética (USD biliões) <sup>4</sup>
2010	~0,6
2015	~1,0
2020	~1,5
2022	~2,0
2023	~2,2
2024	~2,3–2,4

Este crescimento representa uma **triplicação** do esforço anual em pouco mais de uma década.

---

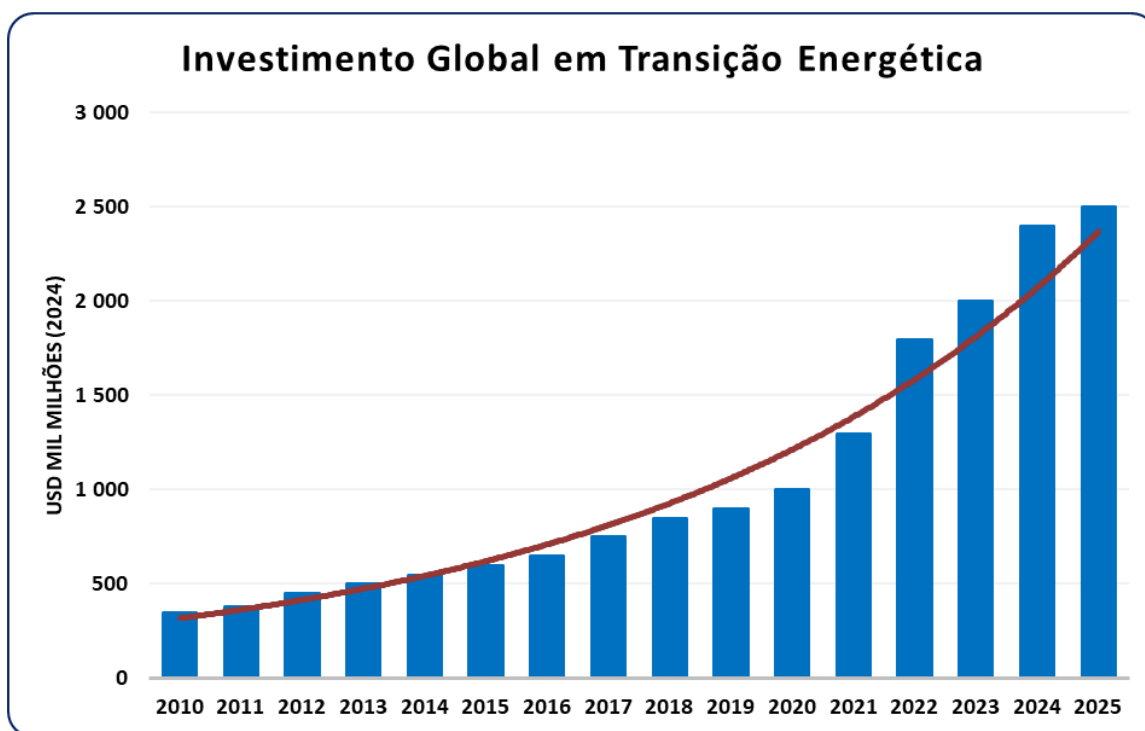
<sup>4</sup> 10<sup>12</sup> USD

### 3.1.2 Investimento acumulado (2010–2024)

A integração destas séries conduz a um investimento acumulado da ordem de:

$$\textit{Investimento Acumulado} \approx 6,0 \text{ a } 7,0 \times 10^{12} \text{ USD}$$

Este valor equivale a vários pontos percentuais do PIB mundial por ano ao longo de uma década, configurando uma das maiores mobilizações de capital da história económica moderna.



**Figura 2**— Investimento global anual em transição energética (2010–2024). **Fonte:** IEA — World Energy Investment; IRENA; Bloomberg NEF

A figura 2 apresenta a evolução do investimento anual mundial em tecnologias e infra-estruturas associadas à transição energética. Observa-se uma trajetória de crescimento quase contínuo ao longo da década, com aceleração marcada a partir de 2019–2020.

A ordem de grandeza é particularmente relevante: o investimento anual mais do que triplicou entre o início da década de 2010 e o período 2022–2024, situando-se na gama de 2 a 2,5 biliões de dólares por ano. Este volume corresponde a uma das maiores mobilizações de capital da história do sector energético.

Esta figura estabelece a base quantitativa para a análise do custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada desenvolvida no Capítulo 4.

## 3.2 Evolução do consumo mundial de energia

A questão central é se este investimento colossal produziu uma substituição estrutural dos combustíveis fósseis.

Tabela 3.1 - Mundo: energia, emissões e investimento (2010 vs 2024)

Indicador	2010	2024	Varição
Carvão	3,58	4,18	+0,60
Petróleo	4,06	4,70	+0,64
Gás natural	2,87	3,50	+0,63
Fósseis (total)	<b>10,51</b>	<b>12,38</b>	<b>+1,87</b>
Hídrica	0,72	0,85	+0,13
Eólica	0,19	0,90	+0,71
Solar	0,05	0,72	+0,67
Outros não fósseis	0,24	0,32	+0,08
Renováveis (total)	<b>1,20</b>	<b>2,79</b>	<b>+1,59</b>
Nuclear	0,72	0,73	+0,01
Consumo total	<b>12,43</b>	<b>15,90</b>	<b>+3,47</b>
Emissões globais de CO <sub>2</sub>	<b>33,97</b>	<b>39,63</b>	<b>+5,66</b>
Investimento em transição energética	<b>350</b>	<b>2 400</b>	<b>+2 050</b>

Unidade: energia em Gtep (10<sup>9</sup> tep); emissões em GtCO<sub>2</sub>/ano; investimento em mil milhões USD.

Entre 2010 e 2024 o consumo mundial de energia primária aumentou cerca de **+3,47 Gtep** (+28%). O consumo de **fósseis aumentou +1,87 Gtep**, enquanto as renováveis aumentaram **+1,59 Gtep**. As emissões globais cresceram **+5,66 GtCO<sub>2</sub>** apesar de um aumento do investimento anual de **+2,05 biliões USD**.

### 3.2.1 Consumo de combustíveis fósseis

Entre 2010 e 2024, o consumo global de:

- carvão,
- petróleo,
- gás natural

**aumentou em termos absolutos**. Apesar de oscilações conjunturais (COVID-19, crises económicas), a trajectória de fundo foi de crescimento, impulsionada sobretudo por Ásia, África e Médio Oriente.

### 3.2.2 Consumo de energias renováveis

No mesmo período, a produção e o consumo de:

- energia solar fotovoltaica,
- energia eólica,
- outras renováveis modernas

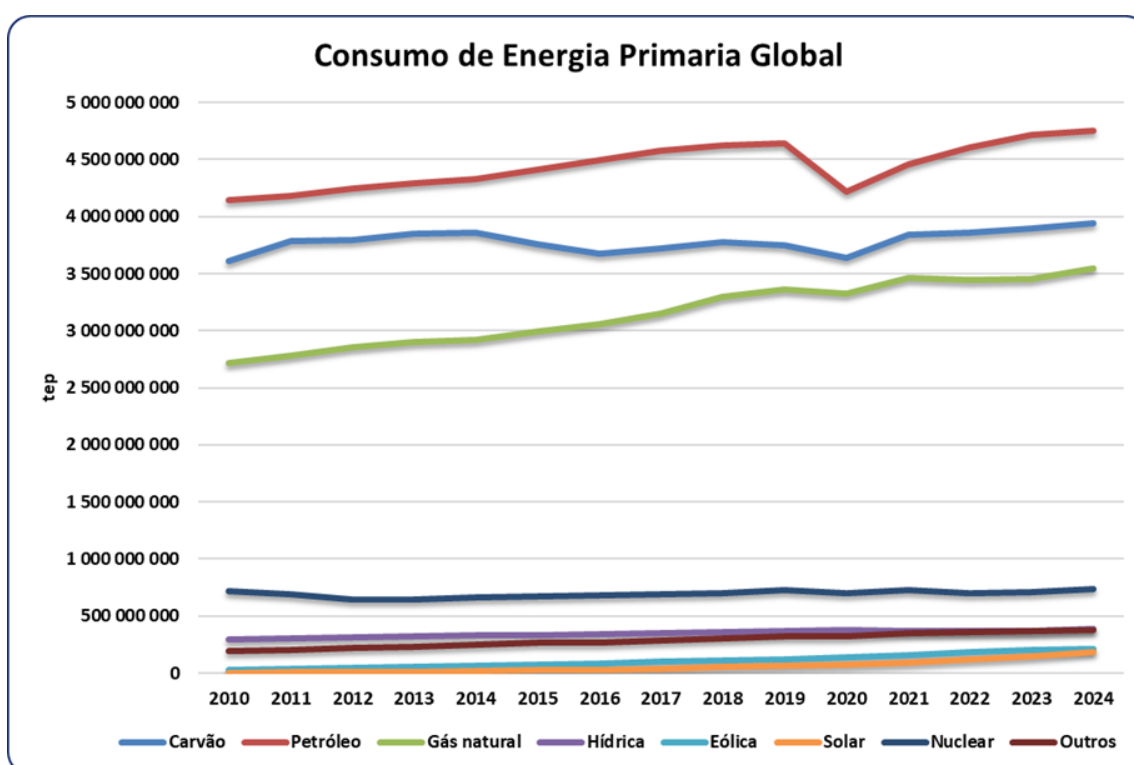
cresceram de forma rápida, em especial no sector eléctrico. Este crescimento é real e tecnologicamente impressionante, mas deve ser interpretado em contexto.

### 3.2.3 Consumo total de energia

O consumo total de energia primária mundial cresceu significativamente no período 2010–2024, reflectindo:

- crescimento populacional,
- crescimento económico,
- electrificação,
- digitalização e IA.

A maior parte da nova produção renovável foi absorvida por este crescimento da procura, não pela substituição de capacidade fóssil existente.



**Figura 3** – Consumo mundial de energia primária por fonte (2010–2024), em toneladas equivalentes de petróleo (tep). **Fonte:** IEA – World Energy Balances; IEA – World Energy Outlook; BP Statistical Review of World Energy

O gráfico da figura 3 apresenta a evolução do **consumo mundial de energia primária** por grandes famílias tecnológicas, expresso em **tep**, para o período 2010–2024. Cada curva representa uma fonte distinta: carvão, petróleo, gás natural, hídrica, eólica, solar, nuclear e outros (biomassa, resíduos, geotermia, etc.).

A leitura correcta é que **todas as fontes fósseis continuam a crescer em termos absolutos** ao longo da década, com uma quebra transitória em 2020 associada à pandemia e uma recuperação rápida a partir de 2021. O **petróleo** mantém-se como a maior fonte energética global, seguido do **gás natural** e do **carvão**, que, apesar das flutuações, permanece estruturalmente elevado.

As fontes renováveis modernas (**eólica e solar**) exibem taxas de crescimento muito elevadas, mas partindo de uma base ainda relativamente pequena quando comparadas com os fósseis. A **hídrica** e a **nuclear** permanecem praticamente estáveis, com variações limitadas ao longo do período.

Este gráfico constitui uma das provas centrais da minha tese:

o crescimento acelerado das renováveis **não substituiu** o consumo de combustíveis fósseis, mas foi absorvido maioritariamente como **adição líquida ao sistema energético global**, para acomodar o aumento contínuo da procura mundial de energia.

Assim, a estrutura do mix energético global em 2024 permanece dominada pelos fósseis, confirmando que a chamada “transição energética” não corresponde, em termos físicos, a uma transição no sentido de **substituição**, mas sim a uma **expansão paralela de novas fontes** sobre um núcleo fóssil praticamente intacto.

**Tabela 3.2 - Mundo: balanço energético e emissões (2010–2024)**

**Unidade:** energia em **Gtep (10<sup>9</sup> tep)**; emissões em **GtCO<sub>2</sub>/ano**

Ano	Fósseis	Não-fósseis (renováveis + nuclear)	Total	Emissões CO <sub>2</sub>
2010	10,51	1,92	12,43	33,97
2011	10,66	1,96	12,62	34,37
2012	10,84	1,95	12,79	34,73
2013	10,98	2,03	13,01	35,05
2014	11,11	1,94	13,05	35,28
2015	11,26	1,99	13,25	35,36
2016	11,39	1,99	13,38	35,59
2017	11,53	2,04	13,57	36,10
2018	11,67	2,11	13,78	36,49
2019	11,76	2,14	13,90	36,65
2020	11,55	2,23	13,78	34,81
2021	11,94	2,29	14,23	36,48
2022	12,10	2,88	14,98	37,06
2023	12,25	3,23	15,48	38,02
2024	12,38	3,52	15,90	39,63

O consumo **fóssil cresce todos os anos**, com a única excepção do choque de 2020.

O consumo **não-fóssil cresce mais rapidamente**, mas sobre uma base menor.

O consumo **total** cresce quase continuamente, absorvendo ambos.

As **emissões** seguem a trajectória do consumo fóssil, confirmando a ligação física.

Logo, mais de metade do crescimento das renováveis entre 2010 e 2024 ocorreu como adição líquida a um sistema fóssil em expansão, e não como substituição.

As emissões consideradas ao longo deste capítulo correspondem exclusivamente a **CO<sub>2</sub> associado à energia** (*energy-related CO<sub>2</sub>*), isto é, emissões resultantes da combustão de combustíveis fósseis e de processos energéticos correlacionados, excluindo outros gases com efeito de estufa e emissões de natureza não energética. Esta opção metodológica visa assegurar consistência temporal e comparabilidade internacional.

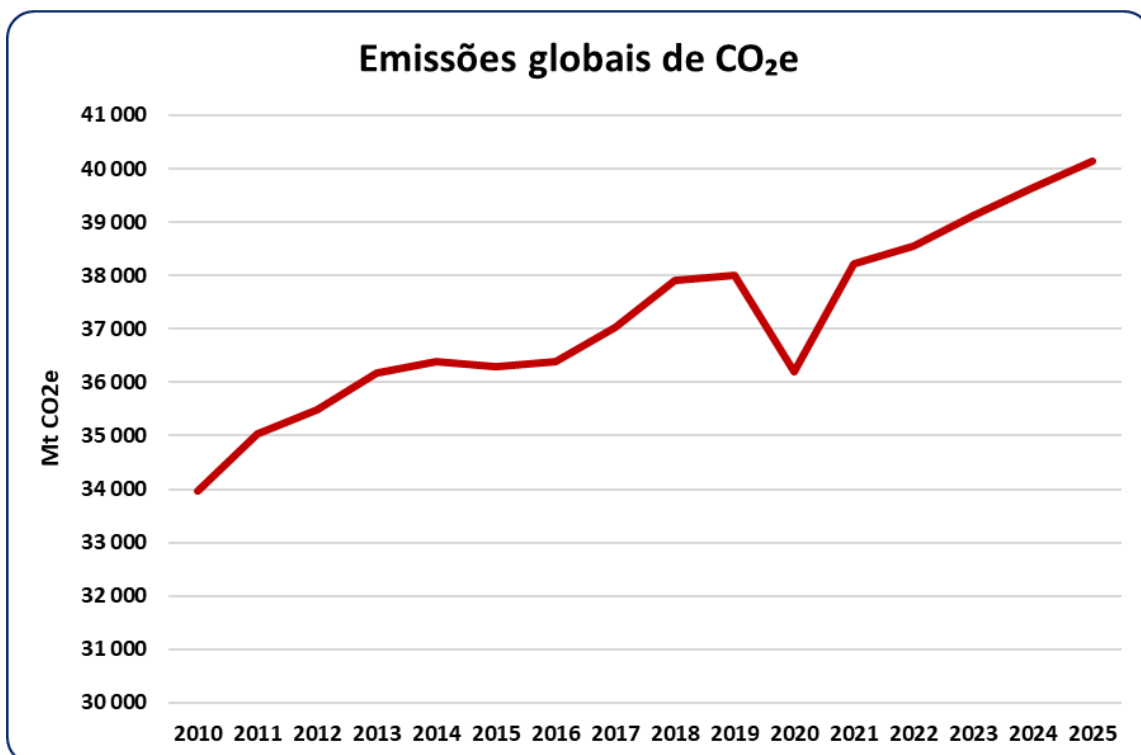
### 3.3 Emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia

As emissões de CO<sub>2</sub> associadas à energia são o indicador mais directo do desempenho climático do sistema energético global.

Valores de referência:

Ano	Emissões globais de CO <sub>2</sub> (GtCO <sub>2</sub> /ano)
2010	~34
2015	~35
2020	~34 (efeito COVID)
2023	~37,4
2024	~40 (estimado)

Após a quebra transitória de 2020, as emissões retomaram a trajectória ascendente, atingindo novos máximos históricos.



**Figura 4**– Emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia (2010–2024). **Fonte:** IEA – CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion; Global Carbon Project; UNFCCC.

A figura 4 mostra a evolução das emissões globais de dióxido de carbono associadas à produção e uso de energia. Após um crescimento moderado até 2019, observa-se uma quebra temporária em 2020 devido à pandemia, seguida de uma recuperação rápida e de novos máximos históricos em 2022–2024.

A leitura correcta é que, em termos físicos e climáticos, o sistema energético global **não entrou numa trajectória de descarbonização estrutural**. Pelo contrário, as emissões voltaram a crescer assim que o choque económico transitório desapareceu.

Esta trajectória confirma que, apesar da expansão maciça de renováveis e do investimento associado, os combustíveis fósseis continuam a dominar o consumo energético mundial, sustentando níveis de emissões incompatíveis com a narrativa de “transição” em sentido climático.

As Figuras 2 e 4 apresentam, em separado, a evolução do investimento global anual em transição energética e das emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia. Consideradas em conjunto, estas duas séries demonstram que o aumento do investimento não se traduziu numa redução proporcional — nem sequer numa estabilização — das emissões globais. Pelo contrário, após a quebra transitória de 2020, o sistema energético mundial regressou rapidamente a uma trajectória de crescimento das emissões, atingindo novos máximos históricos.

Esta evidência confirma que o processo observado entre 2010 e 2024 corresponde predominantemente a uma **adição energética**, em que novas fontes renováveis se somam ao consumo de combustíveis fósseis para satisfazer o aumento contínuo da procura mundial de energia, em vez de uma verdadeira transição no sentido físico de substituição.

### 3.4 Quota dos fósseis no mix energético global

A avaliação de uma transição energética em sentido físico não depende apenas do crescimento das fontes de baixo carbono, mas da evolução da **estrutura do sistema energético global**. O indicador mais sintético dessa estrutura é a **quota dos combustíveis fósseis** no consumo mundial de energia primária.

Se existisse uma transição efectiva, essa quota deveria cair de forma pronunciada e contínua. Os dados observados mostram, pelo contrário, uma redução extremamente limitada. Em 2010, carvão, petróleo e gás representavam cerca de **85%** do consumo mundial de energia primária. Em 2024, apesar de mais de uma década de expansão maciça de renováveis, essa quota permanece próxima de **78%**.

Esta variação de apenas alguns pontos percentuais em catorze anos significa que o sistema energético global continua estruturalmente ancorado nos combustíveis fósseis. A electricidade renovável, a eólica e a solar cresceram rapidamente, mas sobre uma base demasiado pequena para alterar de forma significativa a composição do consumo energético total, que continua a ser dominado por petróleo, gás e carvão para mobilidade, indústria pesada, aquecimento e geração eléctrica.

A persistência de uma quota fóssil superior a três quartos do consumo energético mundial em 2024 constitui, por si só, uma refutação empírica da narrativa de que o mundo estaria já a atravessar uma verdadeira transição energética.

**Tabela 3.3 - Quota fóssil no consumo mundial (2010–2024)**

Ano	Fósseis (Gtep)	Total (Gtep)	Quota fóssil (%)
2010	10,51	12,43	84,6
2012	10,84	12,79	84,7
2014	11,11	13,05	85,1
2016	11,39	13,38	85,1
2018	11,67	13,78	84,7
2020	11,55	13,78	83,8
2022	12,10	14,98	80,8
2024	12,38	15,90	77,8

Apesar do crescimento rápido das renováveis, a **quota fóssil** no consumo mundial permanece **dominante**. Em 2024, **quase 78%** de toda a energia primária do planeta continua a provir de carvão, petróleo e gás. A redução da quota ao longo de 14 anos é **modesta** quando comparada com a escala do investimento mobilizado.

Depois de 14 anos e cerca de 7 biliões USD, o mundo ainda obtém quase 4 quintos da sua energia de combustíveis fósseis.

### 3.5 Demonstração formal da adição energética

A distinção entre uma transição energética verdadeira e um processo de simples expansão do sistema pode ser formulada de forma rigorosa através de uma identidade elementar de contabilidade energética. Seja:

$$E_T = E_F + E_{NF}$$

onde  $E_T$  é o consumo total de energia primária,  $E_F$  o consumo de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) e  $E_{NF}$  o consumo de fontes não fósseis (renováveis e nuclear).

Para que exista uma transição energética em sentido físico, o crescimento das fontes não fósseis teria de se traduzir numa redução do consumo fóssil, isto é:

$$\Delta E_{NF} > 0 \text{ e } \Delta E_F \leq 0$$

Os dados globais para o período 2010–2024 mostram o oposto. Nesse intervalo, o consumo mundial de combustíveis fósseis aumentou de cerca de **10,5 Gtep** para cerca de **12,4 Gtep**, ou seja,  $\Delta E_F \approx +1,9 \text{ Gtep}$ . No mesmo período, o consumo de energia não fóssil (renováveis e nuclear) aumentou de cerca de **1,9 Gtep** para cerca de **3,5 Gtep**, isto é,  $\Delta E_{NF} \approx +1,6 \text{ Gtep}$ .

Como ambas as componentes aumentaram em termos absolutos, o consumo total de energia primária cresceu de cerca de **12,4 Gtep** para cerca de **15,9 Gtep**. Assim, verifica-se que:

$$\Delta E_F > 0 \text{ e } \Delta E_{NF} > 0$$

o que caracteriza um regime de **adição energética**, no qual novas fontes são incorporadas no sistema sem deslocar o núcleo fóssil existente.

Em termos físicos, isto significa que a expansão das renováveis não reduziu o consumo de carvão, petróleo e gás, mas apenas acompanhou o aumento global da procura de energia. A consequência directa desta dinâmica é que as emissões globais de  $\text{CO}_2$  associadas à energia continuaram a aumentar ao longo da última década, apesar do investimento maciço em tecnologias de baixo carbono.

Logo, a política de transição energética falhou no seu objectivo físico fundamental: reduzir o consumo de combustíveis fósseis.

