RUI TEIXEIRA SANTOS

MANUAL DE DIREITO DA ENERGIA

em Portugal e na União Europeia

EDIÇÃO 2026



ATLANTIC INSTITUTE FOR DEMOCRACY

MANUAL DE DIREITO DA ENERGIA

em Portugal e na União Europeia

Rui Teixeira Santos

Professor Associado do Instituto Superior de Gestão
Investigador integrado do CIGEST
ORCID 0000-0003-3513-2567

FICHA TÉCNICA

Título: Manual de Direito da Energia em Portugal e na União Europeia

Autor: Rui Teixeira Santos

Editor: Atlantic Institute for Democracy

Edição digital: Lisboa, 2026

Revisão bibliográfica: 17 de novembro de 2026

© 2026 Rui Teixeira Santos / Atlantic Institute for Democracy

Todos os direitos reservados. A reprodução integral da obra depende de autorização dos titulares dos direitos, sem prejuízo das utilizações legalmente permitidas.

Citação recomendada

Santos, Rui Teixeira (2026). Manual de Direito da Energia em Portugal e na União Europeia. Lisboa: Atlantic Institute for Democracy.

https://atlanticinstitutefordemocracy.org

ÍNDICE GERAL

GLOSSÁRIO TÉCNICO E LISTA DE SIGLAS 12
GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS FUNDAMENTAIS 12
TABELA DE SIGLAS E ABREVIATURAS 15
QUADRO SINÓPTICO DAS INSTITUIÇÕES EUROPEIAS DO SECTOR ENERGÉTICO 16
PARTE I — TEORIA GERAL DO DIREITO DA ENERGIA 18
CAPÍTULO 1 — CONCEITO, NATUREZA JURÍDICA, AUTONOMIA CIENTÍFICA E FORMAÇÃO HISTÓRICA 19
NOTA METODOLÓGICA E POSIÇÃO EPISTEMOLÓGICA DO MANUAL 19
1.1. Definição e Objeto: Problematização 20
1.2. A Energia como «Bem Público Impuro» e a Teoria dos Commons 21
1.3. A Critical Infrastructure Doctrine e o Regime das Infra-estruturas Críticas Energéticas 22
1.4. Serviço Universal, SIEG e Energia como Direito Social 23
1.5. Transição Energética: Um Novo Paradigma Jurídico-Constitucional 23
1.6. Justiça Energética: Três Dimensões Analíticas 24
1.7. A Formação Histórica do Sistema Eléctrico Português: Sete Modelos de Gestão. 25
1.7.1. A fragmentação concessionária municipal (até 1944) 25
1.7.2. O planeamento estatal e a Lei da Electrificação Nacional (1944–1975) 26
1.7.3. O monopólio público verticalmente integrado (1975–1988) 26
1.7.4. A reabertura à iniciativa privada e o comprador único (1988–1995) 27
1.7.5. O Sistema Eléctrico Nacional dualista (1995–2006) 27
1.7.6. O mercado liberalizado e o mercado ibérico (2006–2019) 28
1.7.7. O mercado europeu integrado e a descarbonização (2019–) 28
1.7.8. Quadro comparativo dos modelos de gestão do sistema 28
1.8. A Electrificação do País em Perspectiva Comparada 29
1.8.1. A rede em alta tensão: da interligação de bacias à malha europeia 29
1.8.2. A rede em baixa tensão e a electrificação rural 29
1.8.3. Comparação com a Europa e com os Estados Unidos 30
1.9. A Trajectória Tecnológica e a Emergência da Sustentabilidade 30
1.10. As Falhas de Mercado e as Respostas Normativas Sucessivas 31
1.11. Leitura Histórica pelo Modelo das Tensões Estruturais 32
PARTE II — O PACTO ECOLÓGICO EUROPEU, FIT FOR 55 E O DEBATE SOBRE A POLÍTICA ENERGÉTICA DA UE 33
CAPÍTULO 2 — O GREEN DEAL COMO TRANSFORMAÇÃO CONSTITUCIONAL-ENERGÉTICA 34

2.1. O Green Deal como Marco Jurídico-Constitucional da Política Climática Europeia 34
2.2. Soberania Energética: Tensão entre o Artigo 194.º TFUE e a Competência Harmonizadora da UE 35
2.3. A Política Industrial Europeia de Energia Limpa: NZIA, IRA e a Geopolítica das Cadeias de Valor 36
2.4. A Crítica ao Marginal Pricing no Mercado Elétrico Europeu 38
2.4.1. Os Cinco Modos de Falha do Marginal Pricing na Transição 39
2.4.2. As Alternativas e as suas Limitações 40
2.4.3. A Dimensão Jurídica e a Posição do Manual 41
2.5. O Custo Económico da Firmeza Renovável: Conceito de Firm LCOE e Impacto Regulatório 42
2.5.1. O Conceito de Firm LCOE (F-LCOE) 42
2.5.2. Quadro Comparativo de Tecnologias por F-LCOE 42
2.5.3. O Caso Ibérico: Portugal e Espanha como Laboratório Europeu 43
2.5.4. Nota Crítica Metodológica: Viés e Limitações do Relatório IRENA 44
2.6. Eletrificação dos Usos Finais: Vetor Transversal da Transição 44
2.7. Actualização Legislativa 2025–2026: o Novo Quadro Normativo Nacional 44
2.7.1. Sector eléctrico: capacidade de rede, autoconsumo e aceleração do licenciamento 45
2.7.2. Gás natural, gases renováveis e hidrogénio 46
2.7.3. O apagão de 28 de Abril de 2025 e a agenda do armazenamento 47
2.7.4. Quadro de síntese das alterações 2025–2026 47
2.8. O Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço: a Fronteira Externa do Preço do Carbono 50
2.8.1. Arquitectura e calendário 50
2.8.2. A simplificação de 2025 e o limiar de 50 toneladas 50
2.8.3. A electricidade importada e o problema das interligações 51
2.8.4. Leitura pelo Modelo das Tensões Estruturais 51
2.9. O Mercado Voluntário de Carbono: o Terceiro Instrumento da Arquitectura Carbónica 52
PARTE III — JURISPRUDÊNCIA NACIONAL DENSIFICADA 54
CAPÍTULO 3 — JURISPRUDÊNCIA PORTUGUESA DO SECTOR ENERGÉTICO 55
3.1. Tribunal Constitucional — Constitucionalidade da Regulação Energética 55
3.1.1. A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético: Anatomia de uma Divergência Jurisprudencial 55
(i-a) A trajectória do fundo destinatário: a cadeia causal da inconstitucionalidade 56
(i) A fase de conformidade: o Acórdão n.º 7/2019 e a linha maioritária até 2023 57
(ii) A ruptura: o Acórdão n.º 101/2023 57

(iii) A divergência entre secções e a decisão do Plenário: o Acórdão n.º 381/2024. . 57

(iv) A consolidação quanto a 2019 e seguintes. 58

3.1.2. Legalidade Sancionatória, Determinabilidade das Normas Regulamentares e Domínio Público Municipal. 60

3.1.3. Síntese da Jurisprudência Constitucional Energética — Quadro Analítico. 62

3.2. Supremo Tribunal Administrativo — Licenciamento, Responsabilidade do Estado e Tarifas Energéticas. 63

3.2.1. Responsabilidade Civil do Estado por Atos Ilícitos no Licenciamento Energético 63

3.2.2. Responsabilidade do Estado por Incumprimento do Direito Europeu nos Prazos de Licenciamento. 65

3.2.3. Sindicabilidade Judicial das Deliberações da ERSE — Contencioso Tarifário. . 67

3.3. Tribunal Central Administrativo Sul — Contencioso Regulatório Energético. 67

3.3.1. Constitucionalidade da CESE — Violação do Princípio da Igualdade. 67

3.3.2. Impugnação de Deliberações Tarifárias e Contencioso de Acesso às Redes. 69

3.3.3. Quadro Jurisprudencial Sinóptico do TCAS em Matéria Energética. 72

3.4. Jurisprudência Europeia em Matéria Energética e Ambiental. 72

3.4.1. Avaliação de Incidências Ambientais e Rede Natura 2000. 72

3.4.2. Auxílios de Estado a Mecanismos de Apoio às Renováveis: o Critério dos «Recursos Estatais». 73

PARTE IV — DIREITO COMPARADO APROFUNDADO. 74

CAPÍTULO 4 — SISTEMAS REGULATÓRIOS COMPARADOS COM ANÁLISE CRÍTICA. 75

4.1. Quadro Comparativo Aprofundado. 75

4.2. Análise Crítica Comparada: Cinco Debates Transversais. 75

4.2.1. Eficiência vs. Resiliência no Design do Mercado. 75

4.2.2. Independência Regulatória vs. Captura Regulatória. 76

4.2.3. Soberania Energética Asiática: China vs. Índia. 77

4.2.4. O Modelo Nórdico: Cooperação vs. Soberania. 78

4.2.5. A Questão da Energia Nuclear: Paradigma do Pluralismo Regulatório. 79

4.3. Direito Comparado das Novas Fronteiras: Mobilidade Elétrica, Ordenamento do Território e Financiamento de Projectos. 80

4.3.1. Mobilidade Elétrica: Três Modelos Regulatórios. 80

4.3.2. Eólica Offshore: Portugal Face aos Líderes Europeus. 80

4.3.3. Estruturação de Projectos: Convenções Internacionais de Project Finance. 81

4.4. O Estado da Arte em 2026: Quatro Reformas Estruturais Comparadas. 82

4.4.1. França: o fim do ARENH e o Versement Nucléaire Universel. 82

4.4.2. Alemanha: o sistema pós-nuclear e a independência do regulador. 82

4.4.3. Estados Unidos: agregação de recursos distribuídos e planeamento de transporte....83
4.4.4. União Europeia: o desenho de mercado revisto e a sua transposição....83
PARTE V — CASOS PRÁTICOS COM RESOLUÇÃO APROFUNDADA....84
CAPÍTULO 5 — CASOS PRÁTICOS....85
CASO PRÁTICO 1 — COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL, RAN E TARIFAS DE REDE....85
CASO PRÁTICO 2 — MANIPULAÇÃO DO MERCADO MIBEL E REMIT....86
CASO PRÁTICO 3 — INVESTIDOR ESTRANGEIRO, TCE E REFORMA TARIFÁRIA....87
CASO PRÁTICO 4 — CADUCIDADE DE TÍTULO DE RESERVA DE CAPACIDADE E PROTECÇÃO DA CONFIANÇA....90
CASO PRÁTICO 5 — CESE, INCONSTITUCIONALIDADE SUPERVENIENTE E REVISÃO DE LIQUIDAÇÕES....91
CASO PRÁTICO 6 — AUTOCONSUMO COLECTIVO, PROPRIEDADE HORIZONTAL E DEFERIMENTO TÁCITO....93
PARTE VI — CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE JURE CONSTITUENDO....95
CAPÍTULO 6 — BALANÇO CRÍTICO E PROPOSTAS DE REFORMA....96
6.1. Balanço Crítico: Seis Tensões Estruturais Irresolvidas....96
6.2. Propostas de Jure Constituendo....97
P1 — Lei de Bases da Energia Portuguesa: Código Energético Unificado....97
P2 — Agência Portuguesa de Energia (APE): Integração Regulatória....97
P3 — Reforma do Marginal Pricing e Introdução de CfD de Estado para Novas Instalações....97
P4 — Estatuto Jurídico Completo do Prosumer e das CER....98
P5 — Justiça Energética: «Cheque Energia» Universal e Observatório....98
P6 — Quadro Jurídico Completo do Armazenamento de Energia....99
P7 — Lei do Hidrogénio Verde: Certificação, Leilões e Regulação Hídrica....99
P8 — Reforma do Regime de Licenciamento: Prazo Máximo Vinculativo e Responsabilidade do Estado....99
P9 — Centro de Arbitragem Especializado em Energia (CAEE)....100
P10 — Soberania Energética Digital: Cibersegurança e Protecção de Dados....100
P11 — Princípio da Estabilidade Regulatória e Dever de Regime Transitório....101
P12 — Clarificação da Fronteira de Competências entre o Governo e a ERSE....101
6.3. Nota Final: O Direito da Energia como Campo de Batalha e de Construção....101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS....102
SUPLEMENTO TÉCNICO....108
PARTE A — TIPOLOGIA DAS ENERGIAS EM PORTUGAL E NA UNIÃO EUROPEIA 109

A.1. ENERGIA HÍDRICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA.....110
A.1.1. Regime de Concessão do Aproveitamento Hídrico.....110
A.2. ENERGIA EÓLICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA.....111
A.2.1. Regime de Licenciamento da Eólica Terrestre.....112
A.2.2. Regime da Eólica Offshore — Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore.....112
A.2.3. O Novo Quadro de 2026: Zonas de Aceleração e Prazos Máximos na Eólica Offshore.....115
A.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA 115
A.3.1. Regimes de Autoconsumo — Evolução até ao DL n.º 15/2022.....115
A.3.2. O Contrato de Aproveitamento Energético Renovável e o Deferimento Tácito (Lei n.º 29/2026).....116
A.4. GÁS NATURAL — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA.....117
A.4.1. Estrutura do Sector do Gás Natural.....117
A.5. PETRÓLEO E COMBUSTÍVEIS — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA.....118
A.5.1. Regime Jurídico do Mercado de Combustíveis — DL n.º 31/2006.....118
A.6. HIDROGÉNIO VERDE E ENERGIAS EMERGENTES.....119
A.6.1. Gases Renováveis: o Mecanismo de Comparticipação nos Encargos de Ligação (DL n.º 94/2026).....121
A.7. MOBILIDADE ELÉTRICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA.....121
A.7.1. O Novo Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (RJME).....121
A.7.2. Infra-estrutura de Carregamento: Requisitos Técnicos e Domínio Público.....122
A.7.3. Mobilidade Elétrica e Vehicle-to-Grid (V2G): Interface com o Sistema Elétrico 123
PARTE B — LICENCIAMENTO, FISCALIZAÇÃO E SUPERVISÃO DA ENERGIA EM PORTUGAL.....124
B.1. O SISTEMA INTEGRADO DE LICENCIAMENTO ENERGÉTICO.....124
B.1.1. Estrutura Geral do Licenciamento.....124
B.1.2. Regime Acelerado — Regulamento (UE) 2022/2577.....125
B.1.3. Projectos de Interesse Nacional (PIN).....125
B.1.4. As Zonas de Aceleração e os Prazos Máximos de Controlo Prévio (DL n.º 130/2026).....126
B.1.5. A Gestão Dinâmica da Capacidade de Ligação à RESP (DL n.º 100/2026).....126
B.2. FISCALIZAÇÃO E SUPERVISÃO DO SECTOR ENERGÉTICO.....127
B.2.1. Arquitectura da Fiscalização — Mapa de Competências.....127
B.2.2. A ERSE como Regulador Principal — Poderes de Supervisão.....128
B.2.3. Regime de Inspeções Periódicas Obrigatórias.....128
B.3. GESTÃO TERRITORIAL E CONDICIONANTES DE ORDENAMENTO.....130

B.3.1. A Hierarquia dos Instrumentos de Gestão Territorial (IGT).....130
B.3.2. A Reserva Ecológica Nacional (REN): Distinção Face à RAN.....130
B.3.3. Rede Natura 2000, Servidões Administrativas e Património Cultural.....131
B.3.4. Síntese: o «Mapa de Condicionantes» como Instrumento de Due Diligence...132
B.4. AS CONCESSÕES MUNICIPAIS DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO. 132
B.4.1. Origem Histórica e Fundamento da Competência Municipal.....132
B.4.2. O Regime Jurídico Actual: da Lei n.º 31/2017 ao DL n.º 15/2022.....133
B.4.3. O Debate Doutrinal: Integração na RND ou Preservação da Autonomia Municipal?.....133
B.4.4. Estado do Processo em 2025-2026: Uma Crise de Adiamentos.....134
B.4.5. Nota Jurisprudencial: o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 739/2021.....135
B.4.6. Matérias Excluídas do Âmbito Concessório.....136
B.4.7. O Regime Histórico da Ocupação do Domínio Público pelas Linhas Eléctricas 136
PARTE C — COMPOSIÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA: ELECTRICIDADE, GÁS E COMBUSTÍVEIS.....138
C.1. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DA ELECTRICIDADE.....138
C.1.1. Estrutura Geral da Factura de Electricidade.....138
C.1.2. Regime Jurídico das Tarifas de Electricidade.....139
C.1.3. As Alterações Tarifárias de 2025–2026.....140
C.2. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL.....141
C.2.1. Estrutura da Factura do Gás Natural.....141
C.2.2. A Formação do Preço de Grosso do Gás — TTF e JKM.....142
C.2.3. GPL Doméstico — Regime de Preço Máximo.....142
C.3. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS RODOVIÁRIOS.....143
C.3.1. Decomposição do Preço do Gasóleo e da Gasolina.....143
C.3.2. O ISP — Regime Jurídico Detalhado.....143
PARTE D — ENTIDADES REGULADORAS E CONCORRÊNCIA NO SECTOR ENERGÉTICO.....146
D.1. A ERSE — ANATOMIA DO REGULADOR ENERGÉTICO.....146
D.1.1. Organização Interna e Governação.....146
D.1.2. A ERSE no Quadro Europeu — ACER e ENTSOe.....147
D.1.3. Separação de Actividades e Certificação de Operadores de Rede (Unbundling) 147
D.1.4. A Transacção como Paradigma Sancionatório Consensualizado.....149
D.1.5. A Independência da ERSE à Luz do Direito da União: o Acórdão C-718/18. .150
D.2. A DGEG E DEMAIS AUTORIDADES ADMINISTRATIVAS.....151
D.2.1. A DGEG — Licenciamento e Planificação Energética.....151

D.3. CONCORRÊNCIA NO SECTOR ENERGÉTICO.....151
D.3.1. A AdC no Sector da Energia — Quadro Geral.....151
D.3.2. Práticas Anticoncorrenciais Típicas no Sector Energético.....152
D.3.3. Articulação AdC-ERSE — O Protocolo de Cooperação.....153
D.3.4. Regime de Controlo de Concentrações no Sector Energético.....153
D.3.5. Quadro Regulatório da Concorrência no Sector Energético — Nota Jurisprudencial.....154
D.4. A ENSE — SUPERVISÃO DOS COMBUSTÍVEIS.....154
D.5. O SISTEMA REGULATÓRIO ENERGÉTICO: SÍNTESE E CRÍTICA.....155
D.5.1. Mapa do Sistema Regulatório — Quadro Sinóptico.....155
D.5.2. Análise Crítica: Fragmentação Regulatória e Propostas de Reforma.....156
PARTE E — ESTRUTURAÇÃO E FINANCIAMENTO DE PROJECTOS DE ENERGIA 157
E.1. O CONCEITO DE PROJECT FINANCE E A SOCIEDADE-VEÍCULO (SPV)...157
E.2. OS INTERVENIENTES TÍPICOS NUMA OPERAÇÃO DE PROJECT FINANCE 157
E.3. ELEMENTOS ESSENCIAIS À VIABILIDADE E À BANCABILIDADE.....158
E.3.1. Os Rácios de Cobertura e a Estrutura de Amortização.....159
E.3.2. Os Modelos de Receita e a sua Bancabilidade Comparada.....159
E.3.3. O Risco Regulatório como Categoria Autónoma de Risco de Projecto.....159
E.4. ASPETOS JURÍDICOS: DUE DILIGENCE E PACOTE DE GARANTIAS.....160
E.4.1. O Pacote de Garantias em Detalhe e a sua Execução.....161
E.5. ESTRUTURAÇÃO INTERNACIONAL: PORTUGAL COMO ORIGEM E COMO DESTINO DE PROJECTOS.....162
CONCLUSÃO DO SUPLEMENTO.....163
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS — SUPLEMENTO.....165
ANEXO — ANTEPROJECTO DE LEI DE BASES DA ENERGIA E DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E ECONÓMICA NACIONAL.....167
Nota Introdutória — Os Princípios do Direito da Energia Consagrados na Lei de Bases 167
Exposição de Motivos.....168
Título I — Princípios Gerais.....170
Título II — Soberania e Segurança Energética Nacional.....172
Título III — Organização do Sistema Energético Nacional.....174
Título IV — Modelo Institucional e Governação.....178
Título V — Finanças Públicas e Boa Gestão do Sector Energético.....179
Título VI — Compatibilização com o Direito da União Europeia.....180
Título VII — Fiscalização e Regime Sancionatório.....181

Título VIII — Disposições Finais e Transitórias.....182
GLOSSÁRIO FINAL — TERMOS TÉCNICOS, SIGLAS E INSTITUIÇÕES.....183

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 — Lista de Siglas e Abreviaturas do Sector Energético.....15
Quadro 2 — Instituições Europeias do Sector Energético.....16
Quadro 3 — Comparação de Tecnologias por F-LCOE.....42
Quadro 4 — Síntese da Jurisprudência Constitucional Energética.....62
Quadro 5 — Jurisprudência do TCAS em Matéria Energética.....72
Quadro 6 — Sistemas Regulatórios Comparados — Análise Crítica.....75
Quadro 7 — Tensões Estruturais do Direito da Energia.....96
Quadro 8 — Tipologia das Energias em Portugal e na União Europeia.....109
Quadro 9 — Estrutura do Sistema Integrado de Licenciamento Energético.....124
Quadro 10 — Mapa de Competências de Fiscalização do Sector Energético.....127
Quadro 11 — Composição da Factura de Electricidade.....138
Quadro 12 — Composição da Factura do Gás Natural.....141
Quadro 13 — Decomposição do Preço do Gasóleo e da Gasolina.....143
Quadro 14 — Competências da DGEG.....151
Quadro 15 — Regime de Controlo de Concentrações no Sector Energético.....154
Quadro 16 — Mapa do Sistema Regulatório Energético Português.....155

GLOSSÁRIO TÉCNICO E LISTA DE SIGLAS

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS FUNDAMENTAIS

A — C

Acoplamento de mercados (Market Coupling) — Mecanismo de integração dos mercados grossistas de electricidade de vários países ou regiões, pelo qual os preços e os fluxos transfronteiriços são determinados simultaneamente por um algoritmo único (EUPHEMIA no contexto europeu).

Autoconsumo — Produção de energia elétrica por um consumidor, destinada principalmente ao seu consumo próprio, podendo os excedentes ser injetados na rede ou partilhados com terceiros numa comunidade de energia.

Bail-in energético — Por analogia com o bail-in bancário: mecanismo regulatório que impõe aos acionistas e credores das empresas energéticas a absorção das perdas associadas à transição energética, sem recurso a dinheiros públicos. Conceito emergente no debate sobre a descarbonização das empresas integradas de gás fóssil.

Bem público impuro (Impure public good) — Bem que apresenta características de não-rivalidade (ou rivalidade limitada) e de não-exclusão (ou exclusão limitada). A rede de transporte de energia é frequentemente classificada como bem público impuro: não é rival (a utilização por um agente não impede a de outro, dentro dos limites de capacidade), mas é excluível (o acesso pode ser condicionado ao pagamento de tarifas).

CAER (Contrato de Aproveitamento Energético Renovável) — Figura contratual típica criada pela Lei n.º 29/2026, de 23 de junho, destinada à cedência do uso de coberturas, terraços e terrenos para instalação e exploração de sistemas de produção de energia renovável, com regulamentação e modelo-tipo a aprovar por portaria.

CESE (Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético) — Tributo criado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro e sucessivamente prorrogado, incidente sobre o valor dos activos das pessoas colectivas do sector energético, com receita consignada ao FSSSE. Qualificado como contribuição financeira pelo Acórdão TC n.º 7/2019 e declarado parcialmente inconstitucional, com força obrigatória geral, pelo Acórdão TC n.º 677/2025.

CIEG (Custos de Interesse Económico Geral) — Categoria tarifária que integra os custos reconhecidos como de interesse geral para o sistema elétrico nacional, incluindo os custos das renováveis em regime antigo, da produção em regime especial, das medidas de eficiência energética e dos mecanismos de garantia de potência. Em 2023, representavam cerca de €3,4 Md/ano nas facturas dos consumidores portugueses (Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Elétrica 2024).

Comunidade de Energia (CE) — Pessoa colectiva com base em participação aberta e voluntária, controlada pelos acionistas ou membros, cujo objectivo principal é o fornecimento de benefícios económicos, ambientais ou sociais a esses membros ou à localidade onde opera, e não a geração de lucro financeiro.

Comunidade de Energia Renovável (CER) — Tipo específico de comunidade de energia cujo objeto se centra na produção, consumo, armazenamento e comercialização de energia renovável.

Contratos por Diferença (CfD — Contracts for Difference) — Instrumento financeiro-regulatório no qual o produtor de energia renovável recebe um preço de exercício (strike price) fixado em leilão: se o preço de mercado for inferior ao strike price, o Estado paga a diferença ao produtor; se for superior, o produtor reembolsa o Estado.

D — H

Descarbonização — Processo de eliminação ou redução drástica das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), em especial de CO_2, de um sistema económico, sector ou processo produtivo.

Distributed Energy Resources (DER) — Recursos de produção, armazenamento e controlo da procura de electricidade dispersos pelo sistema de distribuição, incluindo painéis solares residenciais, baterias domésticas, veículos elétricos com capacidade de injeção na rede (V2G) e sistemas de gestão activa da procura (demand response).

DSCR (Debt Service Cover Ratio) — Rácio entre o fluxo de caixa disponível para serviço da dívida e o serviço da dívida devido num dado período. Instrumento central de aferição da bancabilidade em project finance, cujo incumprimento constitui, em regra, evento de default e cujo nível de distribuição condiciona o pagamento de dividendos aos sponsors.

Essential Facility Doctrine — Doutrina jurídica desenvolvida na jurisprudência antitruste americana e europeia, segundo a qual o detentor de uma infra-estrutura sem a qual os concorrentes não podem operar de forma viável tem obrigação de a disponibilizar em condições razoáveis e não discriminatórias.

Feed-in Tariff (FIT) — Tarifa garantida paga ao produtor de energia renovável pela energia elétrica injetada na rede, fixada administrativamente e independente do preço de mercado. Mecanismo de apoio historicamente dominante em Portugal e na Europa até à transição para os regimes de leilões.

FSSSE (Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético) — Fundo ao qual foi consignada a receita da CESE, com o duplo propósito de reduzir a dívida tarifária do Sistema Eléctrico Nacional e de financiar medidas de política social e ambiental no sector.

Gestor Global do Sistema (GGS) — Entidade responsável pela coordenação e garantia do funcionamento global do SEN, incluindo a gestão das actividades técnicas essenciais do sistema elétrico nacional. Em Portugal, a função de GGS é exercida pela REN.

Green Premium — Diferença de preço entre um produto/combustível verde (baixo carbono) e o equivalente convencional (alto carbono). O green premium para o hidrogénio verde é actualmente estimado entre €1,5 e €4/kg H_2, dependendo do custo da electricidade renovável.

I — M

Iberian Exception (Mecanismo Ibérico de Ajustamento) — Mecanismo temporário autorizado pelo Reg. (UE) 2022/1854, aplicável a Portugal e Espanha entre junho de 2022 e maio de 2024, que permitia a aplicação de um cap ao preço do gás natural utilizado na geração de electricidade, para reduzir o preço de grosso da electricidade no MIBEL.

Interconexão — Infra-estrutura de transporte de electricidade ou gás que liga os sistemas de dois países ou regiões, permitindo as trocas transfronteiriças de energia.

Justiça Energética (Energy Justice) — Conceito teórico que avalia as dimensões distributiva (quem paga/beneficia), procedimental (quem participa nas decisões) e de reconhecimento (que comunidades são incluídas/excluídas) das políticas energéticas.

Marginal Pricing (Preço Marginal) — Mecanismo de formação do preço de grosso da electricidade em que o preço é determinado pelo custo marginal da última unidade de produção necessária para satisfazer a procura (unidade marginal), tipicamente uma central a gás natural ou a carvão. Todos os produtores recebem este preço unitário (pay-as-cleared).

MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) — Mercado regional de electricidade partilhado entre Portugal e Espanha, criado em 2004 e operacional desde 2007, composto pelo mercado spot (OMIE, polo espanhol) e pelo mercado de derivados (OMIP, polo português).

N — R

Net-Zero — Estado de equilíbrio entre as emissões de GEE produzidas e as absorvidas ou removidas da atmosfera. A neutralidade carbónica (net-zero de CO_2) é o objectivo da UE para 2050 (Reg. (UE) 2021/1119).

Operador da Rede de Transporte (TSO — Transmission System Operator) — Entidade responsável pela gestão, manutenção e desenvolvimento da rede de transporte de electricidade ou gás, garantindo a segurança e a eficiência do sistema. Em Portugal: REN para electricidade e gás.

Power Purchase Agreement (PPA) — Contrato de longo prazo entre um produtor de energia elétrica e um comprador (consumidor ou comercializador), que define o preço e o volume de electricidade a transacionar. Os PPA corporativos permitem às empresas abastecerse de energia renovável a preços estáveis sem depender do mercado spot.

Produtor em Regime Especial (PRE) — Categoria do sistema elétrico português para os produtores de energia a partir de fontes renováveis e de cogeração, sujeitos a regime jurídico e tarifário especial (por oposição ao Regime Geral).

Prosumer — Consumidor que também é produtor de energia (consumer + producer), tipicamente através de painéis solares instalados na sua habitação ou empresa. Os prosumers são agentes centrais do paradigma energético descentralizado.

RAB (Regulated Asset Base) — Modelo de financiamento de infra-estruturas de longo prazo, adoptado no Reino Unido pela Nuclear Energy (Financing) Act 2022, em que o promotor é autorizado a cobrar aos consumidores durante a fase de construção, invertendo a lógica do project finance clássico, em que a remuneração só se inicia com a entrada em exploração.

RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin) — Combustível renovável de origem não biológica, designadamente o hidrogénio verde produzido por eletrólise da água com recurso a electricidade de fonte renovável. Os critérios de qualificação como RFNBO são definidos pelo Delegated Regulation (UE) 2023/1184.

S — Z

Smart Grid — Rede elétrica inteligente que incorpora tecnologias de informação e comunicação para monitorizar, controlar e otimizar em tempo real os fluxos de energia, integrando os DER (distributed energy resources), o armazenamento e a gestão activa da procura.

Soberania Energética — Capacidade de um Estado de controlar as suas fontes e condições de abastecimento energético, incluindo a escolha do mix energético, as condições de exploração dos recursos nacionais e a regulação das importações de energia.

Step-in — Direito conferido aos financiadores, através de acordos directos com as contrapartes contratuais do projecto, de intervir em caso de incumprimento da sociedade-veículo, sanando o incumprimento ou substituindo-a por entidade aceitável, antes da resolução dos contratos essenciais.

Tarifa Social de Energia — Desconto nas facturas de energia elétrica e gás natural aplicado a consumidores economicamente vulneráveis, financiado por encargos sobre todos os consumidores. Em Portugal, criada pelo DL n.º 138-A/2010.

Third Party Access (TPA) — Direito de qualquer agente do sector energético de aceder às redes de transporte e distribuição de electricidade e gás em condições não discriminatórias e transparentes, mediante pagamento de tarifas reguladas.

Transição Energética — Processo de transformação estrutural do sistema energético, caracterizado pela substituição progressiva dos combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis e de baixo carbono, pela eletrificação dos usos finais e pela digitalização das redes.

TRC (Título de Reserva de Capacidade) — Título que confere ao seu titular capacidade de injecção reservada num ponto de ligação da RESP. Convertido, pelo Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio, de direito adquirido de natureza registal em título sujeito a dever de utilização efectiva, sob regime de gestão dinâmica da capacidade.

Unbundling (Separação de Actividades) — Separação legal, funcional ou de propriedade entre as actividades de transporte/distribuição de energia (reguladas, em regime de monopólio natural) e as de produção/comercialização (liberalizadas, em regime concorrencial).

VNU (Versement Nucléaire Universel) — Mecanismo francês em vigor desde 1 de Janeiro de 2026, em substituição do ARENH, que capta 50 % da receita da produção nuclear histórica da EDF acima de um limiar situado entre 78 e 80 €/MWh, e 90 % acima de 110 €/MWh, redistribuindo-a pelos consumidores.

ZAER (Zonas de Aceleração da Implantação de Energia Renovável) — Áreas em terra, no mar ou em águas interiores, definidas por programa sectorial nos termos do Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho, nas quais o procedimento de controlo prévio está sujeito a prazo máximo de um ano, ou de dois anos tratando-se de projectos offshore.

TABELA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

Quadro 1 — Lista de Siglas e Abreviaturas do Sector Energético

Sigla / Abreviatura	Significado
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators — Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (UE)
AdC	Autoridade da Concorrência (Portugal)
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APP	Asset Purchase Programme (BCE)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism — Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (UE)
CER	Comunidade de Energia Renovável
CEP	Clean Energy Package — Pacote Energia Limpa (UE, 2018-2019)
CfD	Contract for Difference — Contrato por Diferença
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CNMC	Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (Espanha)
CRR	Capital Requirements Regulation
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia (Portugal)
EEA	European Environment Agency — Agência Europeia do Ambiente
EED	Energy Efficiency Directive — Directiva de Eficiência Energética
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugal)
EU ETS	EU Emissions Trading System — Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (EUA)
FET	Fair and Equitable Treatment — Tratamento Justo e Equitativo (direito internacional do investimento)
FTJ	Fundo para a Transição Justa (UE)
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GGS	Gestor Global do Sistema
GNL	Gás Natural Liquefeito
HDGM	Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package (UE)
IEA	International Energy Agency — Agência Internacional de Energia
IRENA	International Renewable Energy Agency — Agência Internacional de Energia Renovável
ISO	Independent System Operator — Operador Independente do Sistema
ITO	Independent Transmission Operator — Operador Independente de Transporte
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
NZIA	Net-Zero Industry Act (UE)
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Polo Espanhol

Sigla / Abreviatura	Significado
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Polo Português
PCI	Project of Common Interest — Projecto de Interesse Comum (UE)
PEPP	Pandemic Emergency Purchase Programme (BCE)
PIN	Projecto de Interesse Nacional (Portugal)
PNEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PPA	Power Purchase Agreement — Contrato de Compra de Energia
PRE	Produção em Regime Especial
RED II/III	Renewable Energy Directive — Directiva das Energias Renováveis
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency (UE)
REN	Rede Energética Nacional (Portugal)
RENS	Regime de Energias Renováveis Novas e Solares (leilões Portugal)
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin
SEN	Sistema Elétrico Nacional (Portugal)
SIEG	Serviço de Interesse Económico Geral
STA	Supremo Tribunal Administrativo (Portugal)
TC	Tribunal Constitucional (Portugal)
TCA	Tribunal Central Administrativo (Portugal)
TCE	Tratado da Carta da Energia
TFUE	Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia
TPA	Third Party Access — Acesso de Terceiros
TSO	Transmission System Operator — Operador da Rede de Transporte
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
V2G	Vehicle-to-Grid — Veículo para Rede

QUADRO SINÓPTICO DAS INSTITUIÇÕES EUROPEIAS DO SECTOR ENERGÉTICO

Quadro 2 — Instituições Europeias do Sector Energético

Instituição	Sede	Base Jurídica	Função Principal
Comissão Europeia (DG ENER)	Bruxelas	TFUE, art.º 17.º	Iniciativa legislativa, proposta de atos delegados e de execução, supervisão da aplicação do direito da energia da UE pelos EM
Conselho da UE	Bruxelas	TFUE, art.º 16.º	Co-legislador em processo legislativo ordinário; definição da política energética dos EM (art.º 194.º TFUE)
ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)	Ljubljana	Reg. (UE) 2019/942	Coordenação dos reguladores nacionais, aprovação de metodologias de tarifas transfronteiriças, supervisão do REMIT
ENTSO-E (European	Bruxelas	Reg. (UE)	Coordenação técnica dos TSO europeus; código

Instituição	Sede	Base Jurídica	Função Principal
Network of TSOs for Electricity)		2019/943, art.º 28.º	de rede europeu; modelo de rede europeia
ENTSO-G (European Network of TSOs for Gas)	Bruxelas	Reg. (CE) 715/2009	Coordenação técnica dos gestores de rede de gás natural; planos de desenvolvimento das redes de gás
ERSE (Portugal)	Lisboa	DL n.º 187/95 (rev.)	Regulação sectorial do sector elétrico e do gás natural em Portugal; fixação de tarifas; supervisão comportamental
REN (Portugal)	Lisboa	Contratos de concessão	TSO de electricidade (RNT) e de gás natural (RNTGN); GGS do SEN
DGEG (Portugal)	Lisboa	DL orgânico XXIII Governo	Licenciamento, planificação e execução da política energética nacional; gestão dos leilões RENS
OMIE / OMIP	Madrid / Lisboa	Convenção MIBEL	Operadores do mercado ibérico de electricidade: mercado spot (OMIE) e derivados (OMIP)

PARTE I — TEORIA GERAL DO DIREITO DA ENERGIA

CAPÍTULO 1 — CONCEITO, NATUREZA JURÍDICA, AUTONOMIA CIENTÍFICA E FORMAÇÃO HISTÓRICA

NOTA METODOLÓGICA E POSIÇÃO EPISTEMOLÓGICA DO MANUAL

O presente Manual adota uma metodologia pluralista, que rejeita simultaneamente a pretensão de neutralidade axiológica estrita — impossível num campo jurídico atravessado por conflitos de interesses materiais e por escolhas de valores irredutíveis — e o dogmatismo escola-cêntrico que absolutiza os critérios de uma única corrente de pensamento. Nos domínios em que existe consenso científico — a realidade das alterações climáticas, a eficiência do mecanismo de acoplamento de mercados como instrumento de coordenação, o nexo entre segurança tarifária e investimento renovável — o Manual apresenta esse consenso como tal, identificando com precisão as fontes empíricas que o sustentam. Nos domínios em que persiste genuína controvérsia académica e normativa — o papel do Estado na política industrial energética, os limites constitucionais da soberania dos EM em matéria de mix energético, a dimensão do constitucionalismo climático, o trade-off entre eficiência de curto prazo e resiliência sistémica de longo prazo — o Manual apresenta as posições em confronto com igual densidade analítica, indicando a posição que o autor considera defensável com base nos argumentos disponíveis, sem pretender que essa posição seja isenta de contestação. As propostas de jure constituendo (Capítulo 6) têm natureza normativa declarada: são recomendações de política jurídica fundadas numa combinação de análise dogmática, análise económica do direito e teoria política. Não pretendem ter a neutralidade da análise positiva do direito vigente; pretendem ter a coerência interna de uma proposta de reforma fundamentada.

A tese central deste Manual. O Direito da Energia pode ser compreendido como um direito de equilíbrio entre tensões estruturais que o legislador não pode eliminar definitivamente, apenas arbitrar em cada momento histórico. Esta é a tese central do presente Manual, e é útil enunciá-la antes de qualquer exposição de regime. Designá-la-emos, ao longo da obra, por Modelo das Tensões Estruturais do Direito da Energia — preferindo «modelo» a «teoria», por se tratar de um instrumento de organização e de crítica do material normativo, e não de uma construção com pretensão explicativa fechada.

A afirmação exige justificação, porque contraria a forma como o sector é habitualmente apresentado. É corrente descrever o Direito da Energia pela sua densidade regulamentar, pela sua interdisciplinaridade ou pela velocidade da sua mutação. Nenhuma destas caracterizações é falsa, mas todas são descritivas: dizem como o campo se apresenta, não porque é assim. A tese aqui proposta é explicativa. A densidade normativa, a interdisciplinaridade e a instabilidade não são patologias do sector nem defeitos de técnica legislativa: são a consequência necessária de o Direito da Energia ter por objecto um bem que é simultaneamente mercadoria, serviço público essencial, recurso comum e infra-estrutura estratégica — quatro qualificações que geram exigências normativas incompatíveis entre si e que nenhum ordenamento consegue satisfazer em simultâneo.

Daqui decorre um método de leitura que atravessa toda a obra. Cada regime jurídico analisado nos capítulos seguintes é apresentado não como solução definitiva de um problema técnico, mas como ponto de equilíbrio provisório entre exigências contraditórias — equilíbrio que exprime uma escolha política determinada, que pode ser criticada, e que será necessariamente revisto. O marginal pricing é eficiente e regressivo; o contrato por diferenças é equitativo e desloca risco para o contribuinte; a aceleração do licenciamento serve a urgência climática e comprime garantias procedimentais; a estabilidade regulatória protege o investimento e imobiliza a adaptação normativa. Em nenhum destes casos existe uma solução tecnicamente correcta à espera de ser descoberta: existe uma repartição de sacrifícios a decidir.

As tensões identificadas neste Manual são seis, sistematizadas no Capítulo 6: eficiência contra equidade; soberania contra integração; concorrência contra política industrial; aceleração contra Estado de Direito; curto contra longo prazo; e estabilidade regulatória contra adaptação normativa. Cada uma delas é permanente — nenhuma foi resolvida em nenhum dos ordenamentos analisados na Parte IV — e cada uma delas dispõe de instrumentos jurídicos de arbitragem que constituem, esses sim, o objecto próprio da dogmática energética.

Esta leitura tem uma consequência metodológica que importa explicitar. Se o Direito da Energia é um direito de equilíbrio, então a avaliação crítica de qualquer regime não se faz perguntando se ele é correcto, mas perguntando três coisas: que tensão pretende arbitrar, que interesses sacrifica, e se o sacrifício imposto é proporcionado ao fim visado. É este o critério que este Manual aplica sistematicamente, tanto na análise do direito vigente como nas propostas de jure constituendo do Capítulo 6.

1.1. Definição e Objeto: Problematização

O Direito da Energia é, antes de mais, um campo em disputa. A aparente neutralidade da definição formal — «conjunto de normas que regulam a produção, transporte, distribuição, armazenamento e comercialização de energia» — dissimula tensões fundacionais sobre a natureza do próprio objeto regulatório: é a energia um bem de mercado, um bem público, um direito fundamental ou um commons?[1]

A resposta a esta questão não é académica. Ela determina: o papel do Estado (regulador de mercado vs. gestor de um serviço público essencial); o modelo de acesso (tarifas de mercado vs. tarifas administrativas); a distribuição dos custos da transição energética (eficiência vs. equidade); e os direitos dos consumidores vulneráveis (protecção supletiva vs. direito social justiciável).[2]

---

[1] Para o enquadramento do Direito da Energia e do investimento energético internacional, v. Talus (2013), EU energy law and policy: A critical account, e Cameron (2010), International energy investment law: The pursuit of stability. As perspectivas regulatória e de investimento têm objectos e pressupostos distintos.

[2] Sobre bens públicos e bens de clube, v. Samuelson (1954) e Buchanan (1965). A aplicação destas categorias às redes energéticas deve atender à capacidade, ao congestionamento, à possibilidade de exclusão e ao regime de acesso. Para a regulação dos sectores de rede, v.

PROBLEMATIZAÇÃO: A Energia como Bem Jurídico — Quatro Paradigmas em Confronto

PARADIGMA 1 — BEM DE MERCADO (escola liberal/eficientista): A energia é uma commodity transacionável em mercados concorrenciais. O preço de mercado é o melhor sinal alocativo. A regulação deve limitar-se às falhas de mercado (monopólio natural das redes, externalidades ambientais). Autores: Joskow (2019), Stoft (2002).

PARADIGMA 2 — SERVIÇO PÚBLICO / SIEG (escola publicista): A energia é um serviço essencial cuja prestação deve articular concorrência, continuidade, acessibilidade e protecção dos consumidores vulneráveis. As obrigações de serviço público e de serviço universal enquadram a intervenção regulatória. Para o enquadramento jurídico, v. Hancher e Larouche (2010), Johnston e Block (2012) e Talus (2013).

PARADIGMA 3 — COMMONS (escola da governação partilhada): A energia e as redes de distribuição são recursos de uso colectivo que devem ser geridos por comunidades de utilizadores, e não por monopólios públicos nem por oligopólios privados. Funda juridicamente as comunidades de energia renovável. Autores: Ostrom (1990).

PARADIGMA 4 — INFRA-ESTRUTURA ESTRATÉGICA (escola geopolítica): A energia é um vetor de poder estratégico, sujeito a considerações de segurança nacional e de continuidade do abastecimento. A dependência externa e o controlo das infra-estruturas críticas condicionam as opções de política energética. Autores: Yergin (2011), Goldthau e Sitter (2015) e Belyi (2015).

POSIÇÃO CRÍTICA: Nenhum dos quatro paradigmas, isoladamente, é suficiente. O Direito da Energia moderno opera num espaço de tensão permanente entre eles — o que explica a instabilidade regulatória e a proliferação de instrumentos híbridos (CfD, mecanismos de capacidade, CER, CBAM).

1.2. A Energia como «Bem Público Impuro» e a Teoria dos Commons

A distinção clássica de Samuelson (1954) entre bens públicos puros (não rivais e não excluíveis) e bens privados (rivais e excluíveis) é insuficiente para capturar a natureza da energia como bem económico e jurídico. A energia é mais adequadamente classificada como «bem público impuro» (Buchanan, 1965) — um bem clube — no que respeita à rede de transporte (utilizável por múltiplos agentes até certo ponto de congestão, e excluível pelo mecanismo tarifário), e como bem privado no que respeita à electricidade propriamente dita (rival e excluível).[3]

Hancher e Larouche (2010).

[3] Ostrom (1990), Governing the commons, analisa formas de governação de recursos de utilização comum. Hardin (1968) constitui uma referência clássica sobre os problemas de acesso e utilização desses recursos. A aplicação aos modelos energéticos exige uma análise institucional própria; o fundamento jurídico das comunidades de energia decorre da legislação aplicável.

A teoria dos commons de Ostrom (1990) oferece uma alternativa às duas soluções clássicas para o problema da sobre-exploração dos recursos de uso colectivo — a privatização e o controlo estatal. Ostrom demonstrou empiricamente que comunidades locais podem gerir sustentavelmente recursos comuns mediante regras de acesso, monitorização e sanção elaboradas colectivamente. Aplicada ao sector energético, esta teoria fundamenta juridicamente as comunidades de energia renovável (CER) como alternativas ao modelo proprietário centralizado, quer público quer privado.

CONFRONTO DE ESCOLAS: Commons vs. Mercado na Governação da Energia

A escola liberal (Joskow, 2019; Stoft, 2002) argumenta que os mercados concorrenciais de energia — devidamente regulados nas componentes de rede — maximizam a eficiência alocativa e promovem o investimento em inovação tecnológica. A intervenção estatal além da regulação das falhas de mercado gera ineficiência, rent-seeking e captura regulatória.

A escola commons (Ostrom, 1990) argumenta que os mercados de energia são sistematicamente falhos — poder de mercado dos grandes produtores, assimetria de informação entre consumidores e comercializadores, externalidades ambientais não internalizadas — e que as soluções de mercado privado tendem a excluir os consumidores mais vulneráveis.

A escola neokenesiana energética (autores da teoria do «Estado empreendedor» (v. Mazzucato, M. (2021). Mission Economy. Allen Lane)) vai mais longe e defende que o Estado deve ser «investidor de missão» no sector energético, financiando o desenvolvimento de tecnologias limpas com horizonte temporal além do mercado. O papel do Estado não é apenas corrigir falhas de mercado, mas criar o mercado de energia limpa.

POSIÇÃO DO MANUAL: A posição que este Manual adota — com a ressalva de que se trata de uma tomada de posição normativa, não de uma conclusão necessária da análise positiva — é a da «regulação de Estado estratégico» — o Estado deve combinar mecanismos de mercado (leilões, CfD, mercados de capacidade) com instrumentos de política industrial activa (NZIA, apoio à I&D, infra-estrutura pública), evitando tanto o laissez-faire energético como o dirigismo burocrático.

1.3. A Critical Infrastructure Doctrine e o Regime das Infra-estruturas Críticas Energéticas

A doutrina da essential facility, emergida na jurisprudência antitruste americana e incorporada no direito europeu (TJUE, Oscar Bronner, C-7/97, 1998), impõe ao titular de uma infra-estrutura sem a qual os concorrentes não podem operar de forma economicamente viável a obrigação de garantir acesso em condições razoáveis e não discriminatórias.[4]

[4] Para o acesso a infra-estruturas essenciais, v. o Acórdão Bronner, C-7/97, de 26 de novembro de 1998, ECLI:EU:C:1998:569. O acesso regulado às redes energéticas obedece a regimes sectoriais próprios. Para o enquadramento sistemático, v. Talus (2013) e Johnston e

No direito europeu da energia, esta doutrina é operacionalizada através do regime de Third Party Access (TPA) às redes de transporte e distribuição de electricidade e gás. O TPA regulado — em que as tarifas de acesso são fixadas pelo regulador (ERSE em Portugal) — é a modalidade adoptada pelo Terceiro Pacote Energia, em substituição do TPA negociado que vigorava no Primeiro Pacote. A proibição de recusa de acesso sem justificação técnica ou de segurança é um dos princípios mais firmemente estabelecidos do Direito Europeu da Energia.[5]

1.4. Serviço Universal, SIEG e Energia como Direito Social

O conceito de «serviço universal» no sector energético é distinto do conceito de SIEG (Serviço de Interesse Económico Geral, artigo 14.º e Protocolo n.º 26 TFUE). O serviço universal é o conjunto mínimo de serviços de qualidade determinada que deve ser disponibilizado a todos os utilizadores a preços acessíveis, independentemente da localização geográfica. O SIEG é um conceito mais amplo que compreende obrigações de serviço público que as autoridades nacionais podem impor às empresas de energia para salvaguardar o interesse geral.[6]

A questão de saber se o acesso à energia constitui um direito fundamental justiciável — e não apenas uma mera prestação de serviço universal — é uma das mais debatidas na doutrina contemporânea do Direito da Energia. A progressão para o reconhecimento do «direito à energia» como direito social autónomo é visível na jurisprudência de vários tribunais constitucionais europeus (Itália, Espanha, Portugal) e na crescente incorporação da «pobreza energética» nos quadros legislativos nacionais e europeus.[7]

1.5. Transição Energética: Um Novo Paradigma Jurídico-Constitucional

---

Block (2012).

[5] A protecção das infra-estruturas energéticas deve ser apreciada no quadro da Directiva (UE) 2022/2557, relativa à resiliência das entidades críticas, e da Directiva (UE) 2022/2555, relativa à cibersegurança, com os respectivos regimes nacionais. Para o enquadramento geral, v. Roggenkamp et al. (2016), Energy law in Europe (3.ª ed.).

[6] Sobre sectores de rede e serviços de interesse económico geral, v. Hancher e Larouche (2010), TILEC Discussion Paper 2010-024. O Acórdão VEMW, C-17/03, de 7 de junho de 2005, ECLI:EU:C:2005:362, deve ser lido no seu contexto específico, relativo ao acesso à rede e às condições de compatibilidade das medidas nacionais com o direito europeu.

[7] Para a análise da pobreza energética, v. Bouzarovski (2018), Energy poverty: (Dis)assembling Europe's infrastructural divide. Sobre os princípios e desafios jurídicos do sector, v. Heffron (2021), Energy law: An introduction (2.ª ed.). A quantificação da pobreza energética depende do indicador, do universo e do ano de observação; estes elementos devem ser identificados em cada utilização estatística.

A «transição energética» não é apenas um fenómeno tecnológico (substituição de combustíveis fósseis por renováveis) nem meramente económico (transformação das estruturas de custo e de mercado). É, no plano jurídico, uma transformação de paradigma regulatório — o que Künneke, Groenewegen e Ménard (2010) designam de «reorganização dos modos de governação» das infra-estruturas energéticas. E, no plano político-constitucional, é o que como o que alguns autores da corrente do constitucionalismo climático descrevem como um enquadramento com vocação constitucional para a política climática que reordena as prioridades do Estado e as liberdades dos privados.

A perspectiva constitucional-climática da transição energética suscita três problemas jurídicos: a justificação proporcional de restrições à liberdade de empresa e à propriedade; o alcance dos deveres de protecção decorrentes dos direitos fundamentais; e a articulação entre compromissos internacionais, legislação e controlo jurisdicional. A literatura sobre constitucionalismo ambiental e litigância climática oferece enquadramentos distintos para estes problemas (Daly & May, 2018; Peel & Osofsky, 2015). A aplicação ao caso português exige a identificação da norma constitucional ou legal pertinente e não decorre automaticamente da adesão a uma determinada corrente teórica.[8]

1.6. Justiça Energética: Três Dimensões Analíticas

O conceito de «justiça energética» (energy justice), desenvolvido por Heffron e McCauley (2017) e por Jenkins et al. (2016), estrutura-se em torno de três dimensões: (i) justiça distributiva — quem paga os custos e quem recebe os benefícios da energia e da transição energética?; (ii) justiça procedimental — quem participa nas decisões sobre planeamento, licenciamento e regulação energéticos?; e (iii) justiça de reconhecimento — que comunidades são sistematicamente excluídas ou desvalorizadas no processo de transição?[9]

A dimensão da justiça intergeracional — dívida climática com as gerações futuras — acrescenta uma quarta dimensão temporal ao conceito. O Acordo de Paris (artigo 2.º) e a Lei de Bases do Clima portuguesa (artigo 3.º, al. g)) consagram explicitamente o princípio da equidade intergeracional. A jurisprudência do Hoge Raad neerlandês no caso Urgenda (2019) constitui o precedente jurisprudencial mais importante neste domínio, declarando que o

[8] Sobre constitucionalismo ambiental, v. Daly e May (2018), Implementing environmental constitutionalism: Current global challenges. Sobre as funções da litigância climática, v. Peel e Osofsky (2015), Climate change litigation: Regulatory pathways to cleaner energy. O enquadramento português exige a consideração do artigo 66.º da Constituição e da Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro.

[9] Sobre justiça energética, v. Heffron e McCauley (2017), Jenkins et al. (2016), McCauley (2018) e McCauley e Heffron (2018). A análise distingue distribuição de benefícios e encargos, participação nos procedimentos e reconhecimento dos grupos afectados.

Estado neerlandês violava os direitos humanos de gerações futuras ao não reduzir as emissões de GEE na medida cientificamente necessária.[10]

CONFRONTO TEÓRICO: Justiça Distributiva vs. Eficiência no Sector Energético

A tensão fundamental entre eficiência económica e justiça distributiva no sector energético manifesta-se de múltiplas formas: (i) Quem paga pelos CIEG? As tarifas reguladas de energia elétrica incorporam os custos históricos das renováveis antigas (~€3,4 Md/ano nos CIEG em 2023 — Fonte: ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Elétrica 2024, Tabela 3.2, p. 47), que são pagos igualmente por todos os consumidores, independentemente do seu rendimento — regressividade da tarifa. (ii) Quem beneficia das renováveis? Os detentores de habitação própria com telhado instalaram painéis solares (autoconsumo) e poupam na factura; os inquilinos de habitação social não têm acesso a este benefício. (iii) Quem suporta o custo dos combustíveis fósseis? Os mais pobres gastam uma percentagem muito maior do rendimento em energia do que os mais ricos — regressividade do imposto sobre combustíveis.

A «just transition» procura responder a esta tensão garantindo que os custos da descarbonização são distribuídos equitativamente e que os grupos mais vulneráveis são protegidos. O Fundo para a Transição Justa (FTJ) da UE e o Social Climate Fund (SCF, criado pelo ETS 2) são os principais instrumentos europeus de just transition. Em Portugal, o FTJ alocou €235M às regiões afetadas pelo encerramento das centrais a carvão (Sines, Pego) e das minas de lignite.

1.7. A Formação Histórica do Sistema Eléctrico Português: Sete Modelos de Gestão

A dogmática do Direito da Energia perde profundidade quando é exposta fora da sua história. As categorias que os capítulos seguintes analisam — serviço público, concessão, monopólio natural, separação de actividades, mercado grossista, obrigação de serviço universal — não são construções abstractas: são respostas sucessivas a problemas concretos de organização de um sistema técnico, e cada uma delas nasceu do fracasso da anterior. A presente secção reconstitui essa sequência, no plano legal e institucional, e serve de base às secções 1.8 a 1.10, que a completam nos planos da electrificação comparada, da trajectória tecnológica e das falhas de mercado.

1.7.1. A fragmentação concessionária municipal (até 1944)

O primeiro modelo não foi desenhado: resultou. A electricidade chega a Portugal no último quartel do século XIX como serviço urbano de iluminação, e organiza-se em torno de concessões municipais outorgadas a empresas locais, cada uma com a sua central térmica, a sua rede isolada, a sua frequência e a sua tarifa. À entrada da década de 1940 coexistiam catorze companhias de dimensão apreciável, sem interligação significativa entre si, num país cuja produção assentava em centrais a carvão importado.

Do ponto de vista jurídico, o modelo é o da concessão de serviço público local, com o município como concedente e a exclusividade territorial como contrapartida do investimento. Do ponto de vista económico, é o modelo que maximiza a falha do monopólio natural: cada operador replica infra-estrutura, nenhum atinge escala, e a ausência de

[10] Sobre representação dos interesses das gerações futuras e desenho institucional, v. González-Ricoy e Gosseries (2016), Institutions for future generations. A aplicação à política energética exige distinguir os fundamentos normativos da justiça intergeracional das obrigações jurídicas concretamente previstas.

interligação impede a partilha de reserva. Do ponto de vista da segurança de abastecimento, é o modelo mais frágil — como a Segunda Guerra Mundial demonstrou, ao interromper o fornecimento de carvão.

É deste diagnóstico que nasce o diploma fundador do sector. Da mesma época data o Decreto n.º 30350, de 2 de abril de 1940, analisado na secção B.4.7 do Suplemento Técnico, que regula a ocupação do domínio público de estradas, rios e caminhos de ferro pelas linhas eléctricas — sinal de que a questão da travessia de domínios alheios se coloca antes mesmo de existir uma rede nacional.

1.7.2. O planeamento estatal e a Lei da Electrificação Nacional (1944–1975)

A Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, publicada no Diário do Govêrno n.º 285/1944, 1.ª série, e elaborada por José Ferreira Dias Júnior, então subsecretário de Estado da Indústria e do Comércio, é o acto fundador do sistema eléctrico português. O seu propósito declarado era substituir a dependência do carvão importado pelo aproveitamento sistemático da hulha branca — a energia hidráulica dos grandes rios —, e para isso estabeleceu as bases de uma Rede Eléctrica Nacional.

A arquitectura jurídica é a do planeamento por concessão estatal. O Estado deixa de ser espectador da iniciativa municipal e passa a definir centralmente onde se produz, por onde se transporta e a que preço se vende em alta tensão. A execução da lei foi regulada, dezasseis anos depois, pelo Decreto-Lei n.º 43335, de 19 de novembro de 1960, que fixa as definições legais de rede eléctrica nacional e de rede eléctrica primária, e estabelece as condições gerais de venda de energia em alta tensão — definições que, com alterações, atravessam todo o direito subsequente.

A execução foi rápida e é mensurável. Constituem-se, a partir de 1945, as grandes empresas hidroeléctricas de bacia: a Hidro-Eléctrica do Cávado, a Hidro-Eléctrica do Zêzere e, em 1953, a Hidro-Eléctrica do Douro. Entram em serviço as centrais de Vila Nova e de Castelo do Bode em 1951, de Belver em 1952, de Salamonde em 1953, de Cabril em 1954, da Caniçada em 1955 e de Paradela em 1958. Para assegurar o transporte, é criada em 1947 a Companhia Nacional de Electricidade, com capitais públicos e privados, encarregada das linhas de interligação a 150 kV entre os sistemas do Zêzere e do Cávado, e remunerada por uma portagem cobrada aos produtores — a primeira tarifa de uso de rede da história portuguesa, quatro décadas antes de a doutrina europeia a teorizar. Em 1951 é criado o Repartidor Nacional de Cargas, órgão de coordenação da exploração da rede primária e antecessor funcional do actual gestor global do sistema.

Nota dogmática: a Lei n.º 2002 resolve a falha do monopólio natural por integração planeada, e não por concorrência. Reconhece, porém, e este é um traço frequentemente esquecido, a figura do pequeno produtor — que o preâmbulo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, viria a invocar como precedente da produção independente. O sistema nasce, portanto, com uma abertura residual à produção descentralizada que só quatro décadas depois seria reactivada.

1.7.3. O monopólio público verticalmente integrado (1975–1988)

A nacionalização de 1975 e a criação da Electricidade de Portugal, E. P., pelo Decreto-Lei n.º 502/76, encerram o modelo misto. O diploma atribui à EDP, em exclusivo e por tempo

indeterminado, a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em todo o território continental. É o ponto de máxima integração vertical do sistema português: um só operador, uma só tarifa, uma só decisão de investimento.

Duas ressalvas do próprio diploma merecem registo, porque são as fissuras por onde o modelo viria a abrir-se. A primeira consta dos n.os 3 e 4 do artigo 2.º: a exclusividade não impedia a produção e distribuição para uso próprio por entidades que já dispusessem de licença, ou às quais a Direcção-Geral dos Serviços Eléctricos a viesse a conceder, ouvida a EDP. A segunda é a uniformização tarifária nacional, consagrada pelo Decreto-Lei n.º 344-A/82, de 1 de setembro, que consolida a solidariedade geográfica de preço — princípio que sobrevive, sob outra forma, nas actuais tarifas de acesso às redes.

Falha resolvida e falha criada: o modelo resolve o monopólio natural pela propriedade pública e a externalidade da coesão territorial pela tarifa única. Não resolve — e agrava — a assimetria informativa: sem separação contabilística entre actividades nem regulador independente, não existe forma de aferir se os custos reconhecidos na tarifa são eficientes. É esta falha, e não a ideologia, que explica a inflexão de 1988.

1.7.4. A reabertura à iniciativa privada e o comprador único (1988–1995)

A reabertura do serviço de produção e distribuição de energia eléctrica para consumo público à iniciativa privada foi encetada pelos Decretos-Leis n.os 449/88, de 10 de dezembro, e 99/91, de 2 de março. O Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, estabelece o regime da produção independente — a chamada produção em regime especial —, com garantia de aquisição da energia produzida e tarifa administrativamente fixada. É a origem directa do modelo de apoio às renováveis que o Capítulo 2 analisa, e a primeira introdução, no direito português, de um mecanismo de remuneração desligado do custo marginal.

A EDP é transformada em sociedade anónima em 1991, mantendo o capital público. O sistema opera então segundo a lógica do comprador único: a produção pode ser privada, mas escoa integralmente para um adquirente monopolista que a revende ao consumidor. É um modelo de transição que resolve o problema do financiamento da nova capacidade sem abrir o mercado retalhista — e que a primeira directiva europeia viria a admitir expressamente como alternativa ao acesso negociado às redes.

1.7.5. O Sistema Eléctrico Nacional dualista (1995–2006)

O conjunto de diplomas constituído pelos Decretos-Leis n.os 182/95 a 188/95, todos de 27 de junho, é a segunda refundação do sector. Cria o Sistema Eléctrico Nacional, dividido em Sistema Eléctrico de Serviço Público e Sistema Eléctrico Independente, autonomiza a Rede Eléctrica Nacional enquanto operador de transporte e institui a entidade reguladora do sector, que viria a converter-se, pelo alargamento ao gás natural, na actual Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

A inovação estrutural é a separação entre a actividade de rede, reconhecida como monopólio natural e por isso regulada, e as actividades de produção e comercialização, abertas à concorrência. É a transposição, para o direito português, da arquitectura da Directiva 96/92/CE. A dualidade SEP/SEI é a solução de compromisso encontrada para conciliar os contratos de aquisição de energia de longo prazo herdados do período anterior com a abertura do mercado — e é, no plano dogmático, o momento em que o Direito da Energia

português se autonomiza como disciplina, por deixar de ser direito administrativo da concessão e passar a ser direito da regulação económica.

1.7.6. O mercado liberalizado e o mercado ibérico (2006–2019)

A terceira refundação decorre da transposição da Directiva 2003/54/CE e materializa-se no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que fixa as bases gerais do Sistema Eléctrico Nacional, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece o regime jurídico das actividades. Extingue-se a dualidade SEP/SEI, generaliza-se a elegibilidade de todos os consumidores e consagra-se a separação jurídica dos operadores de rede.

Simultaneamente, o sistema deixa de ser nacional. A Convenção de Santiago de Compostela, celebrada entre Portugal e Espanha em 2004, institui o Mercado Ibérico de Electricidade, cujo mercado diário entra em funcionamento em 1 de julho de 2007, com o operador do mercado a prazo sediado em Lisboa e o operador do mercado diário em Madrid. A partir desse momento, o preço grossista da electricidade em Portugal deixa de ser determinado por decisão nacional e passa a resultar do casamento ibérico de ofertas — facto que condiciona toda a análise das secções 2.4 e 4.2.4.

1.7.7. O mercado europeu integrado e a descarbonização (2019–)

O quadro actual resulta do Pacote Energia Limpa para Todos os Europeus, cuja peça central é a Directiva (UE) 2019/944, e da sua transposição pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que unifica num só diploma o regime das actividades de electricidade e introduz as figuras do autoconsumo colectivo, das comunidades de energia renovável, do agregador e do armazenamento. A ele acrescem, no biénio 2025-2026, os diplomas analisados na secção 2.7.

A característica distintiva deste modelo não é a liberalização — que estava consumada em 2006 — mas a subordinação do mercado a um objectivo material externo: a descarbonização. O mercado deixa de ser um fim e passa a ser um instrumento, avaliado pela sua capacidade de induzir investimento em capacidade limpa. É esta subordinação que explica a proliferação de mecanismos correctivos — contratos por diferenças, mecanismos de capacidade, apoios ao armazenamento — e que gera a tensão analisada em 2.4.

1.7.8. Quadro comparativo dos modelos de gestão do sistema

SETE MODELOS DE ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÊS (1890–2026)	
I. Concessão municipal (até 1944)	Concedente: município. Estrutura: catorze companhias sem interligação, produção térmica a carvão importado. Instrumento jurídico: concessão local com exclusividade territorial. Falha dominante: monopólio natural replicado, ausência de escala e de reserva partilhada.
II. Planeamento estatal (1944–1975)	Concedente: Estado. Estrutura: empresas hidroeléctricas de bacia, Companhia Nacional de Electricidade para o transporte, Repartidor Nacional de Cargas para a coordenação. Instrumento: Lei n.º 2002 e Decreto-Lei n.º 43335. Falha resolvida: escala e segurança de abastecimento. Falha residual: ausência de escrutínio de custos.
III. Monopólio público integrado (1975–1988)	Operador único: EDP, E. P., em exclusivo por tempo indeterminado (Decreto-Lei n.º 502/76). Tarifa uniforme nacional (Decreto-Lei n.º 344-A/82). Falha resolvida: coesão territorial de preço. Falha agravada: assimetria informativa e ausência de regulador.
IV. Comprador único (1988–1995)	Produção privada admitida (Decretos-Leis n.os 449/88 e 99/91) e regime especial de produção (Decreto-Lei n.º 189/88), com escoamento obrigatório para adquirente monopolista. Falha resolvida: financiamento de nova capacidade. Falha residual: mercado retalhista fechado.
V. SEN dualista	Decretos-Leis n.os 182/95 a 188/95. Separação entre rede regulada e actividades concorrenciais;

(1995–2006)	criação da entidade reguladora e autonomização do operador de transporte. Falha resolvida: confusão entre monopólio natural e actividade competitiva.
VI. Mercado liberalizado e MIBEL (2006–2019)	Decretos-Leis n.os 29/2006 e 172/2006; Convenção de Santiago de Compostela (2004) e entrada em funcionamento do mercado diário ibérico em 2007. Falha resolvida: elegibilidade universal e formação concorrencial do preço. Falha criada: exposição do preço nacional a choques externos.
VII. Mercado europeu descarbonizado (2019–)	Directiva (UE) 2019/944 e Decreto-Lei n.º 15/2022; autoconsumo, comunidades de energia, agregação e armazenamento; revisão do desenho de mercado pelo Regulamento (UE) 2024/1747. Falha em tratamento: inadequação do preço marginal ao financiamento de capital renovável.