## 4. O custo económico real da política climática

Este capítulo traduz o desfasamento entre investimento e resultados climáticos, demonstrado no Capítulo 3, numa métrica económica objectiva: o **custo implícito do  $\text{CO}_2$  evitado**. Esta métrica permite comparar políticas climáticas com outras opções de mitigação e avaliar a sua racionalidade económica.

## 4.1 O conceito de CO<sub>2</sub> evitado

O CO<sub>2</sub> evitado corresponde à diferença entre:

- as emissões que teriam ocorrido num cenário contra-factual sem as políticas de transição energética, e
- as emissões efectivamente observadas.

Formalmente:

$$CO_2 \text{ evitado} = \textit{Emissões contra-factuais} - \textit{Emissões observadas}$$

O custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitado é então:

$$\textit{Custo implícito} = \frac{\textit{Investimento total em transição}}{\textit{CO}_2 \text{ evitado}}$$

Esta métrica mede quantos dólares a sociedade está a gastar para reduzir uma tonelada de CO<sub>2</sub> e é a única forma correcta de avaliar a eficiência económica de uma política climática.

Para efeitos de avaliação do CO<sub>2</sub> alegadamente evitado, é considerado um cenário contra-factual em que as emissões globais teriam continuado a crescer segundo a tendência média observada no período, correspondente a uma taxa anual de aproximadamente 1,5%. Esta abordagem não pressupõe qualquer agravamento exógeno do sistema energético, limitando-se a projectar a continuidade da dinâmica histórica prévia à aceleração do investimento em renováveis.

## 4.2 Estimativa global do CO<sub>2</sub> efectivamente evitado (2010–2024)

A avaliação económica de qualquer política climática exige a construção de um cenário contra-factual, isto é, uma estimativa das emissões que teriam ocorrido na ausência das políticas de transição energética. Embora esse cenário não seja observável, a sua ordem de grandeza está fisicamente limitada pelas séries empíricas de emissões globais.

Entre 2000 e 2010, as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia cresceram a uma taxa média próxima de 1,5% ao ano, reflectindo o crescimento da população, da industrialização e do consumo energético mundial. Admitindo, de forma prudente, que

essa trajectória teria continuado na ausência de políticas activas de mitigação, as emissões globais em 2024 seriam da ordem de:

$$33 \text{ GtCO}_2 (2010) \times (1,015)^{14} \approx 40 \text{ GtCO}_2$$

Assim, o CO<sub>2</sub> efectivamente evitado em 2024 pode ser estimado como a diferença entre as emissões que teriam ocorrido sem políticas de mitigação (cerca de 40 GtCO<sub>2</sub>) e as emissões observadas (cerca de 37,8 GtCO<sub>2</sub>), o que corresponde aproximadamente a **2,2 GtCO<sub>2</sub> por ano**.

Integrando esta diferença ao longo do período 2010–2024, obtém-se um intervalo acumulado de aproximadamente 20 a 30 GtCO<sub>2</sub> de emissões evitadas.

É importante sublinhar um limite físico fundamental: como as emissões globais nunca entraram numa trajectória de redução absoluta — pelo contrário, aumentaram de cerca de 33 para quase 38 GtCO<sub>2</sub> — o volume de CO<sub>2</sub> efectivamente evitado só pode ser uma fracção relativamente pequena do total de emissões. Qualquer contra-factual razoável conduz, inevitavelmente, a valores da ordem de poucas dezenas de giga-toneladas ao longo de 14 anos, e não a centenas. Esta restrição empírica impõe, por construção, custos médios elevados por tonelada evitada.

De forma a testar a robustez do resultado obtido, procedeu-se a uma análise de sensibilidade simples, considerando taxas de crescimento contra-factual alternativas de **1,0%** e **2,0%** ao ano. Em ambos os casos, a ordem de grandeza do custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> alegadamente evitada mantém-se no mesmo intervalo, não alterando a conclusão central de que o esforço financeiro observado é desproporcionado face ao impacto climático efectivo.

#### 4.3 Cálculo do custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> (USD/tCO<sub>2</sub>)

O investimento global acumulado em políticas e tecnologias de transição energética entre 2010 e 2024 situa-se na ordem de 6 a 7 biliões de dólares norte-americanos.

Combinando este valor com a estimativa de CO<sub>2</sub> efectivamente evitado, obtém-se:

Hipótese sobre CO <sub>2</sub> evitado	CO <sub>2</sub> evitado acumulado	Custo implícito
Optimista	30 GtCO <sub>2</sub>	≈ 200 USD/tCO <sub>2</sub>
Intermédia	20 GtCO <sub>2</sub>	≈ 300 USD/tCO <sub>2</sub>
Conservadora	15 GtCO <sub>2</sub>	≈ 400 USD/tCO <sub>2</sub>

Mesmo sob as hipóteses mais favoráveis, o custo médio global da política climática situa-se muito acima de 200 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>. Sob hipóteses mais realistas, o valor aproxima-se de 300 a 400 USD/tCO<sub>2</sub>.

Esta ordem de grandeza não resulta de qualquer suposição ideológica, mas da combinação de dois factos físicos observáveis: investimento maciço e ausência de uma redução estrutural das emissões globais.

#### 4.4 Comparação com ETS, custo social do carbono e outras políticas

Estes valores devem ser comparados com os principais referenciais económicos utilizados em política climática.

No Mercado Europeu de Carbono (ETS)<sup>5</sup>, o preço do CO<sub>2</sub> oscilou, entre 2018 e 2024, em torno de 50 a 100 €/tCO<sub>2</sub> (aproximadamente 55 a 110 USD/t). O custo implícito da política de transição é, assim, entre duas e seis vezes superior ao preço que os próprios mercados regulados atribuem ao carbono.

As estimativas do custo social do carbono — isto é, o dano económico causado por uma tonelada adicional de CO<sub>2</sub> — situam-se tipicamente entre 50 e 150 USD/tCO<sub>2</sub>, segundo o IPCC, a OCDE e as agências norte-americanas. Isto significa que, em média, a política climática dominante está a pagar várias vezes mais para evitar uma tonelada de CO<sub>2</sub> do que o dano económico que essa tonelada causaria se fosse emitida.

Finalmente, muitas alternativas de mitigação — como **eficiência energética**, redução de fugas de metano, **energia nuclear**, captura de carbono industrial ou substituição de carvão por gás — apresentam custos frequentemente inferiores a 100 USD/tCO<sub>2</sub>, e por vezes muito inferiores. **Em termos estritamente económicos, estas opções permitem reduzir emissões de forma muito mais eficiente do que a estratégia baseada quase exclusivamente na expansão maciça de renováveis intermitentes.**

---

<sup>5</sup> O *EU Emissions Trading System (EU ETS)* é o sistema europeu de comércio de licenças de emissão de dióxido de carbono. Estabelece um tecto global (cap) para as emissões dos sectores abrangidos — nomeadamente produção de electricidade, indústria pesada e aviação intra-europeia — e distribui ou leiloa licenças que conferem o direito de emitir uma tonelada de CO<sub>2</sub>. As empresas que reduzem emissões abaixo do seu limite podem vender licenças excedentárias, enquanto as que excedem o seu limite têm de comprar licenças adicionais no mercado. O preço do carbono resulta, assim, da oferta limitada de licenças e da procura dos emissores, funcionando como um sinal económico para incentivar a redução de emissões ao menor custo possível.

## 4.5 A ineficiência económica estrutural da transição europeia

A União Europeia é responsável por uma fracção relativamente pequena das emissões globais de dióxido de carbono. Em 2024, a UE-27 representou cerca de **7% das emissões mundiais**, uma quota em queda contínua ao longo das últimas duas décadas devido à estagnação demográfica, à desindustrialização e à externalização de produção intensiva em energia para outras regiões do mundo.

Apesar desta contribuição limitada para o problema global, a União Europeia é, de longe, a região que mais investiu por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada. Uma parte substancial dos cerca de 6–7 biliões de dólares investidos mundialmente em políticas de transição energética desde 2010 ocorreu na Europa, **quer sob a forma de subsídios às renováveis, quer através de tarifas garantidas, apoios fiscais, redes, mecanismos de capacidade e encargos tarifários.**

Quando se combina esta intensidade de investimento com uma quota climática de apenas 7%, obtém-se um resultado económico inevitável: mesmo que a política europeia fosse tecnicamente perfeita — o que não é — o seu impacto máximo sobre as emissões globais seria marginal e irrelevante. Na prática, isso significa que a União Europeia está a pagar centenas de euros por tonelada de CO<sub>2</sub> para obter uma redução que, à escala planetária, se dilui no crescimento das emissões noutras regiões.

Esta assimetria explica por que razão a política climática europeia produz efeitos económicos visíveis — preços elevados da electricidade, perda de competitividade industrial, deslocalização de produção e *carbon leakage* — sem produzir benefícios climáticos proporcionais. A Europa internaliza custos muito elevados, enquanto os benefícios climáticos globais são partilhados por todo o mundo.

Em termos económicos, este é o retrato de uma **política ineficiente**: uma região que representa menos de um décimo das emissões globais assume uma fracção desproporcionada dos custos de mitigação, num sistema internacional onde as principais dinâmicas de crescimento energético e de emissões ocorrem fora do seu controlo. A consequência é uma transferência líquida de competitividade industrial e rendimento para regiões que não seguem o mesmo modelo, sem qualquer efeito mensurável sobre a trajectória climática global.

## 4.6 Conclusão — O custo económico real e o resultado climático

Os resultados deste capítulo permitem enunciar uma conclusão simples e verificável: a política climática dominante, assente num investimento maciço em “transição energética”, apresenta um custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada muito elevado quando comparado com os referenciais económicos normalmente usados para orientar decisões públicas.

Com base num investimento global acumulado da ordem de **6 a 7 biliões de dólares** entre 2010 e 2024 e numa estimativa plausível de emissões efectivamente evitadas de **15 a 30 GtCO<sub>2</sub>** no mesmo período, o custo implícito situa-se, tipicamente, no intervalo de **200 a 400 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>**. Esta ordem de grandeza decorre de um facto empírico incontornável: as emissões globais associadas à energia **não entraram numa trajectória de redução absoluta**, tendo aumentado ao longo da última década, o que limita necessariamente o volume de CO<sub>2</sub> efectivamente evitado.

Quando este custo é comparado com (i) o preço do carbono no ETS europeu, (ii) as estimativas do custo social do carbono e (iii) os custos de mitigação de alternativas frequentemente mais eficientes (**eficiência energética**, redução de metano, **opções despacháveis de baixo carbono**, substituições industriais específicas), conclui-se que a estratégia dominante tem uma **relação custo-benefício fraca**, sobretudo quando aplicada de forma rígida e com enfoque desproporcionado em fontes intermitentes sem internalização completa dos custos sistémicos.

No caso europeu, a ineficiência económica é agravada por um factor estrutural adicional: a União Europeia representa apenas cerca de **7% das emissões globais**, pelo que mesmo um esforço interno muito elevado tem, por natureza, impacto desprezável e limitado na trajectória climática mundial. O resultado é uma combinação politicamente sensível e economicamente negativa: **custos elevados e perda de competitividade** dentro da Europa, associados a **benefícios climáticos globais marginais** e facilmente anulados pelo crescimento das emissões noutras regiões.

Em síntese, este capítulo demonstra que a política climática actual não falha por falta de ambição, mas por falta de eficiência económica e sistémica. É esta disfunção — pagar muito por resultados globais insignificantes — que justifica, nos capítulos seguintes, a necessidade de reavaliar o modelo europeu, substituindo a narrativa tecnológica por uma abordagem de sistema: **neutralidade tecnológica**, **planeamento físico** do mix, **internalização de custos** e foco no impacto real sobre emissões e competitividade.

Os resultados do Capítulo 4 mostram que a política climática dominante tem um custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada muito elevado, não porque as tecnologias de baixo carbono sejam intrinsecamente caras, mas porque uma parte significativa dos custos reais da transição não é contabilizada nos preços de produção da electricidade. Esses custos são deslocados para fora do LCOE privado dos projectos e reaparecem sob a forma de investimentos em redes, reservas, serviços de sistema, capacidade redundante, armazenamento, *curtailment* e mecanismos de estabilidade. Para compreender por que razão a electricidade se tornou mais cara e por que motivo o custo por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada é tão elevado, é necessário analisar o sistema eléctrico como um todo e não apenas as centrais individualmente. É precisamente essa contabilidade sistémica – que conduz ao conceito de **System LCOE** – que constitui o objecto do Capítulo 5.

## 5. Custos sistémicos dos sistemas eléctricos

Este capítulo constitui o núcleo técnico deste trabalho. Demonstra por que razão a análise baseada exclusivamente no LCOE tecnológico conduz, inevitavelmente, a decisões erradas quando aplicada a sistemas eléctricos com elevada penetração de renováveis intermitentes.

### 5.1 O que o LCOE mede – e o que esconde

O **LCOE (Levelized Cost of Electricity)** mede o custo médio nivelado de produção de electricidade **à porta de uma central**, ao longo da sua vida útil. Inclui tipicamente:

- investimento (CAPEX),
- custos operacionais (OPEX),
- custo do capital,
- energia efectivamente produzida.

Matematicamente:

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

O LCOE é uma métrica útil **para comparar tecnologias isoladas** em condições equivalentes de entrega de energia.

Contudo, o LCOE **não mede**:

- custo de ligação à rede;
- reforços de transporte e distribuição;
- serviços de sistema (frequência, tensão, reservas);
- custos de capacidade de backup;
- curtailment;
- degradação do factor de utilização de centrais despacháveis.

Em sistemas com baixa penetração de renováveis intermitentes, estes custos são pequenos e podem ser ignorados. Em sistemas com elevada penetração, tornam-se **dominantes**.

## 5.2 Redes, reservas, serviços de sistema e estabilidade

As fontes intermitentes impõem exigências estruturais adicionais ao sistema eléctrico:

### Redes

A produção solar e eólica ocorre frequentemente longe dos centros de consumo, exigindo:

- reforço da rede de transporte,
- reforço da rede de distribuição,
- novas subestações e linhas.

Estes investimentos são pagos através das tarifas de acesso às redes e não aparecem no LCOE das centrais.

### Serviços de sistema

A variabilidade e a electrónica de potência reduzem a inércia natural do sistema, exigindo:

- reservas de regulação primária e secundária,
- controlo de tensão,
- compensação de potência reactiva,
- resposta rápida a desvios.

Estes custos são permanentes e crescem com a penetração de intermitência.

### 5.3 Capacidade redundante e backup

Como a potência firme das renováveis intermitentes é tipicamente inferior a 10% da sua potência instalada, cada 10 GW de solar ou eólica exige quase 9–10 GW adicionais de capacidade despachável para garantir a ponta de carga. Este requisito traduz-se directamente em CAPEX redundante e em custos fixos que o LCOE tecnológico não capta.

Como apresentado no Capítulo 2, solar e eólica têm **baixo crédito de capacidade**. Logo, para garantir a ponta de carga, o sistema é obrigado a manter quase toda a capacidade despachável original.

Isto significa:

- investimento em centrais térmicas, hídrica ou nuclear que funcionam poucas horas;
- degradação do seu factor de utilização;
- aumento do custo por MWh produzido nessas centrais.

O sistema passa a pagar duas vezes:

- uma pela capacidade intermitente;
- outra pela capacidade firme que garante o fornecimento quando a intermitência falha.

### 5.4 Curtailment e energia desperdiçada

À medida que a capacidade solar e eólica aumenta, surgem períodos em que a produção excede a procura ou a capacidade da rede.

O resultado é:

- saída com corte forçado de centrais (*curtailment*),
- energia produzida, mas não utilizada,
- perda de valor económico do CAPEX investido.

Este fenómeno reduz o factor de capacidade efectivo das renováveis e aumenta o seu custo real por MWh útil.

**Tabela 5.1 – Decomposição típica dos custos sistémicos das renováveis intermitentes na Europa**

Componente	Ordem de grandeza (€/MWh)
Reforços de rede (T&D)	5 - 10
Serviços de sistema (frequência, tensão, reservas)	3 - 7
Capacidade de backup	5 - 10
Curtaiment e perdas	2 - 5
<b>Total Sistémico</b>	<b>15 - 25</b>

(Fonte: ENTSO-E, IEA, Ofgem, CRE, MIT Energy Initiative)

## 5.5 Introdução formal do System LCOE

Para corrigir estas distorções, introduz-se o conceito de **System LCOE**.

Define-se:

$$\mathbf{System\ LCOE} = \mathbf{LCOE}_{tecnológico} + \mathbf{C}_{rede} + \mathbf{C}_{serviços} + \mathbf{C}_{backup} + \mathbf{C}_{curtailment}$$

Onde:

- $C_{rede}$  representa custos de reforço e uso da rede,
- $C_{serviços}$  representa serviços de sistema,
- $C_{backup}$  representa capacidade redundante,
- $C_{curtailment}$  representa energia desperdiçada.

Em sistemas dominados por solar e eólica, estes termos adicionais são estruturalmente crescentes e não podem ser eliminados por inovação tecnológica.

No caso português e europeu, os estudos de suporte indicam ordens de grandeza típicas:

- custos sistémicos de **+15 a +25 €/MWh** para solar e eólica,
- equivalentes a um acréscimo de **30–40%** face ao LCOE privado.

Assim, tecnologias com LCOE de 30–40 €/MWh passam, em termos de sistema, a custar **50–70 €/MWh**.

Como mostrado no Capítulo 4, o custo por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada resulta, em última instância, do diferencial de custo entre electricidade de baixo carbono e electricidade convencional. Quando o System LCOE das renováveis intermitentes é inflacionado por custos de rede, backup e curtailment, o custo por MWh limpo sobe e o custo por tonelada de CO<sub>2</sub> explode, mesmo que o LCOE tecnológico pareça baixo.

O erro fundamental da política energética europeia foi otimizar **tecnologias isoladas** em vez de **sistemas eléctricos**. O capítulo seguinte mostrará como este erro se reflecte nos preços da electricidade e na perda de competitividade industrial da Europa.

Como o custo por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada é proporcional ao diferencial de custo entre electricidade limpa e electricidade convencional, qualquer aumento estrutural do System LCOE das renováveis intermitentes traduz-se directamente num aumento do custo por tCO<sub>2</sub>, anulando a vantagem aparente de LCOEs tecnológicos baixos.

## 6. A Europa: electricidade cara e perda de competitividade

A tese central deste capítulo é simples: **a electricidade na Europa tornou-se estruturalmente cara** quando comparada com economias concorrentes, e essa diferença tem consequências directas na competitividade industrial, no investimento produtivo e no risco de **carbon leakage**. A explicação não reside apenas em “choques externos” (como o gás em 2021–2022), mas também em factores **estruturais**: custos de rede, custos de serviços de sistema, encargos e mecanismos regulatórios, e um modelo de expansão eléctrica que aumentou a complexidade e os custos fixos do sistema.

### 6.1 Evolução do investimento e das emissões de CO<sub>2</sub> na União Europeia

A análise da evolução conjunta do investimento em transição energética e das emissões de dióxido de carbono na União Europeia exige uma leitura que vá além dos indicadores territoriais formais. Embora as emissões registadas no espaço europeu tenham diminuído ao longo das últimas duas décadas, uma parte significativa dessa redução não corresponde a uma descarbonização efectiva do consumo europeu, mas sim ao **deslocamento geográfico das actividades intensivas em energia e carbono** para fora da União Europeia.

Entre 2010 e 2025, a UE canalizou volumes crescentes de investimento para políticas climáticas, energias renováveis, redes, eficiência energética e mecanismos de mercado do carbono. Este esforço financeiro intensificou-se de forma clara após 2019, com o Pacto Ecológico Europeu e o pacote *Fit for 55*, atingindo níveis sem precedentes. Em paralelo, as emissões territoriais da UE-27 registaram uma trajectória descendente, frequentemente apresentada como prova do sucesso do modelo europeu, que importa qualificar.

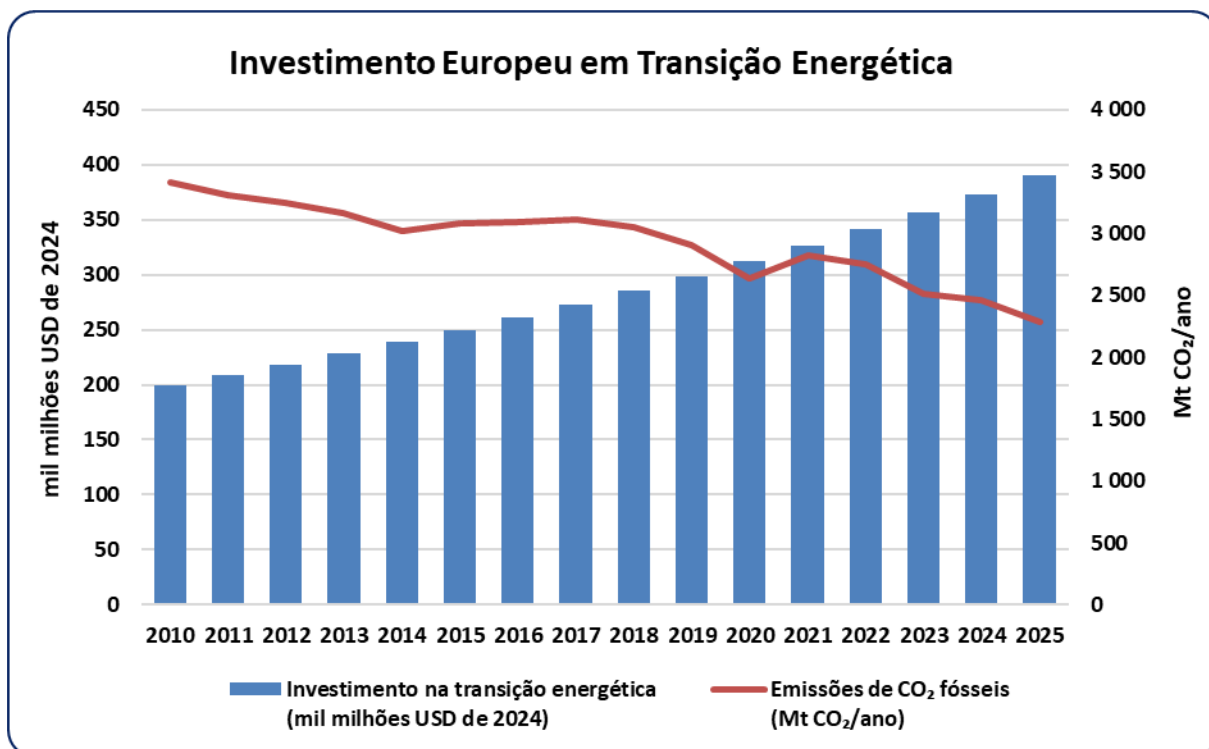
A redução observada não foi linear nem estruturalmente ligada à expansão das renováveis eléctricas. Uma parte significativa da descida das emissões resulta de factores não directamente associados à política eléctrica, nomeadamente a desindustrialização progressiva, a relocalização de produção intensiva em energia para fora da UE, a estagnação demográfica, ganhos de eficiência marginais e choques económicos conjunturais, como a crise financeira, a pandemia e a contracção industrial de 2022–2023.