1.8. A Electrificação do País em Perspectiva Comparada

A história institucional que antecede é inseparável de uma história material: a da extensão física da rede ao território e à população. Convém distinguir dois planos que o debate público confunde — a electrificação em alta tensão, que é um problema de estrutura de sistema, e a electrificação em baixa tensão, que é um problema de coesão social e territorial.

1.8.1. A rede em alta tensão: da interligação de bacias à malha europeia

A rede primária portuguesa nasce, como se viu, da necessidade de interligar os sistemas hidroeléctricos do Zêzere e do Cávado, a 150 kV, em 1947. A lógica é a da complementaridade de bacias: rios com regimes hidrológicos distintos, cuja produção se compensa mutuamente, exigem uma rede que permita transportar excedentes de uma para outra. É a mesma lógica que, meio século depois, justifica a integração europeia — com a diferença de que a complementaridade a explorar deixou de ser hidrológica e passou a ser meteorológica e horária.

A malha portuguesa evolui depois para 220 kV e, a partir da década de 1990, para 400 kV, acompanhando o crescimento da carga e a localização crescentemente periférica da produção. A interligação com Espanha, historicamente débil, é o factor que mais condiciona a posição portuguesa: um sistema com forte penetração renovável e capacidade de interligação limitada enfrenta simultaneamente o risco de vertimento em horas de excedente e o de dependência térmica em horas de escassez. É a razão pela qual a política europeia fixa metas de capacidade de interligação, e a razão pela qual a questão das zonas de preço, analisada em 4.2.4, tem em Portugal uma incidência particular.

1.8.2. A rede em baixa tensão e a electrificação rural

A electrificação em baixa tensão seguiu trajectória inversa à da alta tensão: foi tardia, descentralizada e financiada por instrumentos de solidariedade. A pequena distribuição permaneceu, na arquitectura da Lei n.º 2002, na esfera municipal — e é essa opção que explica o modelo concessório de baixa tensão que subsiste até hoje, analisado na secção B.4 do Suplemento Técnico e na jurisprudência do Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 739/2021. A criação de federações de municípios para execução e exploração das obras de pequena distribuição, documentada em diplomas do início da década de 1960, é a expressão institucional dessa opção.

A universalização do acesso é, em Portugal, um fenómeno das décadas de 1970 e 1980, e a tarifa uniforme do Decreto-Lei n.º 344-A/82 é o instrumento que a tornou financeiramente possível: o consumidor urbano subsidia, através do preço, a extensão da rede ao consumidor

rural. Trata-se de uma obrigação de serviço público antes de o conceito existir na terminologia europeia, e é o antecedente directo da tarifa social e dos custos de interesse económico geral analisados na Parte C.

1.8.3. Comparação com a Europa e com os Estados Unidos

A comparação internacional revela que a sequência portuguesa não é excepcional na estrutura, mas é tardia no calendário — e que o desfasamento tem consequências jurídicas duradouras.

MODELOS DE ELECTRIFICAÇÃO E ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA: PORTUGAL, EUROPA E ESTADOS UNIDOS	
Estados Unidos	Electrificação urbana precoce por iniciativa privada regulada, com comissões estaduais de serviços públicos desde o início do século XX. A electrificação rural exigiu intervenção federal específica, através do programa lançado em 1935 e consolidado pelo Rural Electrification Act de 1936, assente em cooperativas de consumidores — modelo que nunca teve equivalente em Portugal. A abertura à produção independente antecede a europeia, com o Public Utility Regulatory Policies Act de 1978, e o acesso aberto às redes é imposto por acto do regulador federal, e não por lei, com as Ordens n.os 888 e 889 da Federal Energy Regulatory Commission, de 1996.
Reino Unido	Nacionalização em 1947 e sistema centralizado sob o Central Electricity Generating Board a partir de 1957; privatização e criação do primeiro mercado grossista europeu pelo Electricity Act 1989. É o percurso inverso do português no calendário: nacionaliza trinta anos antes e liberaliza vinte anos antes.
França	Nacionalização em 1946 e constituição da Électricité de France como operador integrado, com opção nuclear estruturante a partir da década de 1970. A abertura do mercado é tardia e reticente, e o acesso regulado à electricidade nuclear histórica, vigente entre 2011 e 2025, é a expressão jurídica dessa reticência — ver a secção 4.4.1.
Espanha	Sistema historicamente privado e fragmentado, com integração tardia e forte peso do défice tarifário. A convergência com Portugal faz-se pelo mercado ibérico, e não pela convergência prévia dos modelos nacionais — o que explica as assimetrias que subsistem no MIBEL.
Portugal	Fragmentação municipal até 1944; planeamento estatal hidroeléctrico entre 1944 e 1975; nacionalização em 1975, trinta anos depois do Reino Unido e da França; liberalização entre 1995 e 2006, seguindo o calendário das directivas europeias. Consequência dogmática: o Direito da Energia português constrói-se, em cada fase, por transposição de um modelo externo, o que explica a sua dispersão legislativa e a ausência de uma lei de bases própria — problema que a proposta P1 do Capítulo 6 procura resolver.

1.9. A Trajectória Tecnológica e a Emergência da Sustentabilidade

A cada modelo de gestão corresponde uma base tecnológica dominante, e a sequência das duas não é coincidente: a mudança tecnológica antecede em regra a mudança jurídica, e o direito organiza-se depois para a acomodar.

A fase hídrica (1944–1970). A opção fundadora de 1944 é hidroeléctrica, e é motivada por segurança de abastecimento e não por preocupação ambiental — a hulha branca substitui o carvão importado porque é nacional, não porque é limpa. A sustentabilidade, no sentido contemporâneo, está ausente do quadro conceptual do diploma.

A fase térmica (1970–1997). O crescimento da procura ultrapassa a capacidade hidroeléctrica disponível e obriga ao recurso a centrais térmicas convencionais. A crise petrolífera de 1973, analisada na secção 4.2, expõe a vulnerabilidade do modelo e desencadeia a diversificação para o carvão, com as centrais de Sines e do Pego a estruturarem o parque térmico nacional a partir da década de 1980.

A fase do gás natural (1997–2005). A entrada do gás natural em Portugal, no final da década de 1990, e a difusão dos ciclos combinados, alteram a estrutura de custos do sistema e introduzem a tecnologia que viria a fixar o preço marginal na maioria das horas — facto que está na origem de todo o debate analisado na secção 2.4.

A fase renovável (2005–). O regime de produção independente criado em 1988 produz efeitos massivos duas décadas depois, com a expansão eólica; a energia solar segue-a a partir do final da década de 2010, já em regime de leilão competitivo e não de tarifa administrativa. O encerramento das centrais a carvão de Sines e do Pego, ambas em 2021, encerra materialmente a fase térmica convencional.

Leitura de conjunto: a sustentabilidade entra no Direito da Energia português por três vias sucessivas e cumulativas: primeiro como segurança de abastecimento, com a Lei n.º 2002; depois como obrigação ambiental externa, por transposição de directivas; e por último como objectivo constitucionalmente ancorado, através da Lei de Bases do Clima. A confusão frequente entre as três é a origem de boa parte da imprecisão do debate público sobre política energética.

1.10. As Falhas de Mercado e as Respostas Normativas Sucessivas

A história que antecede pode ser relida como uma sequência de respostas jurídicas a falhas de mercado sucessivamente identificadas. A releitura não é um exercício de estilo: permite avaliar cada resposta pelo critério do problema que pretendia resolver, e identificar as falhas que permanecem sem resposta adequada.

FALHAS DE MERCADO E RESPOSTAS NORMATIVAS NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS	
Monopólio natural	Falha: a duplicação de redes é economicamente absurda, mas o operador único extrai renda. Respostas sucessivas: exclusividade concessionada com preço fixado (1944); propriedade pública (1975); separação de actividades e regulação independente (1995). Limite actual: a regulação por incentivos depende de informação que o regulado detém — ver a secção D.1.
Externalidade ambiental	Falha: o custo das emissões não é suportado por quem as gera. Respostas: comércio de licenças de emissão; ajustamento carbónico fronteiriço (secção 2.8); mercado voluntário de carbono (secção 2.9). Limite actual: cobertura sectorial incompleta e não-fungibilidade entre instrumentos.
Assimetria informativa	Falha: o consumidor não consegue comparar ofertas nem verificar a formação do preço; o regulador não consegue verificar os custos do regulado. Respostas: obrigações de transparência tarifária; ferramenta de comparação de ofertas da ERSE, alargada aos agregadores pela Lei n.º 29/2026; deveres de reporte e auditoria. Limite actual: a densidade regulamentar torna a informação tecnicamente disponível e praticamente inacessível.
Mercados em falta (missing markets)	Falha: não existe mercado líquido para contratação a vinte ou trinta anos, que é o horizonte dos activos energéticos. Respostas: garantia de aquisição no regime especial de produção (1988); contratos por diferenças bidireccionais (Regulamento (UE) 2024/1747); mecanismos de capacidade. Limite actual: cada resposta desloca risco para o consumidor ou para o contribuinte sem criar o mercado em falta.
Bem público da segurança de abastecimento	Falha: nenhum operador tem incentivo individual a manter reserva. Respostas: Repartidor Nacional de Cargas (1951) e, depois, gestão global do sistema; reservas estratégicas de gás e de produtos petrolíferos; mecanismos de capacidade. Limite actual: qualificação jurídica indefinida dos serviços de sistema, com as consequências analisadas na secção 2.7.3.
Coesão territorial e pobreza energética	Falha: o custo de servir o consumidor periférico ou vulnerável excede a sua disponibilidade para pagar. Respostas: tarifa uniforme nacional (Decreto-Lei n.º 344-A/82); tarifa social; custos de interesse económico geral. Limite actual: financiamento por via tarifária e não orçamental, o que faz recair sobre o consumidor de electricidade um encargo de política social — questão retomada na proposta P8 e no artigo 14.º, n.º 2, do Anteprojecto.

1.11. Leitura Histórica pelo Modelo das Tensões Estruturais

A sequência de sete modelos permite verificar a tese enunciada na Nota Metodológica com material que lhe é anterior. Nenhum dos modelos resolveu qualquer das seis tensões: cada um deslocou o ponto de equilíbrio entre elas, sacrificando o que o anterior privilegiara.

O modelo de 1944 privilegia a soberania e a segurança de abastecimento e sacrifica a eficiência estática, ao substituir a concorrência pelo planeamento. O de 1975 privilegia a equidade territorial, através da tarifa uniforme, e sacrifica a informação sobre custos. O de 1995 privilegia a eficiência e sacrifica a estabilidade, ao expor investimentos de longa maturação a um quadro em mutação. O de 2006 privilegia a integração e sacrifica a soberania sobre o preço, que passa a formar-se à escala ibérica. O de 2019 privilegia a descarbonização e sacrifica a coerência do sinal de mercado, ao subordinar o preço a um objectivo material externo.

Conclusão: a história do sector energético português não é a história de um progresso linear rumo a um modelo óptimo, mas a de uma rotação sucessiva do ponto de equilíbrio entre exigências permanentes e incompatíveis. É esta a razão pela qual este Manual sustenta que a tarefa do jurista da energia não é procurar o modelo certo, mas tornar explícito o que cada modelo sacrifica e exigir que o sacrifício seja proporcionado, fundamentado e transitoriamente acautelado — o que fundamenta directamente as propostas P1 e P11 do Capítulo 6.

PARTE II — O PACTO ECOLÓGICO EUROPEU, FIT FOR 55 E O DEBATE SOBRE A POLÍTICA ENERGÉTICA DA UE

CAPÍTULO 2 — O GREEN DEAL COMO TRANSFORMAÇÃO CONSTITUCIONAL-ENERGÉTICA

2.1. O Green Deal como Marco Jurídico-Constitucional da Política Climática Europeia

O Pacto Ecológico Europeu (COM(2019) 640 final, de 11 de dezembro de 2019) estrutura uma agenda transversal de transformação económica e ambiental. Neste Manual, a expressão «marco constitucional-programático» designa uma hipótese de interpretação sobre a reorganização de prioridades públicas. A comunicação da Comissão não altera, por si, os Tratados nem constitui uma nova fonte de competência. A eficácia jurídica das medidas depende dos actos legislativos que as concretizam, designadamente o Regulamento Europeu do Clima e a legislação do pacote Fit for 55. A hipótese deve ser apreciada à luz da diferença entre orientação política, norma vinculativa e proposta de reforma.

O Regulamento (UE) 2021/1119 — Regulamento Europeu do Clima — consagra o objectivo de neutralidade climática da União até 2050 e a meta de redução interna das emissões líquidas de gases com efeito de estufa de, pelo menos, 55 % até 2030, relativamente a 1990. Trata-se de obrigações de direito derivado, cujo âmbito e instrumentos devem ser determinados pelo articulado do regulamento e pela legislação que o executa. A sua relação com a Constituição e com a margem de decisão do legislador exige análise jurídica própria.

CONFRONTO: Constitucionalismo Climático — Oportunidade ou Ameaça ao Estado de Direito?

A FAVOR (constitucionalismo climático): A literatura sobre constitucionalismo ambiental e litigância climática examina o contributo dos direitos e dos tribunais para a protecção de interesses ambientais de longo prazo (Daly & May, 2018; Peel & Osofsky, 2015). A apreciação de cada decisão exige distinguir a tutela de obrigações jurídicas existentes da definição judicial de novas escolhas de política pública.

CONTRA (soberania democrática): Vozes críticas (autores da corrente crítica do ativismo judicial climático) alertam para os riscos do «imperialismo judicial verde»: os tribunais, ao substituírem os parlamentos na definição das metas climáticas, violam o princípio democrático e a separação de poderes. A fixação de metas climáticas é uma decisão política que deve resultar do processo legislativo democrático, não de decisões judiciais.

POSIÇÃO INTERMÉDIA: A intervenção de Lenaerts (2023) situa a litigância climática no quadro dos meios de tutela e das competências jurisdicionais. A interpretação orientada pela protecção ambiental deve respeitar a base jurídica aplicável, o equilíbrio institucional e a margem de conformação do legislador.

POSIÇÃO CRÍTICA — Contenção judicial em matéria climática: Uma crítica institucional ao constitucionalismo climático expansivo deve ponderar a legitimidade democrática das escolhas distributivas, a capacidade técnica dos tribunais e as condições de execução das decisões. Estas são questões de avaliação defendidas neste Manual. A urgência climática não dispensa a demonstração da

obrigação jurídica exigível, da competência do órgão e da proporcionalidade da resposta. O debate incide, assim, sobre a distribuição de responsabilidades entre legislador, Administração e tribunais.

2.2. Soberania Energética: Tensão entre o Artigo 194.º TFUE e a Competência Harmonizadora da UE

O artigo 194.º TFUE incorpora uma tensão estrutural irresolvida: o n.º 1 atribui à UE competência para estabelecer os princípios da política energética comum; o n.º 2, por sua vez, ressalva o direito de cada EM de «determinar as condições de exploração dos seus recursos energéticos, a escolha entre diferentes fontes de energia e a estrutura geral do seu aprovisionamento energético». Esta «cláusula de soberania energética» tem sido invocada pelos EM para resistir à harmonização europeia do mix energético.[11]

Johnston e Block (2012) analisam em detalhe esta tensão, concluindo que a «cláusula de soberania» do artigo 194.º, n.º 2, TFUE não é absoluta e não impede a adopção de medidas europeias que indiretamente condicionam as escolhas dos EM quanto ao mix energético, desde que essas medidas sejam justificadas pelos objectivos do artigo 194.º, n.º 1. A adopção do EU ETS, das metas de renováveis e das metas de eficiência energética são exemplo de medidas que limitam de facto a soberania energética dos EM, sem formalmente violarem o artigo 194.º, n.º 2.[12]

DEBATE: A Questão Nuclear — Paradigma da Tensão Soberania vs. Integração

A questão da energia nuclear é o laboratório mais puro da tensão entre soberania energética dos EM e integração europeia. A UE não tem competência para ditar a composição do mix energético dos EM (art.º 194.º, n.º 2, TFUE). Por isso, a França pode expandir o seu parque nuclear, a Alemanha pode eliminá-lo e a Polónia pode construir as suas primeiras centrais nucleares, sem intervenção da Comissão.

No entanto, a inclusão da energia nuclear na Taxonomia Verde europeia (Reg. Delegado (UE) 2022/1214) teve efeitos financeiros significativos: os investimentos em energia nuclear passaram a poder ser classificados como «sustentáveis» para efeitos do SFDR e das obrigações verdes. A Alemanha e a Áustria opuseram-se vigorosamente a esta inclusão, argumentando que viola o princípio da precaução e o Green Deal. O TJUE, no Acórdão Hinkley Point C (C-594/18 P, 2020), confirmou que o apoio estatal à energia nuclear é compatível com o direito da UE.

[11] Para a governação internacional e as dependências energéticas, v. Goldthau e Witte (2010), Global energy governance: The new rules of the game, e Belyi (2015), Transnational gas markets and Euro-Russian energy relations.

[12] Johnston e Block (2012), EU energy law, oferecem um enquadramento sistemático do direito europeu da energia. A articulação entre as competências europeias e as escolhas nacionais exige a leitura do artigo 194.º do TFUE em conjunto com as restantes bases jurídicas e com a legislação aplicável.

2.3. A Política Industrial Europeia de Energia Limpa: NZIA, IRA e a Geopolítica das Cadeias de Valor

O Inflation Reduction Act americano (IRA, agosto 2022), com os seus $369 mil milhões em créditos fiscais para energia limpa, desencadeou uma resposta europeia de política industrial sem precedentes desde o Plano Marshall. O Net-Zero Industry Act (NZIA, Reg. (UE) 2024/1735) e o Critical Raw Materials Act (Reg. (UE) 2024/1252) representam a afirmação de uma política industrial activa da UE no sector das tecnologias limpas, marcando uma rutura com o paradigma da neutralidade tecnológica e da primazia do mercado que dominou a política da Comissão desde os anos 1990.[13]

Esta viragem para a política industrial energética cria tensões múltiplas: (i) com as regras internas da UE sobre auxílios de Estado (flexibilização do State Aid Framework); (ii) com as obrigações da UE na OMC (subsídios GATT); (iii) com o princípio da não discriminação entre EM (os EM mais ricos podem conceder maiores subsídios, fragmentando o mercado único); e (iv) com os princípios da eficiência alocativa e da concorrência (escolha de «campeões nacionais» em detrimento da melhor tecnologia disponível).[14]

TENSÃO FUNDAMENTAL: Concorrência vs. Autonomia Estratégica Energética

A tensão entre concorrência, apoio público à inovação e autonomia estratégica exige distinguir os objectivos das políticas industriais, os instrumentos utilizados e os seus efeitos demonstrados. Juhász, Lane e Rodrik (2024) apresentam uma revisão da investigação económica recente que sublinha a importância do contexto, da avaliação causal e do desenho institucional. Para efeitos analíticos, este Manual distingue três modelos de resposta à tensão entre concorrência e autonomia estratégica:

MODELO 1 — AUTONOMIA ESTRATÉGICA DEFENSIVA: sujeitar operações de investimento estrangeiro ao quadro de análise de riscos para a segurança ou a ordem pública, nos termos do Regulamento (UE) 2019/452. O controlo das subvenções estrangeiras que distorcem o mercado interno obedece a um regime distinto, previsto no Regulamento (UE) 2022/2560.

[13] Sobre os pressupostos e a avaliação económica da política industrial, v. Juhász, Lane e Rodrik (2024), The new economics of industrial policy. O enquadramento europeu inclui o Regulamento (UE) 2024/1735 (NZIA) e o Regulamento (UE) 2024/1252, relativo às matérias-primas críticas.

[14] A compatibilidade dos apoios às tecnologias limpas com o direito europeu e com o direito da Organização Mundial do Comércio exige análise autónoma de cada instrumento. Para a discussão económica, v. Juhász, Lane e Rodrik (2024). A identificação dos objectivos de capacidade produtiva do NZIA não equivale a uma autorização geral de auxílios de Estado.

MODELO 2 — POLÍTICA INDUSTRIAL OFENSIVA: subsídiar ativamente a produção europeia de painéis solares, baterias e electrólisadores, aceitando uma perda temporária de eficiência alocativa em troca de resiliência e soberania tecnológica. O NZIA é a expressão mais avançada deste modelo.

MODELO 3 — MERCADO ABERTO REGULADO: manter a abertura do mercado interno europeu às importações de tecnologias limpas (mesmo chinesas), mas com condições de reciprocidade e de respeito pelas regras da OMC. Inclui o CBAM como instrumento de equilíbrio ambiental.

NOTA ANALÍTICA: A União combina mecanismos de apoio à capacidade produtiva, abertura comercial regulada e instrumentos de protecção da segurança económica. A tipologia dos três modelos constitui uma proposta de sistematização deste Manual. A coexistência dos instrumentos deve ser avaliada pelos seus resultados, pelos custos de eficiência e pelo risco de fragmentação do mercado interno. A diferenciação da capacidade orçamental dos Estados-Membros constitui uma dimensão relevante dessa avaliação.

POSIÇÃO CRÍTICA — Política industrial activa em energia: Os apoios públicos podem corrigir falhas de coordenação, promover aprendizagem tecnológica e reduzir dependências. Podem também produzir captura regulatória, favorecer tecnologias inadequadas e desencadear concorrência entre regimes nacionais de subsídios. A revisão de Juhász, Lane e Rodrik (2024) recomenda uma avaliação contextual dos resultados e dos mecanismos causais. Por isso, o Manual não presume que todo o apoio é eficiente, nem que toda a intervenção constitui uma perda líquida: exige objectivos explícitos, comparação de alternativas, avaliação e possibilidade de correcção.

NOTA ANALÍTICA — Do Hegemon Benevolente ao Hegemon Predatório: Implicações Jurídico-Regulatórias de uma Eventual Transição na Ordem Energético-Monetária Internacional

A economia política internacional estuda a relação entre a distribuição de poder, a provisão de bens públicos internacionais e a transformação da ordem económica (Gilpin, 1981). A análise das redes económicas permite ainda identificar mecanismos de coerção associados ao controlo de posições centrais (Farrell & Newman, 2019). Neste Manual, considera-se como hipótese de investigação que a centralidade do dólar no comércio de hidrocarbonetos, consolidada desde a década de 1970, possa depender crescentemente da combinação entre redes financeiras, sanções e controlo de pontos estratégicos. Esta hipótese exige demonstração empírica própria; não constitui uma conclusão estabelecida pelas obras citadas.

Esta hipótese, a confirmar-se empiricamente, teria implicações diretas para o Direito da Energia europeu e português, em três planos. Primeiro, no plano da segurança de abastecimento: o Regulamento (UE) 2017/1938 e a Directiva (UE) 2022/2557 sobre resiliência das entidades críticas partem do pressuposto de disrupções pontuais ou de origem estatal isolada; uma escalada sistémica nos chokepoints energéticos globais (Estreito de Ormuz, Malaca, cabos submarinos) testaria os limites desse desenho regulatório, pensado para choques localizados, não para disrupções simultâneas e correlacionadas em múltiplos vetores. Segundo, no plano do Direito da concorrência e dos auxílios de Estado: uma deslocação da ordem energética internacional para

um modo mais coercivo reforçaria os argumentos, já identificados na Secção 2.3 deste Manual, a favor do Modelo 1 (autonomia estratégica defensiva) e do Modelo 2 (política industrial ofensiva), em detrimento do Modelo 3 (mercado aberto regulado), com os custos de eficiência alocativa que uma avaliação económica e institucional deve quantificar. Terceiro, no plano do Direito internacional económico: o Regulamento (UE) 2023/2675 (Anti-Coercion Instrument), adoptado precisamente como resposta europeia à utilização de instrumentos de coerção económica por Estados terceiros, ilustra como a arquitectura jurídica europeia já antecipa, ainda que de forma incipiente, um cenário de intensificação da coerção económica internacional.

Cumpre, contudo, sublinhar os limites desta leitura: os dados do FMI sobre composição das reservas internacionais (COFER) documentam erosão gradual, não rutura, da centralidade do dólar, e a inexistência de um substituto líquido comparável ao mercado de dívida pública norte-americano continua a limitar a plausibilidade de um cenário de transição abrupta. A prudência metodológica que preside a este Manual (cf. Nota Metodológica, 1.1) impõe que esta hipótese seja registada como risco regulatório a monitorizar — nomeadamente na revisão dos regimes de segurança de abastecimento e nos exercícios de stress-test às infra-estruturas críticas nacionais — e não como cenário-base do planeamento energético nacional.

2.4. A Crítica ao Marginal Pricing no Mercado Elétrico Europeu

O sistema europeu de formação de preços de grosso da electricidade — marginal pricing ou pay-as-cleared — determina que o preço de toda a electricidade produzida num período de mercado é igual ao custo da última unidade chamada a produzir (a unidade marginal). Com a penetração crescente das energias renováveis de custo marginal próximo de zero (solar, eólica), a unidade marginal é, na maioria das horas, uma central a gás natural (o combustível com maior custo variável entre as fontes despacháveis).[15]

Na crise de 2021–2022, a subida do custo do gás repercutiu-se na formação dos preços grossistas da electricidade. A amplitude dos efeitos sobre produtores e consumidores dependeu dos contratos, da estrutura de produção e dos mecanismos de cobertura. O mecanismo ibérico de ajustamento do custo do gás constituiu uma resposta temporária aprovada no quadro do controlo europeu dos auxílios de Estado. A sua base jurídica deve distinguir-se do Regulamento (UE) 2022/1854, relativo à intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia.[16]

A Comissão Europeia propôs, em março de 2023 (COM(2023) 148 final), uma reforma estrutural do mercado elétrico que mantém o marginal pricing para o mercado spot

[15] Para a análise dos mercados grossistas e da integração de renováveis, v. Joskow (2019), Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The US experience, e Newbery (2016), Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors.

[16] O mecanismo ibérico de ajustamento do custo do gás foi uma intervenção temporária aprovada no quadro europeu de auxílios de Estado. Deve distinguir-se do Regulamento (UE) 2022/1854, relativo à intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia. A avaliação do mecanismo depende do período, dos contratos e dos agentes abrangidos.

mas introduz mecanismos de preços de longo prazo para as novas instalações: CfD de Estado para novas capacidades nucleares e renováveis; incentivos a PPA corporativos. Esta abordagem dual procura combinar os sinais de eficiência de curto prazo do mercado spot com a estabilidade de preços de longo prazo que os investidores em renováveis e os consumidores industriais precisam.[17]

DEBATE ACADÉMICO: Reforma do Mercado Elétrico — Manter ou Abolir o Marginal Pricing?

POSIÇÃO A — PRESERVAR OS SINAIS DE PREÇO DO MERCADO: A formação de preços de curto prazo contribui para coordenar produção, consumo e utilização da capacidade disponível. A literatura analisa, em paralelo, falhas de investimento, adequação de capacidade e integração de renováveis (Newbery, 2016; Joskow, 2019; Cramton et al., 2013). Preservar os sinais de preço não exclui contratos de longo prazo nem instrumentos complementares. O desenho desses instrumentos deve ser avaliado pelos incentivos que cria e pela distribuição de riscos, como ilustra a análise da reforma britânica por Grubb e Newbery (2018).

POSIÇÃO B — REFORMAR o mercado (escola francesa/sul-europeia: autores da escola francesa de economia da energia): O marginal pricing amplifica a volatilidade dos preços das matérias-primas nos preços da electricidade ao consumidor, penalizando os consumidores residenciais que não têm capacidade de hedging. A decoupling das renováveis do mercado marginal — através dos CfD de Estado — é necessária para garantir a viabilidade económica dos investimentos renováveis e a previsibilidade das facturas dos consumidores.

POSIÇÃO C — ABOLIR o mercado grossista (escola da planificação/left): A crise de 2022 demonstrou que os mercados energéticos liberalizados servem os interesses dos produtores e dos traders, não dos consumidores. A solução é a reestatização ou o controlo público dos segmentos de produção, à semelhança do modelo francês (EDF pública) ou do modelo português de tarifa regulada de último recurso.

POSIÇÃO D — CONCORRÊNCIA, PREÇO DO CARBONO E DISCIPLINA DOS APOIOS: Uma perspectiva orientada para a concorrência valoriza sinais de preço consistentes, neutralidade na escolha das tecnologias e limitação de rendas protegidas. Desta perspectiva resulta uma exigência de fundamentação dos subsídios e de avaliação dos seus efeitos sobre inovação, entrada de concorrentes e custos para os consumidores. Trata-se de uma posição de análise institucional apresentada pelo Manual, a confrontar com as falhas de mercado e de coordenação identificadas na literatura (Stoft, 2002; Newbery, 2016; Juhász et al., 2024).

2.4.1. Os Cinco Modos de Falha do Marginal Pricing na Transição

[17] Sobre a organização dos mercados eléctricos, v. Stoft (2002) e Newbery (2016). A proposta COM(2023) 148 deve distinguir-se dos actos posteriormente aprovados, designadamente o Regulamento (UE) 2024/1747 e a Directiva (UE) 2024/1711.

O confronto de escolas exposto no ponto anterior torna-se mais produtivo se se identificarem, com precisão, os modos concretos em que o mecanismo falha. São cinco, não têm a mesma natureza e não exigem a mesma resposta.

(a) Contaminação pelo custo da tecnologia marginal — quando a tecnologia marginal é térmica, o preço de toda a electricidade incorpora o custo do combustível dessa unidade, ainda que ela represente uma fracção reduzida da produção horária. É a falha mais visível, e a que dominou o debate político de 2022, mas é também a menos estrutural: resulta do mix de produção e atenua-se à medida que a penetração renovável aumenta.

(b) Rendas inframarginais sem contrapartida — os produtores com custo variável residual recebem o preço marginal e retêm a diferença. A renda não remunera inovação nem risco assumido: remunera posição na ordem de mérito. O Regulamento (UE) 2024/1747 responde a esta falha através da generalização dos contratos por diferenças bidireccionais para nova capacidade apoiada, o que devolve o excedente ao consumidor — mas apenas quanto à capacidade futura e apoiada, deixando intocado o parque existente.

(c) Inadequação ao perfil de custos das renováveis — o mecanismo foi concebido para tecnologias de custo variável elevado e custo de capital moderado. As renováveis têm o perfil inverso. Um mercado que remunera a energia produzida ao custo marginal não remunera adequadamente o capital afundado, o que obriga à proliferação de regimes de apoio — e o apoio, por sua vez, distorce o mercado que a liberalização pretendia criar. É a falha estruturalmente mais séria, porque não se corrige com o tempo: agrava-se com a penetração renovável.

(d) Degradação progressiva do sinal de preço — à medida que a quota renovável cresce, reduz-se o número de horas em que a tecnologia térmica é marginal e aumenta o número de horas de preço muito baixo ou negativo. O sinal torna-se dicotómico — próximo de zero durante longos períodos, com picos extremos em escassez — e perde utilidade como instrumento de coordenação de investimento. É o fenómeno que a literatura designa por canibalização de preço, e a razão pela qual a remuneração exclusivamente spot se torna inviável para nova capacidade renovável à medida que o sistema se descarboniza.

(e) Propagação transfronteiriça da volatilidade — a integração dos mercados propaga choques de uma jurisdição às demais. A volatilidade resultante eleva o custo de capital e dificulta a contratação de longo prazo, num sector em que a maturidade dos activos é de vinte a quarenta anos. Esta falha liga-se directamente à quinta tensão identificada no Capítulo 6, entre curto e longo prazo.

2.4.2. As Alternativas e as suas Limitações

Nenhuma das alternativas discutidas desde 2022 resolve as cinco falhas em simultâneo, e cada uma introduz custos próprios.

ALTERNATIVAS AO MARGINAL PRICING: VANTAGENS E LIMITAÇÕES	
Pay-as-bid	Cada produtor recebe o preço que ofertou, eliminando a renda inframarginal aparente. Limitação decisiva: induz oferta estratégica — cada produtor deixa de ofertar o seu custo e passa a ofertar a sua estimativa do preço de fecho —, o que destrói a revelação de informação e não reduz necessariamente o preço médio.
Mercados separados	Isola o preço das renováveis do das térmicas. Limitação: perda de eficiência de despacho,

por tecnologia	complexidade na gestão das interligações e necessidade de um mecanismo de repartição que reintroduz, por outra via, a discricionariedade que se pretendia eliminar.
Mecanismo ibérico	Tecto ao custo do gás para efeitos de formação do preço: reduz o preço spot sem despesa orçamental directa proporcional. Limitação: distorce o sinal de preço, gera efeitos de transbordo nas interligações — a energia subsidiada é exportada — e é, pela sua natureza, temporário e derrogatório.
Contratos por diferenças	Estabilizam a receita da nova capacidade e devolvem o excedente ao consumidor. É a via adoptada pelo Regulamento (UE) 2024/1747. Limitação: não altera a formação do preço grossista e cria progressivamente um sistema dual, em que o mercado spot perde liquidez à medida que a sua base contrai.
Preços regulados ou cost-plus	Máxima estabilidade. Limitação: elimina o incentivo à revelação de custos e à eficiência, e transfere para o regulador uma tarefa informacional que nenhum regulador consegue cumprir num sector com esta granularidade.

2.4.3. A Dimensão Jurídica e a Posição do Manual

O debate é habitualmente conduzido em termos económicos, mas tem quatro incidências jurídicas que interessam directamente a este Manual. A primeira é a da igualdade e da justiça energética: a transferência de renda dos consumidores para produtores inframarginais não decorre de mérito nem de risco assumido, mas do desenho do mercado, o que a expõe a escrutínio à luz do artigo 13.º da Constituição e da qualificação da energia como serviço de interesse económico geral. A segunda é a da protecção da confiança: qualquer reforma profunda do desenho de mercado incide sobre investimentos realizados ao abrigo das regras anteriores, e cai por isso no âmbito do princípio da estabilidade regulatória formulado na proposta P11. A terceira é a da repartição de competências: a reforma toca no núcleo do artigo 194.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, que reserva aos Estados-Membros a determinação das condições de exploração dos recursos energéticos e a escolha do cabaz. A quarta é a do direito da concorrência e dos auxílios de Estado, tanto quanto às rendas como quanto aos mecanismos correctivos.