No entanto, essa leitura é incompleta. A União Europeia reduziu as suas emissões sobretudo no espaço económico europeu, mas **continuou a consumir grandes volumes de bens intensivos em energia e carbono produzidos no exterior**. Sectores como a siderurgia, o cimento, os fertilizantes, a petroquímica, o alumínio, o vidro e partes significativas da cadeia automóvel deslocaram progressivamente a produção para regiões com energia mais barata e menor constrangimento climático, nomeadamente China, Sudeste Asiático, Médio Oriente, Turquia e Norte de África.

Por exemplo, a produção europeia de aço primário e de alumínio primário diminuiu de forma estrutural desde 2010, enquanto as importações provenientes da Ásia e do Médio Oriente aumentaram. O mesmo ocorreu com produtos químicos básicos e fertilizantes azotados, cuja produção depende fortemente de gás natural e electricidade barata. Estes bens continuam a ser consumidos na Europa, mas as emissões associadas passaram a ocorrer fora do território europeu e, portanto, **fora das estatísticas oficiais da UE**.

Este fenómeno, conhecido como **carbon leakage**, implica que a redução das emissões territoriais europeias sobrestima o impacto climático real das políticas da União. Do ponto de vista do clima global, o que importa não é onde o CO<sub>2</sub> é emitido, mas sim o volume total associado ao consumo final. Quando uma tonelada de aço deixa de ser produzida na Europa e passa a ser produzida na China, com um mix energético mais intensivo em carvão, as emissões globais podem até aumentar, apesar da aparente melhoria dos indicadores europeus.

Assim, ao analisar em conjunto o forte crescimento do investimento europeu em transição energética e a descida das emissões territoriais, torna-se claro que uma parte relevante dessa descida resulta não da substituição estrutural de fontes fósseis por fontes de baixo carbono, mas sim da **externalização das emissões** para outras economias. Esta dissociação entre esforço financeiro interno e efeito climático global é um elemento central para compreender tanto a eficácia limitada da política europeia como o agravamento dos custos e da perda de competitividade industrial.



**Figura 5**— Investimento em Transição Energética e Emissões de CO<sub>2</sub> na EU – 27 associadas à energia (2010–2025). **Fonte:** IEA; EDGAR; Banco Mundial

Importa ainda sublinhar que a União Europeia representa hoje apenas cerca de **7% das emissões globais de CO<sub>2</sub>**, uma quota em declínio contínuo. Assim, mesmo uma redução significativa das emissões territoriais europeias tem um impacto limitado na trajectória climática global, sobretudo quando comparada com o crescimento simultâneo das emissões noutras regiões do mundo.

Quando se confronta a magnitude do investimento realizado com a redução efectiva das emissões, emerge um desfasamento relevante entre esforço económico e resultado climático. A União Europeia assumiu uma posição de liderança no investimento per capita e por unidade de energia consumida, mas essa liderança traduziu-se apenas numa contribuição marginal para a redução global das emissões, enquanto introduziu custos adicionais no sistema eléctrico e no tecido produtivo europeu.

Esta dissociação entre investimento elevado e impacto climático limitado constitui um elemento central para compreender a evolução dos preços da electricidade na Europa. Os custos associados à transição foram internalizados sobretudo no sistema eléctrico — através de tarifas, encargos, reforços de rede e mecanismos regulatórios — criando um diferencial estrutural de preços face a economias concorrentes. É esta realidade que será analisada nas secções seguintes, ao relacionar directamente o esforço de investimento

Europeu com o aumento persistente do custo da electricidade e com a consequente perda de competitividade industrial.

É este enquadramento que prepara a análise das secções seguintes, onde se mostrará que a Europa suporta custos energéticos elevados num sistema cada vez mais complexo, enquanto parte crescente da sua base industrial — e das emissões que lhe estão associadas — é deslocada para fora das suas fronteiras.

Sectores como a siderurgia, alumínio primário, fertilizantes, química pesada, refinação e materiais de base reduziram drasticamente a sua presença produtiva na União Europeia desde 2010, deslocando capacidade para regiões com electricidade mais barata, nomeadamente China, Médio Oriente, EUA e Sudeste Asiático. Estas actividades continuam a fornecer o consumo europeu, mas com emissões contabilizadas fora da UE. Este fenómeno explica porque a redução das emissões territoriais europeias é significativamente superior à redução das emissões associadas ao consumo final.

**O elemento estrutural que liga o esforço europeu de investimento, a trajectória das emissões e a perda de competitividade económica reside no modo como a transição foi implementada no sistema eléctrico.** A União Europeia optou por uma expansão acelerada de fontes intermitentes — solar e eólica — que não substituem potência firme nem reduzem a necessidade de infra-estruturas e de centrais de backup. Pelo contrário, aumentam simultaneamente a complexidade, a redundância e os custos fixos do sistema.

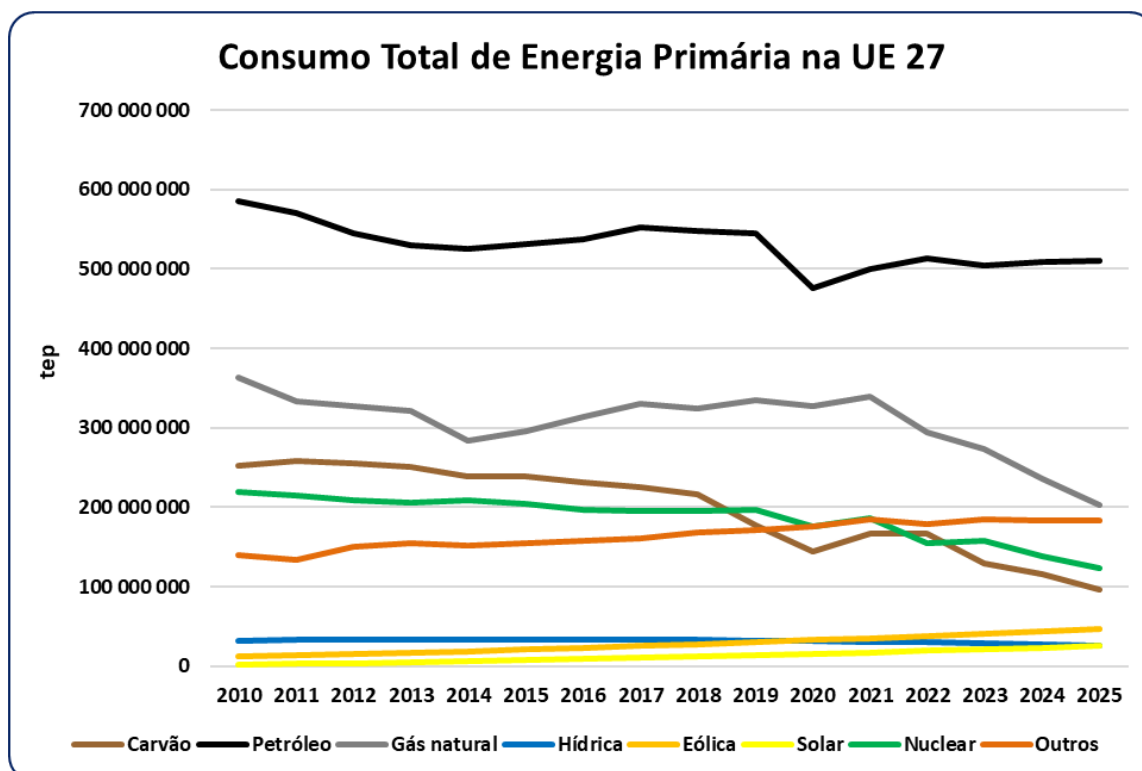
Como demonstrado no Capítulo 5, o custo economicamente relevante não é o LCOE privado das centrais renováveis, mas o **System LCOE** do sistema eléctrico como um todo. À medida que a quota de produção intermitente aumenta, o sistema necessita de mais redes, mais reservas, mais serviços de estabilidade, mais capacidade térmica ociosa e mais *curtailment*. Estes custos crescem mesmo quando os preços grossistas caem em horas de excesso de produção.

O resultado é um sistema com muitos MWh de baixo custo marginal, mas com um **custo médio por MWh útil cada vez mais elevado**, que tem de ser recuperado através de tarifas de acesso às redes, mecanismos de capacidade, serviços de sistema e encargos regulatórios. É esta estrutura de custos — e não apenas choques conjunturais como o gás em 2021–2022 — que explica porque a electricidade europeia se tornou estruturalmente mais cara do que nos Estados Unidos ou na China.

É neste enquadramento que deve ser lida a evolução do consumo de energia e da electricidade na União Europeia.

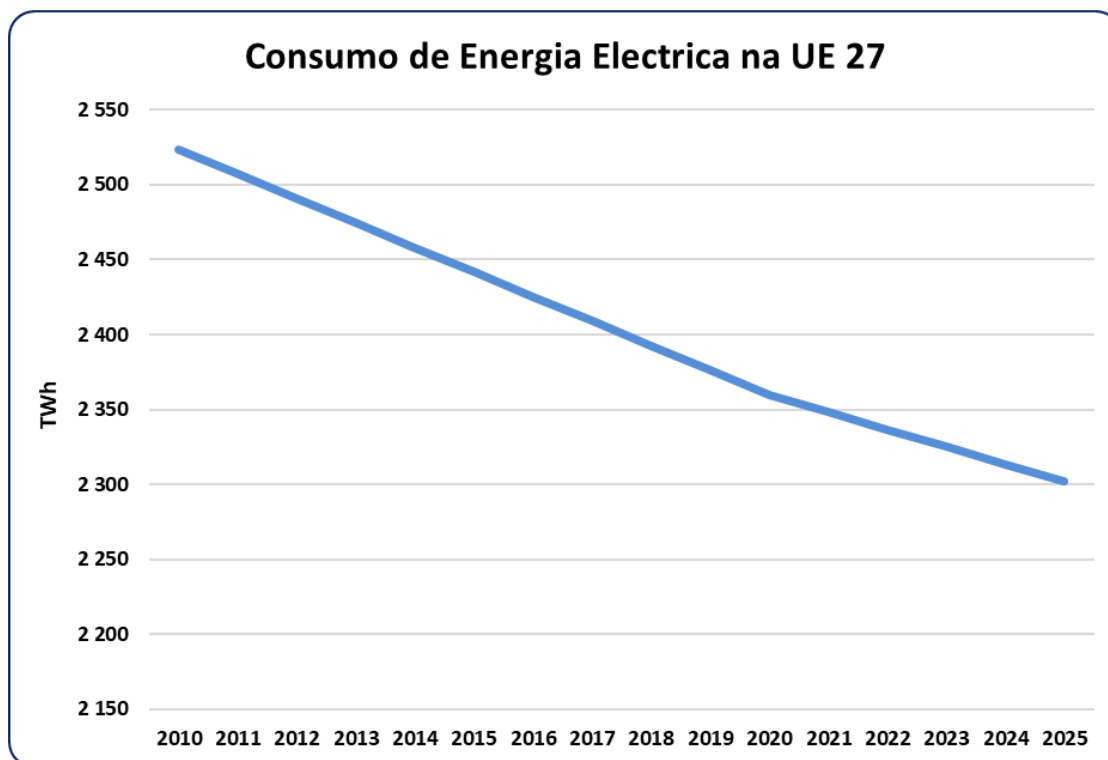
## 6.2 Evolução do Consumo de Energia Primária e da Energia Eléctrica

A evolução do consumo de energia na União Europeia fornece uma chave essencial para compreender a trajectória económica e climática do continente. Uma transição energética bem-sucedida deveria traduzir-se, em simultâneo, numa redução do consumo de combustíveis fósseis, numa progressiva electrificação dos usos finais e numa estabilização ou aumento do consumo de electricidade de origem de baixo carbono. Os dados observados mostram uma realidade bem mais ambígua (ver figuras 6 e 7).



**Figura 6** – Consumo total de energia primária na União Europeia (UE-27), por fonte (2010–2025).  
**Fonte-** Eurostat – Energy balances, gross available energy

A Figura 6 mostra que a União Europeia reduziu o seu consumo total de energia primária ao longo da última década, mas sem alterar de forma estrutural a sua dependência dos combustíveis fósseis. O carvão recua de forma acentuada, mas é em grande parte substituído por gás natural até 2021, mantendo-se o petróleo praticamente estável como principal fonte de energia do sistema. O crescimento da eólica e da solar é real, mas parte de níveis baixos e ocorre num contexto de contracção do consumo total, o que amplifica artificialmente o seu peso relativo sem que isso corresponda a uma transformação profunda do sistema energético.



**Figura 7** – Consumo final de electricidade na União Europeia (UE-27), 2010–2025

**Fonte-** Eurostat – Electricity and heat (Statistics Explained)

A Figura 7 evidencia um facto estrutural frequentemente ignorado no debate público: o consumo total de electricidade na União Europeia não aumentou ao longo da última década, tendo, pelo contrário, registado uma trajectória descendente. Isto significa que a expansão maciça da capacidade renovável ocorreu num sistema cuja procura eléctrica estagnou ou recuou, em grande parte devido à perda de actividade industrial e à relocalização de sectores electro-intensivos para fora da UE. Esta divergência entre capacidade instalada e consumo real contribui directamente para fenómenos de curtailment, sobre-capacidade e aumento dos custos médios do sistema eléctrico.

Entre 2010 e 2025, o consumo total de energia primária da UE-27 registou uma tendência descendente moderada. Esta redução não reflecte uma substituição estrutural de fontes, mas sobretudo a conjugação de estagnação económica relativa, ganhos de eficiência marginais, choques conjunturais (crise financeira, pandemia, crise energética de 2022) e, sobretudo, a deslocação de actividades industriais intensivas em energia para fora da União. Em termos físicos, a Europa consome hoje menos energia primária do que há quinze anos, mas também produz menos bens intensivos em energia dentro das suas fronteiras.

A estrutura do consumo de energia primária manteve, contudo, uma forte dependência dos combustíveis fósseis. Petróleo, gás natural e carvão continuam a representar a maioria do balanço energético europeu, sendo o petróleo dominante no transporte, o gás natural crucial para a indústria, aquecimento e geração eléctrica, e o carvão ainda relevante em

vários Estados-Membros. O crescimento das renováveis — hídrica, eólica e solar — foi significativo, mas ocorreu sobre uma base relativamente pequena e num contexto de contracção do consumo total, o que inflaciona a sua quota percentual sem alterar de forma proporcional a realidade física do sistema.

Em contraste, o consumo total de electricidade na UE-27, medido em termos de consumo final, manteve-se globalmente estagnado ao longo do período 2010–2025, com oscilações associadas ao ciclo económico e aos choques recentes. Ao contrário do que seria expectável numa trajetória de electrificação profunda, a electricidade não registou um crescimento estrutural capaz de substituir de forma significativa os combustíveis fósseis nos usos finais. Pelo contrário, a queda da produção industrial em sectores electro-intensivos e a realocação de actividades para fora da UE limitaram a expansão da procura eléctrica interna.

Esta combinação — consumo de energia primária em declínio e consumo de electricidade estagnado — revela uma transição europeia marcada mais por **contracção económica e desindustrialização** do que por uma transformação tecnológica profunda dos usos finais. A Europa reduziu parte do seu consumo energético não porque tenha substituído em larga escala combustíveis fósseis por electricidade limpa, mas porque consome e produz menos bens intensivos em energia dentro do seu território.

Do ponto de vista sistémico, esta realidade é crucial: a expansão rápida da capacidade renovável ocorreu num sistema eléctrico cuja procura não cresceu de forma proporcional, o que aumenta fenómenos como *curtailment*, pressão sobre as redes e necessidade de mecanismos de estabilidade, elevando os custos médios do sistema. Ao mesmo tempo, a fraca electrificação efectiva dos usos finais limita o impacto climático dessa expansão.

Assim, a trajetória do consumo de energia primária e da electricidade confirma que a política europeia gerou um sistema eléctrico mais complexo e caro, sem a correspondente transformação estrutural do consumo final que seria necessária para reduzir de forma significativa a dependência dos combustíveis fósseis e as emissões globais.

### 6.3 Evolução dos preços grossistas da electricidade e o papel das renováveis

O mercado grossista de electricidade na União Europeia é frequentemente apresentado como um mecanismo eficiente que garante preços baixos sempre que entram em operação tecnologias de custo marginal reduzido, como a eólica e a solar. Contudo, esta leitura ignora o modo como os preços são efectivamente formados e, sobretudo, o impacto sistémico da intermitência sobre o custo médio da electricidade.

Os preços grossistas europeus (*day-ahead* e produtos relacionados) exibem três fases bem distintas no período recente:

1. **2010–2020: estabilidade relativa**, com oscilações sazonais e diferenças regionais (Nórdicos vs Centro/Sul).
2. **2.º semestre de 2021–2022: choque energético e máximos históricos**, principalmente devido à escalada do gás natural e às condições de oferta no sistema europeu.
3. **2023–2024: descida acentuada**, acompanhando a queda das matérias-primas energéticas e medidas de emergência, mas **mantendo níveis superiores aos pré-crise** e com maior volatilidade e mais horas de preços negativos em vários mercados.

#### Indicadores representativos do pico da crise:

- A Comissão Europeia (DG Energy) reportou um **European Power Benchmark** de **191 €/MWh** em média no **2.º trimestre de 2022**, com aumentos muito elevados face ao ano anterior.
- A ACER, no balanço de 2022 (“Key Developments”), sintetiza preços *day-ahead* médios anuais extremamente elevados em grande parte da UE, com forte dispersão regional (Nórdicos muito abaixo; Itália/Grécia/França muito acima).
- A IEA indica que os preços grossistas **desceram em 2024** (aprox. **-20%** em média na UE face a 2023), após a forte contracção em 2023, sobretudo com a normalização parcial do gás e factores meteorológicos/operacionais.

O preço grossista é um sinal de curto prazo (energia), mas não reflecte integralmente os custos fixos e sistémicos crescentes (rede, capacidade, serviços), que se materializam sobretudo nos preços finais.

#### 6.3.1 Como se formam os preços no mercado grossista europeu

O mercado eléctrico europeu funciona segundo o princípio do **preço marginal uniforme (*pay-as-clear*)**. Em cada hora, as centrais são ordenadas por custo marginal crescente (*merit order*) e entram no sistema até satisfazer a procura. A última central necessária para equilibrar oferta e procura fixa o preço para todas as restantes.

Matematicamente, isto significa que:

$$\textit{Preço grossista horário} = \textit{Custo marginal da última central despachada}$$

Na maioria dos sistemas europeus, essa última central é, nas horas críticas, uma central a gás natural (CCGT) ou outra fonte despachável. Mesmo que 60%, 70% ou 80% da energia da hora seja fornecida por eólica ou solar, o preço pago a toda a energia é definido pela central de backup que garante o equilíbrio quando o vento cai ou o sol se põe.

Assim, a intermitência das renováveis faz com que o preço grossista seja estruturalmente ancorado nos custos das tecnologias fósseis de reserva, e não nos custos das tecnologias intermitentes.

### 6.3.2 Porque a expansão da solar e da eólica não reduz o preço médio

À medida que a capacidade solar e eólica aumenta, surgem dois regimes extremos:

#### 1. Horas de excesso de produção (vento e sol elevados)

O preço grossista pode cair para valores muito baixos ou mesmo negativos, porque a oferta intermitente excede a procura e não pode ser armazenada nem exportada integralmente.

#### 2. Horas de escassez (pouco vento e pouco sol)

O sistema é forçado a recorrer quase exclusivamente a centrais despacháveis (gás, hídrica de albufeira, importações), que fixam preços elevados.

O resultado é um mercado com **preços extremamente voláteis**, caracterizado por:

- muitas horas muito baratas (ou negativas);
- poucas horas muito caras, que determinam a rentabilidade de todo o sistema.

Como os activos de backup e as redes têm custos fixos elevados, esses custos têm de ser recuperados precisamente nessas horas de escassez. Quanto maior a penetração de renováveis intermitentes, menor é o número de horas em que essas centrais e infra-estruturas produzem, e maior tem de ser o preço nessas horas para cobrir os custos.

Este mecanismo conduz inevitavelmente a uma subida do **preço médio necessário para viabilizar o sistema**, mesmo que os preços em muitas horas caiam.

### 6.3.3 O paradoxo dos preços baixos e da electricidade cara

O erro mais frequente no debate público é confundir:

- **preços grossistas horários**, com
- **custo económico total do sistema eléctrico**.

Os preços grossistas podem ser baixos em muitas horas solares ou ventosas, mas isso não significa que o sistema seja barato. Pelo contrário:

- os custos de rede,
- os serviços de sistema,
- o backup,
- o curtailment,
- e a degradação do factor de utilização das centrais despacháveis

continuam a existir e a crescer com a intermitência.

Estes custos são recuperados através de:

- tarifas de acesso às redes,
- mecanismos de capacidade,
- pagamentos por serviços de sistema,
- encargos regulados.

Assim, um sistema com muitos MWh baratos e muitos MWh caríssimos acaba por ter um **custo médio elevado**, pago pelos consumidores industriais e domésticos.

### 6.3.4 Implicação directa para a competitividade europeia

Enquanto nos EUA, na China ou no Médio Oriente a electricidade é fornecida maioritariamente por sistemas despacháveis de grande escala (nuclear, carvão, gás, hídrica) com elevada utilização, na Europa o sistema foi desenhado para acomodar volumes crescentes de produção intermitente.

O resultado é que:

- a Europa tem preços grossistas mais voláteis,
- custos fixos mais elevados por MWh útil,
- e uma electricidade estruturalmente mais cara para a indústria.

Isto explica porque sectores electro-intensivos abandonam a Europa mesmo quando os preços grossistas aparentam ser baixos em parte do tempo.

A expansão maciça da solar e da eólica não conduz, num mercado marginalista, a preços estruturalmente baixos. Pelo contrário, aumenta a dependência de capacidade de backup cara, comprime as horas de funcionamento das centrais despacháveis e obriga a recuperar custos fixos em menos horas, elevando o custo médio do sistema.

**A electricidade europeia tornou-se cara não apesar da intermitência, mas por causa dela.**

## 6.4 Evolução dos preços finais (consumidores domésticos e indústria)

Os preços finais na UE evidenciam um comportamento assimétrico: sobem de forma mais persistente do que os preços grossistas descem, porque incorporam componentes estruturais (rede, taxas, políticas, custos fixos).

A estatística europeia (Eurostat) mostra que:

- Para consumidores domésticos (banda típica 2 500–5 000 kWh/ano), os preços **com impostos** atingiram um pico em 2024 (1.º semestre: **0,2916 €/kWh**; 2.º semestre: **0,2887 €/kWh**), mantendo-se muito acima dos níveis pré-crise.
- Para consumidores não-domésticos (banda típica 500–2 000 MWh/ano), a Eurostat regista um pico nos preços **sem impostos** em 2022 e descidas em 2023–2024, mas com recuperação parcial de encargos em alguns semestres e forte heterogeneidade entre Estados-Membros.

Para a **indústria electro-intensivas**, a evidência comparativa é especialmente penalizadora:

- A IEA refere que, em **2023**, os preços de electricidade para indústrias electro-intensivas na UE foram **quase o dobro** dos verificados nos Estados Unidos e na China, mesmo após a descida estimada face a 2022.
- Uma análise do Bruegel aponta, de forma consistente, que os preços industriais europeus foram aproximadamente **2,5 vezes** os norte-americanos (dependendo do período e da metodologia), sublinhando o problema de competitividade.

A análise dos preços finais da electricidade — isto é, os preços efectivamente pagos por famílias e empresas — revela de forma clara o impacto económico da trajetória energética europeia. Ao contrário dos preços grossistas, que podem oscilar significativamente de hora para hora, os preços finais incorporam todos os custos do sistema: energia, redes, serviços

de sistema, encargos regulatórios, impostos e mecanismos de apoio às renováveis. É nestes preços que se materializa o verdadeiro custo económico da transição.

Desde 2010, os preços finais da electricidade na União Europeia aumentaram de forma estrutural, tanto para os consumidores domésticos como para a indústria. Mesmo antes da crise do gás de 2021–2022, os preços europeus já se encontravam persistentemente acima dos observados em economias concorrentes, reflectindo a acumulação progressiva de custos de rede, de apoio às renováveis, de serviços de sistema e de mecanismos de capacidade.

Para os consumidores domésticos, este aumento traduziu-se num encargo crescente sobre o rendimento disponível, com impactos particularmente severos sobre as famílias de rendimentos mais baixos, para quem a electricidade e o aquecimento representam uma fracção elevada do orçamento. A **pobreza energética**, longe de ser um fenómeno conjuntural, tornou-se um problema estrutural em vários Estados-Membros.

Para a indústria, o efeito foi ainda mais profundo. Sectores electro-intensivos — como metalurgia, química, papel, vidro, fertilizantes e refinação — enfrentam preços da electricidade significativamente superiores aos praticados nos Estados Unidos, no Médio Oriente ou em partes da Ásia. Esta diferença de custos não resulta apenas de flutuações do mercado grossista, mas sobretudo de encargos estruturais associados ao modelo europeu: tarifas de acesso às redes inflacionadas por reforços de infra-estruturas, custos de serviços de sistema, subsídios cruzados e encargos para financiar a expansão de capacidade intermitente.

A consequência económica directa é a **erosão da competitividade industrial europeia**.

Empresas que operam em mercados globais não conseguem internalizar preços de energia estruturalmente mais elevados sem perder quota de mercado. O resultado é a redução do investimento produtivo na Europa, o encerramento de instalações industriais e a deslocação de produção para regiões com energia mais barata e previsível.

Importa sublinhar que estes efeitos persistem mesmo em períodos em que os preços grossistas recuam. Um sistema eléctrico com elevada penetração de renováveis intermitentes pode apresentar muitas horas de preços baixos, mas continua a exigir elevados pagamentos fixos para redes, backup e estabilidade. Esses custos são reflectidos nas tarifas finais, mantendo a electricidade cara para a economia real.

Em síntese, a **evolução dos preços finais da electricidade confirma que a “política energética” europeia produziu um sistema oneroso para famílias e empresas.** A electricidade tornou-se estruturalmente mais cara do que nas economias concorrentes, não por falta de capacidade instalada, mas devido ao desenho do sistema e à forma como os custos da intermitência e da complexidade são socializados através das tarifas.

## 6.5 Desindustrialização, realocação produtiva e *carbon leakage*

A Comissão Europeia define ***carbon leakage*** como a transferência de emissões para fora da UE quando empresas deslocam produção para países com restrições climáticas mais fracas, podendo aumentar emissões globais.

O risco aumenta quando coexistem:

- **electricidade estruturalmente mais cara** na UE,
- exigências regulatórias crescentes (ETS, normas),
- concorrência externa com energia mais barata e, por vezes, menos constrangimentos.

A resposta política da UE tem incluído:

- mecanismos de compensação e auxílios (em especial para custos indirectos do ETS na electricidade) e actualizações recentes para abranger mais sectores, precisamente por preocupação com competitividade e *carbon leakage*;
- a implementação do **CBAM** (mecanismo de ajustamento carbónico na fronteira), que procura reduzir distorções concorrenciais em bens intensivos em carbono.

Estas medidas são, em grande parte, “remédios” para um problema de base — a divergência entre custo energético europeu e custo energético dos concorrentes — e, por isso, não substituem a questão central: **como reduzir o custo total do sistema eléctrico europeu sem degradar segurança de abastecimento e sem aumentar vulnerabilidades externas.**

A Europa enfrenta um problema estrutural: mesmo com a descida dos preços grossistas após 2022, a electricidade permanece cara para consumidores e, sobretudo, para a indústria. A combinação de custos sistémicos (rede, serviços, capacidade firme), volatilidade e encargos regulatórios cria um diferencial face a EUA e China que alimenta o risco de desindustrialização e *carbon leakage*.

A perda de competitividade eléctrica já se materializa em deslocação industrial. Sectores electro-intensivos como fertilizantes, aço, alumínio, químicos básicos e data centres estão a investir preferencialmente nos EUA, no Médio Oriente e no Sudeste Asiático, onde o custo da electricidade é 2 a 4 vezes inferior. As emissões territoriais europeias descem, mas as emissões associadas ao consumo europeu são parcialmente deslocadas para essas regiões, anulando parte do benefício climático global.

A evolução dos preços da electricidade na União Europeia teve consequências directas e mensuráveis sobre a estrutura produtiva do continente. Sectores industriais intensivos em energia — como siderurgia, metalurgia não ferrosa, cimento, vidro, cerâmica, papel, química pesada e fertilizantes — dependem de fornecimento eléctrico e térmico a custos previsíveis e competitivos. Quando esses custos se tornam estruturalmente superiores aos praticados noutras regiões, o investimento desloca-se inevitavelmente.

Desde 2010, a UE registou uma erosão progressiva da sua base industrial pesada. Instalações de produção de alumínio primário, aço, amoníaco, metanol, polímeros básicos e refinação foram encerradas ou deslocalizadas para regiões com energia mais barata, nomeadamente Estados Unidos, China, Índia, Médio Oriente e Norte de África. Esta realocação não elimina a procura europeia por esses bens; apenas desloca a sua produção e, com ela, as emissões associadas.

Este fenómeno, conhecido como **carbon leakage**, significa que uma parte relevante da redução das emissões territoriais europeias resulta da externalização da produção intensiva em carbono para fora da União, e não de uma descarbonização efectiva do consumo final europeu. Em muitos casos, os bens importados são produzidos com mix energéticos mais intensivos em carvão ou com padrões ambientais menos exigentes, o que pode conduzir a um aumento líquido das emissões globais, apesar da melhoria aparente dos indicadores europeus.

A tentativa de mitigar este efeito através de mecanismos como o **Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM)** ilustra implicitamente o reconhecimento do problema: a “política energética” europeia criou um diferencial de custos suficientemente elevado para justificar barreiras comerciais defensivas. No entanto, tais mecanismos são complexos, juridicamente frágeis e economicamente distorcivos, não resolvendo o problema de fundo: a perda de competitividade energética da Europa.

## 6.6 A relação estrutural entre renováveis intermitentes e o custo do sistema

A ligação entre a expansão das renováveis intermitentes e a electricidade cara na Europa não é acidental nem conjuntural; é estrutural e decorre da física e da economia dos sistemas eléctricos.

A solar e a eólica têm custos marginais próximos de zero quando produzem, mas possuem duas características críticas: **intermitência** e **baixo crédito de capacidade**. Isto significa que:

- não podem garantir potência nas horas de ponta,
- não podem assegurar a estabilidade da rede,
- e não substituem capacidade despachável.

À medida que a sua quota aumenta, o sistema é obrigado a manter praticamente toda a frota de centrais despacháveis — gás, hídrica de albufeira, importações e, onde existe, nuclear — para assegurar o fornecimento nos períodos sem vento e sol. Esta capacidade redundante tem custos fixos elevados, mas opera menos horas, o que aumenta o custo por MWh útil.

Simultaneamente, a produção intermitente exige:

- reforços massivos de rede,
- mais reservas de frequência e tensão,
- sistemas de previsão e controlo,
- e mecanismos de curtailment quando há excesso de produção.

Todos estes custos são **custos do sistema**, não captados pelo LCOE privado das centrais solares e eólicas, mas pagos colectivamente pelos consumidores através de tarifas de acesso, encargos e mecanismos regulatórios. O resultado é um aumento do **System LCOE** do sistema europeu.

Assim, um sistema com muitos MWh de baixo custo marginal pode, paradoxalmente, ter um custo médio elevado. A Europa criou um sistema eléctrico com grande volume de energia intermitente barata em certas horas, mas com custos fixos crescentes que têm de ser recuperados em menos horas úteis. Este modelo conduz inevitavelmente a electricidade cara para a economia real, especialmente para a indústria que necessita de fornecimento contínuo, previsível e de elevada qualidade.

Em síntese, a perda de competitividade energética da Europa não resulta de falta de investimento nem de escassez de capacidade instalada, mas do desenho de um sistema eléctrico excessivamente dependente de fontes intermitentes, com custos sistémicos elevados e mal internalizados. É esta disfunção estrutural que explica simultaneamente os preços elevados, a desindustrialização e o deslocamento das emissões para fora da União.

O aumento da penetração de renováveis intermitentes na Europa está associado a três efeitos económicos e operacionais que ajudam a explicar por que motivo “mais renováveis” não implica, necessariamente, “electricidade estruturalmente mais barata”:

### 1. **Canibalização de preços e volatilidade intra-diária**

Mais solar e eólica aumentam as horas de preços baixos (ou negativos) em períodos de elevada produção, mas isso não elimina os custos fixos do sistema; desloca receitas, aumenta risco, e tende a exigir mecanismos de capacidade, contratos e pagamentos por disponibilidade. A ocorrência recorde de **horas com preços negativos** em mercados europeus em 2024 foi amplamente associada ao desfaseamento entre expansão renovável e flexibilidade (rede / armazenamento / procura).

### 2. **Custos de integração: redes e serviços de sistema**

A integração massiva exige reforços de rede, controlo de tensão/frequência, reservas e outras prestações que crescem com a variabilidade e com a redução de inércia sistémica. Estes custos são em grande medida recuperados via tarifas e encargos regulados, não aparecendo como “custo do painel” ou “custo da turbina”.

### 3. **Necessidade de capacidade firme e redundância**

Como a contribuição firme das intermitentes é limitada, o sistema mantém (ou reconstitui) capacidade despachável e reservas, frequentemente subutilizadas, o que eleva o custo por MWh dessas unidades e cria custos fixos adicionais. Na prática, o sistema passa a pagar simultaneamente: (i) a infra-estrutura intermitente e (ii) o “seguro de potência firme”. (Esta lógica foi formalizada no Capítulo 5 através do conceito de System LCOE.)

Na Europa, o preço grossista pode descer em determinadas horas, mas o **custo total do sistema** tende a aumentar quando a expansão intermitente ocorre mais depressa do que a expansão de flexibilidade, rede e capacidade firme.

## 6.7 Comparação internacional: EUA, China e UE

A comparação relevante para competitividade é a electricidade para indústria (e, em particular, electro-intensivas), porque é aí que o custo da energia condiciona decisões de investimento e localização.

- **UE:** preços industriais elevados e forte exposição a custos regulatórios, rede e volatilidade; choque 2021–2022 agravou um diferencial já existente e acelerou preocupações de realocização.
- **EUA:** electricidade industrial tendencialmente mais barata, com grande disponibilidade de gás doméstico e estrutura de custos distinta; em 2023, a IEA assinala diferencial significativo face à UE para electro-intensivas.
- **China:** combinação de planeamento, escala industrial e mix com custos médios frequentemente inferiores aos europeus para a indústria; a IEA coloca a China, em 2023, também abaixo da UE para electro-intensivas.

Esta diferença de preços não é um detalhe estatístico: é um diferencial suficiente para deslocar investimento, reduzir produção local e alterar cadeias de valor.

A melhor forma de avaliar o impacto económico do modelo energético europeu é compará-lo com as trajectórias seguidas pelas duas maiores economias concorrentes: os Estados Unidos e a China. Estas três regiões adoptaram estratégias profundamente distintas no que respeita ao mix energético, ao papel do Estado, à utilização de fontes despacháveis e à integração das renováveis.

Nos **Estados Unidos**, a política energética foi dominada, desde 2010, por uma expansão maciça do gás natural doméstico, impulsionada pelo *shale gas*, complementada por crescimento selectivo de renováveis e pela manutenção de uma base nuclear significativa. O resultado foi um sistema eléctrico com:

- custos marginais baixos e estáveis,
- elevada disponibilidade de potência firme,
- e preços grossistas e finais estruturalmente inferiores aos europeus.

Mesmo com crescimento da solar e da eólica, os EUA mantiveram um sistema dominado por fontes despacháveis de grande escala, o que permitiu integrar renováveis sem comprometer a estabilidade nem inflacionar os custos sistémicos.

Na **China**, a prioridade foi sempre a segurança energética, o crescimento económico e a soberania industrial. O país expandiu simultaneamente:

- capacidade a carvão e a gás,
- energia nuclear,
- hídrica de grande escala,
- e renováveis intermitentes.

Ao contrário da UE, a China nunca tentou substituir fontes despacháveis por solar e eólica. Usou-as como complemento, garantindo que o sistema dispõe sempre de potência firme suficiente para sustentar a industrialização acelerada. O resultado é um sistema eléctrico capaz de crescer rapidamente em volume e em complexidade tecnológica sem comprometer os custos médios nem a fiabilidade.

A **União Europeia**, pelo contrário, adoptou uma estratégia baseada na substituição de fontes despacháveis por renováveis intermitentes, combinada com o encerramento acelerado de carvão e nuclear em vários Estados-Membros. Esta escolha reduziu a base de potência firme, aumentou a dependência de gás importado, inflacionou os custos de rede e de serviços de sistema e criou um sistema estruturalmente mais caro e mais vulnerável.

A consequência é visível nos indicadores económicos: enquanto os Estados Unidos e a China oferecem electricidade a preços significativamente inferiores e mais previsíveis para a indústria, a Europa enfrenta preços mais elevados, maior volatilidade e um diferencial competitivo crescente. Este diferencial traduz-se em menor investimento industrial, maior deslocalização produtiva e maior exposição ao *carbon leakage*.

Em termos climáticos, a ironia é evidente: as duas regiões que mais aumentaram o consumo energético e industrializaram as suas economias — EUA e China — fizeram-no mantendo ou expandindo a sua base de energia firme, enquanto a Europa, ao tentar, estupidamente, liderar a descarbonização através de um modelo tecnicamente frágil e economicamente oneroso, reduziu a sua produção industrial sem alterar de forma significativa a trajectória das emissões globais.

A comparação internacional confirma, assim, a tese central deste capítulo: **a electricidade tornou-se estruturalmente cara na Europa não por razões inevitáveis de transição climática, mas por escolhas de desenho do sistema energético que a colocaram em desvantagem face às principais economias concorrentes.**

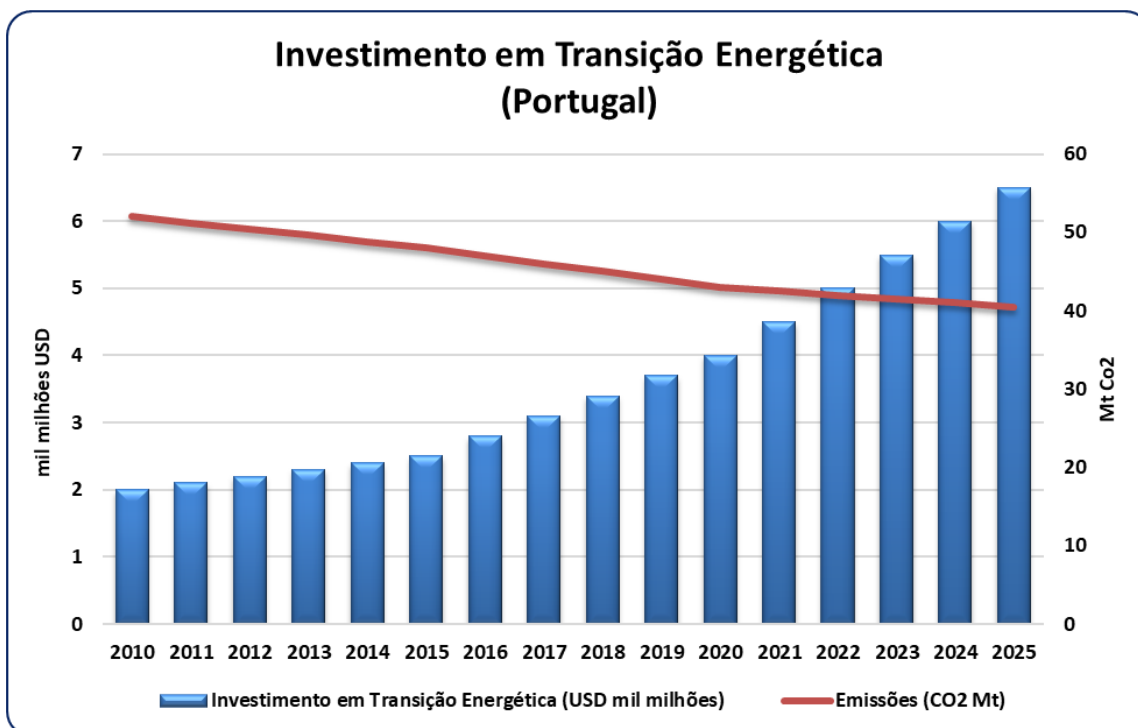
A perda de competitividade eléctrica já se materializa em deslocação industrial. Sectores electro-intensivos como fertilizantes, aço, alumínio, químicos básicos e data centres estão a investir preferencialmente nos EUA, no Médio Oriente e no Sudeste Asiático, onde o custo da electricidade é 2 a 4 vezes inferior. As emissões territoriais europeias descem, mas as emissões associadas ao consumo europeu são parcialmente deslocadas para essas regiões, anulando parte do benefício climático global.

## 7. Portugal: custos reais, impacto climático nulo

Este capítulo consolida a leitura correcta do caso português: **Portugal reduziu emissões territoriais**, sobretudo por alterações no sector eléctrico (encerramento do carvão e aumento de renováveis), mas **não reduziu estruturalmente o consumo final de energia** e manteve dependências externas elevadas. Em paralelo, os **custos sistémicos** e a **sobre-remuneração** associada a regimes garantidos foram, em larga medida, **socializados via tarifas**, em particular através das componentes integradas na TAR/UGS/CIEG, sendo o consumidor o financiador final.

Em 2024, as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia situaram-se em cerca de **39,6 GtCO<sub>2</sub>/ano**. As emissões territoriais de Portugal rondaram **40 MtCO<sub>2</sub>/ano**. Isto significa que **Portugal representa aproximadamente 0,10% das emissões globais**.

Mesmo uma eliminação total das emissões portuguesas teria um impacto estatisticamente indistinguível na trajectória climática global, sendo facilmente anulada por **menos de três semanas de crescimento das emissões chinesas**.



**Figura 8** - Portugal: investimento em transição energética e emissões de CO<sub>2</sub> (2010–2025). (Investimento anual: USD mil milhões; emissões: MtCO<sub>2</sub>/ano.): **Fonte** - UNFCCC/EEA

A Figura 8 sintetiza, para Portugal, a coexistência de duas trajetórias que o debate público tende a confundir. Por um lado, observa-se um **aumento do investimento anual associado à transição energética** ao longo do período 2010–2025 (em **USD mil milhões/ano**). Por outro lado, as **emissões territoriais de CO<sub>2</sub>** (em **MtCO<sub>2</sub>/ano**) exibem uma trajetória de **redução moderada**, sem proporcionalidade directa com a aceleração do investimento. A leitura correcta não é “o investimento não tem efeito”, mas sim que: (i) uma parte relevante do investimento incide sobre **electricidade** (um vector e não o consumo final total), (ii) as emissões nacionais dependem fortemente de **estrutura sectorial**, importações e ciclo económico, e (iii) a relação causal simples “mais investimento → menos CO<sub>2</sub>” é **uma aproximação politicamente atractiva, mas tecnicamente insuficiente** quando não se controla o efeito de **deslocamento** (importação de electricidade e de bens intensivos em energia).

## 7.1 Consumo final de energia (2010–2025)

A leitura correcta do sistema energético português exige separar:

- **CTEP – Consumo Total de Energia Primária** (antes das transformações, incluindo perdas), e
- **CTEF – Consumo Total de Energia Final** (energia efectivamente consumida pelos utilizadores finais).

O que os números mostram, para o período documentado com detalhe (2010–2024), é inequívoco:

**Tabela 7.1 – Portugal: consumo primário e final (ordem de grandeza)**

Ano	CTEP (Mtep)	CTEF (Mtep)	Leitura correcta
2010	~24,0	~18,0	referência pré-crisis
2015	~22,0	~17,0	recuperação económica em curso
2020	~20,1	~16,1	queda anómala (pandemia)
2022	~21,2	~16,8	recuperação do consumo final
2024	~21,0	~16,7	consumo final estabilizado em patamar elevado

O CTEF (o “consumo real”) **não diminuiu estruturalmente**; após o choque de 2020, recupera e estabiliza próximo de valores históricos. Portugal **não consome estruturalmente menos energia** – alterou, em parte, vectores e a contabilidade do primário, mas não o consumo final.