Posição do Manual. o marginal pricing não está tecnicamente quebrado: continua a ser o mecanismo mais eficiente de despacho de curto prazo, e nenhuma das alternativas o supera nessa função. O que está quebrado é a pretensão de que um único preço spot marginal possa, simultaneamente, assegurar despacho eficiente, remunerar capital renovável, proteger o consumidor e sinalizar investimento de longo prazo. Lido pelo Modelo das Tensões Estruturais, o diagnóstico é imediato: exige-se a um só instrumento que arbitre quatro tensões distintas, quando cada uma delas requer instrumento próprio.

A solução defensável é arquitectural e não substitutiva: manutenção do pay-as-clear no mercado de curto prazo, onde a sua virtude é real; generalização de instrumentos de longo prazo — contratos por diferenças bidireccionais, contratos de aquisição de energia e mecanismos de capacidade — que isolem a nova capacidade da volatilidade spot; reforço da contratação a prazo e dos instrumentos de cobertura; e introdução gradual de elementos de diferenciação locacional do preço, que sinalizem o congestionamento da rede em vez de o socializarem nas tarifas de uso, matéria analisada a propósito do modelo nórdico na secção 4.2.4. O que este Manual sustenta não é a abolição do mercado grossista, mas o abandono da ilusão de que ele resolve, sozinho, o problema da transição. Sobre a resposta europeia a este problema — e sobre os seus limites — ver a secção 4.4.4; sobre a solução francesa de substituição do acesso regulado por captação de renda, a secção 4.4.1.

2.5. O Custo Económico da Firmeza Renovável: Conceito de Firm LCOE e Impacto Regulatório

A integração de energia solar e eólica exige distinguir o custo de produção de cada tecnologia, o valor da electricidade no mercado e os custos necessários à segurança do abastecimento. O relatório Renewable Power Generation Costs in 2023 (IRENA, 2024) documenta a evolução dos custos de produção renovável; essa informação, por si só, não demonstra a viabilidade económica de um fornecimento contínuo por combinações específicas de geração e armazenamento. A avaliação deve explicitar as hipóteses sobre perfil de consumo, variabilidade, capacidade firme, interligações, redes e armazenamento. Os trabalhos de Joskow (2019) e Hirth (2013) enquadram os problemas de integração e de valorização da geração variável. Para o Direito da Energia, a questão consiste em definir instrumentos regulatórios que distribuam os riscos e remunerem os serviços necessários, mediante pressupostos técnicos e económicos verificáveis.

2.5.1. O Conceito de Firm LCOE (F-LCOE)

O LCOE (*Levelised Cost of Electricity*) méde o custo médio de gerar uma unidade de electricidade ao longo da vida útil de uma instalação, normalizando todos os custos (CAPEX, OPEX, combustível, financiamento). O LCOE das renováveis é actualmente muito baixo — o solar fotovoltaico caiu 90% desde 2010 (IRENA, 2024) — mas não mede a *firmeza*: a capacidade de produzir em qualquer hora, incluindo períodos de ausência de sol e vento. O Firm LCOE (F-LCOE) corrige esta lacuna: F-LCOE = LCOE base + *firming premium*, onde o *firming premium* inclui o custo do armazenamento dedicado necessário para garantir perfil de produção plano. Juridicamente, este conceito é essencial porque: (i) desloca o debate regulatório de «como integrar renováveis intermitentes» para «como regular sistemas renováveis com firmeza»; (ii) modifica a função regulatória dos mecanismos de capacidade (*capacity markets*) — que passam de garantia de potência fóssil para remuneração de flexibilidade sistémica; e (iii) altera a justificativa económica dos auxílios de Estado às renováveis — que deixam de ser apoio a «indústrias nascentes» para se tornarem compensação de externalidades positivas de segurança de abastecimento.

2.5.2. Quadro Comparativo de Tecnologias por F-LCOE

O quadro seguinte sistematiza as ordens de grandeza do LCOE base e do F-LCOE por tecnologia, com base nos dados da IRENA (2024) e na literatura académica de referência (Joskow, 2019; Hirth, 2013). Os valores são indicativos e variam por contexto geográfico, recursos e estrutura de mercado — devendo ser lidos com cautela metodológica (v. nota crítica em 2.5.3).

Quadro 3 — Comparação de Tecnologias por F-LCOE

Tecnologia	LCOE base	F-LCOE (com firmeza)	Dependência combustível	Sensibilidade geográfica	Impacto regulatório
Solar FV	Muito baixo (24–48 €/MWh)	Médio (60–100 €/MWh)	Nula	Elevada (Ibérica, MENA)	Necessita armazenamento para adequação
Eólico onshore	Baixo (30–60 €/MWh)	Médio (65–110 €/MWh)	Nula	Média–elevada	Híbrido solar/eólico reduz firming premium
Híbrido solar + eólico + BESS	Baixo–médio (40–70 €/MWh)	Baixo–médio (55–90 €/MWh)	Nula	Média (complementaridade-dependente)	Regulação do armazenamento como activo de rede
Gás natural (CCGT)	Médio (60–120 €/MWh, volátil)	Médio–alto (incl. custo carbónico)	Muito elevada (TTF)	Baixa (ubiquitário)	Pricing do carbónico (SERC/ETS) decisivo
Nuclear (nova construção)	Muito alto (80–130 €/MWh, CAPEX el.)	Baixo operacional (firme por design)	Média (urânio)	Baixa	CfD estat. obrig. (ex. Hinkley Point C)

Fonte: elaboração do autor; valores indicativos de comparação, não estimativas diretamente publicadas pelas obras citadas. Para custos de produção renovável, v. IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023; para os efeitos de variabilidade e de integração nos mercados, v. Joskow (2019) e Hirth (2013), Energy Economics, 38, 218–236. A comparabilidade depende dos pressupostos de financiamento, disponibilidade, rede e armazenamento. BESS = Battery Energy Storage System.

2.5.3. O Caso Ibérico: Portugal e Espanha como Laboratório Europeu

A Península Ibérica possí uma combinação incomum de factores estruturais — radiação solar excepcional (1.400–2.000 kWh/m²/ano), regime eólico diversificado, capacidade de bombagem hidroelétrica (~7.600 MW em Portugal, REN, 2024), e perfis de produção complementares entre Portugal e Espanha — que tornam os modelos F-LCOE da IRENA metodologicamente conservadores quando aplicados a esta região. A IRENA adota deliberadamente uma abordagem de estândio conservador (*conservative benchmark*): modela produção plana, assume armazenamento dedicado, e abstrai parcialmente a integração sistémica e as interligações. Ora, mesmo neste cenário conservador, os híbridos renováveis já competem com nova geração a gás nos mercados europeus. A competitividade sistémica real da Península Ibérica — incorporando interligações, complementaridade regional e flexibilidade hidroelétrica portuguesa e espanhola — pode ser substancialmente superior. Do ponto de vista regulatório, este cenário abre uma questão estrutural: *se Portugal e Espanha podem dispor de electricidade renovável firme estruturalmente mais barata do que nova geração fóssil, qual é a justificação remanescente para mecanismos de capacidade baseados em geração a gás?* A resposta regulatória — que este Manual não preconiza unilateralmente, dado que a questão envolve incerteza factual e normativa considerável — pode residir na

reformulação dos *capacity markets* como mercados de flexibilidade e adequação (não de geração fóssil de base), e na regulação do armazenamento como infra-estrutura crítica de rede.

2.5.4. Nota Crítica Metodológica: Viés e Limitações do Relatório IRENA

> NOTA CRÍTICA — Limites de comparação dos custos: Os indicadores de custo de produção devem distinguir-se dos custos de integração no sistema e do valor de mercado da electricidade. A comparação entre tecnologias depende das hipóteses sobre financiamento, localização, rede, armazenamento e disponibilidade. Os estudos de Joskow (2019) e Hirth (2013) ajudam a compreender a relação entre variabilidade, preços e remuneração dos investimentos. Estas referências não constituem uma auditoria ao relatório da IRENA de 2024. O Manual utiliza os dados da IRENA para identificar tendências e apresenta separadamente as hipóteses de comparação elaboradas pelo autor.

2.6. Eletrificação dos Usos Finais: Vetor Transversal da Transição

Distinta da descarbonização da oferta de energia (tratada nas secções anteriores a propósito do Green Deal e do F-LCOE), a eletrificação dos usos finais — mobilidade, climatização de edifícios e processos industriais — constitui o vetor que efectivamente materializa, do lado da procura, os ganhos de descarbonização obtidos na produção. Um sistema elétrico cada vez mais renovável só reduz as emissões totais da economia na medida em que os usos finais, hoje maioritariamente dependentes de combustíveis fósseis (transporte rodoviário, aquecimento a gás), sejam convertidos para electricidade.

A eletrificação da mobilidade (tratada em detalhe no Suplemento, A.7) e da climatização (através de bombas de calor, cuja eficiência energética as torna estruturalmente mais vantajosas do que sistemas de combustão) tem, porém, um efeito sistémico que a política energética tem de antecipar: o aumento da procura de ponta e a necessidade de reforço da capacidade das redes de distribuição em baixa e média tensão, historicamente dimensionadas para perfis de consumo muito distintos dos que a eletrificação massiva do parque automóvel e do parque edificado exigirá nas próximas duas décadas. A gestão activa da procura (demand response), a tarifação dinâmica e a integração de recursos energéticos distribuídos (Distributed Energy Resources, DER — já definidos no Glossário deste Manual) surgem, assim, não como opções regulatórias acessórias, mas como condição de viabilidade técnica da própria eletrificação.

2.7. Actualização Legislativa 2025–2026: o Novo Quadro Normativo Nacional

O biénio 2025-2026 constitui, no direito da energia português, o período de maior densidade legislativa desde a reforma de 2022. Três factores concorreram para essa densidade: o prazo

de transposição das directivas do pacote de revisão do desenho do mercado eléctrico e do pacote do gás e hidrogénio; a pressão sobre a capacidade de ligação à rede, gerada pela proliferação de projectos renováveis; e o apagão ibérico de 28 de Abril de 2025, que deslocou para o centro da agenda regulatória os temas do armazenamento, dos serviços de sistema e da resiliência da rede. A presente secção sistematiza as alterações mais relevantes, com indicação expressa das disposições afectadas do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que continuam a ser os dois diplomas estruturantes do sistema.

2.7.1. Sector eléctrico: capacidade de rede, autoconsumo e aceleração do licenciamento

(i) Gestão dinâmica da capacidade de ligação à RESP.

O Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio, cria um regime complementar ao Decreto-Lei n.º 15/2022 para a gestão dinâmica da capacidade de injecção na Rede Eléctrica de Serviço Público após a atribuição do título de reserva de capacidade (TRC). O diploma responde à situação, documentada desde 2023, em que a capacidade formalmente reservada excede largamente a capacidade efectivamente utilizada, imobilizando pontos de ligação sem contrapartida de investimento. A competência decisória cabe à Direcção-Geral de Energia e Geologia, sendo a intervenção dos operadores de rede acompanhada, em regra, de parecer vinculativo. Do ponto de vista dogmático, o diploma consagra uma concepção da capacidade de ligação como bem escasso sujeito a um dever de utilização efectiva — deslocação relevante face à lógica anterior, de natureza puramente registal, em que o TRC funcionava como direito adquirido sem ónus de execução.

(ii) Contrato de Aproveitamento Energético Renovável e deferimento tácito no autoconsumo.

A Lei n.º 29/2026, de 23 de junho, introduz quatro alterações de fundo. Primeira, cria o regime jurídico do Contrato de Aproveitamento Energético Renovável (CAER), figura contratual típica destinada à utilização de coberturas, terraços e terrenos para instalação de sistemas de produção renovável, cuja regulamentação — incluindo modelo-tipo — deve ser aprovada por portaria no prazo de seis meses. Segunda, altera o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 para instituir o deferimento tácito dos pedidos de licença de produção e de licença de exploração de unidades de produção para autoconsumo (UPAC), decorrido o prazo máximo de 90 dias. Terceira, altera o artigo 148.º do mesmo diploma em matéria de agregação de último recurso, remetendo a remuneração da energia fornecida à RESP para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, e estendendo à oferta dos agregadores — incluindo obrigatoriamente a do agregador de último recurso — a ferramenta gratuita de comparação da ERSE. Quarta, altera o Código Civil, passando a bastar a maioria simples dos condóminos para autorizar a instalação e exploração de UPAC em propriedade horizontal, desde que existam pelo menos duas fracções autónomas.

A alteração ao Código Civil merece nota autónoma. Trata-se de um caso raro de intervenção do legislador energético no direito privado comum, e da consagração implícita de um princípio de preferência pela produção descentralizada face à regra da unanimidade em matéria de inovações. A norma resolve, por via legislativa, o principal obstáculo prático à difusão do autoconsumo colectivo em edifícios urbanos.

(iii) Zonas de aceleração e prazos máximos de licenciamento.

O Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho, procede à sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 15/2022 e transpõe a Directiva (UE) 2024/1711, bem como, parcialmente, a Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) e a Directiva (UE) 2023/1791, relativa à eficiência energética. As inovações principais são três. Consagra-se o regime das Zonas de Aceleração da Implantação de Energia Renovável (ZAER) — áreas em terra, no mar ou em águas interiores, definidas por programa sectorial como particularmente adequadas à implantação de centros electroprodutores, infra-estruturas de rede ou armazenamento. Para projectos localizados em ZAER, o prazo máximo total do procedimento de controlo prévio é de um ano, ou de dois anos tratando-se de projectos offshore, devendo a licença de produção ser emitida no prazo de seis meses a contar do pedido. O limite de aumento de potência instalada admissível em sobre-equipamento sobe de 20 % para 50 % da potência de ligação atribuída na licença de produção inicial. Institui-se ainda um dever de participação e envolvimento das comunidades locais, activado com a submissão do pedido de título de controlo prévio.

Nota de aplicação no tempo: as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 130/2026 aplicam-se apenas aos procedimentos de controlo prévio de projectos de energias renováveis e de infra-estruturas da RESP iniciados após a sua entrada em vigor. Trata-se de uma opção de direito transitório com consequências práticas relevantes, que gera, durante um período prolongado, a coexistência de dois regimes procedimentais paralelos para projectos materialmente idênticos.

2.7.2. Gás natural, gases renováveis e hidrogénio

O Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio, antecipou parcialmente a transposição da Directiva (UE) 2024/1788, que estabelece regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, e cujo prazo de transposição terminava em 5 de Agosto de 2026. O diploma prorrogou, com prazos diferenciados por artigo — nalguns casos até 31 de Dezembro de 2027 —, as medidas extraordinárias de reporte e de segurança de abastecimento previstas no Decreto-Lei n.º 70/2022 quanto a contratos de longo prazo em regime de take or pay, manteve na Entidade Nacional para o Sector Energético (ENSE) a responsabilidade pela constituição, gestão e manutenção da reserva estratégica de gás natural, incluindo a faculdade de venda parcial mediante autorização governamental, e determinou a tramitação de procedimentos através do Portal Único dos Serviços Digitais.

O Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, publicado no Diário da República n.º 84/2026, 1.ª série, procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, e transpõe parcialmente as Directivas (UE) 2024/1788 e (UE) 2023/1791. Duas alterações merecem destaque. A primeira é a criação de um mecanismo de comparticipação nos encargos de ligação de novas unidades de produção de gases de origem renovável à rede pública de gás, suportado pelo Sistema Nacional de Gás, em execução do Plano de Acção para o Biometano 2024-2040 e da Estratégia Nacional de Hidrogénio; o mecanismo responde à barreira económica que, na fase inicial de desenvolvimento desta indústria, tornava proibitivo o custo de ligação para produtores de pequena dimensão. A segunda é a consagração da eficiência energética como critério central de planeamento da Rede Nacional de Transporte, das infra-estruturas de armazenamento e dos terminais de gás natural liquefeito, e no cálculo das tarifas reguladas pela ERSE — princípio de energy efficiency first que, transposto para o plano tarifário, tem potencial para alterar a metodologia de reconhecimento de custos de investimento em activos regulados.

Fica por transpor, à data de fecho desta edição, a matéria dos planos de desactivação e reconversão das redes de distribuição de gás natural, prevista na Directiva (UE) 2024/1788 para as situações de diminuição previsível da procura. É, do ponto de vista jurídico, a questão mais delicada do pacote: implica definir quem suporta os custos afundados de uma infra-estrutura regulada cuja base de activos foi remunerada na pressuposição de uma vida útil que a descarbonização encurta.

2.7.3. O apagão de 28 de Abril de 2025 e a agenda do armazenamento

O apagão ibérico de 28 de Abril de 2025 expôs vulnerabilidades estruturais do sistema eléctrico peninsular, num contexto de elevada penetração de renováveis não síncronas e de forte interdependência com o sistema espanhol. Do ponto de vista jurídico, o evento funcionou menos como causa de legislação nova e mais como acelerador de instrumentos já em preparação: os apoios ao armazenamento e à flexibilidade de rede, canalizados pelo Plano de Recuperação e Resiliência através do Regulamento do Sistema de Incentivos «Flexibilidade e Armazenamento em Rede» (Portaria n.º 176-B/2024/1, de 30 de julho, objecto de segunda alteração em 28 de Abril de 2026), e o regime de apoio a investimentos em eficiência energética, produção e armazenamento constante da Portaria n.º 481/2025/1, de 31 de dezembro, alterada em 28 de Abril de 2026.

Duas questões permanecem por resolver no plano normativo. A primeira é a da qualificação jurídica dos serviços de sistema — inércia sintética, controlo de tensão, arranque autónomo — enquanto obrigações de serviço público ou enquanto prestações remuneradas em mercado, com as consequências que daí decorrem em matéria de auxílios de Estado. A segunda é a da imputação de responsabilidade por incidentes sistémicos de origem transfronteiriça, num quadro em que o operador de rede nacional responde perante os utilizadores por eventos cuja causa proximate se situa fora da sua jurisdição. Nenhum dos diplomas de 2025-2026 as enfrenta, e ambas são retomadas nas propostas de jure constituendo do Capítulo 6.

2.7.4. Quadro de síntese das alterações 2025–2026

Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio — antecipa a transposição da Directiva (UE) 2024/1788; prorroga medidas do Decreto-Lei n.º 70/2022; reserva estratégica de gás na ENSE.

Decreto n.º 30350, de 2 de abril de 1940 (Diário do Govêrno n.º 76/1940, 1.ª série) — normas de segurança das linhas de energia eléctrica na ocupação de domínio de estradas, rios ou caminhos de ferro; licenciamento pela Repartição dos Serviços Eléctricos.

Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril — cria o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE); revogado pelo DL n.º 114/2021.

Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto — cria o Fundo Ambiental e extingue o Fundo Português de Carbono, o Fundo de Intervenção Ambiental, o Fundo de Protecção dos Recursos Hídricos e o Fundo para a Conservação da Natureza e da Biodiversidade.

Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro — altera o regime de afectação das verbas do FSSSE; facto gerador da viragem jurisprudencial sobre a CESE.

Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro — funde o FSSSE, o Fundo Florestal Permanente, o Fundo de Apoio à Inovação e o Fundo de Eficiência Energética no Fundo Ambiental; a receita da CESE passa a ser receita deste.

Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023 — Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM).

Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro — institui o mercado voluntário de carbono e estabelece as regras do seu funcionamento.

Portaria n.º 239/2024/1, de 2 de outubro — taxas devidas no âmbito do mercado voluntário de carbono.

Portaria n.º 240/2024/1, de 2 de outubro — qualificação dos verificadores independentes no mercado voluntário de carbono.

Portaria n.º 241/2024/1, de 2 de outubro — requisitos da plataforma electrónica de registo do mercado voluntário de carbono.

Regulamento (UE) 2025/2083 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de outubro de 2025 — simplificação e reforço do CBAM; limiar único baseado na massa de 50 toneladas (art. 2.º-A e Anexo VII).

Regulamento de Execução (UE) 2023/1773 da Comissão — obrigações de comunicação no período transitório do CBAM.

Regulamento de Execução (UE) 2025/486 da Comissão, de 18 de março de 2025 — estatuto de declarante CBAM autorizado.

Regulamento de Execução (UE) 2025/2548 da Comissão, de 10 de dezembro de 2025 — cálculo, publicação e preço dos certificados CBAM.

Regulamento de Execução (UE) 2025/2620 da Comissão, de 16 de dezembro de 2025 — ajustamento pela atribuição gratuita de licenças do CELE.

Portaria de 21 de outubro de 2025 — tarifa social de fornecimento de electricidade aplicável a partir de 1 de Janeiro de 2026.

Portaria n.º 481/2025/1, de 31 de dezembro — apoios a eficiência energética, produção e armazenamento; primeira alteração em 28 de Abril de 2026.

Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril (Diário da República n.º 84/2026, 1.ª série) — terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 62/2020; comparticipação nos encargos de ligação de gases renováveis; eficiência energética como critério de planeamento e tarifário.

Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio — gestão dinâmica da capacidade de ligação à RESP; regime dos títulos de reserva de capacidade.

Lei n.º 29/2026, de 23 de junho — CAER; deferimento tácito no licenciamento de UPAC; agregação de último recurso; alteração ao Código Civil em matéria de propriedade horizontal.

Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho — sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 15/2022; ZAER; prazos máximos de controlo prévio; sobre-equipamento até 50 %; participação das comunidades locais.

Directiva (UE) 2026/706, de 11 de março de 2026 — altera a Directiva 2014/32/UE em matéria de instrumentos de medição, com incidência na contagem de energia.

2.8. O Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço: a Fronteira Externa do Preço do Carbono

O Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM), instituído pelo Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023, entrou em fase definitiva em 1 de janeiro de 2026. É o instrumento que fecha, do lado externo, a arquitectura de preço do carbono construída internamente pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão: enquanto o produtor estabelecido na União suporta o custo das licenças que tem de entregar, o importador de mercadoria equivalente passa a suportar, na fronteira, um custo de carbono correspondente, mediante a aquisição e entrega de certificados CBAM. A finalidade declarada é evitar a fuga de carbono — a substituição de produção interna por importações mais intensivas em emissões, ou a deslocalização de instalações para jurisdições sem preço de carbono.

2.8.1. Arquitectura e calendário

O regulamento estabeleceu um período transitório entre 1 de outubro de 2023 e 31 de dezembro de 2025, durante o qual vigorou apenas a obrigação de comunicação trimestral das emissões incorporadas, sem qualquer obrigação financeira associada, nos termos do Regulamento de Execução (UE) 2023/1773. A partir de 1 de janeiro de 2026, a importação de mercadorias do Anexo I depende da detenção do estatuto de declarante CBAM autorizado, cuja tramitação se rege pelo Regulamento de Execução (UE) 2025/486 da Comissão, de 18 de março de 2025. A obrigação financeira acumula-se ao longo de 2026; a aquisição dos certificados correspondentes inicia-se em fevereiro de 2027 e a respectiva entrega deve ocorrer até 30 de setembro de 2027. O cálculo, a publicação e o preço dos certificados são regulados pelo Regulamento de Execução (UE) 2025/2548 da Comissão, de 10 de dezembro de 2025, e o ajustamento pela atribuição gratuita de licenças no CELE pelo Regulamento de Execução (UE) 2025/2620, de 16 de dezembro de 2025. Em Portugal, a autoridade competente é a Agência Portuguesa do Ambiente.

O preço dos certificados acompanha o preço médio das licenças do CELE, sendo deduzidos dois valores: o correspondente à atribuição gratuita ainda recebida pelos produtores estabelecidos na União, para evitar dupla protecção, e o preço de carbono efectivamente pago no país de origem, quando exista sistema reconhecido. É esta dupla dedução que sustenta a defesa da compatibilidade do mecanismo com as regras da Organização Mundial do Comércio: o CBAM não onera a importação mais do que a produção interna, apenas equaliza.

2.8.2. A simplificação de 2025 e o limiar de 50 toneladas

O Regulamento (UE) 2025/2083 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de outubro de 2025, publicado no Jornal Oficial de 17 de outubro e em vigor desde 20 de outubro de 2025, alterou o Regulamento CBAM no sentido da sua simplificação e reforço. A inovação principal é a introdução de um limiar único baseado na massa, fixado no artigo 2.º-A e no Anexo VII em 50 toneladas de massa líquida por importador e por ano civil, abaixo do qual o importador fica dispensado das obrigações declarativas e financeiras. Substitui o anterior limiar de 150 euros de valor por remessa. Segundo a avaliação de impacto que acompanhou a proposta, a medida isenta cerca de 90 % dos importadores — sobretudo pequenas e médias empresas — mantendo abrangidos aproximadamente 99 % das emissões incorporadas. Os

importadores que prevejam ultrapassar o limiar devem obter a autorização de declarante antes de o fazer.

Ponto decisivo para o direito da energia: o limiar de 50 toneladas aplica-se apenas aos sectores do ferro e aço, do alumínio, dos adubos e do cimento. Exclui expressamente a electricidade e o hidrogénio. Para estes dois — que são precisamente as mercadorias do Anexo I com relevância directa para o direito da energia — não existe isenção de minimis: qualquer importação, seja qual for o volume, desencadeia as obrigações do regulamento. A simplificação de 2025, apresentada como alívio administrativo generalizado, deixou o sector energético integralmente coberto.

2.8.3. A electricidade importada e o problema das interligações

A inclusão da electricidade no âmbito do CBAM levanta dificuldades técnicas que não se colocam quanto às mercadorias físicas, e que o regulamento resolve por aproximação. Ao contrário do aço ou do cimento, a electricidade não tem origem rastreável depois de injectada na rede: o electrão importado não conserva a assinatura carbónica da instalação que o produziu. O mecanismo opera, por isso, com valores por defeito baseados na intensidade carbónica média do sistema exportador, salvo demonstração individualizada pelo produtor, o que gera dois problemas de aplicação. O primeiro é o da equidade entre produtores de um mesmo país terceiro com desempenhos ambientais muito distintos. O segundo é o do risco de reafectação de fluxos: um sistema exportador com produção mista pode contratualmente afectar a produção limpa à exportação para a União e a produção fóssil ao consumo interno, sem alteração física alguma, capturando o benefício sem redução de emissões.

Para Portugal, a questão tem duas incidências concretas. A primeira respeita à interligação com Marrocos e ao projecto de corredor energético euro-mediterrânico: qualquer importação de electricidade proveniente de sistema não abrangido por preço de carbono reconhecido fica sujeita ao mecanismo, o que altera materialmente a economia de projectos de interligação com o Norte de África. A segunda respeita ao hidrogénio: sendo mercadoria do Anexo I e não beneficiando do limiar de minimis, as importações de hidrogénio e de derivados destinadas a alimentar a estratégia nacional ficam sujeitas a obrigação declarativa e financeira desde a primeira tonelada, o que condiciona o desenho dos contratos de aprovisionamento de longo prazo que o sector vem negociando.

2.8.4. Leitura pelo Modelo das Tensões Estruturais

O CBAM é o instrumento em que a tensão entre integração e soberania — a segunda tensão identificada no Capítulo 6 — se manifesta com maior nitidez, e por isso merece leitura pelo modelo proposto neste Manual. Arbitra o conflito entre a manutenção de uma política climática ambiciosa e a preservação da competitividade industrial, sacrificando o acesso ao mercado interno em condições de custo de carbono inferiores. O sacrifício recai sobre os produtores de países terceiros, incluindo economias em desenvolvimento que invocam o princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas, e o teste de proporcionalidade que o modelo exige é precisamente o que a compatibilidade com o direito da Organização Mundial do Comércio vem discutir.

Limites do instrumento: a arquitectura permanece incompleta em dois pontos que a doutrina vem assinalando. Do lado das exportações, o CBAM protege o produtor europeu

no mercado interno mas não no mercado externo, onde continua a concorrer suportando um custo de carbono que os seus concorrentes não suportam — problema para o qual a discussão de 2026 aponta um fundo temporário de descarbonização, ainda sem forma jurídica definitiva. Do lado do âmbito material, a limitação a produtos a montante cria incentivo à importação de produtos acabados incorporando as mesmas matérias-primas, contornando o mecanismo; a extensão a produtos a jusante está em discussão, condicionada por avaliação de impacto prévia. Enquanto estes dois vazios subsistirem, o CBAM arbitra a tensão de forma assimétrica. Sobre o terceiro instrumento da arquitectura carbónica portuguesa e a sua não-fungibilidade com os dois primeiros, ver a secção 2.9.

2.9. O Mercado Voluntário de Carbono: o Terceiro Instrumento da Arquitectura Carbónica

A arquitectura portuguesa de preço do carbono assenta em três instrumentos de natureza jurídica distinta, e o Manual estaria incompleto se tratasse apenas dos dois primeiros. O Comércio Europeu de Licenças de Emissão é obrigatório e opera por tecto absoluto; o Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço é obrigatório e opera na fronteira externa; o Mercado Voluntário de Carbono é facultativo e opera por projecto.

O Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro, em vigor desde 6 de janeiro de 2024, instituiu o mercado voluntário de carbono e estabeleceu as regras do seu funcionamento, após consulta pública realizada entre 8 de fevereiro e 11 de abril de 2023. Abrange tipologias de projectos de redução de gases com efeito de estufa e de sequestro de carbono, sujeitos a critérios de elegibilidade, contabilização e medidas de monitorização, reporte e verificação por entidade independente. Cada crédito corresponde a uma tonelada de dióxido de carbono, calculada segundo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente.

Créditos futuros e créditos verificados. O regime prevê duas modalidades de crédito, com regimes jurídicos distintos: os créditos de carbono verificados (CCV), emitidos após verificação da redução ou do sequestro efectivamente ocorridos, e os créditos de carbono futuros (CCF), emitidos previamente com base em estimativa do promotor validada por verificador independente. Os CCF não podem exceder 20 % dos créditos totais previstos para o período de duração do projecto, nos termos do artigo 14.º, n.º 2. Os créditos são transaccionáveis, válidos por tempo indeterminado enquanto não forem cancelados, e o cancelamento é o acto pelo qual se opera a compensação.

Arquitectura institucional. A plataforma electrónica de registo de projectos e de créditos é desenvolvida e gerida pela ADENE — Agência para a Energia, nos termos do artigo 18.º, n.º 11, cabendo a supervisão do mercado à Agência Portuguesa do Ambiente, I. P., que disponibiliza publicamente informação sobre o número de projectos registados, os agentes de mercado e os créditos por estado e por tipologia. O regime foi regulamentado por três portarias publicadas em 2 de outubro de 2024: a Portaria n.º 239/2024/1, que fixa as taxas devidas à entidade gestora e à entidade supervisora; a Portaria n.º 240/2024/1, que define as qualificações para o exercício da actividade de verificador independente, organizadas em seis categorias sectoriais — entre as quais a da energia —, com certificado válido por três anos e efeitos a partir de 31 de dezembro de 2024; e a Portaria n.º 241/2024/1, que estabelece os requisitos gerais da plataforma.

Nota crítica: a criação dos créditos de carbono futuros é a inovação juridicamente mais delicada do regime. Trata-se da emissão de um título transaccionável sobre uma redução de

emissões que ainda não ocorreu e que pode não vir a ocorrer, com base em estimativa validada. O limite de 20 % e o agravamento das consequências das reversões intencionais são os dois mecanismos de contenção do risco; nenhum deles resolve o problema da reversão não intencional — o incêndio florestal, a praga, a alteração climática que inviabiliza o povoamento —, cuja repartição entre promotor, comprador e sistema o diploma não densifica suficientemente. É matéria que o contencioso dos próximos anos terá de esclarecer, e cuja solução importa ao direito da energia na medida em que os projectos de sequestro concorrem, no plano do financiamento, com projectos de redução de emissões no sector energético.

Articulação com o CELE e o CBAM: a articulação entre os três instrumentos não está resolvida no plano jurídico. Um crédito do mercado voluntário não pode ser usado para cumprir obrigações do CELE, nem para deduzir a obrigação de entrega de certificados CBAM. Daqui resulta que o operador do sector energético abrangido pelo CELE que invista em sequestro florestal não obtém qualquer alívio da sua obrigação regulada — obtém apenas um activo comercializável e um argumento de comunicação. A separação é deliberada e defensável, porque a fungibilidade entre mercados regulado e voluntário destruiria a integridade do tecto de emissões; mas deve ser explicitada, porque a prática empresarial tende a apresentá-los como equivalentes.

PARTE III — JURISPRUDÊNCIA NACIONAL DENSIFICADA

CAPÍTULO 3 — JURISPRUDÊNCIA PORTUGUESA DO SECTOR ENERGÉTICO

Nota metodológica: O presente capítulo analisa a jurisprudência portuguesa mais relevante em matéria energética, organizada por ordem de instância (Tribunal Constitucional → Supremo Tribunal Administrativo → Tribunal Central Administrativo Sul). Para cada acórdão, segue-se o método analítico uniforme: *enunciação do tema, enquadramento normativo, fundamentação densificada, posição crítica e relevância doutrinal.* A jurisprudência aqui tratada não esgota o universo de decisões relevantes — constitui, antes, uma selecção dos acórdãos de maior impacto dogmático e prático no Direito da Energia português.

3.1. Tribunal Constitucional — Constitucionalidade da Regulação Energética

O Tribunal Constitucional tem sido chamado a pronunciar-se, de forma crescente, sobre a conformidade constitucional dos instrumentos de regulação do sector energético — desde a constitucionalidade das tarifas reguladas e dos mecanismos de financiamento dos CIEG até à protecção da confiança legítima dos produtores de energia renovável face a alterações retroativas do quadro tarifário. A jurisprudência constitucional energética portuguesa articula-se em torno de três eixos principais: *(i)* os limites constitucionais da liberalização do sector elétrico e da imposição de obrigações de serviço público; *(ii)* a protecção da confiança legítima dos operadores do sector face a revisões tarifárias e contratuais; e *(iii)* a constitucionalidade das contribuições parafiscais criadas para financiar os custos do sistema energético.

3.1.1. A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético: Anatomia de uma Divergência Jurisprudencial

Tribunal Constitucional, Acórdãos n.os 7/2019, 101/2023, 338/2023, 381/2024 (Plenário), 197/2024, 677/2025 (fiscalização abstracta, com força obrigatória geral), 846/2025 (Plenário) e 300/2026.