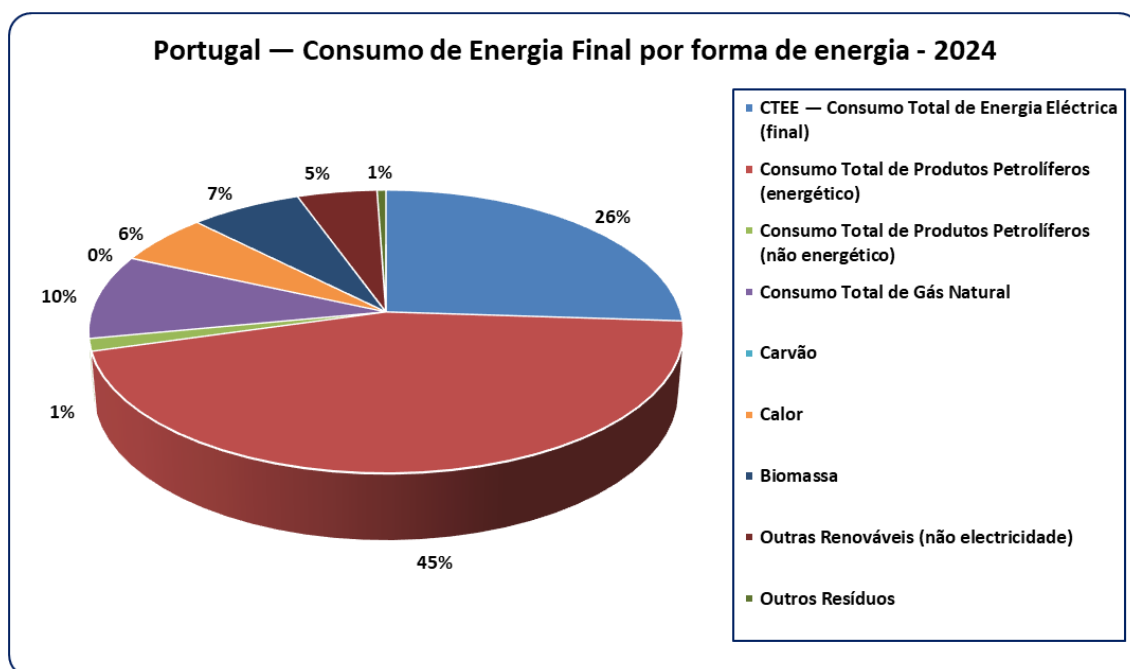
A Figura 9 representa a repartição do **Consumo Total de Energia Final (CTEF)** em Portugal por forma de energia no ano de 2024, evidenciando a estrutura real do consumo energético nacional.

Observa-se que os **produtos petrolíferos de uso energético** continuam a dominar de forma clara o consumo final, representando cerca de **45% do total**, reflectindo sobretudo o peso do sector dos transportes e de usos térmicos ainda largamente dependentes de combustíveis fósseis.

A **electricidade final (CTEE)** surge como o segundo maior vector energético, com aproximadamente **26% do consumo final**, confirmando que, apesar da centralidade do discurso político na electrificação, a electricidade representa **apenas cerca de um quarto do consumo energético efectivo** do país.

O **gás natural**, com cerca de **10%**, mantém um papel relevante nos usos industriais e nos serviços, enquanto a **biomassa** (cerca de **7%**) continua a ser um contributo não negligenciável, sobretudo em usos térmicos distribuídos. As restantes formas de energia — calor de rede, carvão residual, produtos petrolíferos não energéticos, outras renováveis não eléctricas e resíduos — têm um peso reduzido no consumo final agregado.

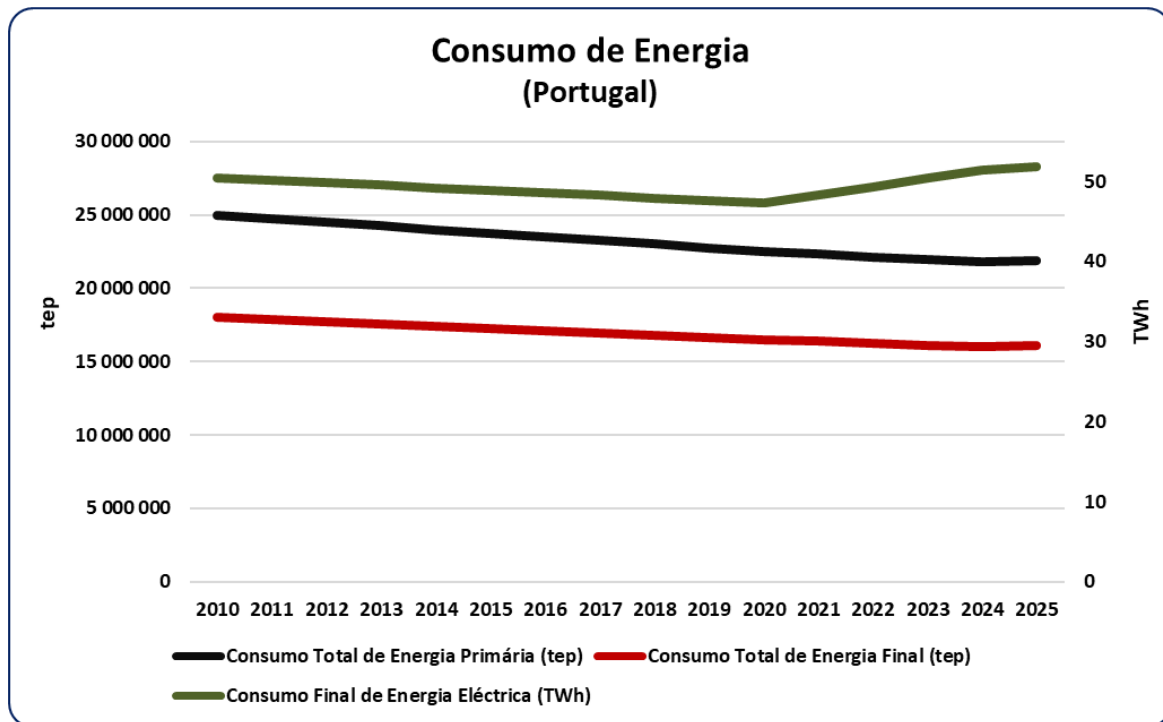
Esta estrutura confirma um ponto central da análise: **a transição energética portuguesa incide maioritariamente sobre o sistema eléctrico, mas o consumo final permanece fortemente fóssil**. Consequentemente, mesmo uma descarbonização profunda da produção eléctrica teria um impacto limitado sobre o conjunto do consumo energético e das emissões associadas, se não forem abordados de forma estrutural os sectores e vectores dominantes do consumo final, em particular os transportes e o calor.



**Figura 9** - Portugal: Estrutura do Consumo de Energia Final por forma de energia (2024): — Fonte — DGEG, EUROSTAT

A Figura 10 confirma o ponto estrutural do caso português: a “transição” reflecte-se sobretudo numa alteração do **sector eléctrico** e do mix de produção, mas **não** numa redução estrutural do **consumo final de energia**. O CTEF (energia efectivamente utilizada por famílias, transportes e indústria) mantém-se em patamares elevados ao longo de 2010–2025, com uma quebra anómala em 2020 e recuperação subsequente. Em paralelo, o CTEP oscila, reflectindo (i) variações de eficiência e (ii) mudanças na contabilidade do consumo primário, mas sem traduzir, por si só, “descarbonização efectiva” do consumo. O consumo de energia eléctrica **não domina** o consumo energético

total: o núcleo do problema permanece no **consumo final** (transportes e calor), e não na electricidade analisada isoladamente.



**Figura 10** - Portugal: evolução do consumo total de energia primária (CTEP), do consumo total de energia final (CTEF) e do consumo de electricidade (2010–2025): – Fonte – DGEG, REN.

Em termos sectoriais, o problema dominante continua nos **transportes** (predomínio de derivados de petróleo) e no **calor industrial**, não na electricidade enquanto vector isolado.

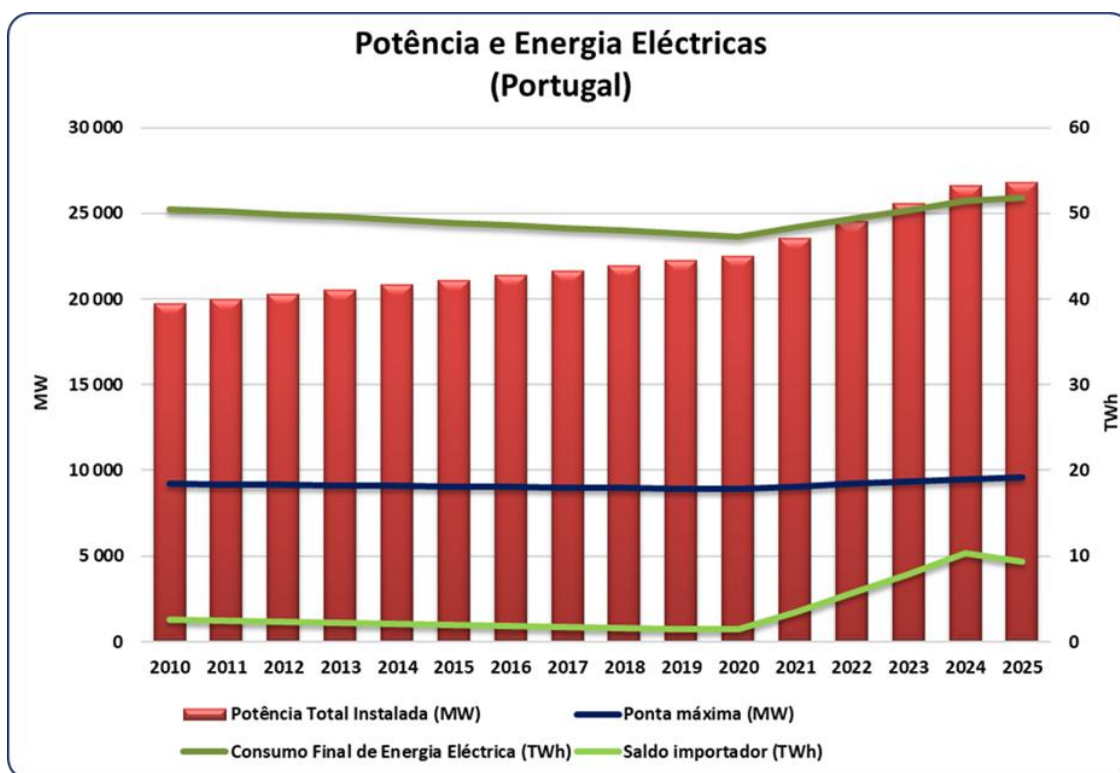
## 7.2 Produção eléctrica e importações: a “descarbonização” inclui importação líquida elevada

A transformação do sector eléctrico português foi profunda (mais hídrica/eólica/solar e saída do carvão), mas a consequência sistémica observada nos dados sintetizados é crítica:

- redução de produção térmica interna,
- aumento do saldo importador (sobretudo de Espanha),
- manutenção da necessidade de capacidade firme (CCGT/hídrica de albufeira) para garantir adequação.

A Figura 11 mostra a assimetria central do período 2010–2024: a **capacidade instalada total cresce de forma acentuada**, mas a **ponta máxima solicitada** não cresce na mesma

proporção, o que evidencia aumento de capacidade “*de nomeplate*”<sup>6</sup> sem o equivalente aumento de capacidade firme útil. Em paralelo, o consumo eléctrico recupera para patamares pré-crise, enquanto o **saldo importador** aumenta de forma relevante, indicando que uma parcela material da electricidade consumida em Portugal passa a ser satisfeita por produção externa (sobretudo Espanha). A leitura correcta é sistémica: a expansão de capacidade intermitente pode reduzir produção térmica interna em certas horas, mas **não elimina** (i) a necessidade de capacidade firme para adequação, nem (ii) a dependência de importações quando o balanço interno se fragiliza. Este ponto é decisivo para a contabilidade climática: as emissões associadas à electricidade importada **não entram** na contabilidade territorial portuguesa, embora estejam associadas ao consumo interno.



**Figura 11** – Portugal (SEN): evolução da capacidade instalada, ponta máxima solicitada, consumo eléctrico e saldo importador (2010–2024). (Capacidade e ponta em MW; consumo e saldo importador em TWh.):

Fonte - REN e ENTSO-E

<sup>6</sup> Por potência “nameplate” entende-se a potência nominal instalada de uma central ou equipamento, declarada pelo fabricante ou promotor, medida em condições normalizadas de ensaio. Este valor não reflecte a potência efectivamente disponível ao sistema em permanência, nem incorpora limitações operacionais, factores de disponibilidade, intermitência ou restrições de rede.

**Tabela 7.2 – Electricidade em Portugal: consumo, importações e capacidade instalada (síntese)**

(ordem de grandeza consistente com REN / DGEG / ENTSO-E)

Indicador	2010	2020	2024	Leitura correcta
<b>Consumo eléctrico (GWh)</b>	~50 505	~47 271	~51 358	Consumo regressa ao patamar pré-crise
<b>Importações (% do consumo)</b>	~5,2%	~3,1%	~ <b>20,4%</b>	Salto estrutural do saldo importador
<b>Capacidade total (MW)</b>	~19 700	~22 500	~26 600	Forte crescimento da capacidade
<b>Hídrica total (MW)</b>	~7 300	~7 200	~7 300	Estável; potência firme elevada
• Hídrica de albufeira (MW)	~5 200	~5 100	~5 100	Base do sistema e reserva
• Hídrica a fio-de-água (MW)	~2 100	~2 100	~2 200	Produção variável
<b>Eólica (MW)</b>	~3 900	~5 400	~5 800	Grande expansão 2005–2015, depois estagnação
<b>Solar fotovoltaica (MW)</b>	~131	~1 109	~5 677	Crescimento explosivo após 2020
<b>Térmica total (MW)</b>	~9 948	~7 851	~5 810	Forte redução (encerramento do carvão)
• Carvão (MW)	~1 756	~1 756	0	Eliminado do sistema
• CCGT GN (MW)	~3 700	~3 700	~3 700	Base térmica e backup
• Outras térmicas (MW)	~4 500	~2 400	~2 100	Cogeração e biomassa

O valor de **~20% de importações em 2024** é particularmente relevante: significa que uma fracção material da electricidade consumida em Portugal foi gerada fora do território nacional e, portanto, **as emissões associadas a essa geração não contam para a contabilidade territorial portuguesa**, apesar de estarem associadas ao consumo interno.

### 7.3 Emissões territoriais vs emissões de consumo: “redução” não é sinónimo de efeito climático equivalente

Os dados verificados apresentam, de forma consistente, dois factos:

1. Portugal reduziu as **emissões territoriais** de CO<sub>2</sub> de forma significativa (ordem de grandeza: **~40% desde 2005**).
2. Esta redução não é equivalente a uma redução proporcional da **pegada de consumo**, porque Portugal importa electricidade e bens industriais (emissões incorporadas), deslocando emissões para fora da contabilidade territorial.

Os valores de referência disponíveis nos quadros de síntese são:

Ano	Emissões territoriais (MtCO <sub>2</sub> /ano)	Peso de Portugal no CO <sub>2</sub> mundial
2010	~52,9	–
2020	~41,7	–
2024	~34,6	~0,12%

Mesmo assumindo que a redução territorial é “real” do ponto de vista contabilístico, o **impacto climático global é estatisticamente NULO** (Portugal ~0,12% do total mundial), enquanto os custos económicos internos são muito substanciais.

A distinção entre emissões territoriais e emissões associadas ao consumo é metodologicamente essencial. As emissões territoriais contabilizam apenas os gases com efeito de estufa libertados dentro das fronteiras nacionais, enquanto as emissões de consumo incluem também as emissões incorporadas nos bens e serviços importados, deduzindo as associadas às exportações. Num contexto de economias abertas e de cadeias de valor globais, esta diferença pode ser substancial.

No caso português, dois mecanismos de deslocamento são particularmente relevantes.

Primeiro, o aumento estrutural das importações líquidas de electricidade implica que uma parte crescente do consumo interno é produzida fora do território nacional, com as respectivas emissões registadas nos inventários de outros países. Segundo, a redução da actividade industrial electro-intensiva e material-intensiva (cimentos, metais, químicos, fertilizantes) tem sido acompanhada por um aumento das importações desses mesmos bens, transferindo para o exterior as emissões associadas ao seu fabrico.

Consequentemente, a descida das emissões territoriais portuguesas não constitui, por si só, prova de uma redução equivalente da pegada climática do consumo nacional, nem de um contributo materialmente relevante para a trajectória global das emissões.

#### 7.4 O peso dos custos de sistema na TAR: onde o custo “aparece” na factura

A documentação de suporte é clara quanto ao mecanismo de socialização:

- o consumidor paga o preço de energia “de mercado” numa parcela da factura,
- mas paga, via **TAR / UGS / CIEG**, o diferencial que assegura remunerações garantidas (FiT/PRG/CfD), além de custos de rede, serviços de sistema, adequação, congestionamentos, curtailment e custos financeiros associados ao défice tarifário.

A Tarifa de Acesso às Redes (TAR) e os encargos associados aos serviços de sistema, aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) e aos mecanismos de recuperação de investimentos desempenham uma função económica clara: assegurar a remuneração das infra-estruturas, dos serviços de estabilidade e dos compromissos contratuais assumidos no desenho do sistema eléctrico. Estes componentes não reflectem o custo marginal da energia no mercado grossista, mas sim o custo médio do sistema necessário para garantir disponibilidade, fiabilidade e qualidade de fornecimento.

À medida que a penetração de fontes intermitentes aumenta, o peso relativo destas componentes cresce, pois, o sistema passa a requerer mais redes, mais reservas, mais serviços de frequência e mais capacidade de backup. Assim, mesmo quando os preços grossistas diminuem em horas de elevada produção renovável, o custo total suportado pelos consumidores pode continuar a aumentar, porque os custos fixos e sistémicos têm de ser recuperados via tarifas reguladas. Esta dissociação entre preço de mercado e custo económico do sistema é central para compreender a evolução da factura eléctrica em Portugal.

Uma estrutura típica da factura BTN (ordem de grandeza, 2024) é:

**Tabela 7.3 – Estrutura típica do preço BTN (2024, ordem de grandeza)**

Componente	Peso típico
Energia (mercado)	~30%
Redes e perdas	~30%
Custos de sistema (FiT/CfD, reservas, défices e afins)	~25%
Impostos e IVA	~15%

**Mais de metade** do que o consumidor paga não decorre do “preço da electricidade” no mercado, mas de custos estruturais e regulatórios do sistema.

## 7.5 Quanto paga o consumidor português por ano

Com base na síntese operacional preparada para o debate público (mas ancorada em metodologia e ordens de grandeza compatíveis com os custos observados), podem separar-se dois blocos:

1. **Custos de sistema** (não internalizados no CAPEX/OPEX dos promotores e recuperados via tarifas):
  - ~800 a 1 200 M€ por ano
  - ~15 a 25 €/MWh consumido
  - ~120 a 180 € por consumidor doméstico/ano (ordem de grandeza)
  
2. **Sobre-remuneração (“rendas excessivas”)** associada a regimes garantidos (diferença entre receitas efectivas e custo económico razoável):
  - acumulado 2005–2024: ~15 a 20 mil M€
  - média anual: ~750 a 1 000 M€ por ano
  - ~14 a 20 €/MWh
  - ~110 a 160 € por consumidor/ano

**Tabela 7.4 – Síntese: quanto paga o consumidor**  
(médias anuais, 2005–2024)

Componente	Valor médio anual (M€)	€/MWh (consumo)	Quem paga
Custos de sistema (rede + serviços + backup + curtailment + custos financeiros)	800–1 200	15–25	Consumidor
Sobre-remuneração (“rendas excessivas”)	750–1 000	14–20	Consumidor
<b>Total</b>	<b>1 600–2 200</b>	<b>30–45</b>	<b>Consumidor</b>

Durante cerca de duas décadas, o consumidor português suportou, em média, **~1,6 a 2,2 mil milhões de euros por ano** não para “comprar energia” (em sentido estrito), mas para

financiar **custos sistémicos** e **rendas regulatórias** associadas ao desenho da desastrosa “política energética”.

Portugal é um caso paradigmático de divergência entre narrativa e realidade:

- **não reduziu estruturalmente** o consumo final de energia;
- reduziu emissões territoriais, mas com componente relevante explicável por **mudança no sector eléctrico** e por **importações de electricidade**, o que fragiliza a leitura “climática” quando analisada por consumo;
- tem **impacto global nulo** ( $\approx 0,12\%$  do CO<sub>2</sub> mundial), mas suporta custos internos significativos;
- socializou custos via TAR/UGS/CIEG e prolongou efeitos financeiros de decisões regulatórias por décadas (com contratos PRG a extinguir-se de forma faseada e efeitos até meados da década de 2040).

Em síntese, Portugal contribui com uma fracção marginal – da ordem de uma décima de ponto percentual – para as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia. Mesmo uma eliminação integral das suas emissões territoriais teria um impacto climático global estatisticamente irrelevante, ou seja, nulo. Em contrapartida, a forma como a transição foi implementada gerou custos sistémicos significativos, dependência externa crescente e um encargo económico duradouro para consumidores e empresas.

A política climática, ao ser operacionalizada sobretudo através do sistema eléctrico e de mecanismos de remuneração garantida, produziu uma redistribuição de rendas e de riscos que ultrapassa largamente o seu benefício climático mensurável. É neste enquadramento que importa analisar, no capítulo seguinte, os regimes de remuneração das renováveis e a socialização dos seus custos: não como instrumentos neutros de descarbonização, mas como vectores centrais de transferência económica no interior do sistema energético.

## 7.6 – Impacto climático marginal e custo económico desproporcionado no caso português

O caso português constitui uma das expressões mais extremas da assimetria entre esforço económico interno e impacto climático global no quadro da política europeia de transição energética.

Portugal representa aproximadamente **0,10–0,12% das emissões globais de CO<sub>2</sub>** associadas à energia. Mesmo uma eliminação completa e imediata de todas as emissões nacionais teria, por construção física, um efeito estatisticamente irrelevante sobre a

trajectória climática mundial. No entanto, o país adoptou uma das políticas mais ambiciosas da Europa em termos de penetração de renováveis intermitentes no sector eléctrico, mobilizando dezenas de milhares de milhões de euros em activos, subsídios implícitos, reforços de rede, encargos regulados e custos de sistema.

### 7.6.1 Descarbonização eléctrica quase concluída, mas impacto climático quase nulo

Do ponto de vista estritamente eléctrico, Portugal já se encontra entre os países mais descarbonizados da Europa:

- A produção eléctrica é dominada por hídrica, eólica e solar.
- O carvão foi eliminado.
- O gás natural funciona maioritariamente como tecnologia de backup e equilíbrio.

No entanto, como mostra a **Figura 9** (Consumo de Energia Final por forma de energia), a **electricidade representa apenas cerca de um quarto do consumo final de energia** em Portugal. Mais de **45%** do consumo final continua a ser dominado por **produtos petrolíferos**, sobretudo nos transportes, e cerca de **10%** por **gás natural**. Biomassa, calor e outras formas não eléctricas continuam a ter peso relevante.

Isto significa que **mesmo uma electricidade 100% renovável só afecta directamente uma minoria do consumo energético total**. A maior parte das emissões portuguesas resulta de usos finais dificilmente electrificáveis a curto ou médio prazo (transportes rodoviários, aviação, marítimo, processos térmicos industriais, agricultura, calor).

O resultado é estrutural:

Portugal investiu maciçamente no sector eléctrico — o sector que menos pesa nas emissões totais — obtendo reduções marginais nas emissões nacionais, enquanto os sectores dominantes em carbono permanecem largamente inalterados.

### 7.6.2 A contabilidade correcta: custo elevado por tonelada de CO<sub>2</sub> efectivamente evitada

Quando se combina:

- o volume de investimento em renováveis, redes e mecanismos de apoio,
- os custos sistémicos induzidos (backup, reservas, serviços de sistema, curtailment),
- e a pequena fracção das emissões nacionais efectivamente afectada,

obtém-se um custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada em Portugal **substancialmente superior** ao já elevado custo médio europeu.

Em termos económicos, Portugal está a:

- pagar preços de electricidade crescentes,
- suportar encargos regulados elevados,
- financiar redes sobredimensionadas,
- e aceitar degradação de competitividade,

para reduzir uma parcela muito pequena das emissões globais.

Do ponto de vista do clima global, o efeito é praticamente nulo; do ponto de vista do consumidor e da indústria portuguesa, o efeito é muito real.

### **7.6.3 Carbon leakage: emissões deslocadas, não eliminadas**

Tal como na União Europeia no seu conjunto, também em Portugal a descida das emissões territoriais não corresponde integralmente a uma redução das emissões associadas ao consumo.

Sectores intensivos em energia — cimento, cerâmica, vidro, metalurgia, fertilizantes, química básica — estão sujeitos a custos eléctricos e energéticos crescentes. O resultado é:

- encerramento ou estagnação de capacidade produtiva nacional,
- aumento de importações de bens produzidos em países com electricidade mais barata e mais carbono-intensiva,
- deslocamento das emissões para fora do território nacional.

Do ponto de vista do clima, uma tonelada de CO<sub>2</sub> emitida em Marrocos, China ou Turquia tem exactamente o mesmo efeito que uma tonelada emitida em Portugal. Assim, a política energética portuguesa reduz emissões **estatísticas**, mas não necessariamente emissões **reais globais**.

#### 7.6.4 O paradoxo português

Portugal apresenta, assim, um paradoxo particularmente nítido:

- É um dos países mais “verdes” no mix eléctrico da Europa.
- Tem um dos impactos climáticos mais pequenos do mundo.
- Está entre os países com maior exposição relativa aos custos da transição.

Em termos sistémicos, o país aceitou:

custos de um sistema eléctrico caro e complexo, para obter benefícios climáticos globais virtualmente imperceptíveis.

Esta relação custo–benefício não é sustentável nem economicamente racional.

#### 7.6.5 Implicação para a política pública

A evidência apresentada no Capítulo 7 demonstra que, para Portugal:

- o eixo central da política climática não pode continuar a ser a expansão ilimitada de renováveis intermitentes no sector eléctrico;
- o foco exclusivo na electricidade produz retornos climáticos decrescentes e custos crescentes;
- a política energética deve ser reorientada para **impacto marginal real por euro investido**, e não para metas tecnológicas ou percentagens administrativas.

Sem essa correcção, Portugal continuará a liderar na exposição aos custos da transição, permanecendo irrelevante na mitigação do clima global.

### 7.7 – Proporcionalidade climática e económica de Portugal

Em 2024, as emissões globais de dióxido de carbono associadas à energia situaram-se em cerca de **39,5 GtCO<sub>2</sub>/ano**, enquanto as emissões territoriais de Portugal rondaram **40 MtCO<sub>2</sub>/ano**. Isto corresponde a aproximadamente **0,10% das emissões globais**. Mesmo uma eliminação integral das emissões nacionais teria um impacto global estatisticamente irrelevante, inferior à variação anual normal das emissões chinesas.

Entre 2005 e 2024, Portugal mobilizou mais de **25 mil milhões de euros** em custos associados à transição energética no sector eléctrico, incluindo remuneração garantida às

renováveis (FiT e CfD), reforços de rede, custos de sistema, serviços de equilíbrio e integração de produção intermitente. Estes custos continuam a ser pagos pelos consumidores através das tarifas reguladas e dos encargos de sistema.

No mesmo período, as emissões territoriais portuguesas diminuíram cerca de **25 MtCO<sub>2</sub>/ano** (de aproximadamente 65 MtCO<sub>2</sub> para cerca de 40 MtCO<sub>2</sub>). Mesmo assumindo, de forma conservadora, que **metade dessa redução** é atribuível à política energética interna (e não a desindustrialização, ciclo económico ou importações), o volume de CO<sub>2</sub> efectivamente evitado seria da ordem de **12 MtCO<sub>2</sub>/ano**.

**Isto implica um custo implícito médio mínimo da ordem de grandeza de 100 €/tCO<sub>2</sub>**, se se considerar um limiar inferior conservador de **25 mil M€** e um CO<sub>2</sub> efectivamente evitado de **≈12,5 MtCO<sub>2</sub>/ano** durante duas décadas.

Contudo, usando os próprios valores médios anuais estimados na Secção 7.5 (total **1,6–2,2 mil M€/ano** em 2005–2024), o custo acumulado implícito situa-se antes na gama **32–44 mil M€**, o que conduz a um custo implícito mais coerente de:

$$\frac{32\,000 - 44\,000 \text{ M€}}{12,5 \text{ MtCO}_2 \times 20 \text{ anos}} \approx \mathbf{130 - 180 \text{ €/tCO}_2}$$

Este valor é uma **estimativa mínima**, pois ignora os custos futuros já contratualizados até 2040, os encargos de integração sistémica e o facto de uma parte relevante da redução de emissões resultar de deslocamento de actividade económica para o exterior. Quando estes factores são considerados, o custo real por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada em Portugal aproxima-se ou ultrapassa os **200–300 €/tCO<sub>2</sub>**, em linha com as estimativas europeias apresentadas no Capítulo 4.

Para comparação, o preço médio do **ETS europeu** tem oscilado em torno de **70–90 €/tCO<sub>2</sub>**, e as melhores medidas de **eficiência energética** e de substituição directa de combustíveis fósseis em usos finais apresentam custos inferiores a **50 €/tCO<sub>2</sub>**. Isto significa que Portugal está a descarbonizar uma fracção pequena do seu sistema energético a um custo marginal muito superior às alternativas tecnicamente disponíveis.

O desequilíbrio é estrutural: Portugal suporta **custos macroeconómicos significativos** — electricidade cara, encargos tarifários elevados, perda de competitividade industrial — para obter um **benefício climático globalmente irrelevante**, dada a sua quota marginal nas emissões mundiais. Em termos de política pública, esta relação custo–benefício não pode ser considerada nem eficiente nem racional.

A análise empírica apresentada neste capítulo permite uma conclusão inequívoca.

Portugal reduziu as suas emissões territoriais de CO<sub>2</sub>, mas fê-lo num contexto em que o seu peso no problema climático global é intrinsecamente marginal, representando apenas cerca de **0,1% das emissões mundiais**. Mesmo uma descarbonização integral do território nacional teria, por construção física, um impacto globalmente irrelevante na trajectória do clima.

Em contrapartida, o esforço económico mobilizado para essa redução foi elevado e estrutural. A política energética concentrou-se quase exclusivamente no sector eléctrico, promovendo a expansão acelerada de tecnologias intermitentes e induzindo custos sistémicos significativos — redes, serviços de sistema, capacidade de backup e mecanismos de remuneração garantida — que são suportados pelos consumidores e pelas empresas através das tarifas reguladas. Este modelo conduziu a uma electricidade mais cara, maior volatilidade e perda de competitividade industrial.

A análise quantitativa da proporcionalidade custo-benefício confirma este desequilíbrio: o custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> efectivamente evitada em Portugal situa-se muito acima dos preços de mercado do carbono e das melhores alternativas de mitigação disponíveis, tornando a estratégia adoptada economicamente ineficiente e climaticamente pouco eficaz.

Adicionalmente, uma parte relevante da redução das emissões territoriais resulta de **deslocamento de emissões** — através de importações líquidas de electricidade e de bens intensivos em energia — e não de uma redução estrutural do consumo de energia final, que permanece fortemente dominado por combustíveis fósseis, em particular nos transportes e nos usos térmicos.

O caso português ilustra, assim, de forma clara o risco de confundir ambição administrativa com eficácia climática real. Um país pequeno, altamente aberto e com peso marginal nas emissões globais não pode maximizar o impacto climático através da multiplicação de custos internos no sector eléctrico. A racionalidade económica e ambiental exige que a política energética seja reorientada para o impacto marginal real por euro investido, focando-se nos sectores e vectores que efectivamente dominam as emissões, e não apenas na produção eléctrica intermitente.

É neste enquadramento que importa analisar, no capítulo seguinte, os regimes de remuneração das renováveis e a socialização dos seus custos, pois estes mecanismos

desempenham um papel central na transferência de rendas e na formação dos encargos que recaem sobre o sistema energético português.

## 8. Remuneração das renováveis e rendas económicas

Como demonstrado no Capítulo 7, os consumidores portugueses suportam, de forma recorrente, custos anuais (as “rendas excessivas” e os custos adicionais do sistema) da ordem de **1,6–2,2 mil milhões de euros** associados ao sistema eléctrico e aos mecanismos de apoio à produção renovável. O presente capítulo analisa os **instrumentos regulatórios e contratuais** que explicam a génese dessas transferências económicas, identificando os mecanismos de formação de rendas e a forma como os seus custos são socializados no sistema eléctrico.

Este capítulo consolida, num quadro único e coerente, a evolução dos **mecanismos de remuneração** da produção renovável em Portugal e explicita, de forma tecnicamente fundamentada, como esses mecanismos podem gerar **rendas económicas** e **socialização de custos** quando (i) os contratos garantem preços superiores ao custo económico razoável, (ii) os custos sistémicos induzidos pela intermitência são empurrados para as tarifas de acesso às redes e componentes reguladas, e (iii) o mercado não reflecte adequadamente os custos de adequação, estabilidade e rede.

### 8.1 Evolução histórica dos regimes FiT (Feed-in Tariffs)

A evolução dos regimes portugueses de produção independente e de remuneração pode ser sintetizada em fases, cuja lógica económica é essencial para interpretar o presente:

#### **Fase A – Arranque da produção independente e remuneração por referência ao sistema (final dos anos 80 / anos 90)**

O enquadramento inicial da produção independente visou promover tecnologias específicas (cogeração, mini-hídrica, valorização de resíduos), assegurando condições de viabilidade através de regras administrativas e contratuais. No documento de referência sobre remuneração, esta fase é explicitamente associada à primeira liberalização e ao Decreto-Lei n.º 189/88, com a lógica de valorização por custo de substituição e estímulo a produção descentralizada em determinadas escalas e tipologias.

## Fase B – Generalização de tarifas garantidas para renováveis (anos 2000)

A partir do início dos anos 2000, os regimes FIT ganham escala e passam a ser um instrumento central de política pública: garantem ao produtor um preço fixo (ou quase fixo) por MWh durante longos períodos, reduzindo risco e viabilizando o financiamento. O ponto crítico identificado no documento é que, à medida que os custos tecnológicos caíram, muitos contratos **não foram ajustados**, mantendo remunerações desfasadas dos custos reais e criando transferências persistentes para os consumidores.

## Fase C – Transição para mecanismos concorrenciais e híbridos (leilões e CfD)

Com a maturação parcial das tecnologias e com a pressão pública sobre custos, surgem mecanismos concorrenciais (leilões) e formas contratuais como CfD, visando reduzir o custo de aquisição de energia e transferir parte do risco para os agentes privados. Esta transição, porém, não elimina o problema sistémico: **um mecanismo de preço pode baixar a componente “tecnológica”, mas não remove, por si, custos de rede, reservas e adequação**, que passam a dominar a factura quando a intermitência cresce.

A transição para leilões competitivos e contratos por diferença permitiu reduzir o preço aparente por MWh adjudicado, mas **não eliminou nem internalizou os custos sistémicos associados à intermitência**, conduzindo a uma dissociação crescente entre preço de energia e custo total do sistema eléctrico.

## 8.2 FIT, CfD, leilões e PPA: o que são e o que resolvem (e o que não resolvem)

### FIT (Feed-in Tariff)

- Remuneração administrativamente fixada, normalmente por MWh, por um período longo.
- Virtude: reduz risco e acelera investimento.
- Fragilidade: se o preço garantido ficar acima do custo económico adequado, gera **rendas**; e se a expansão intermitente induzir custos sistémicos não imputados ao produtor, há **socialização** (custos pagos por terceiros).

### CfD (Contracts for Difference)

- Contrato com “preço de exercício”: se o preço de mercado estiver abaixo, o sistema paga a diferença; se estiver acima, o produtor devolve (em modelos simétricos).
- Virtude: estabiliza receitas e pode reduzir custo aparente do financiamento.

- Fragilidade: o CfD regula preço da energia, mas **não resolve automaticamente**: rede, reservas, inércia equivalente, curtailment, adequação e outros custos sistémicos.

## Leilões

- Procedimento concorrencial para seleccionar projectos com menor preço (tarifa, prémio ou CfD).
- Virtude: disciplina preços e reduz sobre-remuneração “ex ante”.
- Fragilidade: se o produto leiloado for apenas “energia (€/MWh)” e se não incluir requisitos e penalizações sistémicas (localização, congestão, perfil de produção, serviços de sistema, contribuição firme), o sistema pode continuar a acumular custos não internalizados.

## PPA (Power Purchase Agreement)

- Contrato bilateral (produtor–consumidor/comercializador) com preço e perfil acordados.
- Virtude: reduz exposição ao mercado e pode alinhar parte do risco com quem beneficia.
- Fragilidade: também aqui a questão central persiste: o PPA cobre energia e risco de preço, mas **a integração física** (rede, reservas, capacidade firme do sistema) continua a existir e, muitas vezes, continua socializada.

## 8.3 – Tipologia de rendas e mecanismos de socialização dos custos

A análise da remuneração das energias renováveis exige uma distinção clara entre diferentes **tipos de rendas económicas**, frequentemente confundidas no debate público. No contexto do sistema eléctrico, estas rendas resultam não apenas do nível do preço recebido pelo produtor, mas sobretudo da **transferência de riscos e custos sistémicos** para o conjunto dos consumidores.

### 8.3.1 Renda por preço garantido

A renda por preço garantido ocorre quando a remuneração assegurada ao produtor — seja através de tarifas feed-in, contratos por diferença ou contratos equivalentes — excede o **custo económico adequado** da tecnologia, incluindo uma remuneração razoável do capital. Esta diferença traduz-se numa renda económica pura, independente do desempenho

sistémico da instalação e dissociada do valor marginal da energia produzida para o sistema eléctrico.

### 8.3.2 Renda por transferência de risco

Uma segunda forma de renda resulta da **transferência de risco** do produtor para o sistema. Os mecanismos de apoio às renováveis intermitentes tendem a eliminar ou reduzir significativamente riscos de mercado, volume, perfil temporal de produção e financiamento, transferindo esses riscos para os consumidores ou para o operador do sistema. Esta redução artificial do risco permite taxas de retorno privadas mais elevadas, mesmo quando os preços aparentes por MWh são baixos.

### 8.3.3 Renda por externalização de custos sistémicos

A forma mais relevante — e frequentemente omitida — de renda económica resulta da **externalização dos custos sistémicos**. As tecnologias intermitentes não internalizam os custos associados à necessidade de redes reforçadas, capacidade de backup, reservas operacionais, serviços de sistema, estabilidade, adequação e curtailment. Estes custos são socializados através das tarifas de acesso às redes e de encargos regulados, constituindo uma renda indirecta para o produtor, que beneficia de um sistema pago por terceiros.

Em conjunto, estas três formas de renda explicam porque a redução do preço nominal da energia nos leilões ou nos mercados grossistas **não equivale** a uma redução do custo total do sistema eléctrico.

A Tabela seguinte sintetiza, de forma esquemática, a repartição dos custos e riscos entre produtores, consumidores e sistema eléctrico para os principais mecanismos de remuneração utilizados.

**Tabela 8.1 – Mecanismos de remuneração das renováveis: repartição de riscos, custos e encargos entre produtor e sistema (síntese conceptual)**

Mecanismo	Remuneração do produtor	Quem suporta o risco de preço	Quem suporta o risco de perfil/volume (intermitência)	Custos de rede e ligações	Serviços de sistema (reservas, frequência, tensão, inércia)	Adequação / backup / capacidade redundante	Curtaiment	Nota crítica (renda e socialização)
<b>FIT (tarifa garantida)</b>	Preço fixo por MWh, independente do mercado	<b>Sistema/consumidor</b>	<b>Sistema/consumidor</b>	Tipicamente <b>socializados</b> (TAR/CIEG; por vezes parcialmente imputados)	Tipicamente <b>socializados</b>	Tipicamente <b>socializados</b>	Frequentemente suportado pelo sistema (ou parcialmente pelo produtor, conforme regime)	Maximiza transferência de risco; “blindagem” do investidor; propensão elevada para rendas se FIT > custo económico
<b>CfD (Contrato por Diferença) simétrico</b>	Recebe preço de mercado ± acerto para “strike price”	<b>Partilhado</b> , mas tende a estabilizar receita do produtor	<b>Sistema/consumidor</b> (perfil e volume não desaparecem)	Em geral <b>socializados</b> , excepto custos directos de ligação	Em geral <b>socializados</b>	Em geral <b>socializados</b>	Regra varia; em excesso de renováveis pode ser socializado via rede/redispach	Reduz risco de preço, mas não internaliza custos de integração; pode gerar rendas “indirectas”
<b>Leilão (produto = €/MWh)</b>	Preço adjudicado (ou strike) obtido em concurso	Depende do modelo (FIT/CfD implícito)	<b>Sistema/consumidor</b>	Em geral <b>socializados</b> , salvo regras de ligação e reforços	Em geral <b>socializados</b>	Em geral <b>socializados</b>	Regra varia (pode penalizar produtor, mas frequentemente é custo de sistema)	Disciplina preço por MWh, mas não disciplina System LCOE; se o produto do leilão for só energia, incentiva intermitência sem capacidade firme
<b>PPA (bilateral)</b>	Preço contratual privado entre produtor e comprador	<b>Comprador</b> (hedge) e produtor (dependendo do contrato)	<b>Comprador</b> e sistema (porque intermitência continua)	Rede e encargos continuam via tarifas; parte pode ser imputada por regras locais	Tipicamente <b>socializados</b>	Tipicamente <b>socializados</b>	Pode recair sobre produtor/comprador (contratual), mas sistema mantém custos operacionais	Remove risco de mercado do produtor (e do comprador), mas não remove custos de sistema; pode “ocultar” custos na tarifa de rede
<b>Merchant (sem apoio)</b>	Preço de mercado spot (MIBEL)	<b>Produtor</b>	<b>Produtor</b> (receita depende do perfil de produção)	Pagos conforme regras (ligação) + tarifas de uso de rede	Ainda existem custos sistémicos, mas via tarifas; produtor tem maior exposição a penalizações/restricções	Sistema mantém necessidade de adequação; custo tende a aparecer na TAR	Produtor mais exposto a preços negativos e cortes	Menos propensão a rendas regulatórias, mas o sistema continua a suportar custos físicos de integração se não houver preços adequados de capacidade/serviços

A tabela tem natureza conceptual e aplica-se ao funcionamento típico dos mercados europeus (incluindo MIBEL). A repartição exacta depende do desenho regulatório nacional (tarifas de acesso, regras de ligação, encargos CIEG, obrigações de prestação de serviços de sistema e mecanismos de adequação).

**Tabela 8.2 – Ordens de grandeza dos custos sistémicos induzidos pela integração de produção renovável intermitente, por componente do sistema eléctrico**

Componente de custo sistémico	Descrição sintética	Ordem de grandeza típica (€/MWh renovável integrado)	Quem suporta o custo (tipicamente)	Observações técnicas
<b>Reforços de rede (transmissão e distribuição)</b>	Expansão e reforço de redes para acomodar nova geração dispersa e fluxos bidireccionais	<b>5 – 15 €/MWh</b>	Consumidores (TAR)	Custos crescem de forma não linear com a penetração e dispersão geográfica
<b>Custos de ligação</b>	Ligações individuais à rede (nem sempre totalmente imputadas ao produtor)	<b>1 – 3 €/MWh</b>	Parcialmente produtor; frequentemente socializados	Varia consoante regras nacionais e ponto de ligação
<b>Reservas operacionais (secundária, terciária)</b>	Manutenção de potência disponível para compensar variabilidade e erro de previsão	<b>3 – 10 €/MWh</b>	Sistema / consumidores	Fortemente dependente da correlação espacial e temporal da produção
<b>Serviços de sistema (frequência, tensão, inércia)</b>	Controlo de estabilidade dinâmica da rede	<b>2 – 8 €/MWh</b>	Sistema / consumidores	Custos aumentam à medida que a inércia síncrona é removida
<b>Capacidade de backup / adequação</b>	Manutenção de centrais despacháveis para garantir segurança de abastecimento	<b>5 – 15 €/MWh</b>	Sistema / consumidores	Frequentemente invisível nos preços de mercado de energia
<b>Curtailment</b>	Energia renovável produzida, mas não absorvida pelo sistema	<b>2 – 6 €/MWh</b>	Sistema e/ou produtor	Aumenta rapidamente com penetrações elevadas
<b>Redispatch e congestionamentos</b>	Reprogramação de produção devido a limitações da rede	<b>1 – 4 €/MWh</b>	Sistema / consumidores	Indicador clássico de ineficiência locacional
<b>Custos administrativos e regulatórios</b>	Gestão de mercados, sistemas de apoio, contratos, compensações	<b>&lt;1 – 2 €/MWh</b>	Sistema / consumidores	Pequenos individualmente, mas não nulos

**Nota metodológica:** Os valores apresentados correspondem a ordens de grandeza típicas observadas em sistemas europeus com elevada penetração de renováveis intermitentes, com base em literatura técnica (ENTSO-E, IEA, ACER, estudos de operadores de sistema). Os intervalos dependem fortemente da penetração relativa, da topologia da rede, da correlação entre fontes, da existência de armazenamento e do desenho do mercado. Não

representam valores marginais exactos, mas sim custos médios sistémicos frequentemente não internalizados nos mecanismos de remuneração.