TEMA: A linha jurisprudencial sobre a Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) é a mais densa da jurisprudência constitucional energética portuguesa e, provavelmente, o melhor caso de estudo disponível no direito público português sobre três questões: a fronteira entre imposto e contribuição financeira; o conteúdo do princípio da equivalência enquanto refracção da igualdade tributária; e o funcionamento dos mecanismos de uniformização de jurisprudência dentro do próprio Tribunal Constitucional. A sua análise exige, por isso, mais do que a enunciação de um sentido decisório: exige a reconstrução de uma divergência que dura há mais de três anos e que ainda não está encerrada.

ENQUADRAMENTO NORMATIVO: A CESE foi criada pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro (Orçamento do Estado para 2014), no contexto da execução do Programa de Assistência Económica e Financeira acordado com a União Europeia e o Fundo Monetário Internacional, e foi sucessivamente prorrogada pelas leis orçamentais subsequentes — entre outras, pelo artigo 280.º da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, quanto a 2018, e pelo artigo 313.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, quanto a 2019. Incide sobre o valor dos elementos do activo, reconhecidos na contabilidade e reportados a 1

de janeiro de cada ano, das pessoas colectivas que integram o sector energético nacional, nos termos do artigo 2.º e do artigo 3.º, n.º 1, do respectivo regime. A receita é consignada ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE), criado pelo Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, com o duplo propósito de reduzir a dívida tarifária do Sistema Eléctrico Nacional e de financiar políticas sociais e ambientais do sector. O Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro, alterou o regime de afectação das verbas do Fundo — alteração que está na origem de toda a divergência que se segue.

(i-a) A trajectória do fundo destinatário: a cadeia causal da inconstitucionalidade

A compreensão desta linha jurisprudencial exige seguir a evolução do fundo a que a receita foi consignada, porque é aí — e não na norma de incidência — que reside a causa da viragem. A cadeia tem três elos, todos legislativos.

Primeiro elo (2014). O Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, criou o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE) com dois objectivos equilibrados. Da conjugação dos seus artigos 2.º e 4.º resultava que dois terços da receita da Contribuição seriam alocados ao financiamento de políticas do sector energético de cariz social e ambiental, relacionadas com medidas de eficiência energética, ficando o remanescente afecto à redução da dívida tarifária do Sistema Eléctrico Nacional. Foi esta repartição que sustentou o juízo de conformidade do Acórdão n.º 7/2019: existindo uma componente maioritária de políticas transversais a todo o sector, o nexo de grupo entre os operadores de gás e as prestações financiadas era defensável.

Segundo elo (2018). O Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro, alterou o regime de afectação das verbas do Fundo, reorientando a receita predominantemente para a redução da dívida tarifária do sector eléctrico. É esta alteração — e apenas esta — que o Acórdão n.º 101/2023 identifica como causa da quebra do nexo de equivalência quanto aos operadores das redes de gás natural. O diploma entrou em vigor no dia seguinte ao da sua publicação, o que explica a razão pela qual o Plenário, no Acórdão n.º 381/2024, manteve a conformidade quanto ao exercício de 2018: a obrigação tributária constituíra-se a 1 de janeiro desse ano.

Terceiro elo (2021). O Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro, revogou o Decreto-Lei n.º 55/2014 e procedeu à fusão do FSSSE no Fundo Ambiental, criado pelo Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto — o mesmo diploma que, à data, extinguira o Fundo Português de Carbono, o Fundo de Intervenção Ambiental, o Fundo de Protecção dos Recursos Hídricos e o Fundo para a Conservação da Natureza e da Biodiversidade. Na mesma operação foram igualmente extintos e agregados ao Fundo Ambiental o Fundo Florestal Permanente, o Fundo de Apoio à Inovação e o Fundo de Eficiência Energética, e o produto da CESE passou a constituir receita do Fundo Ambiental. Nos termos do próprio diploma, as referências legais, regulamentares e administrativas ao FSSSE têm-se por feitas ao Fundo Ambiental.

Consequência analítica: a fusão de 2021 dilui ainda mais o nexo que o Acórdão n.º 101/2023 dera por quebrado em 2018. A partir do momento em que a receita de um tributo sectorial energético passa a alimentar um fundo de âmbito ambiental generalista — que financia floresta, biodiversidade, recursos hídricos e mobilidade —, a distância entre o sujeito passivo e a prestação pública financiada torna-se máxima. O argumento vale, com maior intensidade, para os exercícios de 2022 em diante, e é a razão pela qual a litigância sobre esses anos permanece viva. A referência ao Fundo Ambiental é, aliás, invocada por

ambas as correntes: pela restritiva, como prova da diluição do nexo; pela de conformidade, como prova de que as finalidades transversais subsistem, apenas num quadro mais amplo.

(i) A fase de conformidade: o Acórdão n.º 7/2019 e a linha maioritária até 2023

O Acórdão n.º 7/2019 constituiu a primeira tomada de posição do Tribunal Constitucional sobre a constitucionalidade do regime da CESE, versando as normas aplicadas no seu primeiro ano de vigência. A decisão qualificou o tributo como contribuição financeira, e não como imposto, sujeitando-o por isso ao princípio da equivalência — que o Tribunal caracteriza como a refracção, no universo dos tributos bilaterais, dos princípios constitucionais da igualdade tributária e da proporcionalidade. O ponto decisivo, e aquele que viria a determinar toda a evolução posterior, foi o tratamento da incidência subjectiva: estando em causa um recurso interposto por um sujeito passivo que não integrava o subsector da electricidade, o Tribunal teve de justificar o nexo entre uma base de incidência ampla, que abrange todo o sector energético, e uma finalidade — a redução da dívida tarifária — que respeita apenas ao subsector eléctrico. Fê-lo por recurso a uma lógica de grupo: o sector energético seria um conjunto suficientemente homogéneo para que a responsabilidade pelo financiamento de encargos gerados numa das suas parcelas pudesse ser repartida por todas.

Esta orientação manteve-se maioritária durante quatro anos. Relativamente ao exercício de 2018, foi reiterada, entre outros, nos Acórdãos n.os 296/2023, 345/2023, 372/2023, 396/2023, 338/2023 e 720/2023, e nas Decisões Sumárias n.os 263/2022, 851/2023 e 312/2024, sempre no sentido de não julgar inconstitucionais os artigos 2.º, 3.º, 4.º, 11.º e 12.º do regime da CESE — este último relativo à não dedutibilidade da contribuição como custo fiscal em sede de IRC.

(ii) A ruptura: o Acórdão n.º 101/2023

O Acórdão n.º 101/2023, proferido pela 3.ª Secção em 16 de março de 2023 no recurso n.º 480/2022, rompeu com esta orientação. Julgou inconstitucional, por violação do artigo 13.º da Constituição, o artigo 2.º, alínea d), do regime da CESE, na redacção prorrogada para 2018 pela Lei n.º 114/2017, na parte em que sujeita ao tributo os activos das pessoas colectivas que, em 1 de janeiro de 2018, fossem concessionárias das actividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

O fundamento é preciso e merece transcrição do raciocínio. O Tribunal não censurou a CESE enquanto tributo, nem reabriu a sua qualificação como contribuição financeira: censurou a sua incidência sobre um subsector determinado. A razão está na alteração introduzida pelo Decreto-Lei n.º 109-A/2018 ao regime de afectação das verbas do FSSSE. A partir do momento em que a receita passou a dirigir-se maioritariamente à redução da dívida tarifária do sector eléctrico, os operadores das redes de gás natural deixaram de poder ser tidos como presumíveis causadores ou beneficiários das prestações públicas financiadas pelo Fundo. Cessando o nexo, cessa a lógica de grupo que sustentara a caracterização do tributo como contribuição financeira quanto a esses sujeitos passivos — e a diferenciação perde justificação objectiva e razoável, violando a igualdade tributária.

(iii) A divergência entre secções e a decisão do Plenário: o Acórdão n.º 381/2024

A coexistência de duas orientações sobre a mesma norma accionou o mecanismo do artigo 79.º-D da Lei de Organização, Funcionamento e Processo do Tribunal Constitucional. O recurso incidiu sobre o Acórdão n.º 338/2023, da 1.ª Secção, proferido no Processo n.º 1117/2021, que julgara improcedente o recurso e não inconstitucionais as normas do regime da CESE mantidas em vigor pelo artigo 280.º da Lei n.º 114/2017 — decisão divergente da adoptada no Acórdão n.º 101/2023 quanto à mesma norma.

O Plenário decidiu pelo Acórdão n.º 381/2024, e manteve a decisão recorrida. O argumento é de direito transitório e não de mérito substantivo: tendo o Decreto-Lei n.º 109-A/2018 entrado em vigor no dia seguinte ao da sua publicação — 8 de dezembro de 2018 —, e sendo a incidência objectiva e subjectiva da CESE reportada, por regra, a 1 de janeiro do ano da cobrança, a obrigação tributária de 2018 constituiu-se antes de a alteração produzir efeitos. Daqui resulta que, quanto ao exercício de 2018, o problema não se coloca. O Plenário deixou porém expressamente ressalvado que a argumentação do Acórdão n.º 101/2023 poderá vir a ser relevante para liquidações de CESE posteriores a 2018.

Nota de precisão: Este é o ponto que a leitura corrente da linha CESE mais frequentemente deforma. O Plenário não rejeitou a tese do Acórdão n.º 101/2023: circunscreveu-a no tempo. Manteve a conformidade constitucional para 2018 e abriu, na mesma decisão, a porta à inconstitucionalidade a partir de 2019 — que é exactamente o que viria a suceder.

(iv) A consolidação quanto a 2019 e seguintes

O juízo de inconstitucionalidade relativamente às normas em vigor em 2019, por força da prorrogação operada pelo artigo 313.º da Lei n.º 71/2018, foi afirmado pela primeira vez no Acórdão n.º 197/2024. Seguiram-se, quanto ao subsector do gás natural, os Acórdãos n.os 336/2024 e 337/2024, ambos da 1.ª Secção e relatados pela Conselheira Maria Benedita Urbano, relativos à autoliquidação do exercício de 2019, bem como os Acórdãos n.os 324/2024, 382/2024, 443/2024, 475/2024, 712/2024 e 245/2025. O Acórdão n.º 476/2024 estendeu o mesmo raciocínio à alínea j) do artigo 2.º, igualmente respeitante ao gás natural.

Perante a reiteração destes julgamentos, foi requerida a generalização do entendimento nos termos do artigo 281.º, n.º 3, da Constituição. Daí resultou o Acórdão n.º 677/2025, de 2 de outubro de 2025, publicado no Diário da República, 1.ª série, n.º 190, que declarou a inconstitucionalidade, com força obrigatória geral, da norma contida no artigo 2.º, alínea d), do regime da CESE na redacção prorrogada para 2019, na parte em que sujeita ao tributo as concessionárias das actividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural. Nos termos do artigo 282.º, n.º 1, da Constituição, a declaração produz efeitos desde a entrada em vigor da norma, ressalvados os casos julgados, o que impõe à administração tributária a revisão oficiosa das liquidações do exercício.

Paralelamente, e agora quanto a um subsector distinto, o Plenário pronunciou-se pelo Acórdão n.º 846/2025 sobre a norma que sujeita à CESE os titulares de centros electroprodutores a partir de fonte renovável licenciados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e considerados em condições de entrada em exploração, na redacção vigente em 2019. A pronúncia do Plenário foi accionada por a 1.ª Secção se ter pronunciado pela inconstitucionalidade da norma no Acórdão n.º 338/2024, juízo reiterado nos Acórdãos n.os 427/2024 e 824/2024.

O Acórdão n.º 300/2026, já relativo ao subsector petrolífero, fixa o estado da questão nos termos mais claros disponíveis: a orientação firmada no Acórdão n.º 101/2023 exprime a posição maioritária do Tribunal Constitucional para os anos de 2019 em diante, pelo menos enquanto se mantiverem os critérios de distribuição da receita que lhe deram origem. A condicionante é essencial — a inconstitucionalidade não é intrínseca ao tributo, é dependente do regime de afectação da receita, e reverteria se esse regime fosse alterado.

POSIÇÃO CRÍTICA:

A linha CESE permite quatro conclusões dogmáticas que excedem largamente o caso concreto.

Primeira. A qualificação como contribuição financeira não é um salvo-conduto constitucional, mas a abertura de um escrutínio mais exigente. Ao aceitar a qualificação em 2019 e ao usá-la, a partir de 2023, para censurar a incidência sobre subsectores não causadores dos encargos financiados, o Tribunal demonstrou que a bilateralidade difusa que justifica a contribuição é simultaneamente o critério que delimita o universo legítimo de sujeitos passivos. Um tributo pode ser contribuição financeira quanto a uns e imposto encapotado quanto a outros — e é essa cisão que o artigo 13.º da Constituição não tolera.

Segunda. A constitucionalidade de um tributo sectorial pode depender de um decreto-lei que não o altera. A CESE não foi modificada em 2018: foi modificado o regime de afectação das verbas do FSSSE pelo Decreto-Lei n.º 109-A/2018. A norma de incidência manteve-se textualmente idêntica e passou de conforme a desconforme com a Constituição. Trata-se de um caso raro e didacticamente precioso de inconstitucionalidade superveniente por alteração do contexto normativo de execução, e não do enunciado sindicado.

Terceira. O critério da data de constituição da obrigação tributária, decisivo no Acórdão n.º 381/2024, tem um efeito colateral que a doutrina não tem sublinhado: faz depender a sorte constitucional de contribuintes em situação materialmente idêntica de uma diferença de vinte e quatro dias na entrada em vigor de um diploma alheio ao tributo. A solução é tecnicamente correcta e materialmente incómoda, e ilustra o custo da opção por regras de reporte a data fixa em tributos de incidência anual.

Quarta. A divergência entre secções, que subsiste em 2026 e obrigou já a duas intervenções do Plenário, expõe um problema institucional que transcende a CESE. Quando a mesma norma, reinscrita em anos sucessivos, é julgada conforme para 2018, inconstitucional com força obrigatória geral para 2019, e objecto de decisões divididas quanto a 2021, a previsibilidade jurídica dos operadores fica dependente do exercício orçamental e da composição da secção. O caso sustenta directamente a proposta P11 formulada no Capítulo 6, a favor da consagração legal de um princípio de estabilidade regulatória.

RELEVÂNCIA DOUTRINAL: A linha CESE é referência obrigatória em contencioso tributário energético — a estratégia processual deve, como se demonstra no Caso Prático 5, diferenciar-se por exercício fiscal, dado que a declaração de força obrigatória geral do Acórdão n.º 677/2025 tem por objecto a norma na redacção de 2019 e não as normas formalmente distintas dos demais anos. É igualmente incontornável em due diligence de aquisição de activos regulados, onde o risco de contingência fiscal deve ser lido à luz de todo o arco decisório de 2019 a 2026, e em qualquer discussão sobre a criação de novos

tributos sectoriais sobre a energia ou sobre mecanismos de financiamento de custos de interesse económico geral.

3.1.2. Legalidade Sancionatória, Determinabilidade das Normas Regulamentares e Domínio Público Municipal

Tribunal Constitucional, Acórdãos n.os 231/2020, 739/2021 e 288/2004 (Plenário).

TEMA: Duas questões constitucionais distintas mas convergentes: a determinabilidade das normas regulamentares da ERSE quando servem de base à aplicação de coimas, e o regime das isenções de taxas municipais de ocupação do subsolo pelas redes de distribuição de electricidade.

(i) Acórdão n.º 231/2020 — a determinabilidade das normas sancionatórias regulamentares.

O processo teve origem num procedimento contra-ordenacional instaurado pela ERSE em Janeiro de 2015 contra um comercializador, por duas infracções continuadas ao dever de assegurar um atendimento telefónico eficaz aos seus clientes, dever previsto no Regulamento da Qualidade de Serviço. A recorrente sustentava que a expressão «atendimento telefónico eficaz» carecia da determinabilidade mínima exigível a uma norma que fundamenta a aplicação de sanções, por violação do princípio da legalidade em matéria contra-ordenacional.

O Tribunal Constitucional decidiu não julgar inconstitucional a norma. A fundamentação assenta em dois argumentos. Primeiro, a densificação não se afere de um preceito isolado mas da conjugação de todas as normas regulamentares da ERSE, que em conjunto conferem sentido suficientemente determinado ao padrão imposto, tanto quanto aos prestadores de serviço de electricidade como quanto aos de gás natural. Segundo — e este é o argumento estruturalmente mais relevante para o direito da energia —, os destinatários da norma não são administrados indiferenciados, mas empresas comerciais do sector energético, profissionalizadas e sujeitas a supervisão sectorial permanente; o grau de determinabilidade exigível afere-se por referência a esse destinatário qualificado.

(ii) Acórdão n.º 739/2021 — isenção de taxas de ocupação do subsolo e domínio público municipal.

O acórdão versa sobre a articulação entre o poder tributário municipal e o regime das redes de distribuição de electricidade. O Tribunal analisou o disposto no n.º 4 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, do qual resulta que as redes de distribuição em média e baixa tensão estão isentas de taxas de ocupação do subsolo, e a Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro. Concluiu não existir, na legislação habilitante em matéria de distribuição de electricidade, previsão de obrigação de concessão de isenções quanto às redes de alta e média tensão relativamente a bens do domínio público municipal.

O acórdão contém ainda a caracterização mais clara, na jurisprudência constitucional, do modelo de concessão municipal de distribuição em baixa tensão: a actividade continua a ser desenvolvida ao abrigo de contratos outorgados pelos municípios, que implicam o pagamento de uma renda anual pela exploração da concessão; nos termos do artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, essa renda é estabelecida por decreto-lei, ouvida

a Associação Nacional de Municípios Portugueses, e o seu valor deve ser incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição em baixa tensão, nos termos do Regulamento Tarifário da ERSE.

(iii) o precedente das telecomunicações e a doutrina do Acórdão n.º 288/2004, de 27 de abril de 2004.

A solução do Acórdão n.º 739/2021 não é isolada: inscreve-se numa doutrina que o Tribunal Constitucional firmou vinte anos antes, a propósito de um sector de rede distinto mas estruturalmente análogo. No Acórdão n.º 288/2004, proferido em Plenário em 27 de Abril de 2004 no Processo n.º 803/03 e relatado pelo Conselheiro Paulo Mota Pinto, o Tribunal apreciou o artigo 29.º, alínea e), do Decreto-Lei n.º 40/95, de 15 de Fevereiro, que aprovara as bases da concessão do serviço público de telecomunicações e investia a concessionária no direito de ocupar e utilizar ruas, praças, estradas, caminhos e cursos de água do domínio público com isenção total de taxas e de quaisquer outros encargos, sempre que necessário à implantação das infra-estruturas. O litígio de origem respeitava a uma taxa de ocupação da via pública liquidada pelo Município de Lisboa por um armário de distribuição telefónica.

O Tribunal decidiu não julgar inconstitucional a norma, em dois planos. Quanto à inconstitucionalidade orgânica, concluiu que a previsão de uma isenção pontual não integra o «regime das finanças locais» reservado à Assembleia da República: uma norma que se limita a excluir a incidência relativamente a uma pessoa determinada, numa situação específica, tem reflexo apenas indirecto nas finanças locais, e o entendimento contrário obrigaria a incluir na reserva parlamentar todo o regime das taxas municipais — incluindo os regulamentos locais que as criam, o que manifestamente não sucede. Concluiu também que a norma não integra a «definição do regime dos bens do domínio público», por não definir esses bens nem os seus limites, e por incidir apenas sobre um particular aspecto da utilização das vias, sem afectar a sua titularidade, destino ou integridade.

Quanto à inconstitucionalidade material, o Tribunal recorreu a dois argumentos que interessam directamente ao sector energético. O primeiro é o da finalidade supramunicipal: a existência de um serviço público de âmbito nacional corresponde a um interesse que transcende o universo das comunidades locais, e a sua exploração seria dificultada, ou mesmo impossibilitada, pelo estabelecimento de condições diferenciadas em cada autarquia. O segundo é o do núcleo essencial: a isenção afecta as autarquias apenas na obtenção de receitas a partir de uma utilização determinada de certos objectos patrimoniais específicos, permanecendo intocada, quanto a tudo o resto, a possibilidade de fruição económica do património municipal. Neste ponto o acórdão convoca expressamente a decisão do Tribunal Constitucional Federal alemão de 7 de Janeiro de 2000 sobre o § 50 da Lei das Telecomunicações federal, em que se concluíra que a garantia da auto-administração autárquica não é ofendida por um direito de utilização gratuita das vias públicas para instalações de telecomunicações, por a autonomia financeira assegurar a gestão global das finanças locais e não posições patrimoniais individualmente consideradas.

Projecção sobre o sector energético: a transposição para o sector eléctrico é directa e ilumina o Acórdão n.º 739/2021. A isenção de taxas de ocupação do subsolo pelas redes de distribuição em média e baixa tensão obedece à mesma lógica funcional: não é uma isenção de natureza tributária e pessoal, mas o resultado do regime jurídico-administrativo de um serviço público de âmbito nacional. Com uma diferença relevante, que o Acórdão n.º 739/2021 explicita e o de 2004 não conhecia: no sector eléctrico existe uma contrapartida —

a renda anual de concessão, fixada por decreto-lei ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses nos termos do artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, e repercutida nas tarifas de uso das redes. O modelo eléctrico é, por isso, de comutação e não de isenção pura, o que o torna constitucionalmente menos exposto do que o das telecomunicações de 1995 — mas também economicamente mais opaco, por transferir o encargo para o consumidor final.

Nota crítica: a arquitectura desta doutrina é anterior à liberalização e foi construída para um modelo de concessionário único de serviço público nacional. A sua aplicação a um sector eléctrico liberalizado, em que a operação das redes é actividade regulada mas o resto da cadeia é concorrencial, merece reexame. A justificação da isenção pela finalidade que transcende o âmbito municipal é sólida quanto à rede; é bastante menos evidente quanto a infra-estruturas de produção ou de armazenamento detidas por operadores privados em regime de mercado, matéria que a jurisprudência ainda não enfrentou.

POSIÇÃO CRÍTICA:

Os dois acórdãos ilustram, em planos diferentes, a mesma característica estrutural do direito da energia: a de ser um direito administrativo especial cuja densidade normativa reside no regulamento e não na lei. O Acórdão n.º 231/2020 legitima constitucionalmente essa arquitectura, ao aceitar que a determinabilidade se afira pela conjugação regulamentar e pelo destinatário qualificado. Trata-se de uma solução pragmaticamente necessária — nenhum legislador parlamentar poderia fixar padrões de qualidade de serviço com a granularidade exigida —, mas que transfere para o regulador uma parcela do princípio da legalidade sancionatória e torna tanto mais exigente o controlo procedimental da produção regulamentar, matéria tratada na Parte D deste Manual.

O Acórdão n.º 739/2021, por seu turno, é a peça jurisprudencial indispensável para compreender a questão das concessões municipais de distribuição em baixa tensão, desenvolvida na secção B.4 do Suplemento Técnico. Ao confirmar que a renda de concessão é repercutida nas tarifas de uso das redes, o Tribunal torna explícito aquilo que o debate público sobre o futuro daquelas concessões tende a omitir: o encargo municipal é, em última análise, suportado pelo consumidor final de electricidade, o que desloca a discussão do plano da autonomia local para o plano da eficiência tarifária.

RELEVÂNCIA DOUTRINAL: O Acórdão n.º 231/2020 é referência em contencioso contra-ordenacional energético, sempre que se invoque a indeterminação de normas regulamentares da ERSE. O Acórdão n.º 739/2021 é referência em matéria de relações entre concessionárias de rede e municípios, e em qualquer análise do processo de reforma das concessões de baixa tensão.

3.1.3. Síntese da Jurisprudência Constitucional Energética — Quadro Analítico

Quadro 4 — Síntese da Jurisprudência Constitucional Energética

Acórdão TC	Norma em Causa	Princípio Central	Resultado	Relevância Prática
n.º 7/2019	CESE 2014 — incidência sobre todo o sector energético	Contribuição financeira; equivalência; igualdade	Não inconstitucionalidade	Fixa a qualificação do tributo sectorial e o parâmetro de equivalência
n.º	CESE 2018 — art. 2.º,	Igualdade tributária	Inconstitucionalidade	Inaugura a viragem;

Acórdão TC	Norma em Causa	Princípio Central	Resultado	Relevância Prática
101/2023 (3.ª Secção)	al. d) (gás natural)	(art. 13.º CRP)		localiza a causa na alteração do FSSSE pelo DL n.º 109-A/2018
n.º 338/2023 (1.ª Secção)	CESE 2018 — arts. 2.º, 3.º, 4.º, 11.º e 12.º	Equivalência; capacidade contributiva	Não inconstitucionalidade	Decisão divergente que acciona o art. 79.º-D da LTC
n.º 381/2024 (Plenário)	CESE 2018 — mesma norma	Data de constituição da obrigação tributária	Não inconstitucionalidade	Circunscreve a tese do Ac. 101/2023 aos exercícios posteriores a 2018
n.º 197/2024	CESE 2019 (art. 313.º da Lei n.º 71/2018)	Igualdade na dimensão de equivalência	Inconstitucionalidade	Primeira afirmação do juízo quanto ao exercício de 2019
n.º 677/2025 (fisc. abstracta)	CESE 2019 — art. 2.º, al. d) (gás natural)	Igualdade na dimensão de equivalência	Inconstitucionalidade com força obrigatória geral	Impõe a revisão oficiosa das liquidações de 2019 no subsector do gás
n.º 846/2025 (Plenário)	CESE 2019 — centros electroprodutores renováveis (DL n.º 172/2006)	Igualdade; equivalência	Fiscalização abstracta	Estende o escrutínio a subsector distinto do gás natural
n.º 300/2026	CESE 2022 — subsector petrolífero	Igualdade tributária	Confirma a orientação maioritária para 2019 em diante	Condiciona a inconstitucionalidade à manutenção dos critérios de afectação da receita
n.º 288/2004 (Plenário)	Isenção de taxas de ocupação da via pública — art. 29.º, al. e), do DL n.º 40/95 (telecomunicações)	Reserva de lei; autonomia local (arts. 165.º e 238.º CRP)	Não inconstitucionalidade	Doutrina-matriz da isenção funcional por finalidade supramunicipal, aplicada por analogia às redes de energia
n.º 231/2020	Regulamento da Qualidade de Serviço da ERSE	Legalidade e determinabilidade sancionatória	Não inconstitucionalidade	Critério do destinatário qualificado; limites ao poder regulamentar
n.º 739/2021	Taxas de ocupação do subsolo; concessões municipais de BT	Autonomia local; domínio público municipal	Não inconstitucionalidade	Renda de concessão repercutida nas tarifas de uso das redes
TJUE, C-460/21 (Vapo Atlantic)	Contribuição de Serviço Rodoviário (CSR)	Motivos específicos — art. 1.º, n.º 2, da Directiva 2008/118/CE	Incompatibilidade com o direito da União	Conduz à revogação da CSR pela Lei n.º 24-E/2022, de 30 de dezembro e a litigância massiva de reembolso

3.2. Supremo Tribunal Administrativo — Licenciamento, Responsabilidade do Estado e Tarifas Energéticas

O Supremo Tribunal Administrativo (STA) é, no contencioso energético português, a instância de cúpula do contencioso de licenciamento e de responsabilidade civil do Estado por atos ou omissões no exercício de funções regulatórias e de licenciamento no sector da energia. A sua jurisprudência estrutura-se em torno de três núcleos: *(i)* a responsabilidade civil por atos ilícitos no licenciamento; *(ii)* a responsabilidade por incumprimento do direito europeu em matéria de prazos; e *(iii)* a sindicabilidade judicial das deliberações da ERSE no contencioso tarifário.

3.2.1. Responsabilidade Civil do Estado por Atos Ilícitos no Licenciamento Energético

Supremo Tribunal Administrativo, Acórdão de 29 de Junho de 2006, Processo n.º 01300/04 (Relator: Conselheiro Madeira dos Santos) *(Disponível em: www.dgsi.pt — pesquisa por «processo 01300/04»)*

TEMA: Responsabilidade civil extracontratual do Estado por ato administrativo ilícito no licenciamento de instalação industrial com actividade energética — recusa de realização de vistoria e nexo de causalidade adequada.

ENQUADRAMENTO NORMATIVO: O regime de responsabilidade civil extracontratual do Estado e demais pessoas colectivas públicas era, à data da decisão, regulado pelo Decreto-Lei n.º 48 051, de 21 de novembro de 1967, entretanto substituído pela Lei n.º 67/2007, de 31 de dezembro (RJRCEE — Regime da Responsabilidade Civil Extracontratual do Estado e Demais Entidades Públicas). O processo de licenciamento em causa envolvia uma instalação industrial com componente energética sujeita a vistoria obrigatória de segurança, cujo agendamento foi indevidamente recusado pela Administração.

FUNDAMENTAÇÃO DO TRIBUNAL:

O STA fixou, neste acórdão, doutrina relevante sobre os pressupostos da responsabilidade civil do Estado por ilicitude procedimental no licenciamento energético-industrial:

(i) Ilicitude do ato administrativo obstativo — I Proposição: O ato administrativo que, violando uma norma procedimental, impeça a propulsão de um processo de licenciamento da iniciativa de um particular — designadamente a recusa injustificada de realização de vistoria indispensável ao licenciamento de uma unidade industrial — é ilícito para efeitos de responsabilidade civil do respectivo ente público. A ilicitude resulta diretamente da violação do dever funcional de atuar nos prazos e nas condições procedimentais legalmente fixados, independentemente de qualquer apreciação sobre o mérito da pretensão subjacente ao pedido de licenciamento.

(ii) Nexo de causalidade adequada — II Proposição — A dificuldade probatória central: A conduta ilícita e culposa que recusou a realização da vistoria indispensável ao licenciamento não se apresenta necessariamente como *conditio sine qua non* dos prejuízos inerentes à não laboração do estabelecimento: esse efeito danoso podia igualmente advir do facto de a vistoria, caso realizada, não aprovar as instalações. Consequentemente, não se verifica automaticamente o nexo de causalidade adequada entre o ato ilegal e os danos invocados — o que exige do lesado a demonstração da probabilidade de aprovação das instalações em caso de realização da vistoria.

(iii) Distribuição do ónus da prova — III Proposição: A falta de condições do estabelecimento para obter aprovação na vistoria não é um facto impeditivo cuja prova incumba ao Estado demandado na acção de indemnização, nem uma causa virtual que acrescesse à causa real do dano. O autor, assim como raciocinou num plano hipotético quanto à alegação e à prova dos danos, podia e devia ter alegado e demonstrado que a vistoria, a ter-se realizado, provavelmente terminaria pela aprovação do estabelecimento industrial.

(iv) Inaplicabilidade da inversão do ónus — IV Proposição: O facto de a vistoria não se ter realizado — e de, por isso, ser impossível asseverar que nela se aprovariam as instalações

— não conduz à inversão do ónus da prova nos termos do artigo 344.º, n.º 2, do Código Civil, pois o autor poderia ter alegado e demonstrado a probabilidade de aprovação num plano hipotético, tal como alegou e quantificou os danos numa base também hipotética.

POSIÇÃO CRÍTICA:

O acórdão apresenta uma tensão interna relevante: por um lado, reconhece a ilicitude do ato obstativo; por outro, onera o lesado com a prova de um facto de verificação hipotética — a aprovação das instalações numa vistoria que não se realizou — de difícil ou impossível demonstração. Esta solução pode conduzir à impunidade prática do Estado pelo incumprimento dos seus deveres procedimentais, sempre que o resultado do ato omitido seja incerto.

A posição crítica deste Manual é que a distribuição do ónus da prova deve permitir uma tutela efectiva perante a omissão ilícita de actos procedimentais. Uma eventual presunção de causalidade exigiria fundamento normativo próprio e não se confunde com a presunção de culpa prevista no artigo 10.º da Lei n.º 67/2007. A proposta de reforma deve, por isso, distinguir prova do dano, causalidade e culpa, sem apresentar como doutrina consolidada uma solução normativa aqui defendida.

RELEVÂNCIA NO DIREITO DA ENERGIA: Este acórdão é referência obrigatória no contencioso de licenciamento energético, estabelecendo que:

- A lentidão ou a recusa injustificada de atos procedimentais da DGEG, da APA ou de outras entidades intervenientes no licenciamento energético pode constituir ato ilícito gerador de responsabilidade civil do Estado;
- O dano indemnizável não se presume automaticamente da ilicitude do ato: o promotor do projecto energético deve demonstrar que, na ausência do comportamento ilícito, o licenciamento teria provavelmente sido concedido;
- A questão do ónus da prova é particularmente sensível nos litígios de licenciamento energético, dado que a instrução dos processos — AIA, pareceres sectoriais, vistoria técnica — envolve informação técnica assimétrica, frequentemente na posse da própria Administração.

3.2.2. Responsabilidade do Estado por Incumprimento do Direito Europeu nos Prazos de Licenciamento

Supremo Tribunal Administrativo Jurisprudência sobre Prazos de Licenciamento e Responsabilidade por Mora

O STA tem desenvolvido, na sua jurisprudência mais recente, uma linha de decisões sobre a responsabilidade do Estado por incumprimento dos prazos de licenciamento de instalações de energia renovável, articulando o regime nacional de responsabilidade civil extracontratual (Lei n.º 67/2007) com a doutrina *Francovich* (TJUE, C-6/90 e C-9/90, de 19 de novembro de 1991, ECLI:EU:C:1991:428) e com os prazos vinculativos fixados pelo Regulamento (UE) 2022/2577.

PRINCÍPIOS CONSOLIDADOS NA JURISPRUDÊNCIA DO STA:

(i) Ilicitude por omissão administrativa prolongada: A ultrapassagem injustificada dos prazos fixados nos artigos 13.º e seguintes do DL n.º 15/2022 e no artigo 4.º do Regulamento (UE) 2022/2577 configura omissão ilícita da Administração, geradora de responsabilidade nos termos do artigo 9.º, n.º 2, da Lei n.º 67/2007. A obrigação de decidir em prazo é um dever funcional cujo incumprimento culposo é, em princípio, presumido ao abrigo do artigo 10.º, n.º 2, da mesma lei — invertendo-se, neste caso, o ónus da prova para o Estado.

(ii) Dano ressarcível — lucros cessantes: O dano indemnizável compreende não apenas os custos diretos suportados pelo promotor durante o período de atraso (despesas de consultoria, custos de financiamento, encargos de manutenção das reservas de capacidade junto da REN), mas também, em certas circunstâncias, os lucros cessantes resultantes do atraso no início da produção de energia. A quantificação destes lucros exige prova pericial técnica sobre os volumes de produção expectáveis e os preços de mercado ou de CfD aplicáveis.

(iii) Responsabilidade por violação do direito europeu — doutrina Francovich: O STA tem reconhecido que o incumprimento, pelo Estado português, das obrigações de licenciamento atempado previstas em Directivas europeias (RED II — Directiva (UE) 2018/2001; EED — Directiva (UE) 2018/2002) pode fundar responsabilidade extracontratual do Estado por violação suficientemente caracterizada do direito da União, nos termos do artigo 12.º da Lei n.º 67/2007. Para a aplicabilidade da responsabilidade *Francovich* ao licenciamento energético, o STA exige: (a) que a norma violada confira direitos ao particular; (b) que a violação seja suficientemente caracterizada — por culpa grave, reiteração ou manifesta contrariedade ao direito; e (c) que exista nexo de causalidade direto entre a violação e o dano sofrido.

CONFRONTO DOUTRINAL: Direito à Decisão em Prazo vs. Rigor da Avaliação Ambiental

A fixação de prazos máximos vinculativos para o licenciamento energético (artigo 4.º Reg. (UE) 2022/2577; artigo 17.º DL n.º 15/2022) gera tensão com a natureza intrinsecamente complexa e multissectorial da Avaliação de Impacte Ambiental. A doutrina divide-se:

POSIÇÃO A — Prazos como garantia do investidor: A previsibilidade dos prazos protege a confiança do particular e a segurança do investimento. Este Manual defende que a omissão injustificada de deveres procedimentais deve ter consequências efectivas, a determinar segundo os pressupostos da responsabilidade civil e as regras de prova aplicáveis. A automatização da responsabilidade constitui uma proposta de reforma que exige definição legal própria.

POSIÇÃO B — Prazos e qualidade da avaliação: A complexidade técnica da avaliação de impacte ambiental exige articulação entre estudos, participação pública e consulta às entidades competentes. A celeridade deve ser compatibilizada com a qualidade da decisão e com os deveres de protecção ambiental. Esta ponderação resulta da conjugação dos regimes de licenciamento e de avaliação ambiental, não de uma exclusão geral da responsabilidade administrativa.

POSIÇÃO DO MANUAL: A tensão deve ser resolvida não pelo sacrifício de nenhum dos valores, mas por uma reforma estrutural que: (i) paralelize fases actualmente sequenciais; (ii) reforce o pessoal técnico da APA e das CCDR para AIA de projectos energéticos; e (iii) crie responsabilidade automática do Estado pela ultrapassagem dos prazos máximos, com

inversão do ónus da prova quanto à ausência de culpa (proposta P8 — Capítulo 6 deste Manual).

3.2.3. Sindicabilidade Judicial das Deliberações da ERSE — Contencioso Tarifário

Sindicabilidade das Deliberações Tarifárias — Enquadramento Geral

A apreciação jurisdicional das decisões regulatórias deve articular tutela efectiva, legalidade e respeito pelas competências técnicas da Administração. Os parâmetros seguintes constituem um enquadramento analítico do contencioso regulatório; a aplicação de cada um exige a identificação da decisão e do regime processual pertinentes.

PARÂMETROS DE ANÁLISE:

(i) Apreciação técnica e legalidade: A complexidade económica da decisão não afasta o controlo dos pressupostos, da fundamentação, do procedimento e do cumprimento das normas aplicáveis. A intensidade do controlo deve ser determinada pelo objecto do litígio e pelos limites da função jurisdicional.

(ii) Audiência, participação e fundamentação: As exigências de participação procedimental e de fundamentação devem ser apreciadas à luz do procedimento aplicável e do Código do Procedimento Administrativo. A decisão deve permitir compreender os critérios relevantes e controlar os pressupostos utilizados.

(iii) Tutela cautelar: O pedido de suspensão exige a aplicação dos pressupostos do Código de Processo nos Tribunais Administrativos, incluindo o risco decorrente da demora e a apreciação da pretensão principal nos termos legalmente exigidos. A complexidade regulatória não estabelece uma exclusão geral da tutela cautelar.

ENQUADRAMENTO DOUTRINAL: Para a estrutura da regulação dos sectores de rede e do direito europeu da energia, v. Hancher e Larouche (2010), Johnston e Block (2012) e Talus (2013).

3.3. Tribunal Central Administrativo Sul — Contencioso Regulatório Energético

O Tribunal Central Administrativo Sul (TCAS) é a instância central do contencioso regulatório energético português: aprecia, em primeira instância ou em recurso, as impugnações de deliberações da ERSE, das decisões da DGEG em matéria de licenciamento e das decisões da ENSE sobre o mercado de combustíveis. A jurisprudência do TCAS articula-se em torno de três eixos: *(i)* a constitucionalidade e a legalidade das contribuições parafiscais do sector energético; *(ii)* o controlo das deliberações tarifárias da ERSE; e *(iii)* o contencioso de acesso às redes e de licenciamento de instalações de energia renovável.

3.3.1. Constitucionalidade da CESE — Violação do Princípio da Igualdade

Tribunal Central Administrativo Sul, Acórdão de 30 de setembro de 2025 Processo n.º 1883/21.6BELRS Secção CT | Relatora: Patrícia Manuel Pires *(Disponível em: www.dgsi.pt/jtca.nsf — pesquisa por processo 1883/21.6BELRS)*

TEMA: Constitucionalidade do artigo 2.º, alínea *k)*, do Regime Jurídico da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (RJCESE) relativo ao exercício de 2020 —

sujeição passiva dos comercializadores grossistas de petróleo bruto e de produtos de petróleo — violação do artigo 13.º da CRP (princípio da igualdade tributária).

ENQUADRAMENTO NORMATIVO: A CESE foi criada pelo artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro (Lei do Orçamento do Estado para 2014), e o seu Regime Jurídico (RJCESE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 13/2014, de 28 de janeiro. Trata-se de uma contribuição financeira extraordinária que incide sobre o valor líquido contabilístico dos activos afetos ao exercício das actividades do sector energético nacional, com a finalidade declarada de financiar o equilíbrio do sistema elétrico nacional e os mecanismos de transição energética — designadamente os CIEG e o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE). A CESE foi sucessivamente prorrogada por diversas Leis do Orçamento do Estado, incluindo para o exercício de 2020, relevante no presente litígio.

FUNDAMENTAÇÃO DO ACÓRDÃO:

O TCAS desaplicou o artigo 2.º, alínea *k)*, do RJCESE na parte referida, com a seguinte fundamentação articulada:

(i) Incongruência do escopo incidental — Ausência de nexo funcional: A CESE foi conceptualmente concebida como contribuição extraordinária destinada a financiar os desequilíbrios financeiros do sistema elétrico nacional — designadamente os CIEG decorrentes das tarifas garantidas das renováveis antigas. A inclusão na base de incidência dos comercializadores grossistas de petróleo bruto e de produtos petrolíferos — entidades sem qualquer actividade no sistema elétrico, sem acesso às redes de electricidade e sem relação funcional com os desequilíbrios do SEN — rompe com a conexão funcional que deve ligar o facto gerador da contribuição ao custo colectivo que ela visa financiar. A desconexão entre o sujeito passivo e o desequilíbrio financeiro custeado pela contribuição viola o princípio da igualdade material na sua dimensão de coerência sistémica e de proporcionalidade da carga tributária.

(ii) Violação do artigo 13.º CRP — Tratamento discriminatório de operadores em posição análoga: O TCAS constatou que os comercializadores grossistas de petróleo foram incluídos na alínea *k)* do artigo 2.º RJCESE sem que o legislador tivesse identificado qualquer nexo de causalidade ou de benefício especial que justificasse a sua sujeição à contribuição, em comparação com outros operadores do sector dos combustíveis (distribuidores a retalho, postos de abastecimento) que foram excluídos da incidência. Esta assimetria de tratamento entre operadores em posição materialmente análoga, sem fundamentação racional adequada, viola o princípio da igualdade consagrado no artigo 13.º da CRP.

(iii) Distinção dogmática: taxa, contribuição financeira e imposto: O TCAS procedeu a uma análise dogmática apurada da natureza jurídica da CESE, concluindo que: (a) não é um *imposto* — não assenta na capacidade contributiva geral, mas num nexo funcional com o sector energético; (b) não é uma *taxa* — não existe contraprestação individualizada específica ao contribuinte; (c) é uma *contribuição financeira de grupo*, destinada a financiar um bem colectivo sectorial. Esta qualificação implica que a inclusão de entidades sem conexão com o desequilíbrio financeiro visado transforma materialmente a CESE, quanto a esses sujeitos, num imposto — sujeito às exigências constitucionais desta categoria (princípio da capacidade contributiva, artigos 103.º e 104.º CRP).

(iv) Relevância da jurisprudência do Tribunal Constitucional: O TCAS invocou o Acórdão do TC n.º 7/2019, que, embora relativo a exercício diferente da CESE, havia já sinalizado a necessidade de o legislador justificar adequadamente a extensão da base de incidência da CESE a entidades sem actividade no sector elétrico. A reiterada extensão da incidência a comercializadores grossistas de petróleo, sem adequação desta sinalização constitucional, constituiu elemento reforçador da posição do TCAS.

SUMÁRIO OFICIAL:

I — O artigo 2.º, alínea k), do regime jurídico da CESE, na parte em que determina que o tributo incide sobre o valor dos elementos do activo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º, da titularidade das pessoas colectivas que integram o sector energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direcção efectiva ou estabelecimento estável em território português, que, em 1 de janeiro de 2019, sejam comercializadores grossistas de petróleo bruto e de produtos de petróleo, viola o artigo 13.º da CRP.

POSIÇÃO CRÍTICA — TRÊS PLANOS DE RELEVÂNCIA:

Plano da teoria das contribuições financeiras: O acórdão reforça a doutrina de que as contribuições financeiras de grupo exigem um nexo de causalidade ou de benefício especial entre o contribuinte e o custo colectivo que a contribuição financia. A CESE, quando estendida a operadores sem ligação funcional ao sector elétrico, converte-se materialmente num imposto, devendo obedecer às exigências constitucionais desta categoria. Para o enquadramento geral das categorias tributárias, v. Nabais (2019), Direito fiscal (11.ª ed.).

Plano da sustentabilidade jurídica do financiamento do SEN: O acórdão documenta os riscos jurídicos de expandir a base de incidência de contribuições extraordinárias do sector energético sem rigor dogmático quanto ao nexo funcional exigível. O financiamento dos CIEG — que representam cerca de €3,4 mil milhões por ano — assenta numa arquitectura de contribuições e tarifas cuja consistência interna é condição da sua sustentabilidade constitucional e jurídica a longo prazo.

Plano do contencioso tributário energético: O acórdão documenta a crescente relevância do TCAS e do CAAD como foros de impugnação das contribuições parafiscais do sector energético — tendência que espelha o aumento da litigância sobre a estrutura de financiamento do SEN após a crise energética de 2021-2022 e que coloca pressão crescente sobre a arquitectura normativa do financiamento da transição energética.

3.3.2. Impugnação de Deliberações Tarifárias e Contencioso de Acesso às Redes

Tribunal Central Administrativo Sul — Jurisprudência Sistematizada

O TCAS aprecia, de forma crescente, litígios sobre acesso às redes de electricidade e gás, encargos de ligação e contencioso de licenciamento. A sua jurisprudência organiza-se nos três eixos seguintes:

EIXO 1 — CONTROLO DAS DELIBERAÇÕES TARIFÁRIAS DA ERSE

O TCAS tem apreciado a legalidade das deliberações da ERSE que fixam tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição, aplicando os seguintes critérios de sindicabilidade:

(i) Legalidade formal: Verificação do cumprimento do procedimento de consulta pública e de audiência prévia dos interessados (artigos 150.º e 151.º CPA; artigo 14.º do Regulamento Tarifário da ERSE). O TCAS tem anulado deliberações tarifárias em que o período de consulta pública foi encurtado sem justificação suficiente ou em que as observações dos operadores regulados não foram objeto de ponderação explícita na deliberação final.

(ii) Adequação da fundamentação: As deliberações tarifárias da ERSE devem explicitar os critérios metodológicos seguidos, os dados utilizados e o modo como foram ponderados os interesses contraditórios dos operadores regulados e dos consumidores. A fundamentação *per remissionem* — remissão para documentos técnicos não publicamente acessíveis — tem sido considerada pelo TCAS como fundamentação insuficiente para atos com impacto económico significativo, por violação do artigo 153.º do CPA e do direito à informação dos interessados.

(iii) Erro manifesto de apreciação: O TCAS tem reconhecido ao tribunal a possibilidade de sindicar o «erro manifesto de apreciação» — desvio grosseiro e evidente entre os dados do mercado e as premissas económicas utilizadas pela ERSE — sem substituir a apreciação técnica do regulador. Este conceito, importado da jurisprudência do TJUE sobre atos técnicos das instituições europeias (v. TJUE, C-89/08 P, *Comissão c. Irlanda e o.*, ECLI:EU:C:2009:742), permite um controlo judicial limitado mas efectivo da discricionariedade técnica do regulador.

EIXO 2 — CONTENCIOSO DE ACESSO À REDE E RECUSA DE LIGAÇÃO

O TCAS tem apreciado vários litígios relativos à recusa ou ao condicionamento do acesso de produtores de energia renovável à rede elétrica de serviço público (RESP), em que os recorrentes invocam:

(i) A obrigação de ligação do gestor da rede (REN; EDP Distribuição), decorrente do artigo 7.º do DL n.º 62/2020 e do artigo 14.º da Directiva (UE) 2019/944; *(ii)* O carácter desproporcionado dos encargos de ligação e reforço de rede imputados ao produtor renovável, invocando o princípio da não-discriminação do artigo 14.º da Directiva (UE) 2019/944 e as deliberações da ERSE sobre os critérios de imputação dos custos de reforço; *(iii)* O carácter excessivo do prazo de resposta dos operadores de rede, em violação dos prazos regulamentares fixados pela ERSE.

O TCAS, nestes litígios, tem adoptado uma posição de protecção efectiva do direito de acesso à rede como condição de viabilidade do investimento renovável, reconhecendo que a recusa ou o condicionamento injustificado do acesso viola o artigo 14.º da Directiva (UE) 2019/944 com efeito direto na ordem interna e pode fundar responsabilidade civil do operador de rede e, subsidiariamente, do Estado regulador.

EIXO 3 — IMPUGNAÇÃO DE ATOS DE LICENCIAMENTO ENERGÉTICO DA DGEG

O TCAS aprecia as impugnações de atos da DGEG por promotores de projectos energéticos ou por terceiros oponentes (autarquias, associações ambientalistas, particulares afetados). A jurisprudência recente consolida os seguintes princípios:

(i) Legitimidade dos terceiros oponentes: As autarquias locais cujo território é afetado por projectos de energia renovável têm legitimidade processual activa para impugnar atos de licenciamento da DGEG quando alegam violação dos Planos Diretores Municipais (PDM) ou inadequação do processo de AIA. O TCAS tem reconhecido esta legitimidade com fundamento no artigo 9.º, alíneas *b)* e *d)*, do CPTA e na Convenção de Aarhus (Lei n.º 19/2006).

(ii) Prevalência do interesse energético vs. ordenamento do território: O TCAS tem aplicado o princípio da prevalência do interesse energético nacional (artigo 22.º DL n.º 15/2022), reconhecendo que projectos de energia renovável de interesse público superior podem ser autorizados em solos classificados nos PDM como agrícolas ou de uso especial, mediante desafetação pelas CCDR e desde que não exista localização alternativa equivalente. Este princípio de prevalência, porém, não é absoluto: o TCAS tem anulado licenças emitidas sem observância do procedimento de desafetação ou sem análise suficiente de alternativas locativas menos lesivas.

(iii) Tutela cautelar e urgência climática: O TCAS tem sido restritivo na concessão de medidas cautelares de suspensão de licenças energéticas durante o período de litígio, tendo em conta o interesse público da transição energética e os custos económicos e climáticos dos atrasos no desenvolvimento de projectos de energia renovável. A tutela cautelar é, porém, deferida quando o requerente demonstra ilegalidade manifesta do ato e risco de dano grave e irreversível não suscetível de reparação adequada pela sentença final.

CONFRONTO DOUTRINAL: NIMBY Energético — Tutela dos Terceiros Oponentes vs. Urgência Climática

A crescente litigância de terceiros contra projectos de energia renovável — fenómeno internacionalmente designado como *NIMBY* (*Not In My Back Yard*) e juridicamente enquadrado na tutela jurisdicional efectiva (artigos 20.º e 268.º, n.º 4, CRP) e no direito de participação ambiental (Convenção de Aarhus) — cria tensão estrutural com a urgência climática que exige aceleração do licenciamento e do investimento renovável.

POSIÇÃO A — Tutela dos terceiros interessados: A protecção do ambiente, a participação na decisão administrativa e a tutela jurisdicional efectiva exigem o reconhecimento das posições processuais previstas na Constituição e na legislação aplicável. A urgência da transição energética não dispensa o controlo da legalidade nem permite restringir o acesso aos tribunais sem fundamento normativo e juízo de proporcionalidade.

POSIÇÃO B — Simplificação proporcional dos procedimentos: Os regimes europeus de aceleração das renováveis procuram reduzir obstáculos administrativos e tornar previsíveis os prazos. A simplificação deve respeitar os direitos de participação, a tutela jurisdicional e as condições específicas de cada regime. A literatura sobre litigância climática permite enquadrar a diversidade de funções dos tribunais (Peel & Osofsky, 2015), sem demonstrar, por si, a validade de qualquer restrição processual concreta.

POSIÇÃO DO MANUAL: A tensão deve ser resolvida não pela exclusão dos terceiros oponentes, mas por mecanismos processuais que: (i) fixem prazos máximos de resolução dos litígios energéticos (proposta P9 — CAEE); (ii) limitem a tutela cautelar suspensiva a casos de ilegalidade manifesta; e (iii) criem um tribunal especializado em matéria de energia e ambiente que maximize celeridade e qualidade técnica das decisões.

3.3.3. Quadro Jurisprudencial Sinóptico do TCAS em Matéria Energética

Quadro 5 — Jurisprudência do TCAS em Matéria Energética

Eixo Jurisprudencial	Norma Central	Critério de Sindicabilidade	Resultado Típico	Instrumentos de Tutela
Constitucionalidade de contribuições parafiscais (CESE)	Art.º 13.º CRP; RJCESE	Nexo funcional contribuição/actividade; igualdade tributária	Desaplicação por inconstitucionalidade quando ausente o nexo funcional	Impugnação judicial; arbitragem CAAD
Controlo de deliberações tarifárias da ERSE	Arts. 150.º-153.º CPA; Reg. Tarifário ERSE	Legalidade formal; adequação da fundamentação; erro manifesto de apreciação	Anulação parcial por insuficiência de fundamentação ou por omissão de ponderação	Recurso contencioso; tutela cautelar restritiva
Acesso à rede e encargos de ligação	Art.º 14.º Dir. (UE) 2019/944; art.º 7.º DL n.º 62/2020	Proporcionalidade dos encargos; não-discriminação; cumprimento dos prazos	Anulação da recusa ou redução dos encargos quando desproporcionados	Arbitragem ERSE; acção contenciosa; indemnização
Licenciamento de renováveis — oposição de terceiros	Arts. 9.º CPTA; art.º 22.º DL n.º 15/2022; Convenção de Aarhus	Legitimidade processual; prevalência do interesse energético; alternativas locativas	Anulação por incumprimento procedimental; indeferimento da tutela cautelar em regra	Recurso contencioso; providência cautelar

3.4. Jurisprudência Europeia em Matéria Energética e Ambiental

A jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia (TJUE) citada ao longo deste Manual — Oscar Bronner, PreussenElektra, VEMW, Ålands Vindkraft, Achmea, Ökostromgesetz, Hinkley Point C, Komstroy LLC — trata sobretudo do mercado interno da energia, dos auxílios de Estado e da arbitragem de investimento. Falta, porém, sistematizar a jurisprudência europeia sobre avaliação ambiental e protecção da Rede Natura 2000, incontornável para os projectos de energia renovável tratados no Suplemento, Parte B.3 deste Manual.

3.4.1. Avaliação de Incidências Ambientais e Rede Natura 2000

No Acórdão Waddenzee (C-127/02, de 7 de setembro de 2004), o TJUE fixou o critério interpretativo, hoje uniformemente aplicado, de que um plano ou projecto só pode ser aprovado, ao abrigo do artigo 6.º, n.º 3, da Directiva Habitats (92/43/CEE), se a autoridade competente tiver adquirido a certeza científica de que não afetará de forma adversa a integridade do sítio protegido em causa — sendo insuficiente uma mera probabilidade ou ausência de dúvida razoável. Este critério de certeza científica qualificada é hoje aplicado pelo ICNF a todos os projectos de energia renovável (eólicos, fotovoltaicos, linhas de

transporte) que interfiram com sítios da Rede Natura 2000, nos termos assinalados na Parte B.3 deste Manual.[18]

No Acórdão Wells (C-201/02, de 7 de janeiro de 2004), o TJUE reconheceu efeito direto vertical às obrigações da Directiva de Avaliação de Impacte Ambiental (85/337/CEE, actual Directiva 2011/92/UE), determinando que um particular pode invocar, perante os tribunais nacionais, a omissão de AIA por parte do Estado-Membro para obter a suspensão ou a revogação de uma autorização de exploração — precedente estruturante para o contencioso português de impugnação de licenciamento energético por vício de AIA, já tratado nos Casos Práticos deste Manual.[19]

3.4.2. Auxílios de Estado a Mecanismos de Apoio às Renováveis: o Critério dos «Recursos Estatais»

No Acórdão Vent De Colère! (C-262/12, de 19 de dezembro de 2013), o TJUE qualificou como auxílio de Estado, sujeito a notificação prévia à Comissão nos termos do artigo 108.º, n.º 3, do TFUE, um mecanismo de compensação da obrigação de compra de electricidade eólica financiado por um encargo parafiscal cobrado aos consumidores finais e gerido por uma entidade sob controlo estatal — mesmo não havendo transferência direta de fundos do orçamento do Estado. Esta jurisprudência é diretamente relevante para a qualificação dos CIEG (Custos de Interesse Económico Geral) portugueses, tratados no Suplemento, Parte C, como possível auxílio de Estado sujeito a escrutínio da Comissão Europeia, sempre que a sua gestão envolva um grau suficiente de controlo público sobre os fundos em causa.[20]

Em conjunto, esta jurisprudência confirma que o Direito da Energia português não pode ser lido isoladamente do acervo jurisprudencial europeu: a legalidade de um licenciamento renovável depende tanto da correta aplicação do Direito nacional quanto da conformidade com os critérios jurisprudenciais do TJUE em matéria de avaliação ambiental e de auxílios de Estado — dois vetores que, como se procurou demonstrar ao longo deste Manual, raramente são dissociáveis na prática decisória da ERSE, da DGEG, do ICNF e dos tribunais administrativos portugueses.

---

[18] TJUE, Acórdão de 7 de setembro de 2004, C-127/02, Waddenvereniging e Vogelbeschermingsvereniging (Waddenzee), ECLI:EU:C:2004:482.

[19] TJUE, Acórdão de 7 de janeiro de 2004, C-201/02, Wells, ECLI:EU:C:2004:12.

[20] TJUE, Acórdão de 19 de dezembro de 2013, C-262/12, Vent De Colère! e o., ECLI:EU:C:2013:851.

PARTE IV — DIREITO COMPARADO APROFUNDADO

CAPÍTULO 4 — SISTEMAS REGULATÓRIOS COMPARADOS COM ANÁLISE CRÍTICA

4.1. Quadro Comparativo Aprofundado

Quadro 6 — Sistemas Regulatórios Comparados — Análise Crítica

Dimensão	Portugal/UE	EUA	Alemanha	França	China	Reino Unido
Paradigma dominante	Mercado + política industrial verde	Mercado + IRA industrial policy	Mercado + Energiewende estatal	Nuclear public + mercado competitivo	Planificação central com mercado parcial	Mercado + CfD + re-nuclearização
Modelo de unbundling	OU (REN separada da EDP)	ISO (Independent System Operator)	OU (TenneT, 50Hertz, Amprion, TransnetBW)	ITO (RTE mantida no grupo EDF)	Parcial (State Grid/SGC)	OU (National Grid)
Regulador de rede	ERSE (Portugal)	FERC + 50 PUCs estaduais	BNetzA (Bundesnetzagentur)	CRE (Comission de Régulation)	NDRC + NEA	Ofgem
Mecanismo apoio renováveis	Leilões CfD (DL 76/2019)	ITC/PTC (Inflation Reduction Act)	Feed-in premium (EEG 2023)	Appels d'offres (CRE)	FIT + leilões NDRC	CfD (EMR 2013)
Preço do carbono	EU ETS (€50-100/tCO_2)	Ausente a nível federal (RGGI estadual)	EU ETS	EU ETS + taxe carbone nationale	Mercado carbono nacional (ETS China)	UK ETS (£40-60/tCO_2)
Captura regulatória (risco)	Médio (ERSE pequena/regulado grande)	Alto (revolving door FERC/industry)	Baixo (BNetzA: forte independência)	Alto (EDF-CRE historical proximity)	N/A (Estado = regulado = regulador)	Médio (Ofgem-industry links)
Doutrina de referência	Talus (2013); Goldthau e Sitter (2015)	Joskow (2019); Stoft (2002)	Roggenkamp et al. (2016); Talus (2013)	Johnston e Block (2012); Talus (2013)	Andrews-Speed (2012)	Johnston e Block (2012); Hancher e Larouche (2010)

4.2. Análise Crítica Comparada: Cinco Debates Transversais

4.2.1. Eficiência vs. Resiliência no Design do Mercado

O mercado elétrico britânico (pós-Electricity Act 1989) foi o primeiro mercado energético liberalizado do mundo e tornou-se o modelo de referência para a reforma europeia. No entanto, a crise energética de 2021-2022 revelou as suas fragilidades estruturais: insuficiência do sinal de preços para garantir investimento em capacidade de base; volatilidade extrema; e incapacidade de proteger os consumidores vulneráveis sem subsídios de emergência.[21]

[21] Para a análise dos contratos de longo prazo e da reforma britânica do mercado eléctrico, v. Grubb e Newbery (2018), UK electricity market reform and the energy transition: Emerging lessons. Os contratos por diferenças bidireccionais devem ser enquadrados no Regulamento (UE) 2019/943, na redacção do Regulamento (UE) 2024/1747.

O mercado elétrico alemão (Energiewende) demonstrou que a penetração massiva de renováveis intermitentes exige capacidade de backup (tipicamente gás natural) que o mercado por si só não remunera adequadamente — o «missing money» problem (Newbery, 2016). A Alemanha respondeu com mecanismos de capacidade que a Comissão tem dificuldade em compatibilizar com as regras de auxílios de Estado.[22]

A experiência britânica permite hoje um balanço de três décadas e meia. O Electricity Act 1989 criou o pool obrigatório, substituído em 2001 pelos New Electricity Trading Arrangements, de natureza bilateral; a Energy Act 2013 introduziu o Electricity Market Reform, assente em dois instrumentos que se tornariam paradigma europeu — os Contracts for Difference e o mercado de capacidade. A avaliação crítica que dela se extrai é dupla. Por um lado, o CfD demonstrou-se o instrumento mais eficaz de redução do custo de capital em projectos renováveis, ao transferir para o consumidor o risco de preço e deixar ao promotor apenas o risco de execução e de recurso. Por outro, o mercado de capacidade revelou-se, na prática, um mecanismo de prolongamento da vida útil de activos térmicos existentes mais do que um indutor de nova capacidade firme — crítica que a Comissão Europeia viria a incorporar nas condições de aprovação dos mecanismos de capacidade em sede de auxílios de Estado.

O ponto de tensão actual do modelo britânico é o da localização do preço. A Review of Electricity Market Arrangements colocou na mesa a substituição do preço nacional único por preços zonais ou nodais, com o argumento de que o preço único não sinaliza o congestionamento da rede e transfere para o consumidor o custo dos redespachos. É o mesmo problema que, em Portugal, se coloca sob a forma da gestão da capacidade de ligação tratada na secção 2.7.1: em ambos os casos, a questão de fundo é saber se a escassez de rede deve ser resolvida por preço ou por procedimento administrativo. O Reino Unido debate a primeira via; Portugal optou, com o Decreto-Lei n.º 100/2026, pela segunda.

O caso alemão fornece o contraponto. A Energiewende demonstrou que a penetração massiva de renováveis intermitentes é tecnicamente viável, mas ao custo de uma reconfiguração completa do sistema de redes e de um encargo tarifário — a EEG-Umlage — que atingiu níveis politicamente insustentáveis antes de ser transferida, em 2022, para o orçamento federal. A lição regulatória é que o financiamento extra-orçamental dos apoios às renováveis, através da tarifa, tem um limite de tolerância social que se atinge antes do limite económico. Portugal enfrenta o mesmo problema sob a forma dos CIEG e da dívida tarifária, matéria tratada na Parte C.

4.2.2. Independência Regulatória vs. Captura Regulatória

[22] O Tribunal Geral apreciou o mecanismo britânico de capacidade no Acórdão de 15 de novembro de 2018, T-793/14, Tempus Energy, ECLI:EU:T:2018:790. Esse acórdão foi anulado pelo TJUE em 2 de setembro de 2021, C-57/19 P, Comissão/Tempus Energy, ECLI:EU:C:2021:663. A análise deve considerar os dois momentos processuais. Para a discussão económica dos mercados de capacidade, v. Cramton et al. (2013).

O risco de captura regulatória (Stigler, 1971; Posner, 1974) — o processo pelo qual o regulador passa a servir os interesses dos regulados em vez do interesse público — é estrutural em qualquer sistema de regulação independente. No sector energético, a captura pode manifestar-se por três vias: (i) a porta giratória (revolving door) entre reguladores e empresas reguladas; (ii) a assimetria de informação entre o regulador e os regulados; e (iii) a influência política das empresas energéticas sobre o processo de nomeação dos reguladores.[23]

A independência do regulador não é, no direito da União, uma directriz programática mas uma obrigação exigível judicialmente. O acórdão do Tribunal de Justiça de 2 de Setembro de 2021, no processo C-718/18, Comissão contra Alemanha, condenou a República Federal por não assegurar a plena independência da Bundesnetzagentur, ao reservar ao Governo federal a definição, por via regulamentar, de elementos essenciais das metodologias tarifárias e das condições de acesso às redes. O acórdão fixa um critério de grande alcance para o direito da energia europeu: as competências que as directivas atribuem ao regulador nacional são competências exclusivas, e o legislador ou o executivo nacional não as podem exercer nem condicionar por via de instruções, ainda que gerais e abstractas.

A relevância do critério para o sistema português é directa. Sempre que a lei remete para portaria do membro do Governo a fixação de elementos que a directiva atribui ao regulador — como sucede, por exemplo, com a remuneração da energia fornecida no âmbito da agregação de último recurso, nos termos do artigo 148.º, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redacção da Lei n.º 29/2026 —, coloca-se a questão de saber se a competência governamental invade o núcleo reservado à ERSE. A resposta depende de saber se a matéria configura definição de metodologia tarifária, reservada ao regulador, ou definição de política energética, que permanece na esfera governamental. É uma fronteira que o direito português não densificou e que o Capítulo 6 propõe clarificar por via legislativa, na proposta P12; o seu tratamento detalhado consta da secção D.1.5 do Suplemento Técnico.

Quanto ao risco de captura, a literatura clássica de Stigler (1971) e Posner (1974) é hoje complementada por uma leitura estrutural: o risco não decorre principalmente da corrupção ou da porta giratória, mas da assimetria informativa. Um regulador com quarenta técnicos supervisiona grupos empresariais com centenas de juristas e economistas. A resposta institucional comparada tem sido a criação de capacidade analítica própria — a Ofgem e a Bundesnetzagentur mantêm quadros técnicos de várias centenas de efectivos — e o reforço dos deveres de fundamentação e de consulta pública, que expõem o raciocínio regulatório ao escrutínio de terceiros. É a segunda via, e não a primeira, que está ao alcance de um regulador da dimensão da ERSE.

4.2.3. Soberania Energética Asiática: China vs. Índia

China e Índia representam dois modelos opostos de soberania energética na Ásia: a China combina planificação central através dos Planos Quinquenais (NDRC e NEA) com mecanismos de mercado progressivamente alargados no sector elétrico (ETS chinês desde 2021, tarifas de grosso

[23] Sobre as teorias económicas da regulação e os incentivos à captura, v. Stigler (1971), The theory of economic regulation, e Posner (1974), Theories of economic regulation. A aplicação a um regulador ou a um episódio concreto exige demonstração empírica própria.

liberalizadas em várias províncias) — um modelo de «planificação com características de mercado» que desafia as categorias regulatórias ocidentais (Andrews-Speed, 2012,). A Índia combina regulação federal (CERC) com forte intervenção estadual (SERCs), gerando inconsistências que são simultaneamente fonte de ineficiência e de adaptação local. Ambos os sistemas estão a evoluir rapidamente, tornando qualquer caracterização estática necessariamente provisória.

O modelo chinês assenta numa arquitectura institucional em que a fronteira entre regulador, regulado e accionista é inexistente: a National Development and Reform Commission define preços e planeamento, a National Energy Administration licencia, e a State Grid Corporation of China opera a rede sendo detida pelo Estado. Esta integração permite velocidade de execução sem paralelo — a China instalou, em cada um dos últimos anos, mais capacidade renovável do que a União Europeia e os Estados Unidos somados — mas ao preço da inexistência de qualquer garantia procedimental para o investidor privado e da impossibilidade estrutural de controlo jurisdicional das decisões regulatórias.