#### **Total indicativo de custos sistémicos adicionais**

**Ordem de grandeza agregada: 20 a 50 €/MWh** de produção renovável intermitente integrada, **excluindo** custos macroeconómicos indirectos (competitividade, desindustrialização, *carbon leakage*).

### **8.4 LCOE privado vs custo do sistema: onde nasce a distorção económica**

A literatura e os documentos técnicos usados neste documento convergem num ponto: o debate tem sido conduzido com base no **LCOE privado** (custo de produzir à porta da central), enquanto os custos relevantes para o consumidor e para a economia são o **custo total do sistema**.

- **LCOE privado:** mede CAPEX/OPEX/custo de capital por MWh produzido, assumindo que a energia é totalmente absorvida e que a rede e os serviços existem “por defeito”.
- **Custo do sistema** (System LCOE): adiciona custos de rede, serviços de sistema, adequação/capacidade redundante, curtailment e perdas induzidas pela intermitência.

No estudo do Projecto Sophia, esta distinção é usada como instrumento central para demonstrar a assimetria entre:

- **rentabilidade privada** (função do regime remuneratório e do mercado), e
- **custo sistémico e social** (pago via tarifas e requisitos de operação do sistema eléctrico).

No material de apoio preparado para comunicação pública, surge ainda uma ordem de grandeza operacional: quando a penetração intermitente é elevada, o custo “real” do sistema pode ser substancialmente superior ao custo tecnológico isolado, precisamente por custos estruturais persistentes (redes, reservas, redundância e curtailment).

## 8.5 Rendas económicas e socialização de custos: mecanismos típicos

Este trabalho utiliza “renda económica” ou “renda excessiva” no sentido técnico: **excedente de remuneração acima do necessário para remunerar capital e risco de forma competitiva**, num quadro de eficiência e concorrência.

No caso das renováveis, a formação de rendas e a socialização de custos ocorrem tipicamente através de quatro canais:

### 1. Preço garantido acima do custo económico

Quando o preço contratual (FiT ou equivalente) se mantém elevado face à redução de custos tecnológicos, o produtor captura um excedente persistente, transferido para consumidores via tarifas e encargos. O documento “Remuneração das Renováveis” é explícito ao referir este desfasamento e o seu efeito distributivo.

### 2. Assimetria entre risco privado e risco sistémico

O produtor é remunerado pela energia; mas a variabilidade, previsibilidade limitada e impacto na estabilidade obrigam o operador do sistema a mobilizar reservas, serviços e capacidade firme. Quando estes custos não são imputados ao produtor, tornam-se encargos socializados.

### 3. Externalização de custos de rede e de localização

A ligação à rede e os reforços necessários podem ser, total ou parcialmente, transferidos para tarifas de rede, sobretudo quando há congestão, produção longe dos centros de consumo ou necessidade de reforços estruturais. A expansão acelerada em determinadas geografias pode agravar este efeito.

### 4. *Curtailement* e degradação do factor de utilização do parque firme

À medida que a intermitência cresce, aumentam episódios de excedente e curtailement e degrada-se a utilização das centrais despacháveis, que passam a operar menos horas, mas continuam necessárias. O custo por MWh firme aumenta, e o sistema cria mecanismos (explícitos ou implícitos) para pagar disponibilidade.

## 8.6 Quem ganha e quem paga: leitura distributiva (sem retórica, com contabilidade)

Para evitar linguagem política e manter rigor, a resposta deve ser feita em termos de fluxos económicos e de riscos:

### Quem tende a ganhar (mecanismos típicos):

- produtores com contratos garantidos quando o preço garantido excede o custo económico e o risco é reduzido por desenho regulatório;
- agentes que beneficiam de socialização de custos sistémicos (rede, reservas, adequação) quando estes não são internalizados no modelo de remuneração;
- intermediários/financiadores quando o quadro regulatório estabiliza receitas e reduz risco, comprimindo o custo de capital do projecto e aumentando valor presente líquido.

### Quem tende a pagar (mecanismos típicos):

- consumidores finais (famílias e empresas), via tarifas de acesso às redes e componentes reguladas que recuperam custos do sistema e encargos associados a regimes de apoio;
- indústria electro-intensivas, por perda de competitividade face a economias com energia mais barata e com menores encargos sistémicos/regulatórios;
- o próprio sistema eléctrico (operador/rede), por aumento de complexidade operacional e necessidade de investimento estrutural.

O problema não é “renováveis” versus “não renováveis”. O problema é um desenho de mercado e de política pública que:

- remunera energia como se fosse equivalente a capacidade firme,
- ignora custos sistémicos induzidos pela intermitência,
- e distribui esses custos por via tarifária, diluindo responsabilidade económica.

A trajectória portuguesa de apoio às renováveis mostra que instrumentos de remuneração (FiT/CfD/leilões/PPA) são, por si só, insuficientes para garantir eficiência económica se não estiverem acoplados a uma **contabilidade de sistema** e a regras claras de **internalização de custos** (rede, estabilidade, adequação, curtailment). A distinção entre **LCOE privado** e **System LCOE** é, por isso, indispensável para avaliar rendas económicas e para reformar o modelo remuneratório de forma tecnicamente correcta.

A análise dos regimes de remuneração das energias renováveis demonstra que a questão central não reside apenas no nível do preço pago por MWh, mas na forma como **riscos e custos sistémicos são distribuídos no sistema eléctrico**. Os mecanismos de apoio utilizados ao longo das últimas duas décadas permitiram acelerar o investimento, mas

fizeram-no através da socialização de encargos que não são reflectidos nem nos preços de mercado nem nas decisões de investimento individuais.

A existência de rendas económicas associadas às renováveis intermitentes não decorre de falhas pontuais de desenho, mas de um modelo estrutural que dissocia a remuneração privada do custo sistémico total. A redução do preço de adjudicação, quando analisada isoladamente, pode ocultar aumentos significativos do custo global suportado pelos consumidores.

Este enquadramento é essencial para compreender por que razão sistemas eléctricos com elevada penetração de renováveis intermitentes podem apresentar preços grossistas baixos em determinados períodos e, simultaneamente, tarifas finais elevadas e encargos regulados crescentes.

No capítulo seguinte, esta análise conceptual é aplicada a um **caso concreto** — o Projecto Fotovoltaico Sophia — permitindo quantificar, de forma rigorosa, a diferença entre rentabilidade privada e custo social efectivo, à luz do conceito de **System LCOE**.

## 9. Estudo de Caso: Projecto Fotovoltaico Sophia

Este capítulo tem uma função metodológica central: demonstrar, com um caso real, a diferença entre **rentabilidade privada** e **custo económico total do sistema**. O Projecto Fotovoltaico Sophia é particularmente adequado porque reúne três características críticas: grande escala, regime remuneratório garantido e integração numa rede já fortemente pressionada por intermitência.

### 9.1 Caracterização técnica

O Projecto Fotovoltaico Sophia é uma central solar fotovoltaica de muito grande escala, localizada nos concelhos do Fundão, Penamacor e Idanha-a-Nova, promovida pela **Lightsource bp**. A informação pública consolidada aponta para uma potência instalada **DC de 867 MWp**, com **capacidade de ligação à rede (AC) de 500 MVA**, e uma **produção anual estimada de 1 271 377 MWh/ano ( $\approx 1,27$  TWh/ano)**.

Esta dimensão é determinante para a leitura sistémica: não se trata de um “parque solar”, mas de uma injeção de potência intermitente comparável, em ordem de grandeza, a uma unidade de produção firme de grande porte — com um perfil temporal concentrado nas

horas solares, elevada correlação com a restante produção fotovoltaica nacional e exigências acrescidas de escoamento, controlo de tensão e reservas operacionais.

Do ponto de vista territorial, os dados públicos referem **1 734 ha de área vedada, 390 ha de área de módulos e 435 ha de área total de infra-estruturas**, elementos relevantes para a avaliação de externalidades não energéticas.

Do ponto de vista do sistema, trata-se de uma injeção significativa de potência intermitente num nó da rede que exige capacidade de escoamento, controlo de tensão e reservas adequadas.

## 9.2 Enquadramento remuneratório

Com base na informação pública disponível, **não existe evidência consolidada** de que o Projecto Sophia beneficie de um regime de remuneração administrada (FiT/CfD) atribuído pelo Estado. Em termos analíticos, a avaliação económica deve, por isso, ser conduzida por **cenários de preço** (mercado e *proxies* de leilão), e não por pressupostos implícitos de tarifa garantida.

Para tornar explícita a assimetria típica da “transição” no plano microeconómico, o dossier Sophia utiliza três referências de remuneração: (i) um cenário de mercado (OMIP/mercado grossista), (ii) um cenário “*proxy*” representativo de preços médios divulgados em leilões solares anteriores, e (iii) um cenário de mercado deprimido com curtailment, precisamente para evidenciar como a viabilidade privada e o balanço sistémico podem divergir radicalmente.

## 9.3 Rentabilidade privada

Com base nos dados consolidados no dossier Sophia, a estrutura típica de custos privados pode ser sintetizada como:

- CAPEX específico relativamente baixo (beneficiando de economias de escala e de financiamento favorecido),
- OPEX reduzido,
- custo de capital comprimido por receita previsível (leilão/CfD).

Estas condições conduzem a um **LCOE privado** da ordem de **30–40 €/MWh** (ordem de grandeza compatível com grandes parques solares em Portugal no período).

Com um preço garantido ou efectivo próximo ou superior a esse valor, o projecto apresenta:

- taxa interna de rentabilidade atractiva,
- risco operacional e de mercado limitado,
- retorno privado adequado ou superior ao custo de capital.

Do ponto de vista do investidor, o projecto é, portanto, **economicamente racional**.

## 9.4 Custos sistémicos e ambientais

Do ponto de vista do sistema eléctrico e da sociedade, o projecto gera custos que não entram no balanço privado:

### Custos sistémicos eléctricos

- reforços de rede e de subestações para escoar centenas de MW concentrados,
- serviços de sistema adicionais (controlo de tensão, reservas),
- degradação do factor de utilização das centrais despacháveis que asseguram backup,
- maior curtailment em horas de excesso solar.

Estes custos são recuperados através da TAR e de mecanismos de sistema, sendo pagos por todos os consumidores.

### Custos ambientais e territoriais

O projecto ocupa uma área significativa de solo, com impacto em:

- uso agrícola e florestal,
- paisagem,
- biodiversidade local,
- fragmentação de habitats.

Estes impactos não são reflectidos no preço da electricidade produzida, constituindo externalidades territoriais relevantes.

## 9.5 System LCOE aplicado

A aplicação do conceito de **System LCOE** ao projecto permite quantificar a diferença entre custo privado e custo social.

A métrica relevante para a avaliação económica do projecto à escala do SEN não é apenas o LCOE tecnológico, mas o **LCOE do sistema (System LCOE)**, que incorpora custos adicionais de integração: reforços e utilização de rede, serviços de sistema e reservas, adequação/capacidade firme e efeitos médios de curtailment.

Para o Projecto Sophia, o dossier estima **custos de integração no intervalo 13–21 €/MWh**, adoptando um **valor central  $\approx 17$  €/MWh**. Assim, com **LCOE tecnológico  $\approx 41$  €/MWh**, obtém-se um **System LCOE central  $\approx 58$  €/MWh (41 + 17)**.

A implicação é directa: mesmo quando o projecto é apresentado como “electricidade barata” com base no custo tecnológico, o custo económico real para o sistema pode ser substancialmente superior, sendo uma parte relevante destes custos recuperada via tarifas e mecanismos regulados, isto é, **socializada pelos consumidores**.

De forma sintética (ordem de grandeza):

Componente	€/MWh
LCOE privado (central)	30–40
Custos de rede e ligação	5–10
Serviços de sistema e reservas	5–8
Capacidade de backup e adequação	5–10
Curtailment e perdas induzidas	3–6
<b>System LCOE</b>	<b>50–70</b>

Ou seja, um projecto vendido como “energia a 30 €/MWh” pode custar **50–70 €/MWh** quando visto pelo sistema eléctrico no seu conjunto.

## 9.6 Balanço social vs balanço privado

A distinção entre **balanço privado** e **balanço social** é central para a avaliação económica do Projecto Fotovoltaico Sophia e, por extensão, para a compreensão do modelo de transição energética adoptado.

Do ponto de vista do **investidor**, o projecto é economicamente racional. Com um **LCOE tecnológico estimado em cerca de 41 €/MWh**, a viabilidade financeira depende

essencialmente do preço médio de venda da electricidade e da mitigação do risco de mercado. Em cenários de preços grossistas favoráveis ou de contratos bilaterais de longo prazo, o projecto pode gerar taxas de retorno atractivas, compatíveis com o perfil de risco percebido.

Contudo, do ponto de vista do **sistema eléctrico**, o custo relevante não é o LCOE privado, mas o **System LCOE**. A integração de uma central fotovoltaica de muito grande escala, com produção concentrada nas horas solares e elevada correlação temporal com o restante parque fotovoltaico nacional, induz **custos adicionais de rede, reservas operacionais, serviços de sistema, adequação e curtailment**. Para o Projecto Sophia, estes custos foram estimados num intervalo **13–21 €/MWh**, adoptando-se um valor central de **≈17 €/MWh**, o que conduz a um **System LCOE central de cerca de 58 €/MWh**.

A diferença entre **41 €/MWh (balanço privado)** e **≈ 58 €/MWh (balanço social)** não corresponde a uma ineficiência tecnológica do projecto, mas sim a custos que **não são internalizados pelo produtor** e que são suportados pelo sistema através de tarifas de acesso às redes e encargos regulados. Trata-se, portanto, de uma transferência económica implícita do conjunto dos consumidores para o investimento privado.

Esta assimetria tem implicações claras. Um projecto pode ser apresentado como fornecedor de “electricidade barata” quando avaliado apenas pelo custo tecnológico, e simultaneamente contribuir para um aumento do **custo total do sistema eléctrico**. O sinal económico recebido pelo investidor não reflecte o valor sistémico da produção nem o impacto sobre a segurança de abastecimento e a estabilidade da rede.

O caso Sophia demonstra, assim, de forma concreta, que a expansão de renováveis intermitentes pode ser **microeconomicamente eficiente** e **macroeconomicamente ineficiente** quando os custos de integração não são internalizados. Este desfasamento explica por que razão sistemas eléctricos com elevada penetração de renováveis podem apresentar preços grossistas baixos em determinados períodos e, simultaneamente, tarifas finais elevadas e encargos crescentes para consumidores e indústria.

O estudo de caso do Projecto Fotovoltaico Sophia confirma, de forma empírica e quantificada, as conclusões desenvolvidas nos capítulos anteriores. Um projecto pode ser **economicamente racional para o investidor**, apresentando um **LCOE tecnológico competitivo**, e simultaneamente **onerar o sistema eléctrico** quando se consideram os custos reais de integração.

No caso analisado, um **LCOE privado da ordem de 41 €/MWh** contrasta com um **System LCOE central próximo de 58 €/MWh**, resultante de custos adicionais de rede, serviços de sistema, adequação e curtailment que **não são internalizados pelo produtor**. Esta diferença não decorre de ineficiência tecnológica nem de decisões específicas do promotor, mas do **desenho estrutural do modelo de expansão eléctrica**, que dissocia a remuneração privada do custo sistémico total.

O Projecto Sophia não constitui uma excepção, mas antes um **exemplo representativo** do funcionamento do actual modelo de transição energética baseado na expansão acelerada de produção intermitente. Quando replicado à escala do sistema, este modelo tende a produzir uma divergência crescente entre preços aparentes de energia e custos totais suportados por consumidores e indústria.

A principal lição deste estudo de caso é clara: **avaliar projectos apenas com base no LCOE privado conduz a decisões economicamente incompletas e potencialmente ineficientes à escala do sistema**. Sem a internalização explícita dos custos sistémicos, a noção de “electricidade barata” torna-se enganadora e insuficiente como critério de política pública.

Estas conclusões reforçam a necessidade de reavaliar criticamente os limites físicos, económicos e operacionais do actual paradigma de electrificação e expansão de renováveis intermitentes, tema que será desenvolvido no capítulo seguinte.

## 10. Electrificação, Inteligência Artificial e Limites Físicos do Sistema Eléctrico

### 10.1 Electrificação da economia: ambição política versus realidade física

A electrificação da economia é frequentemente apresentada como o eixo central da descarbonização. No discurso político dominante, electrificar transportes, edifícios e parte da indústria surge como sinónimo automático de redução de emissões. Esta associação, contudo, é conceptualmente incorrecta quando analisada à luz da física dos sistemas energéticos.

Electrificar significa transferir consumos finais actualmente satisfeitos por combustíveis fósseis — gasolina, gasóleo, gás natural, fuelóleo — para o sistema eléctrico. Tal operação **não elimina a necessidade de energia primária**, nem reduz emissões de forma automática; apenas desloca o ponto onde essa energia é produzida. A descarbonização só ocorre se,

e apenas se, a electricidade adicional for produzida por fontes de baixo carbono **com capacidade firme suficiente para substituir geração fóssil existente**.

A electrificação aumenta, portanto, a dependência da economia em relação ao sistema eléctrico, tornando a sua robustez, estabilidade e custo factores ainda mais críticos. Um sistema eléctrico frágil, intermitente ou estruturalmente caro transforma-se, neste contexto, num factor de risco macroeconómico.

## 10.2 Ordens de grandeza da procura eléctrica induzida pela electrificação

A avaliação da electrificação deve começar por ordens de grandeza físicas, não por metas administrativas.

### 10.2.1 Transportes

O sector dos transportes representa uma parcela dominante do consumo de energia final baseada em derivados de petróleo. A sua electrificação implica a conversão de energia térmica em energia eléctrica, com ganhos de eficiência ao nível do veículo, mas com forte impacto na procura eléctrica agregada.

Mesmo considerando eficiências favoráveis dos veículos eléctricos, a electrificação massiva do parque automóvel traduz-se, tipicamente, num acréscimo da procura eléctrica nacional da ordem de **20 a 30%**. Este aumento não é distribuído de forma uniforme ao longo do tempo, mas concentra-se em períodos específicos (final do dia, Inverno), frequentemente pouco coincidentes com a produção solar.

### 10.2.2 Edifícios e aquecimento

A substituição de caldeiras a gás por bombas de calor eléctricas desloca consumos térmicos sazonais para o sistema eléctrico. Embora as bombas de calor apresentem coeficientes de desempenho elevados em condições médias, o seu desempenho degrada-se precisamente nos períodos críticos de maior procura: noites frias de Inverno.

O resultado é um aumento da ponta de carga eléctrica, frequentemente coincidente com:

- ausência de produção solar,
- baixa produção eólica em situações anticiclónicas de Inverno.

Assim, a electrificação do aquecimento  **aumenta a exigência de potência firme**, não apenas a energia anual consumida.

### 10.2.3 Indústria

Na indústria, a electrificação directa encontra limites técnicos claros, sobretudo em processos de alta temperatura, química de base e materiais primários. Onde ocorre, traduz-se igualmente em cargas elevadas, contínuas e pouco flexíveis, reforçando a pressão sobre o sistema eléctrico.

## 10.3 Centros de dados e Inteligência Artificial: uma nova categoria de carga

A expansão da computação intensiva, dos centros de dados e da Inteligência Artificial introduz no sistema eléctrico um tipo de procura qualitativamente distinto.

Os centros de dados caracterizam-se por:

- cargas **quase constantes ao longo das 24 horas**,
- densidades energéticas elevadas,
- exigências extremas de continuidade de serviço (níveis de disponibilidade superiores a 99,99%).

Ao contrário de muitos consumos domésticos, estas cargas **não são interruptíveis**, nem facilmente deslocáveis no tempo. A sua integração no sistema eléctrico exige fornecimento contínuo de potência firme, independentemente das condições meteorológicas.

## 10.4 Energia anual não substitui potência crítica

A electrificação e a IA reforçam um erro já identificado ao longo deste trabalho: a confusão entre energia anual e potência disponível nos momentos críticos.

Sistemas eléctricos dimensionam-se pela ponta de carga e por critérios de fiabilidade, não por médias anuais. Um sistema pode produzir grandes volumes de energia ao longo do ano e, ainda assim, falhar quando a procura atinge o máximo.

A electrificação aumenta:

- a inclinação das curvas de carga,
- a sensibilidade do sistema a eventos extremos,
- a dependência de capacidade despachável.

Fontes intermitentes como solar e eólica, apesar do seu contributo energético anual, apresentam **crédito de capacidade reduzido**, tipicamente inferior a 10%. A sua expansão não elimina a necessidade de centrais despacháveis; antes **obriga à sua manutenção em paralelo**, com custos económicos adicionais.

## 10.5 Limites físicos do sistema eléctrico

Independentemente da evolução tecnológica, o sistema eléctrico permanece sujeito a limites físicos inultrapassáveis.

### 10.5.1 Estabilidade e inércia

A substituição de máquinas síncronas por electrónica de potência reduz a inércia natural do sistema, tornando-o mais sensível a perturbações rápidas. A electrificação e a IA aumentam a severidade das consequências de qualquer falha.

### 10.5.2 Reservas e resposta rápida

Quanto maior a variabilidade da produção e maior a rigidez da procura, maior a necessidade de reservas rápidas e de capacidade de resposta síncrona. Estes requisitos implicam custos permanentes, não elimináveis por software.

### 10.5.3 Robustez e resiliência

Eventos extremos — ondas de frio, calor, secas, falhas de rede — tornam-se mais críticos num sistema altamente electrificado. A ausência de potência firme suficiente traduz-se directamente em risco sistémico.

A física do sistema eléctrico não responde a metas políticas nem a narrativas tecnológicas.

## 10.6 O mito da digitalização como substituto da potência firme

A digitalização e o controlo avançado permitem optimizações marginais, mas **não substituem capacidade física**. Nenhum algoritmo cria energia quando não há vento, sol ou capacidade despachável disponível.

Do mesmo modo:

- baterias resolvem problemas de curta duração, não de escala sazonal;
- o hidrogénio verde apresenta perdas energéticas elevadas e custos sistémicos incompatíveis com um papel central no fornecimento eléctrico.

A crença de que software pode compensar défices estruturais de potência é tecnicamente infundada.

## 10.7 Consequência económica inevitável: aumento do custo sistémico

A combinação de electrificação acelerada, cargas rígidas associadas à IA e elevada penetração de intermitência conduz inevitavelmente a:

- reforço maciço de redes,
- aumento de capacidade redundante,
- crescimento dos custos de serviços de sistema.

Como demonstrado nos capítulos anteriores, estes custos não desaparecem; apenas são deslocados para tarifas, encargos regulados e impostos. O resultado é um **aumento estrutural do System LCOE** e, conseqüentemente, do custo por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada. Electrificar sem planeamento sistémico não reduz custos; amplifica-os.

## 10.8 Síntese técnica do capítulo

A análise desenvolvida neste capítulo permite retirar conclusões inequívocas:

- A electrificação aumenta de forma estrutural a procura eléctrica e a ponta de carga.
- A Inteligência Artificial introduz cargas contínuas, rígidas e altamente exigentes em termos de fiabilidade.
- Fontes intermitentes não fornecem potência firme suficiente para suportar esta evolução.
- A física do sistema eléctrico impõe limites que não podem ser ultrapassados por digitalização ou inovação incremental.
- O resultado, na ausência de planeamento sistémico e neutralidade tecnológica, é um sistema mais caro, mais frágil e menos resiliente.

A electrificação não é, por si só, um erro. O erro reside em tentar realizá-la **sem garantir potência firme, estabilidade e custos proporcionais aos benefícios climáticos reais**.

Este enquadramento prepara directamente a discussão crítica do capítulo seguinte e fundamenta as recomendações finais do presente trabalho.

A análise desenvolvida ao longo do presente capítulo demonstra que a electrificação acelerada da economia, combinada com a expansão da Inteligência Artificial e de cargas digitais rígidas, **não constitui um desafio tecnológico isolado**, mas sim um teste de esforço estrutural ao modelo energético europeu no seu conjunto.

Os resultados são inequívocos:

a electrificação aumenta de forma permanente a procura eléctrica, agrava a ponta de carga e reforça a dependência de potência firme contínua, precisamente num contexto em que o sistema eléctrico europeu foi redesenhado para privilegiar fontes intermitentes com reduzido contributo para adequação, estabilidade e resiliência. Esta contradição não é conjuntural nem transitória; é estrutural e resulta de opções de arquitectura do sistema.

Neste enquadramento, o hidrogénio verde surge frequentemente como solução de compromisso para contornar os limites da electrificação directa. Contudo, a análise física e económica mostra que o hidrogénio verde **não resolve os constrangimentos identificados**, antes os amplifica, sempre que é produzido a partir de electricidade cara, intermitente ou escassa em potência firme.

A produção de hidrogénio verde por electrólise implica perdas energéticas elevadas e custos fortemente dependentes do preço da electricidade. Em sistemas eléctricos já pressionados por electrificação e IA, o recurso ao hidrogénio:

- aumenta a procura eléctrica total,
- desloca consumo para períodos adicionais,
- e transforma electricidade valiosa em um vector energético com eficiência global reduzida.

Assim, **sem electricidade estruturalmente muito barata, abundante e firme**, o hidrogénio verde não funciona como solução sistémica de descarbonização, mas como um multiplicador de custos e de complexidade do sistema. No contexto tecnológico actual, essa condição não está reunida.

Importa sublinhar que apenas num cenário futuro de produção eléctrica verdadeiramente abundante, contínua e de muito baixo custo marginal — como aquele que poderia resultar de uma eventual maturação industrial da fusão nuclear — o hidrogénio verde poderia assumir um papel energético relevante sem penalizar o sistema. Até lá, a sua promoção generalizada assenta mais numa expectativa tecnológica futura do que numa viabilidade física e económica presente.

Deste modo, o problema central já não reside em saber **se** a electrificação, a digitalização ou o hidrogénio verde são desejáveis em abstracto, mas **em que condições físicas, económicas e sistémicas podem ser integrados sem comprometer a segurança de abastecimento, a estabilidade da rede e a competitividade económica**. A evidência apresentada demonstra que, no enquadramento actual, essas condições não estão reunidas.

É precisamente esta dissonância — entre ambição declarada, soluções intermédias mal fundamentadas e capacidade real do sistema eléctrico — que conduz à discussão crítica desenvolvida no capítulo seguinte. O Capítulo 11 não introduz novas tecnologias nem novas promessas; analisa, de forma integrada, **os limites do modelo europeu actual**, evidenciando como a combinação de:

- electrificação sem potência firme suficiente,
- aposta em fontes intermitentes sem internalização de custos,
- e promoção do hidrogénio verde sem electricidade estruturalmente barata,

conduziu a:

- custos crescentes por unidade de benefício climático,
- fragilização progressiva do sistema eléctrico,
- perda de competitividade industrial,
- e risco económico e social.

Assim, o Capítulo 10 estabelece o **diagnóstico físico e energético**: a electrificação, a IA e o hidrogénio verde expõem os limites do sistema quando não existe energia firme, abundante e barata.

O Capítulo 11 desenvolve o **diagnóstico económico e político**: esses limites são consequência directa de um modelo europeu que confunde trajectórias desejadas com condições físicas reais, tecnologias intermédias com soluções estruturais, e expectativas futuras com viabilidade presente.

Esta transição do plano físico para o plano crítico é deliberada. Sem compreender os constrangimentos técnicos e económicos aqui demonstrados, qualquer discussão sobre política energética permanecerá inevitavelmente incompleta. O Capítulo 11 parte, portanto, destas conclusões para questionar o próprio desenho da estratégia europeia e preparar o terreno para recomendações finais assentes em neutralidade tecnológica, planeamento sistémico e proporcionalidade económica.

## **11. Discussão Crítica: Limites do Modelo Energético Europeu**

### **11.1 O erro central: otimizar tecnologias em vez de sistemas**

A análise desenvolvida nos capítulos anteriores permite identificar um erro estrutural comum à maioria das políticas energéticas europeias das últimas duas décadas: a optimização de tecnologias isoladas foi sistematicamente confundida com a optimização do sistema energético no seu conjunto.

O debate público e a formulação de políticas centraram-se, de forma quase exclusiva, em métricas tecnológicas parciais — custo por MWh produzido, potência instalada, percentagem de renováveis no mix — ignorando que o sistema eléctrico é uma infraestrutura física integrada, sujeita a requisitos de adequação, estabilidade, potência firme e resiliência. Esta abordagem conduziu a decisões que maximizam produção energética anual “verde”, mas não minimizam custos totais nem garantem segurança de abastecimento.

A consequência directa deste erro é a dissociação entre indicadores tecnológicos favoráveis (LCOEs baixos à porta da central) e resultados sistémicos negativos: aumento do custo total da electricidade, necessidade de capacidade redundante, crescimento dos encargos regulados e maior fragilidade operacional do sistema eléctrico.

Optimizar componentes não equivale a otimizar o sistema. A persistência neste erro explica grande parte das disfunções actualmente observadas.

## 11.2 A ilusão dos custos baixos e a explosão do custo por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada

O segundo erro estrutural resulta da confusão entre custos privados e custos sociais. O uso extensivo do LCOE tecnológico como métrica dominante ocultou custos sistémicos inevitáveis, que emergem à medida que a penetração de fontes intermitentes se torna elevada.

Como demonstrado nos Capítulos 4 e 5, quando se internalizam custos de rede, serviços de sistema, capacidade de backup, curtailment e degradação do factor de utilização de centrais despacháveis, o custo economicamente relevante deixa de ser o LCOE tecnológico e passa a ser o **System LCOE**.

Esta realidade tem implicações directas no desempenho climático económico da política europeia. O custo implícito por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada, estimado com base em investimento observado e emissões efectivamente reduzidas, situa-se em ordens de grandeza muito superiores aos referenciais normalmente utilizados em política climática, incluindo:

- o preço do carbono no ETS europeu;
- as estimativas do custo social do carbono;
- e os custos de alternativas de mitigação mais directas e eficientes.

A política climática europeia não falha por falta de investimento, mas por alocação ineficiente de recursos. Ao pagar centenas de euros por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada, obtendo reduções globais marginais, o sistema revela uma relação custo-benefício estruturalmente fraca.

## 11.3 Electrificação sem potência firme: um impasse sistémico

A electrificação acelerada da economia — transportes, edifícios, indústria e, mais recentemente, centros de dados e Inteligência Artificial — é frequentemente apresentada como solução transversal para a descarbonização. No entanto, quando analisada do ponto de vista do sistema eléctrico, esta estratégia revela um impasse fundamental.

A electrificação aumenta simultaneamente:

- a procura eléctrica total;
- a ponta de carga;
- e a exigência de potência firme contínua.

Este aumento ocorre num sistema que foi redesenhado para privilegiar fontes com baixo contributo para potência firme e estabilidade. O resultado é uma tensão crescente entre procura e capacidade efectiva do sistema, resolvida apenas através de redundância, reservas e reforços dispendiosos.

A electrificação não reduz, por si só, a necessidade de capacidade despachável; pelo contrário, torna-a ainda mais crítica. Sem garantir previamente potência firme suficiente, a electrificação transforma-se num factor de risco sistémico e num multiplicador de custos.

#### **11.4 Electricidade cara, perda de competitividade e *carbon leakage***

A consequência económica mais visível deste modelo é o aumento estrutural do custo da electricidade na Europa, particularmente quando comparado com economias concorrentes como Estados Unidos, China ou Médio Oriente.

Este diferencial de preços tem efeitos directos:

- perda de competitividade industrial;
- redução do investimento produtivo;
- encerramento ou deslocalização de sectores intensivos em energia.

Importa sublinhar que a redução das emissões territoriais europeias não corresponde, em grande parte, a uma redução efectiva das emissões associadas ao consumo europeu. Uma parcela significativa resulta da externalização da produção intensiva em energia e carbono para outras regiões, fenómeno conhecido como ***carbon leakage***.

Do ponto de vista climático global, esta dinâmica é contraproducente: as emissões são deslocadas geograficamente, frequentemente para sistemas energéticos mais intensivos em combustíveis fósseis, sem redução efectiva do total global.

Assim, a Europa suporta custos económicos elevados, enquanto os benefícios climáticos globais permanecem limitados e facilmente anulados pelo crescimento das emissões noutras regiões.

## 11.5 O hidrogénio verde como solução de segunda ordem

Neste contexto de tensões sistémicas, o hidrogénio verde tem sido promovido como solução transversal para ultrapassar as limitações da electrificação directa e da intermitência renovável. Esta promoção assenta, contudo, num equívoco fundamental: o hidrogénio verde não é uma solução de primeira ordem, mas sim uma **solução de segunda ordem**, dependente de condições sistémicas prévias.

Do ponto de vista físico, o hidrogénio verde é um vector energético, não uma fonte. A sua produção por electrólise implica perdas significativas e custos fortemente dependentes do preço da electricidade. Quando se considera o ciclo completo — produção, compressão, transporte, armazenamento e reconversão — a eficiência global é baixa.

Num sistema eléctrico onde a electricidade já é cara e escassa em potência firme, utilizar esse recurso para produzir hidrogénio verde equivale a converter energia valiosa num vector menos eficiente e mais caro. Além disso, a electrólise aumenta a procura eléctrica total, agravando os problemas que pretende resolver.

A ideia de utilizar hidrogénio verde para absorver “excedentes renováveis” ignora a escala e a irregularidade desses excedentes, bem como os factores de utilização mínimos necessários para viabilizar economicamente infra-estruturas de electrólise.

Apenas num cenário futuro de electricidade verdadeiramente abundante, contínua e de muito baixo custo marginal — como aquele que poderia resultar de uma eventual maturação industrial da fusão nuclear — o hidrogénio verde poderia assumir um papel estrutural sem penalizar o sistema. Até lá, a sua utilização racional deve ser limitada a nichos específicos, onde não existam alternativas técnicas directas.

Promover o hidrogénio verde como pilar central da transição energética, na ausência dessas condições, significa acrescentar complexidade, perdas e custos a um sistema já fragilizado.

## 11.6 Síntese crítica do modelo europeu actual

A análise integrada conduz a uma conclusão inequívoca: os problemas observados no sistema energético europeu não resultam de falhas tecnológicas pontuais, mas de um **erro de arquitectura do modelo**.

Esse erro manifesta-se em quatro dimensões fundamentais:

- otimização de tecnologias em detrimento do sistema;
- subavaliação dos custos totais e sobrevalorização de métricas parciais;
- electrificação sem garantia prévia de potência firme;
- recurso a soluções de segunda ordem para mitigar problemas de primeira ordem.

O resultado é um sistema eléctrico mais caro, mais complexo e mais frágil, associado a benefícios climáticos globais limitados e a uma perda progressiva de competitividade económica.

Este diagnóstico não constitui uma rejeição da descarbonização, mas uma crítica ao modo como esta foi implementada. Sem neutralidade tecnológica, planeamento sistémico, internalização completa de custos e foco na eficácia climática real, a política energética europeia continuará a gerar elevados custos internos com resultados globais modestos.

## 12. Conclusões e Recomendações

### 12.1 Conclusão estrutural

A análise empírica, técnica e económica desenvolvida ao longo deste trabalho conduz a uma conclusão central inequívoca: o que tem sido designado como “transição energética” corresponde, na prática, predominantemente a um processo de **adição energética**, com custos económicos elevados e benefícios climáticos globais limitados.

Este resultado não decorre de falta de investimento, nem de insuficiência tecnológica, mas de um **erro estrutural de desenho do modelo energético**, que privilegiou métricas parciais, soluções tecnológicas isoladas e metas administrativas, em detrimento de uma abordagem de sistema, assente em física, economia e proporcionalidade climática.

## 12.2 Conclusões principais

- 1. A transição energética global não substituiu combustíveis fósseis em termos absolutos.**

Entre 2010 e 2024, apesar de um investimento acumulado da ordem de 6–7 biliões de dólares, o consumo global de carvão, petróleo e gás natural manteve-se elevado, e as emissões globais de CO<sub>2</sub> associadas à energia atingiram novos máximos históricos.
- 2. O custo económico por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada é excessivamente elevado.**

A política climática dominante implicou custos implícitos da ordem de 200–400 USD/tCO<sub>2</sub>, largamente superiores aos preços do ETS europeu e às estimativas do custo social do carbono, revelando uma afectação ineficiente de recursos.
- 3. A Europa escolheu um modelo de transição estruturalmente caro e frágil.**

Ao basear a sua estratégia quase exclusivamente em renováveis intermitentes e electrificação forçada, a União Europeia aumentou os custos sistémicos do sistema eléctrico, degradou a estabilidade da rede e tornou a electricidade estruturalmente mais cara do que nas principais economias concorrentes.
- 4. O erro central foi confundir tecnologia com sistema.**

A optimização de LCOEs tecnológicos isolados não conduziu à optimização do sistema eléctrico. Pelo contrário, a expansão descoordenada de fontes intermitentes exigiu mais rede, mais reservas, mais capacidade redundante e mais mecanismos regulatórios, todos eles pagos pelos consumidores.
- 5. Portugal é um caso paradigmático desta distorção.**

O país reduziu emissões territoriais, mas manteve níveis elevados de consumo final, aumentou a dependência de importações eléctricas e socializou custos significativos via tarifas. O impacto climático global é estatisticamente irrelevante, enquanto os custos económicos internos são elevados e persistentes.
- 6. A trajectória futura agrava os problemas identificados.**

A electrificação, a mobilidade eléctrica, os centros de dados e a Inteligência Artificial aumentarão a ponta de carga e a exigência de potência firme. Sem uma correcção estrutural do modelo, esta trajectória conduzirá a custos crescentes, maior vulnerabilidade do sistema e riscos económicos acrescidos.

## 12.3 Implicações estratégicas da manutenção do modelo actual

A persistência no modelo energético europeu actual implica:

- electricidade estruturalmente cara;
- perda de competitividade industrial;
- aumento do risco de desindustrialização e *carbon leakage*;
- benefícios climáticos globais marginais, facilmente anulados pelo crescimento das emissões fora da Europa.

Esta combinação traduz-se num **auto-sacrifício económico** sem eficácia climática proporcional.

## 12.4 Recomendações de política energética

As recomendações seguintes não são ideológicas; decorrem directamente da física dos sistemas eléctricos e da análise económica desenvolvida:

### 1) Neutralidade tecnológica

A política energética deve abandonar a discriminação a priori entre tecnologias e avaliá-las pelo seu contributo para:

- potência firme,
- estabilidade,
- custo total do sistema,
- emissões efectivamente evitadas.

Tecnologias como nuclear, hídrica de albufeira, CCS, biomassa firme e gás com captura devem ser avaliadas em pé de igualdade com renováveis intermitentes, com base em métricas sistémicas.

## 2) Planeamento sistémico

Os sistemas eléctricos não podem ser geridos exclusivamente por mercados de energia. É necessário planeamento explícito que integre:

- adequação de potência,
- reservas,
- inércia e estabilidade,
- rede,
- perfis reais de produção e consumo.

## 3) Foco no consumo final

A eficácia climática depende da redução do consumo final de energia e de carbono, não da alteração contabilística do mix eléctrico. As políticas devem priorizar:

- eficiência energética,
- redução de desperdícios,
- substituição directa de usos fósseis quando economicamente racional.

## 4) Internalização integral dos custos

Todos os custos induzidos por uma tecnologia devem ser imputados a quem a instala:

- custos de rede,
- serviços de sistema,
- capacidade de backup,
- curtailment,
- impactos territoriais.

A remuneração deve reflectir o **System LCOE**, e não apenas o LCOE privado.

## 12.5 Nota final de proporcionalidade climática

A política climática deve ser avaliada pelo seu impacto real nas emissões globais, não pela intensidade das metas anunciadas. Para regiões que representam uma fracção reduzida das emissões globais, como a União Europeia e, em particular, Portugal, a proporcionalidade entre esforço económico interno e eficácia climática global é um critério essencial de racionalidade.

Ignorar esta proporcionalidade não conduz à liderança climática, mas a custos elevados com resultados limitados. A verdadeira transição energética exige menos slogans e mais engenharia de sistemas, menos ambição declarada e mais eficiência mensurável.

# Referencias bibliográficas

## 1. Fontes estatísticas oficiais e bases de dados (séries utilizadas)

**Agência Internacional de Energia (IEA).** *World Energy Statistics / Data Browser* (várias séries: consumo por fonte, energia primária, electricidade). Paris: IEA. (Séries consultadas para o período 2010–2025).

**Agência Internacional de Energia (IEA).** *CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion* (ou base equivalente da IEA para emissões energéticas). Paris: IEA. (Séries consultadas para o período 2010–2025).

**Eurostat.** *Energy Balances / Gross available energy* (UE-27; oferta total por vector e combustível). Comissão Europeia. (Séries consultadas para o período 2010–2025).

**Eurostat.** *Electricity and heat statistics* (consumo final de electricidade; indicadores de energia). Comissão Europeia. (Séries consultadas para o período 2010–2025).

**Agência Europeia do Ambiente (EEA).** *EU greenhouse gas inventory / trends and projections* (emissões UE; séries históricas e metodologia). Copenhaga: EEA.

**Banco Mundial.** *World Development Indicators (WDI)*: PIB (USD constantes) – Mundo, UE-27 e Portugal. Washington, DC: World Bank.

**FMI.** *World Economic Outlook (WEO) Database* (variáveis macroeconómicas complementares). Washington, DC: IMF.

## 2. Operadores de sistema, regulação e dados nacionais (Portugal)

**REN – Redes Energéticas Nacionais.** *Dados de Exploração do Sistema Eléctrico Nacional* (produção, consumo, ponta, capacidade instalada, importação/exportação). Lisboa: REN. (Séries consultadas para 2010–2025).

**DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia.** *Balanço Energético Nacional* e estatísticas de energia (consumo final por forma e sector; energia primária). Lisboa: DGEG.

**ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.** *Relatórios do Sector Eléctrico; Tarifas e Preços; Sustentabilidade do SEN* (TAR, CIEG, estrutura tarifária). Lisboa: ERSE.

**INE.** Estatísticas económicas e energéticas complementares. Lisboa: INE.

### **3. Mercados, preços e monitorização europeia**

**ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators.** *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets* (várias edições). Liubliana: ACER.

**ENTSO-E.** *Transparency Platform* (produção, intercâmbios, cargas, preços/indicadores associados). Bruxelas: ENTSO-E.

### **4. Referências técnicas de sistemas eléctricos e estabilidade**

**Kundur, P.** *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.

**Machowski, J.; Bialek, J.; Bumby, J.** *Power System Dynamics: Stability and Control*. Chichester: Wiley, 2011.

**ENTSO-E.** *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*. 2022.

### **5. Transições energéticas (enquadramento conceptual)**

**Smil, Vaclav.** *Energy Transitions: Global and National Perspectives*. Santa Barbara: Praeger, 2016.

**Smil, Vaclav.** *How the World Really Works: A Scientist's Guide to Our Past, Present and Future*. New York: Viking, 2022.

**Smil, Vaclav.** *Energy and Civilization: A History*. Cambridge, MA: MIT Press, 2017.

### **6. Hidrogénio e vectores energéticos**

**IEA.** *The Future of Hydrogen*. Paris: International Energy Agency, 2019.

**Comissão Europeia.** *A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*. Bruxelas: European Commission, 2020.

## 7. Carbono, custo social e eficácia económica

**Nordhaus, W.** *The Climate Casino*. New Haven: Yale University Press, 2013.

**Stern, N.** *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

**OECD.** *Effective Carbon Rates* (várias edições). Paris: OECD.