O mercado nacional de carbono chinês, iniciado em 2021 e limitado inicialmente ao sector electroprodutor, ilustra a diferença de concepção: ao contrário do EU ETS, que fixa um tecto absoluto de emissões e deixa o preço ao mercado, o sistema chinês opera por intensidade de emissões, atribuindo licenças em função da produção. A consequência é que o instrumento não limita as emissões totais, apenas as emissões por unidade produzida — diferença dogmática que torna os dois sistemas dificilmente comparáveis e que é decisiva para qualquer discussão sobre mecanismos de ajustamento carbónico na fronteira.

4.2.4. O Modelo Nórdico: Cooperação vs. Soberania

Os países nórdicos (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca) desenvolveram o mercado energético regional mais integrado do mundo, o Nord Pool, desde 1993. Este mercado demonstrou que a integração regional — incluindo a partilha de infra-estruturas de rede, a harmonização de regras de mercado e a cooperação regulatória — é compatível com a diversidade dos sistemas energéticos nacionais. A Noruega, não-membro da UE mas parte do EEE, integra plenamente o mercado elétrico europeu. Este modelo é a referência para o projecto MIBEL Portugal-Espanha.[24]

O modelo nórdico merece tratamento autónomo por ser o único caso europeu de integração regional que precede e excede a integração comunitária. O Nord Pool, criado em 1996, foi o primeiro mercado grossista transfronteiriço de electricidade do mundo, e o sistema de zonas de preço — várias por país, definidas em função dos congestionamentos internos — resolve, por via de preço, o problema que o mercado ibérico resolve por via administrativa. A comparação é instrutiva para Portugal: o MIBEL opera com uma única zona de preço por

[24] O acoplamento de mercados e a integração transfronteiriça devem ser analisados com base nas regras de operação, nas capacidades de interligação e nos resultados observados. Para o enquadramento económico, v. Stoft (2002) e Joskow (2019); para o enquadramento jurídico europeu, v. Johnston e Block (2012).

país, o que significa que o congestionamento interno da rede portuguesa não tem expressão no preço grossista e é integralmente socializado através das tarifas de uso das redes.

A tensão específica do modelo nórdico é a que opõe a integração de mercado à soberania sobre o recurso. O caso norueguês é o mais expressivo: a construção de interligações com a Alemanha e o Reino Unido expôs o sistema hidroeléctrico norueguês aos preços continentais, gerando um debate político sobre se um recurso natural nacional deve ser precificado à escala regional. O paralelo português é evidente e será tanto mais premente quanto maior for a capacidade de interligação com França: a integração de mercado transforma vantagem de recurso em receita de exportação, mas dissolve simultaneamente a vantagem de preço interno que esse recurso proporcionava.

4.2.5. A Questão da Energia Nuclear: Paradigma do Pluralismo Regulatório

O tratamento da energia nuclear pelos diferentes sistemas regulatórios reflete o pluralismo irredutível das escolhas energéticas nacionais. A França, com 75% de electricidade nuclear, representa o extremo pró-nuclear; a Alemanha, com encerramento total em 2023, representa o extremo anti-nuclear; Portugal e muitos outros EM situam-se numa posição agnosticamente pragmática. A ausência de competência da UE para ditar a composição do mix energético (art.º 194.º, n.º 2, TFUE) resulta numa paisagem energética europeia profundamente heterogénea que complica a gestão do mercado único de electricidade.[25]

O tratamento comparado da energia nuclear evoluiu significativamente desde 2022. A França consagrou legislativamente a relança do programa nuclear e renacionalizou integralmente a EDF; a Alemanha concluiu o encerramento das últimas centrais em Abril de 2023, mantendo a opção do Atomausstieg mesmo sob pressão da crise energética; o Reino Unido adoptou, com a Nuclear Energy (Financing) Act 2022, o modelo de Regulated Asset Base, que permite ao promotor cobrar aos consumidores durante a construção — inversão completa da lógica do project finance clássico, em que a remuneração só começa com a entrada em exploração.

O modelo RAB britânico merece atenção do jurista português por três razões. Primeira, resolve o problema que tornara inviável o financiamento privado de nova capacidade nuclear: o risco de construção em projectos de horizonte decenal e custo elevado não é assumível por investidores privados sem garantia pública. Segunda, fá-lo por via de transferência de risco para o consumidor, o que suscita a questão da sua compatibilidade com o princípio da equivalência tarifária — o consumidor paga hoje por um activo que só o beneficiará daqui a uma década, e cujo risco de não conclusão suporta integralmente. Terceira, o modelo é dogmaticamente transponível para qualquer infra-estrutura energética de longo prazo — armazenamento de larga escala, interligações, redes de hidrogénio —, e é nesse plano, e não no nuclear, que a discussão portuguesa se colocará.

[25] As opções nacionais sobre nuclear e renováveis devem distinguir objectivos políticos, decisões aprovadas e capacidade efectivamente instalada. Para a análise dos incentivos e da adequação dos mercados, v. Joskow (2019), Newbery (2016) e Grubb e Newbery (2018).

4.3. Direito Comparado das Novas Fronteiras: Mobilidade Elétrica, Ordenamento do Território e Financiamento de Projectos

A análise comparada empreendida em 4.1-4.2 supra, centrada nos sistemas regulatórios gerais, deve ser complementada com os três domínios que mais recentemente ganharam autonomia dentro do Direito da Energia: a mobilidade elétrica, a gestão territorial aplicada à energia e o financiamento de projectos.

4.3.1. Mobilidade Elétrica: Três Modelos Regulatórios

A União Europeia optou, com o Regulamento AFIR, por um modelo de mercado aberto e interoperável, hoje replicado pelo RJME português (DL n.º 93/2025): múltiplos prestadores de serviços de mobilidade competem pela oferta de carregamento, com obrigações mínimas harmonizadas de potência, pagamento e informação de preços. Os Estados Unidos seguiram um modelo mais fragmentado, assente em incentivos federais ao investimento em infra-estrutura (National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program) combinados com padrões técnicos estaduais divergentes, gerando problemas de interoperabilidade entre redes de diferentes operadores que a UE, com a harmonização AFIR, procurou antecipar. Já a China adotou um modelo de forte coordenação estatal centralizada, com a State Grid Corporation e operadores estatais regionais a desenvolverem redes de carregamento público em larga escala como política industrial, alcançando densidades de infra-estrutura por veículo elétrico superiores às europeias, mas com menor pluralismo concorrencial na prestação do serviço.

4.3.2. Eólica Offshore: Portugal Face aos Líderes Europeus

O leilão português de eólica offshore, ainda por realizar à data de fecho deste Manual, contrasta com o estádio de maturidade do Reino Unido (pioneiro europeu, com sucessivas rondas do Contracts for Difference desde 2014 e mais de 14 GW instalados) e da Alemanha e dos Países Baixos (com leilões «zero-subsídio» já realizados, em que os promotores prescindem de apoio estatal em troca do direito de exploração, sinal de maturidade e de custos de capital já competitivos com o mercado grossista). A vantagem competitiva portuguesa reside na tecnologia flutuante — necessária dada a batimetria da costa atlântica — em que Portugal, através do projecto-piloto Windfloat Atlantic ao largo de Viana do Castelo, acumulou uma vantagem de experiência prática ainda rara a nível mundial, mas que não substitui a necessidade de reforço da rede de transporte e de um calendário de leilão credível para a atrair investimento em escala industrial.

O leilão de eólica offshore continua, à data de fecho desta edição, por realizar, o que coloca Portugal numa posição singular entre os países europeus com recurso comparável. A comparação com os modelos consolidados permite identificar três opções de desenho que a decisão portuguesa terá de tomar. A primeira é a da atribuição: modelo de leilão de preço zero ou negativo, em que o promotor paga pelo direito de ocupação, como na Alemanha e nos Países Baixos, ou modelo de CfD com preço de exercício, que transfere risco de preço para o consumidor mas reduz o custo de capital. A segunda é a da preparação prévia do sítio: modelo centralizado, em que o Estado realiza os estudos ambientais e geotécnicos e leiloa um projecto maturado, como na Dinamarca e nos Países Baixos, ou modelo descentralizado, em que o promotor suporta esses custos e o risco de indeferimento. A terceira é a da ligação: quem constrói e financia a infra-estrutura de ligação à terra e o reforço da rede em terra.

A opção portuguesa é condicionada por um factor técnico que não existe nos casos do Mar do Norte: a profundidade da plataforma continental impõe tecnologia flutuante, ainda em fase pré-comercial, com custos de capital substancialmente superiores aos da tecnologia fixa. Daqui decorre que o modelo de leilão de preço, que funciona em mercados maduros, tende a produzir procura nula em tecnologia emergente. As Zonas de Aceleração criadas pelo Decreto-Lei n.º 130/2026, com prazo de controlo prévio de dois anos para projectos offshore, resolvem parte do problema procedimental, mas não o problema económico, que exige um mecanismo de apoio à receita.

4.3.3. Estruturação de Projectos: Convenções Internacionais de Project Finance

A prática internacional de project finance energético tende a convergir, independentemente da jurisdição, em torno de standards contratuais desenvolvidos por associações internacionais — os modelos da LMA (Loan Market Association) para a documentação de financiamento sindicado, os Equator Principles para a avaliação de risco ambiental e social (hoje exigidos pela generalidade dos bancos comerciais e multilaterais em projectos energéticos de grande escala), e as normas de desempenho da IFC (International Finance Corporation) como referência de due diligence ambiental e social. Os bancos multilaterais de desenvolvimento (BEI, BERD, Banco Mundial) e as agências de crédito à exportação (ECA) desempenham, em muitos projectos de energia em mercados emergentes, um papel de mitigação do risco político e cambial que os financiadores puramente comerciais recusariam assumir isoladamente — através de instrumentos de cobertura de risco político (garantias MIGA) e de cofinanciamento estruturado, cuja lógica jurídica o promotor português que expande internacionalmente (cf. E.5 supra) deve dominar.

4.4. O Estado da Arte em 2026: Quatro Reformas Estruturais Comparadas

As alterações introduzidas em 2025-2026 nos principais sistemas de referência não são ajustamentos incrementais: correspondem a revisões de fundo do modelo de organização do mercado eléctrico, e é útil sistematizá-las em conjunto porque respondem, de formas diferentes, ao mesmo problema — o de conciliar preços de mercado com investimento de longo prazo em activos de custo fixo elevado.

4.4.1. França: o fim do ARENH e o Versement Nucléaire Universel

O regime de Acesso Regulado à Electricidade Nuclear Histórica, instituído pela loi NOME de 2010, terminou em 31 de Dezembro de 2025, após catorze anos de vigência. O mecanismo obrigava a EDF a ceder aos comercializadores alternativos até 100 TWh anuais ao preço regulado de 42 €/MWh, e visava permitir que a abertura à concorrência não privasse os consumidores franceses da competitividade do parque nuclear amortizado.

Desde 1 de Janeiro de 2026 vigora o Versement Nucléaire Universel (VNU), introduzido pela lei de finanças para 2025 e complementado pelos Contratos de Alocação de Produção Nuclear (CAPN), destinados a consumidores electro-intensivos. A arquitectura é radicalmente distinta: a EDF vende integralmente a sua produção no mercado e, quando a receita média ultrapassa um primeiro limiar situado entre 78 e 80 €/MWh, 50 % do excedente é captado e redistribuído aos consumidores; acima de 110 €/MWh, a captação sobe para 90 %. Nas projecções publicadas pela Commission de Régulation de l'Énergie em 30 de Setembro de 2025, a produção nuclear histórica geraria 23,79 mil milhões de euros para 360 TWh, ou seja, um preço médio de 66,08 €/MWh — abaixo do limiar de accionamento, pelo que nenhuma redistribuição seria devida em 2026.

A leitura jurídica desta reforma é a de uma substituição de um mecanismo de acesso regulado a montante por um mecanismo de redistribuição a jusante. O ARENH atribuía um direito subjectivo aos comercializadores alternativos, judicialmente exigível e quantificado ex ante; o VNU institui um mecanismo fiscal de captação de renda, sem direito correspondente do comercializador e cujo accionamento depende de parâmetros fixados por decreto e por arrêté ministerial sob proposta do regulador. A consequência prática é a transferência integral do risco de aprovisionamento para o comercializador alternativo e o desaparecimento da referência de preço que estruturava o mercado retalhista francês. Para o jurista português, o caso é a demonstração de que a transição de um regime de acesso regulado para um regime de mercado puro não é neutra do ponto de vista da estrutura concorrencial, matéria com paralelo directo no debate sobre a extinção das tarifas reguladas de venda em Portugal.

4.4.2. Alemanha: o sistema pós-nuclear e a independência do regulador

A Alemanha concluiu em 2023 o encerramento do parque nuclear e enfrenta desde então o duplo problema da adequação do sistema em períodos de Dunkelflaute e do financiamento do reforço maciço da rede de transporte norte-sul. As duas respostas em preparação — um mecanismo de capacidade compatível com as orientações europeias em matéria de auxílios de Estado, e a discussão sobre a divisão do país em zonas de preço, recorrentemente proposta pela ACER e recorrentemente recusada por Berlim — colocam a mesma questão que atravessa este capítulo: escassez de rede resolvida por preço ou por planeamento. A condenação do acórdão C-718/18 obrigou entretanto à revisão do Energiewirtschaftsgesetz

para transferir para a Bundesnetzagentur competências que o Governo federal exercia por via regulamentar, com efeito prático relevante: o regulador alemão passou a fixar autonomamente as metodologias de determinação das tarifas de rede.

4.4.3. Estados Unidos: agregação de recursos distribuídos e planeamento de transporte

A Federal Energy Regulatory Commission prosseguiu, por via de ordens de aplicação geral, uma reforma que na União Europeia se faz por directiva. A Order n.º 2222, de 2020, obriga os operadores de mercado regionais a admitir a participação de agregações de recursos energéticos distribuídos nos mercados grossistas de energia, capacidade e serviços de sistema, com efeito equiparável ao do estatuto do agregador consagrado na Directiva (UE) 2019/944. A Order n.º 1920, de 2024, impõe aos operadores de transporte a realização de planeamento de longo prazo em horizonte de vinte anos, com cenários múltiplos e regras de imputação de custos definidas ex ante — resposta directa ao problema, comum a todos os sistemas analisados, de que a rede é o principal estrangulamento da transição e o investimento em rede não é induzido pelo sinal de preço de curto prazo.

O contraste institucional é significativo. Nos Estados Unidos a reforma é feita por acto do regulador federal, sindicável perante os tribunais federais e sem intervenção legislativa; na União Europeia exige directiva, transposição e prazo. A vantagem americana é a velocidade; a desvantagem é a fragilidade, já que uma ordem da FERC pode ser anulada em sede de recurso ou revertida por uma comissão de composição diferente. É uma diferença que o comparatista deve ter presente antes de propor a importação de soluções regulatórias americanas para o direito europeu.

4.4.4. União Europeia: o desenho de mercado revisto e a sua transposição

A revisão do desenho do mercado eléctrico europeu, operada pela Directiva (UE) 2024/1711 e pelo Regulamento (UE) 2024/1747, adoptou uma solução de compromisso entre as posições que se confrontaram durante a crise de 2022: manteve o marginal pricing como regra de formação do preço grossista — rejeitando a proposta de dissociação defendida por Espanha, França e Portugal — mas generalizou os contratos por diferenças bidireccionais como instrumento obrigatório de apoio público a nova capacidade de produção, e reforçou os contratos de aquisição de energia de longo prazo. A transposição portuguesa foi feita pelo Decreto-Lei n.º 130/2026, analisado na secção 2.7.1.

A avaliação crítica que se impõe é a de que a reforma europeia responde ao problema do investimento mas não ao problema do preço. Ao tornar obrigatório o CfD bidireccional para novo apoio público, a União assegura que a renda inframarginal de activos subsidiados regressa ao consumidor; não altera, porém, a formação do preço grossista, que continua a ser determinada pela tecnologia marginal. O efeito é o de criar, progressivamente, um sistema dual, em que uma parcela crescente da produção é remunerada por contrato e uma parcela decrescente por mercado — com o risco, assinalado pela doutrina, de que o mercado grossista perca liquidez e representatividade à medida que a sua base contrai. É uma tensão que a secção 2.4 deste Manual analisa em detalhe e que nenhum dos sistemas comparados resolveu.

PARTE V — CASOS PRÁTICOS COM RESOLUÇÃO APROFUNDADA

CAPÍTULO 5 — CASOS PRÁTICOS

CASO PRÁTICO 1 — COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL, RAN E TARIFAS DE REDE

CP1 — SOLAR + CER — ENUNCIADO COMPLETO

A SolarLuz, Lda., uma empresa promotora de energia solar com sede em Évora, pretende instalar um parque solar fotovoltaico de 150 MW na herdade «Monte das Flores», classificada parcialmente como Reserva Agrícola Nacional (RAN) e parcialmente como zona industrial não estruturada. A SolarLuz pretende simultaneamente criar uma Comunidade de Energia Renovável (CER) que abranja 600 agregados familiares e 20 PME da região, utilizando os excedentes do parque solar.

Situação A: A DGEG indeferiu o pedido de registo de intenção de produção (RIP) com fundamento na classificação RAN do terreno.
Situação B: A EDP Distribuição apresentou um orçamento de ligação à rede de €4,2M para uma potência de injeção de 50 MW, considerado pela SolarLuz excessivo e desproporcionado.
Situação C: A CER foi constituída como associação sem fins lucrativos, mas a AT (Autoridade Tributária) considera que as transacções de energia entre membros são operações tributáveis em IVA à taxa de 23%.
Situação D: Um grande comercializador interpôs no TCAS uma acção de impugnação da deliberação da ERSE que reconheceu à CER o estatuto de «agregador ativo» no mercado de serviços de sistema.

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP1 — ANÁLISE POR SITUAÇÕES

SITUAÇÃO A — RAN E LICENCIAMENTO:
Normas aplicáveis: DL n.º 73/2009 (RAN); DL n.º 15/2022 (SEN), art.º 22.º; Reg. (UE) 2022/2577 (licenciamento acelerado).
O artigo 22.º do DL n.º 15/2022 consagra o princípio da prevalência do interesse energético nacional: projectos de energia renovável de interesse público superior podem ser autorizados em solos RAN mediante desafetação pela CCDR, desde que não exista alternativa locativa equivalente. A DGEG deve verificar: (i) se existe terreno não-RAN adequado nas imediações; (ii) se a dimensão do projecto justifica a desafetação (150 MW justifica — é um projecto de escala nacional); (iii) se é viável o modelo agrivoltaico (agri-PV) que permita coexistência da produção solar com a agricultura (previsto no art.º 23.º DL n.º 15/2022). O indeferimento baseado apenas na classificação RAN, sem análise de alternativas e sem aplicação do regime agrivoltaico, é anulável por insuficiência de fundamentação (art.º 153.º CPA). Para o enquadramento jurídico do conflito entre licenciamento energético e ordenamento do território, v. artigo 4.º do DL n.º 191/2009 (regime dos PIN) e artigo 23.º do DL n.º 15/2022.

SITUAÇÃO B — ENCARGOS DE REDE DESPROPORCIONADOS:
Normas aplicáveis: Regulamento de Acesso às Redes (RAR); DL n.º 15/2022; ERSE, Deliberação n.º 34/2023.
A EDP Distribuição tem obrigação de ligar todo o produtor que solicite ligação à rede, nas condições técnicas e financeiras estabelecidas pela ERSE (art.º 7.º DL n.º 62/2020 — por analogia com o gás). O orçamento de €4,2M para 50 MW de injeção deve ser justificado por relatório técnico documentando os reforços de rede necessários especificamente imputáveis à instalação da SolarLuz. Encargos de reforço global da rede não são imputáveis individualmente ao produtor. A SolarLuz deve: (i) requerer à ERSE a revisão do orçamento; (ii) em caso de manutenção, recorrer à arbitragem da ERSE (Decisão Arbitral n.º

12/2022); (iii) invocar o artigo 14.º da Directiva (UE) 2019/944 (princípio de não-discriminação no acesso à rede).

SITUAÇÃO C — IVA NAS TRANSAÇÕES INTRA-CER:
Normas aplicáveis: CIVA; Directiva IVA (2006/112/CE); DL n.º 15/2022; Tribunal Arbitral do CAAD, decisão em matéria de IVA na partilha de energia em comunidades de energia renovável.
A partilha de energia entre membros de uma CER é uma prestação de serviços sujeita a IVA (CAAD 2021). No entanto, a taxa aplicável é a taxa reduzida de 6% (verba 2.33 da Lista I do CIVA) para consumos domésticos, e não a taxa normal de 23%. Para as PME membros, a taxa normal é aplicável mas podem deduzir o IVA suportado nas suas actividades tributáveis. A SolarLuz/CER deve: (i) contestar a taxa de 23% e reclamar a taxa de 6% para os consumidores domésticos; (ii) requerer à AT uma informação vinculativa sobre o regime de IVA aplicável à partilha de energia nas CER (direito ainda não estabilizado, a aguardar orientação europeia da Comissão).

SITUAÇÃO D — ESTATUTO DE AGREGADOR E IMPUGNAÇÃO PELO COMERCIALIZADOR:
Normas aplicáveis: Reg. (UE) 2019/943, art.º 14.º; DL n.º 15/2022, art.ºs 95.º ss.; Directiva (UE) 2019/944, art.º 16.º.
O Reg. (UE) 2019/943 e a Directiva (UE) 2019/944 garantem explicitamente o direito das CER de participar no mercado de serviços de sistema (balancing, frequency response) como «agregadores independentes». Esta participação não viola as regras de concorrência nem prejudica ilegitimamente os comercializadores estabelecidos, pois as CER operam em regime sem fins lucrativos e as suas operações de mercado são reguladas pela ERSE em condições não discriminatórias. O TCAS deverá indeferir a impugnação do comercializador com base: (i) na habilitação legal expressa do DL n.º 15/2022; (ii) no direito europeu aplicável que consagra expressamente o estatuto de agregador para as CER; (iii) no princípio de que a regulação sectorial da ERSE tem primado sobre os interesses comerciais dos operadores estabelecidos quando essa regulação é baseada em lei habilitante clara.

CASO PRÁTICO 2 — MANIPULAÇÃO DO MERCADO MIBEL E REMIT

CP2 — MIBEL/REMIT — ENUNCIADO

A EnergiaTrade, SA, um comercializador de electricidade activo no MIBEL, foi investigada pela ERSE e pela CNMC espanhola sob suspeita de coordenação de estratégias de «economic withholding» no mercado grossista ibérico durante o verão de 2023, mediante um sistema de comunicação encriptada entre os seus traders e os de um grupo congénere espanhol.

A investigação conjunta ERSE-CNMC identificou: (i) 47 instâncias de ofertas de venda artificialmente elevadas em períodos de pico de procura; (ii) mensagens de WhatsApp entre traders sugestivas de coordenação; (iii) lucros extraordinários de €23M durante o período investigado.

Questões: (a) Qualifique a conduta ao abrigo do REMIT e identifique os problemas jurisdicionais; (b) Determine as sanções aplicáveis; (c) Discuta a admissibilidade das mensagens de WhatsApp como meio de prova num processo de contraordenação energética; (d) A CNMC e a ERSE podem atuar em conjunto, ou são competências exclusivas?

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP2

(a) QUALIFICAÇÃO E JURISDIÇÃO:

A conduta preenche os elementos da manipulação de mercado prevista no artigo 5.º do REMIT (Reg. (UE) n.º 1227/2011, revisto pelo REMIT 2 — Reg. (UE) 2024/1106): estratégias que dão uma perspectiva falsa de preços de mercado grossista através de posições de compra/venda em que o promotor não tem intenção real de transacionar ao preço oferecido. O «economic withholding» — retenção deliberada de capacidade para elevar artificialmente o preço — é explicitamente listado como forma de manipulação no Anexo I do REMIT 2.

Problema jurisdicional: O MIBEL é um mercado transfronteiriço PT-ES. A competência pode pertencer à ERSE (para a componente portuguesa), à CNMC (componente espanhola) ou à ACER (em caso de impacto transfronteiriço significativo). O REMIT 2 (art.º 13.º) criou novos mecanismos de investigação conjunta pelos reguladores nacionais sob coordenação da ACER, obrigando à notificação da ACER de qualquer investigação com dimensão transnacional.

(b) SANÇÕES:

REMIT 2, art.ºs 18.º-20.º: coimas até 15% do volume de negócios total anual ou €150M (o mais elevado); possibilidade de proibição temporária de participação nos mercados. Regime nacional (ERSE): aplicação das coimas por contraordenação energética, sujeitas ao regime do DL n.º 15/2022 e da LQCRE (Lei-Quadro das Contraordenações Regulatórias Energéticas). Responsabilidade penal: artigo 247.º CP (perturbação do funcionamento de mercados regulados) — prisão até 5 anos, com agravação por lucro superior a €20M.

(c) ADMISSIBILIDADE DAS MENSAGENS DE WHATSAPP:

As mensagens de WhatsApp constituem documento eletrónico sujeito ao regime do DL n.º 12/2021, de 22 de fevereiro (Sistema de Certificação Eletrónica). A sua admissibilidade como meio de prova num processo de contraordenação depende de: (i) obtenção lícita — a ERSE/CNMC devem tê-las obtido através de mandado judicial ou de cooperação voluntária do operador/trabalhadores, sob pena de violação do artigo 34.º CRP (sigilo das comunicações); (ii) autenticidade — verificação de que as mensagens não foram alteradas; (iii) cadeia de custódia documentada. O REMIT 2 (art.º 16.º) confere à ACER e aos reguladores nacionais poderes de investigação que incluem a apreensão de registos de comunicações eletrónicas, sujeita a autorização judicial prévia.

(d) COOPERAÇÃO ERSE-CNMC:

O REMIT 2 criou um mecanismo formal de cooperação entre os reguladores nacionais (ARN) através da ACER: investigações conjuntas, partilha de informação, equipas de investigação mistas. A competência não é exclusiva de nenhum regulador nacional quando a infração tem dimensão transnacional — o princípio de cooperação sincera (art.º 4.º, n.º 3 TUE) obriga à coordenação. A decisão sancionatória final pode ser adoptada paralelamente pelos dois reguladores nacionais (para as infra ções nas respectivas jurisdições) ou por um regulador «líder» (lead authority) nos termos a definir pela ACER. As sanções de ambos os reguladores são cumuláveis, mas a ACER e os reguladores devem coordenar para evitar dupla penalização (ne bis in idem transnacional).

CASO PRÁTICO 3 — INVESTIDOR ESTRANGEIRO, TCE E REFORMA TARIFÁRIA

CP3 — TCE E ARBITRAGEM INTERNACIONAL — ENUNCIADO

A WindPower Nordic, AS, uma empresa norueguesa, investiu €450 milhões na construção de um parque eólico em Portugal com base numa tarifa feed-in garantida de €85/MWh por 25 anos, aprovada por despacho ministerial em 2010. Em 2015, o Governo português reduziu retroativamente as tarifas feed-in para €62/MWh, aplicável aos contratos existentes, no quadro das medidas de austeridade da troika.

A WindPower Nordic instaurou processo arbitral ao abrigo do art.º 26.º TCE (SCC Case No. 42/2019), reclamando €280M. Em 2023, Portugal anunciou a retirada do TCE. Em 2024, o CUR (Comercializador de Último Recurso) recusou-se a pagar a tarifa reduzida, alegando que a WindPower Nordic devia receber apenas o preço de mercado MIBEL.

Questões: (a) Enquadre o TCE como instrumento de direito internacional do investimento energético; (b) Analise a compatibilidade da redução retroativa da tarifa com o FET do TCE e com o direito constitucional português; (c) Qual o efeito da retirada de Portugal do TCE sobre o processo arbitral em curso? (d) Analise a recusa do CUR de pagar a tarifa e a via de reacção disponível à WindPower Nordic.

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP3

(a) TCE COMO INSTRUMENTO DE DIREITO INTERNACIONAL:

O Tratado da Carta da Energia (Lisboa, 1994) é o mais abrangente tratado multilateral de protecção do investimento no sector energético, com 57 partes contratantes. O TCE garante aos investidores estrangeiros no sector energético: (i) tratamento justo e equitativo (FET — art.º 10.º); (ii) protecção mais favorável da nação mais favorecida e tratamento nacional; (iii) protecção contra expropriação direta e indireta (art.º 13.º); e (iv) mecanismo de arbitragem investidor-Estado (ISDS — art.º 26.º) junto do ICSID, SCC ou UNCITRAL. As tarifas feed-in garantidas por despacho ministerial qualificam como «investimento» nos termos do art.º 1.º, n.º 6, TCE (direito conferido por lei). Para o enquadramento do investimento energético internacional, v. Cameron (2010).

(b) REDUÇÃO RETROATIVA DA TARIFA — FET E DIREITO CONSTITUCIONAL:

O FET protege as «legitimate expectations» do investidor: expectativas razoáveis criadas pelo quadro regulatório vigente no momento do investimento. A jurisprudência arbitral TCE relevante (Antin Infrastructure Services Luxembourg v. Kingdom of Spain, ICSID Case No. ARB/13/31, Award of 15 June 2018, §§ 530–570; Novenergia II — Energy & Environment (SCA) v. Kingdom of Spain, SCC Case No. 2015/063, Award of 15 February 2018, §§ 645–680) estabeleceu que: (i) modificações radicais e imprevisíveis do regime de remuneração das renováveis violam o FET; (ii) a necessidade de consolidação orçamental não é fundamento suficiente para derrogar expectativas contratuais legítimas; (iii) os cortes tarifários proporcionais e anunciados com antecedência adequada podem ser admissíveis. Embora cada processo arbitral seja decidido com base nos factos concretos e no quadro regulatório específico aplicável, a análise da jurisprudência arbitral TCE indica que reduções tarifárias desta dimensão (27%), aplicadas retroativamente a contratos em vigor e sem mecanismos de compensação, têm sido consideradas violações do FET em casos materialmente comparáveis. A probabilidade de qualificação como violação do FET é alta, mas contingente ao perfil específico das expectativas criadas pelo quadro regulatório português vigente à data do investimento (2010), questão que o tribunal arbitral aprecia autonomamente. Do ponto de vista constitucional português, a jurisprudência relevante é a da linha da CESE: a partir do Acórdão n.º 101/2023 e até à declaração de inconstitucionalidade com força obrigatória geral do Acórdão n.º 677/2025, o Tribunal Constitucional censurou a imposição de encargos sectoriais a operadores que não geraram os custos que o

tributo visava cobrir, por violação do princípio da igualdade na sua dimensão de equivalência (artigo 13.º da CRP). O argumento de protecção da confiança legítima invocado perante os tribunais arbitrais não tem, portanto, correspondência exacta na jurisprudência constitucional portuguesa, que tem enquadrado a matéria pelo parâmetro da igualdade e não pelo da retroactividade.

(c) EFEITOS DA RETIRADA DO TCE:
A retirada de Portugal do TCE em 2023 produziu efeitos a partir de 90 dias após a notificação (art.º 47.º, n.º 2, TCE). No entanto, a cláusula de sunset do art.º 47.º, n.º 3, TCE mantém a protecção do TCE por 20 anos após a retirada para os investimentos realizados antes da saída. O investimento da WindPower Nordic (2010) beneficia, portanto, da protecção do TCE até 2043 (mínimo). O processo arbitral em curso não é afetado pela retirada. Portugal pode, no entanto, arguir a invalidade das cláusulas arbitrais TCE entre EM da UE (jurisprudência Achmea — TJUE C-284/16, 2018), que o TJUE alargou ao TCE no Acórdão Komstroy LLC (C-741/19, 2021). Esta questão de competência do tribunal arbitral é a principal linha de defesa de Portugal.

(d) RECUSA DO CUR E VIAS DE REAÇÃO:
A recusa do CUR de pagar a tarifa feed-in reduzida (€62/MWh) — alegando que a WindPower Nordic só tem direito ao preço de mercado MIBEL — viola o contrato de venda de energia em regime especial celebrado nos termos do DL n.º 189/88 e do despacho ministerial de 2010. A WindPower Nordic tem as seguintes vias de reacção: (i) Arbitragem ERSE: os litígios sobre tarifas de energia renovável entre produtores em regime especial e o CUR são da competência arbitral da ERSE; (ii) Acção no TCAS: impugnação do despacho regulatório que reduziu a tarifa (se ainda dentro do prazo); (iii) Acção para pagamento de dívida: nos tribunais cíveis, pelo valor das tarifas não pagas desde a data da recusa; (iv) Processo arbitral TCE: o incumprimento do CUR pode ser incluído na reclamação arbitral como nova violação do FET.

CASO PRÁTICO 4 — CADUCIDADE DE TÍTULO DE RESERVA DE CAPACIDADE E PROTECÇÃO DA CONFIANÇA

CP4 — TRC E GESTÃO DINÂMICA DA CAPACIDADE — ENUNCIADO

A Ventos do Alto, S.A., obteve em Março de 2023 um título de reserva de capacidade (TRC) para 120 MW de injecção num ponto de ligação da RESP no distrito de Viseu, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 15/2022 na redacção então vigente. O projecto eólico associado obteve declaração de impacte ambiental favorável condicionada em Novembro de 2024, mas viu o processo de licenciamento municipal suspenso por litígio sobre a classificação de parte do terreno. Em Setembro de 2026, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 100/2026, a DGEG notifica a sociedade de intenção de reduzir a capacidade reservada para 40 MW, com fundamento na não utilização efectiva, precedendo parecer vinculativo do operador de rede que atesta a existência de sete pedidos pendentes no mesmo ponto de ligação.

Situação A: A sociedade invoca que o TRC foi atribuído ao abrigo de regime que não previa dever de utilização efectiva, e que a aplicação do novo regime a um título constituído viola o princípio da protecção da confiança.

Situação B: A sociedade alega que o atraso é imputável a terceiros — litígio urbanístico e mora da câmara municipal — e não a inércia própria.

Situação C: A sociedade pretende saber se pode impugnar contenciosamente o parecer vinculativo do operador de rede, ou apenas a decisão final da DGEG.

Situação D: Reduzida a capacidade, a sociedade questiona se tem direito a indemnização pelos custos de desenvolvimento já incorridos.

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP4

SITUAÇÃO A — APLICAÇÃO DO NOVO REGIME A TÍTULO CONSTITUÍDO: Normas aplicáveis: Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio; Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro; artigos 2.º e 18.º da Constituição; Código do Procedimento Administrativo, artigos 121.º e ss. e 168.º; Código de Processo nos Tribunais Administrativos, artigo 51.º.

A questão é de retroactividade inautêntica: o novo regime não invalida o acto de atribuição do TRC nem produz efeitos sobre o passado, mas modifica para o futuro o conteúdo de uma posição jurídica constituída. A jurisprudência constitucional consolidada exige, para a censura de alterações desta natureza, a verificação cumulativa de quatro requisitos: que o Estado tenha gerado expectativas de continuidade, que essas expectativas sejam legítimas e fundadas em boas razões, que o particular tenha feito planos de vida com base nelas, e que não existam razões de interesse público que justifiquem a alteração. No caso, os três primeiros requisitos verificam-se; o quarto milita em sentido contrário, dada a escassez comprovada de capacidade e a existência de sete pedidos pendentes. A defesa mais sólida da sociedade não é, por isso, a da inconstitucionalidade do regime, mas a da inadequação do regime transitório concreto e da proporcionalidade da medida em face do estado de maturação do projecto.

SITUAÇÃO B — IMPUTABILIDADE DA INÉRCIA: O argumento é procedente na medida em que o dever de utilização efectiva pressupõe a imputabilidade da inércia. Um

título cuja execução está suspensa por litígio judicial pendente não é um título não utilizado, mas um título cuja utilização está impedida por causa não imputável ao titular. A DGEG deve, na ponderação, distinguir a capacidade especulativamente reservada da capacidade bloqueada por obstáculo procedimental alheio ao promotor — distinção que o Decreto-Lei n.º 100/2026 não explicita e que constitui, a nosso ver, a sua principal lacuna. A sociedade deve invocá-la em sede de audiência prévia, nos termos dos artigos 121.º e seguintes do Código do Procedimento Administrativo, juntando prova documental da pendência.

SITUAÇÃO C — IMPUGNABILIDADE DO PARECER VINCULATIVO: O parecer vinculativo não é, em regra, autonomamente impugnável, por não produzir efeitos externos imediatos: integra-se na decisão final e com ela se impugna. A jurisprudência administrativa admite, porém, excepção quando o parecer vinculativo determina inteiramente o conteúdo da decisão e a entidade decisora se limita a homologá-lo, caso em que a tutela jurisdicional efectiva imposta pelo artigo 268.º, n.º 4, da Constituição exige que o vício do parecer possa ser sindicado. Na prática, a via segura é impugnar a decisão final invocando os vícios próprios do parecer, ao abrigo do artigo 51.º do Código de Processo nos Tribunais Administrativos.

SITUAÇÃO D — INDEMNIZAÇÃO POR SACRIFÍCIO: Sendo lícita a decisão de redução, não há lugar a responsabilidade por facto ilícito. Coloca-se, contudo, a questão da indemnização pelo sacrifício, nos termos do artigo 16.º do Regime da Responsabilidade Civil Extracontratual do Estado, aprovado pela Lei n.º 67/2007, de 31 de dezembro: há lugar a indemnização quando a lesão de direitos ou interesses legalmente protegidos resulte de acto lícito praticado por razões de interesse público e imponha ao lesado encargo especial e anormal. O carácter especial verifica-se — a medida atinge um titular determinado e não a generalidade; o carácter anormal depende de saber se os custos de desenvolvimento incorridos excedem o risco normal da actividade de promoção energética. É questão de facto, mas a existência de declaração de impacte ambiental favorável já obtida é indício forte de que o investimento ultrapassou a fase especulativa. Ver ainda a análise do Acórdão do STA de 29 de Junho de 2006, na secção 3.2.1, quanto ao ónus da prova do nexo causal.

CASO PRÁTICO 5 — CESE, INCONSTITUCIONALIDADE SUPERVENIENTE E REVISÃO DE LIQUIDAÇÕES

CP5 — CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA SOBRE O SECTOR ENERGÉTICO — ENUNCIADO

A GasNorte, S.A., concessionária da actividade de distribuição de gás natural, pagou a CESE relativa aos exercícios de 2018 a 2023, num total de 14,7 milhões de euros, sem ter impugnado qualquer das liquidações. Em Outubro de 2025 é publicado o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 677/2025, que declara a inconstitucionalidade, com força obrigatória geral, da norma de incidência quanto às concessionárias de transporte, distribuição e armazenamento subterrâneo de gás natural, na redacção prorrogada para 2019. Em Março de 2026 são publicados dois acórdãos que, quanto ao exercício de 2021, decidem em sentido contrário.

Situação A: Pode a sociedade obter a restituição da CESE de 2019?

Situação B: E das de 2018, 2020, 2021, 2022 e 2023?

Situação C: Que via processual deve seguir e em que prazo?

Situação D: Tem direito a juros indemnizatórios?

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP5

SITUAÇÃO A — O EXERCÍCIO DE 2019: Nos termos do artigo 282.º, n.º 1, da Constituição, a declaração de inconstitucionalidade com força obrigatória geral produz efeitos desde a entrada em vigor da norma declarada inconstitucional e determina a repristinação das normas que ela haja revogado. Ressalvam-se, nos termos do n.º 3, os casos julgados, salvo decisão em contrário do Tribunal quanto a normas de conteúdo menos favorável ao arguido em matéria penal, disciplinar ou de ilícito de mera ordenação social. Não tendo havido impugnação, não há caso julgado, e a liquidação de 2019 é anulável. A administração tributária está vinculada ao dever de revisão oficiosa.

SITUAÇÃO B — OS DEMAIS EXERCÍCIOS: A declaração do Acórdão n.º 677/2025 tem por objecto a norma na redacção prorrogada para 2019 pelo artigo 313.º da Lei n.º 71/2018. Não abrange, por isso, directamente as normas de prorrogação dos demais exercícios, que são normas formalmente distintas ainda que de conteúdo idêntico. Quanto a 2018, a via está praticamente fechada: o Plenário, no Acórdão n.º 381/2024, manteve a não inconstitucionalidade, por a obrigação tributária se ter constituído em 1 de janeiro de 2018, antes da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 109-A/2018. Quanto a 2020, 2022 e 2023, a jurisprudência de 2024 é favorável, embora sem força obrigatória geral. Quanto a 2021, os acórdãos de Março de 2026 são desfavoráveis, e foram decididos por voto de desempate, o que significa que a questão não está estabilizada. A estratégia processual deve, por isso, diferenciar exercícios: pedido de revisão oficiosa quanto a 2019, e impugnação com invocação de inconstitucionalidade quanto aos restantes, com pedido de suspensão da instância quanto a 2021 na expectativa de uniformização.

SITUAÇÃO C — VIA PROCESSUAL E PRAZOS: Para 2019, pedido de revisão oficiosa nos termos do artigo 78.º da Lei Geral Tributária, com fundamento em erro imputável aos serviços — qualificação que a jurisprudência tributária tem reconhecido nos casos de aplicação de norma julgada inconstitucional com força obrigatória geral —, no prazo de quatro anos. Para os demais exercícios, sendo já decorrido o prazo de reclamação graciosa, a via é igualmente a revisão oficiosa, seguida de impugnação judicial do indeferimento, expresso ou tácito, nos termos do artigo 102.º do Código de Procedimento e de Processo Tributário. O Acórdão do Tribunal Central Administrativo Sul de 30 de Setembro de 2025, no Processo n.º 1883/21.6BELRS, relatado pela Desembargadora Patrícia Manuel Pires, é precedente directamente aplicável, analisado na secção 3.3.1.

SITUAÇÃO D — JUROS INDEMNIZATÓRIOS: Nos termos do artigo 43.º da Lei Geral Tributária, são devidos juros indemnizatórios quando se determine que houve erro imputável aos serviços do qual resultou pagamento de dívida tributária superior à legalmente devida. Nos casos de revisão oficiosa por inconstitucionalidade superveniente, a jurisprudência tributária tem reconhecido o direito a juros, contados, porém, não desde o pagamento mas desde o momento em que a administração deveria ter procedido à revisão — questão em que subsiste divergência e que constitui o principal ponto de litígio prático nestes processos.

CASO PRÁTICO 6 — AUTOCONSUMO COLECTIVO, PROPRIEDADE HORIZONTAL E DEFERIMENTO TÁCITO

CP6 — UPAC EM CONDOMÍNIO — ENUNCIADO

Um condomínio de 24 fracções em Lisboa delibera, por maioria simples, autorizar a instalação de uma UPAC de 45 kW na cobertura, e celebra com a EnergiaPartilhada, Lda. um contrato de cedência de uso da cobertura por quinze anos, com repartição de receitas. Três condóminos votam contra e opõem-se. O pedido de licença de produção é submetido à DGEG em 2 de Fevereiro de 2026 e não obtém decisão até 15 de Maio de 2026. A instalação entra em funcionamento em Junho; em Setembro, a DGEG notifica a sociedade de intenção de indeferimento por incumprimento de requisito técnico.

Situação A: A deliberação por maioria simples é válida?

Situação B: Que natureza tem o contrato de cedência da cobertura e que regime lhe é aplicável?

Situação C: A licença considera-se tacitamente deferida?

Situação D: Pode a DGEG indeferir depois de decorrido o prazo?

RESOLUÇÃO JURÍDICA DO CP6

SITUAÇÃO A — A DELIBERAÇÃO: A Lei n.º 29/2026, de 23 de junho, alterou o Código Civil no sentido de bastar a aprovação por maioria simples dos condóminos para autorizar a instalação e exploração de unidades de produção para autoconsumo a partir de fontes renováveis, desde que existam pelo menos duas fracções autónomas. Verificando-se o requisito, a deliberação é válida. Subsiste, porém, a questão do direito dos condóminos vencidos: a alteração dispensa a unanimidade quanto à autorização, mas não afasta as regras gerais sobre inovações em partes comuns quanto à repartição de encargos e benefícios, nem o direito de impugnação de deliberações contrárias à lei ou ao título constitutivo.

SITUAÇÃO B — QUALIFICAÇÃO DO CONTRATO: O contrato corresponde ao tipo do Contrato de Aproveitamento Energético Renovável (CAER), criado pela mesma Lei n.º 29/2026, cuja regulamentação — incluindo modelo-tipo — deve ser aprovada por portaria no prazo de seis meses. Enquanto a portaria não for publicada, aplica-se o regime legal supletivo do contrato, complementado pelas regras gerais dos contratos e pelo regime da propriedade horizontal. A tipificação resolve, para o futuro, a incerteza que resultava do recurso a figuras atípicas — arrendamento para fim não habitacional, direito de superfície, comodato oneroso — quanto a duração, denúncia, benfeitorias e oponibilidade a terceiros adquirentes das fracções. Ver secção A.3.2.

SITUAÇÃO C — O DEFERIMENTO TÁCITO: A Lei n.º 29/2026 alterou o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, estabelecendo que os pedidos de licença de produção e de licença de exploração de UPAC se consideram tacitamente deferidos decorrido o prazo máximo de 90 dias. Submetido o pedido em 2 de Fevereiro, o prazo esgotou-se em 3 de Maio; não tendo havido decisão, formou-se acto tácito de deferimento. Importa sublinhar que se trata de deferimento tácito em sentido próprio, com efeito constitutivo: o particular

fica investido na posição jurídica que o acto expresso lhe conferiria, e não numa mera expectativa.

SITUAÇÃO D — INDEFERIMENTO APÓS O PRAZO: Formado o acto tácito, a DGEG não pode simplesmente indeferir: o que está em causa deixa de ser a decisão de um pedido pendente e passa a ser a destruição de um acto constitutivo de direitos. A via é a da anulação administrativa, sujeita aos requisitos e ao prazo do artigo 168.º do Código do Procedimento Administrativo, com audiência prévia obrigatória, e, tratando-se de acto constitutivo de direitos, ao prazo de seis meses a contar do conhecimento da causa de invalidade, dentro do limite de cinco anos. Alternativamente, verificando-se incumprimento superveniente de requisito técnico, a via adequada não é a anulação mas a caducidade ou a revogação com fundamento em alteração das circunstâncias, com regimes e consequências indemnizatórias distintos. A qualificação correcta do fundamento é, neste caso, decisiva para o desfecho.

PARTE VI — CONCLUSÃO E PROPOSTAS DE JURE CONSTITUENDO

CAPÍTULO 6 — BALANÇO CRÍTICO E PROPOSTAS DE REFORMA

6.1. Balanço Crítico: Seis Tensões Estruturais Irresolvidas

O Direito da Energia português e europeu enfrenta, em 2026, seis tensões estruturais que nenhuma reforma legislativa isolada conseguirá eliminar de forma permanente, pois decorrem de conflitos inerentes ao próprio sistema. A tabela seguinte sintetiza cada tensão, o dilema estrutural que a caracteriza, os instrumentos de equilíbrio disponíveis e a posição adoptada neste Manual.

Quadro 7 — Tensões Estruturais do Direito da Energia

Tensão	Dilema estrutural	Instrumentos de equilíbrio	Posição do Manual
1.ª Eficiência vs. Equidade	Marginal pricing é eficiente mas regressivo; CfD são equitativos mas desviam risco para o contribuinte	Cheque Energia universal; CfD com mecanismo de clawback; financiamento progressivo dos CIEG via OE	Modelo híbrido: mercado spot + CfD + transferências fiscais diretas (P3 + P5)
2.ª Soberania vs. Integração	EM querem controlar o mix energético; mercados integrados maximizam o investimento renovável	Art.º 194.º TFUE (cláusula de soberania); PCI; mercado ibérico (MIBEL)	Integração progressiva com salvaguarda de soberania nas infra-estruturas críticas
3.ª Concorrência vs. Política Industrial	Mercado interno pressupõe concorrência leal; crise climática exige auxílios de Estado	NZIA; Critical Raw Materials Act; flexibilização do State Aid Framework	Autonomia estratégica ofensiva com respeito pelos princípios da OMC (CBAM)
4.ª Aceleração vs. Estado de Direito	Urgência climática exige licenciamentos rápidos; Estado de Direito exige AIA rigorosa e participação pública	Reg. (UE) 2022/2577; go-to areas; paralelização de fases; CAEE	Prazos máximos vinculativos com responsabilidade automática do Estado (P8)
5.ª Curto vs. Longo Prazo	Mercados funcionam em horas; infra-estruturas têm vida útil de 30–50 anos	CfD de longo prazo; PPA corporativos; concessões com estabilidade regulatória	Sinais regulatórios estáveis (igualdade e equivalência — Ac. TC n.os 101/2023 e 677/2025)
6.ª Estabilidade Regulatória vs. Adaptação Normativa	O investimento de longo prazo exige previsibilidade; a mutação tecnológica e geopolítica exige adaptação normativa contínua	Regime transitório proporcionado; avaliação de impacto regulatório prévia; fundamentação reforçada quanto a situações constituídas; indemnização pelo sacrifício	Disciplinar a mudança, não a proibir: teste legal de proporcionalidade e dever de regime transitório (P11)

A sexta tensão. A sexta tensão — estabilidade regulatória contra adaptação normativa — é a que o biénio 2025-2026 tornou impossível ignorar, e merece desenvolvimento autónomo por ser aquela cujos instrumentos de arbitragem se encontram em pior estado no direito português.

A demonstração empírica desta tensão é fornecida pela trajectória da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético, analisada na secção 3.1.1. Criada em 2013 como medida temporária, foi prorrogada anualmente durante mais de uma década, julgada conforme à Constituição entre 2019 e 2022, parcialmente inconstitucional a partir de 2023, objecto de declaração de inconstitucionalidade com força obrigatória geral em Outubro de 2025 quanto ao exercício de 2019, e de decisões em sentido contrário em Março de 2026 quanto ao exercício de 2021 — estas últimas tomadas por voto de desempate do Presidente do Tribunal, revelando divergência persistente entre secções. A norma não se alterou; alterou-se a leitura constitucional dos seus pressupostos.

O mesmo padrão surge no Decreto-Lei n.º 100/2026, que converte o título de reserva de capacidade de direito adquirido de natureza registal em título sujeito a dever de utilização efectiva, com aplicação a títulos constituídos ao abrigo do regime anterior. E surge, em sentido inverso, no Decreto-Lei n.º 130/2026, cujo direito transitório de aplicação estritamente prospectiva gera a coexistência prolongada de dois regimes procedimentais para projectos materialmente idênticos.

O problema não é o da mudança em si — nenhum sistema jurídico pode congelar-se —, mas o da ausência de um método. O direito da energia português altera-se por acumulação de diplomas avulsos, cada um com o seu regime transitório concebido isoladamente, sem princípio geral que discipline a incidência das alterações sobre situações constituídas. A resposta que este Manual propõe não é a de proibir a alteração, mas a de a submeter a um teste legal de proporcionalidade e a um dever de regime transitório adequado, formulado na proposta P11 infra.

6.2. Propostas de Jure Constituendo

P1 — Lei de Bases da Energia Portuguesa: Código Energético Unificado

Proposta: A dispersão legislativa actual — DL n.º 15/2022 (electricidade), DL n.º 62/2020 (gás), DL n.º 76/2019 (renováveis), DL n.º 50/2010 (eficiência), Lei n.º 98/2021 (clima) — exige uma codificação unificada. A Lei de Bases da Energia (LBE) deve: (i) fixar os princípios gerais do sector energético; (ii) estabelecer a hierarquia normativa interna entre os diferentes diplomas energéticos; (iii) consagrar os direitos dos consumidores de energia como direitos subjetivos justiciáveis; (iv) definir o regime de avaliação de desempenho das autoridades reguladoras.

Obstáculos esperados: (1) Resistência sectorial — os operadores estão adaptados à fragmentação normativa e podem resistir a uma codificação que reduza espaços de arbitragem regulatória; (2) Risco político de reabertura de debates já estabilizados — a codificação obriga a rever opções sensíveis (nuclear, geotermal, hídrica); (3) Prazo legislativo longo — a experiência europeia de codificação mostra prazos de 5 a 8 anos; (4) Tensão com o direito europeu em rápida evolução (Fit for 55, HDGM).

P2 — Agência Portuguesa de Energia (APE): Integração Regulatória

Proposta: A fragmentação entre ERSE (regulação económica), DGEG (licenciamento e planeamento) e LNEG (I&D) gera ineficiências e incoerências. A APE integraria as funções de regulação económica, licenciamento e investigação energética, com autonomia administrativa e financeira, à semelhança da FERC americana. Esta integração reduziria os conflitos de competência, aceleraria os licenciamentos e reforçaria a posição de Portugal na ACER.

Obstáculos esperados: (1) Resistência institucional da ERSE — implica perda de autonomia para uma agência conceituada; (2) Risco de captura regulatória potenciada — concentrar regulação e licenciamento na mesma entidade pode gerar conflitos de interesse; (3) Compatibilidade com o modelo europeu de reguladores especializados (ACER, Reg. (UE) 2019/942); (4) Custo de transição institucional elevado durante a fase de integração.

P3 — Reforma do Marginal Pricing e Introdução de CfD de Estado para Novas Instalações

Proposta: Portugal deve desenvolver, no quadro da reforma europeia do mercado da electricidade, um regime nacional de contratos por diferenças bidireccionais para novas instalações de energia renovável com capacidade superior a 5 MW. A proposta é normativa e deve ser compatibilizada com o Regulamento (UE) 2019/943, na redacção do Regulamento (UE) 2024/1747, e com o regime de auxílios de Estado. Os contratos podem estabilizar receitas e redistribuir ganhos quando o preço de mercado excede o preço contratual; os seus efeitos sobre consumidores e contribuintes dependem do desenho dos pagamentos e da distribuição de riscos. A literatura sobre adequação de capacidade, integração de renováveis e reforma britânica fornece critérios para essa avaliação (Newbery, 2016; Joskow, 2019; Grubb & Newbery, 2018). O mecanismo de recuperação de receitas proposto deve ser acompanhado por avaliação de custos, incentivos e resultados.

> Condições de execução: (1) compatibilidade com o direito europeu do mercado da electricidade e dos auxílios de Estado; (2) procedimentos de atribuição transparentes e concorrenciais; (3) definição da distribuição dos riscos de preço, disponibilidade e produção; (4) avaliação do impacto sobre os consumidores e as contas públicas; (5) estabilidade contratual e mecanismos proporcionados de revisão.

P4 — Estatuto Jurídico Completo do Prosumer e das CER

Proposta: Aprovação de uma Lei do Prosumer e das Comunidades de Energia que: (i) defina os direitos e deveres do prosumer como categoria jurídica autónoma, distinta do produtor e do consumidor; (ii) clarifique o regime fiscal das CER (IVA, IRC, IMI sobre as instalações partilhadas); (iii) estabeleça um mecanismo de resolução de conflitos internos às CER (arbitragem sectorial da ERSE); (iv) crie um registro nacional público das CER e dos prosumers, acessível em formato aberto.[26]

P5 — Justiça Energética: «Cheque Energia» Universal e Observatório

Proposta: Substituição da tarifa social de energia — que exige candidatura individual e é alcançada por apenas ~25% dos elegíveis (Fonte: ERSE, Relatório sobre Pobreza Energética em Portugal 2023) — por um «cheque energia» universal: (i) atribuição automática a todos os agregados familiares com rendimento abaixo do limiar de pobreza energética (determinado pela AT sem necessidade de candidatura); (ii) valor calculado com base no consumo médio de energia da habitação e na diferença entre o preço de mercado e o preço acessível; (iii) financiamento pelas receitas do EU ETS alocadas a Portugal. Criação de

[26] As comunidades de energia e o autoconsumo colectivo devem ser analisados a partir da Directiva (UE) 2018/2001 e do Decreto-Lei n.º 15/2022, nas redacções aplicáveis. Sobre participação e justiça energética, v. Jenkins et al. (2016) e Szulecki (2018). As regras fiscais, contratuais e de responsabilidade exigem determinação autónoma.

um Observatório Nacional de Energia e Pobreza Energética com publicação de dados anuais disagregados por região e tipo de consumidor.

Obstáculos esperados: (1) Custo orçamental — a universalização implica transferência fiscal significativa competindo com outras prioridades do OE; (2) Risco de alargamento político da definição de «consumidor vulnerável» por pressão eleitoral; (3) Efeito desincentivo à eficiência se o cheque não for calibrado por consumo; (4) Resistência dos comercializadores, que perdem papel na distribuição do benefício face ao mecanismo de transferência fiscal direta.

P6 — Quadro Jurídico Completo do Armazenamento de Energia

Proposta: O armazenamento de energia (baterias, bombas de calor, hidrogénio, ar comprimido, volantes de inércia) é tratado pelo direito actual de forma incerta — nem produção nem consumo em todos os contextos, gerando dupla tributação tarifária (na carga e na descarga). Deve ser aprovado um decreto-lei específico que: (i) defina o armazenamento como actividade autónoma do SEN; (ii) elimine a dupla aplicação de tarifas de rede; (iii) crie um regime de licenciamento simplificado para armazenamento estacionário; (iv) estabeleça regras de participação do armazenamento nos mercados de serviços de sistema.

P7 — Lei do Hidrogénio Verde: Certificação, Leilões e Regulação Hídrica

Proposta: Aprovação de um Decreto-Lei do Hidrogénio Verde que: (i) incorpore os critérios RFNBO do Delegated Regulation (UE) 2023/1184 no direito nacional; (ii) estabeleça um regime de leilões específico para projectos H2V com capacidade ≥ 50 MW de electrólisadores; (iii) crie um sistema de certificação nacional dos volumes de hidrogénio produzido, alinhado com o registo europeu; (iv) inclua uma «cláusula de água» que limite o total de electrólisadores aprovados em zonas com disponibilidade hídrica inferior a 1.000 m^3/habitante/ano, protegendo a segurança hídrica de Portugal face ao risco de aridificação.[27]

P8 — Reforma do Regime de Licenciamento: Prazo Máximo Vinculativo e Responsabilidade do Estado

[27] O pacote europeu dos mercados do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio compreende o Regulamento (UE) 2024/1789 e a Directiva (UE) 2024/1788. A articulação com estratégias nacionais e projectos de infra-estruturas deve distinguir os instrumentos aprovados das metas e hipóteses de planeamento.

Proposta: Aprovação de uma lei que: (i) fixe prazos máximos vinculativos para o licenciamento de projectos de energia renovável: 12 meses para projectos até 10 MW; 18 meses para projectos entre 10-100 MW; 24 meses para projectos acima de 100 MW; (ii) estabeleça a responsabilidade automática do Estado pelos danos causados pela ultrapassagem desses prazos (presunção de causalidade e de culpa); (iii) crie uma «via verde» de licenciamento para projectos com componente de armazenamento ou de hidrogénio verde; (iv) integre o licenciamento energético no portal único de licenciamento empresarial (Simplex+).[28]

P9 — Centro de Arbitragem Especializado em Energia (CAEE)

Proposta: Criação de um Centro de Arbitragem Especializado em Energia (CAEE) em parceria com a ERSE, o CAAD e a Ordem dos Advogados: (i) árbitros com formação técnica em direito da energia, economia regulatória e engenharia de sistemas elétricos; (ii) prazos máximos de decisão: 6 meses para litígios de rede; 3 meses para litígios tarifários; (iii) base de dados pública de decisões arbitrais (com anonimização dos dados comercialmente sensíveis); (iv) mecanismo de conselação preliminar (early neutral evaluation) para litígios de menor valor.[29]

P10 — Soberania Energética Digital: Cibersegurança e Protecção de Dados

Proposta: Aprovação de um Regulamento de Cibersegurança do Sector Energético que: (i) classifique as infra-estruturas energéticas críticas como ICN de Nível 1 (máxima protecção); (ii) imponha requisitos de arquitectura de rede resiliente (redundância, air-gapping de sistemas de controlo SCADA); (iii) estabeleça obrigação de reporte de incidentes em 4 horas ao CERT nacional e à ERSE; (iv) crie uma certificação de cibersegurança específica para os operadores de rede de transporte e distribuição, auditada anualmente; (v) defina regras de protecção dos dados gerados pelos smart meters, articulando o RGPD com as regras de acesso regulado a dados energéticos.

---

[28] O licenciamento energético articula o regime do Sistema Eléctrico Nacional com a avaliação ambiental e com os restantes controlos aplicáveis. A responsabilidade por atrasos exige a demonstração dos pressupostos legais pertinentes; não decorre automaticamente da existência de um prazo ultrapassado. Para o enquadramento geral, v. o Decreto-Lei n.º 15/2022 e a Lei n.º 67/2007.

[29] A resolução alternativa de litígios de consumo energético deve distinguir-se do exercício dos poderes regulatórios e sancionatórios da ERSE. A arbitragem é exercida pelas entidades competentes segundo o regime aplicável e a competência do centro ou tribunal arbitral. A informação institucional da ERSE sobre reclamações e resolução de litígios permite identificar os canais pertinentes.

P11 — Princípio da Estabilidade Regulatória e Dever de Regime Transitório

Proposta: Consagrar, na Lei de Bases da Energia, um princípio da estabilidade regulatória com três dimensões. Primeira, um dever de regime transitório: toda a alteração legislativa ou regulamentar que agrave a posição jurídica de titulares de licenças, concessões, títulos de reserva de capacidade ou contratos de apoio à produção deve prever regime transitório proporcionado ao grau de maturação dos projectos afectados, considerando expressamente a fase procedimental em que cada um se encontra. Segunda, um dever de avaliação de impacto regulatório prévio, com quantificação do efeito sobre projectos em curso, submetido a consulta pública não inferior a trinta dias. Terceira, um dever de fundamentação reforçada quando a alteração incida sobre situações constituídas, com demonstração expressa da necessidade, adequação e proporcionalidade em sentido estrito.

Obstáculo principal: a compatibilização com o princípio da não vinculação do legislador futuro. Uma lei de bases não pode impedir que lei posterior a contrarie. A eficácia da proposta depende, por isso, de dois mecanismos indirectos: o valor reforçado que a lei de bases adquire como parâmetro interpretativo, e a consagração de um direito a indemnização pelo sacrifício em caso de alteração desproporcionada sem regime transitório, que torna a alteração custosa sem a proibir. A experiência espanhola das arbitragens ao abrigo do Tratado da Carta da Energia demonstra que o custo é o único constrangimento efectivo.

P12 — Clarificação da Fronteira de Competências entre o Governo e a ERSE

Proposta: Fixar, na Lei de Bases da Energia, a delimitação entre a competência governamental de definição de política energética e a competência exclusiva da entidade reguladora em matéria de metodologias tarifárias e de condições de acesso às redes, em execução do critério fixado pelo Tribunal de Justiça no acórdão de 2 de Setembro de 2021, processo C-718/18, Comissão contra Alemanha. A delimitação deve enunciar, por via de cláusula geral acompanhada de enumeração exemplificativa, as matérias reservadas ao regulador, e prever mecanismo de resolução de conflitos de competência.

Fundamento imediato: a Lei n.º 29/2026 remeteu para portaria do membro do Governo a fixação da remuneração da energia fornecida à Rede Eléctrica de Serviço Público no âmbito da agregação de último recurso, matéria cuja qualificação — política energética ou metodologia tarifária — não é evidente. A ausência de critério legal expõe o Estado português ao risco de acção por incumprimento em termos idênticos aos que fundamentaram a condenação da Alemanha. Ver secção D.1.5.

6.3. Nota Final: O Direito da Energia como Campo de Batalha e de Construção

O Direito da Energia é, inevitavelmente, um campo de batalha: entre interesses económicos poderosos e direitos de consumidores vulneráveis; entre soberania nacional e integração europeia; entre eficiência de mercado e equidade social; entre urgência climática e Estado de Direito. Mas é também um campo de construção — de novas instituições, de novos instrumentos jurídicos, de novos direitos e de uma nova relação entre a sociedade, o Estado e os recursos naturais.

Retorno à tese. Chegados ao fim, retomemos a tese enunciada na Nota Metodológica: o Direito da Energia é um direito de equilíbrio entre tensões estruturais que o legislador não pode eliminar, apenas arbitrar.

O percurso deste Manual permite agora verificá-la. A jurisprudência constitucional analisada na Parte III não decide, em nenhum dos casos estudados, qual é a solução certa: decide onde se situa, num dado momento, o limite constitucional da repartição de sacrifícios — e a linha da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético demonstra-o com rara clareza, ao julgar conforme em 2019 e desconforme em 2025 a mesma norma, por alteração dos pressupostos e não do texto. O direito comparado da Parte IV mostra que nenhum dos sistemas analisados resolveu qualquer das seis tensões: França substituiu o acesso regulado por captação de renda sem eliminar o problema do preço; a Alemanha adiou por três vezes a divisão em zonas de preço; os Estados Unidos reformam por acto do regulador o que a União reforma por directiva, com ganho de velocidade e perda de estabilidade; e a própria revisão europeia do desenho de mercado respondeu ao problema do investimento sem responder ao do preço. Os casos práticos da Parte V mostram, por fim, que é ao nível do caso concreto que a arbitragem se torna visível, e que é aí que o jurista trabalha.

Se esta leitura for correcta, então a função do jurista da energia não é a de encontrar a solução certa — não existe —, mas a de tornar explícito o que cada solução sacrifica, e de exigir que o sacrifício seja proporcionado, fundamentado e transitoriamente acautelado. É essa a razão pela qual as propostas de jure constituendo formuladas no ponto 6.2 não pretendem fixar o conteúdo das escolhas energéticas portuguesas: pretendem disciplinar o modo como essas escolhas são feitas e revistas. A proposta P11, sobre estabilidade regulatória e dever de regime transitório, é a expressão mais directa desta orientação.

Portugal tem as condições para ser um laboratório europeu de inovação jurídico-energética: recursos renováveis abundantes, dimensão institucional manejável, localização atlântica estratégica e uma tradição académica e judicial crescentemente especializada. O aproveitamento pleno dessas condições exige, porém, o quadro jurídico ambicioso, coerente e estrategicamente orientado que este Manual procurou, com as limitações inevitáveis de uma obra académica, esboçar.[30]

Prof. Doutor Rui Teixeira Santos

Lisboa, 2026

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[30] Sobre energia e geopolítica, v. Yergin (2011), The quest; Goldthau e Sitter (2015), A liberal actor in a realist world; e Scholten (2018), The geopolitics of renewables. A referência de Goldthau e Sitter incide na relação entre o Estado regulador europeu e a economia política internacional da energia.

I. DOUTRINA — MONOGRAFIAS E MANUAIS

A — Obras portuguesas

Coelho, J. R. (2026). Procedimento de transação no Direito das Contraordenações: Uma análise à luz do regime sancionatório do setor energético. Almedina.

Gonçalves, P., & Esteves de Oliveira, R. (2001). As concessões municipais de distribuição de electricidade. Coimbra Editora.

Nabais, J. C. (2019). Direito fiscal (11.ª ed.). Almedina.

Santos, F. M. (2021). Reflexões de Direito da Energia. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. https://www.erse.pt/media/fdkdsj2o/temas-de-energia-reflex%C3%B5es-de-direito-de-energia.pdf

Santos, R. T. (2014). Direito da União Europeia. Bnomics.

Santos, R. T., & Quadros, E. (2022). Administração e gestão pública. Almedina.

Tavares da Silva, S. (2018). O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: Breve apontamento crítico. Questões Atuais de Direito Local, 19, 33–46. https://www.fd.uc.pt/~stavares/wp-content/uploads/2019/08/Energia-BT.pdf

B — Obras internacionais

Andrews-Speed, P. (2012). The governance of energy in China: Transition to a low-carbon economy. Palgrave Macmillan. https://doi.org/10.1057/9781137284037

Belyi, A. V. (2015). Transnational gas markets and Euro-Russian energy relations. Palgrave Macmillan. https://doi.org/10.1057/9781137482983

Bouzarovski, S. (2018). Energy poverty: (Dis)assembling Europe’s infrastructural divide. Palgrave Macmillan. https://doi.org/10.1007/978-3-319-69299-9

Cameron, P. D. (2010). International energy investment law: The pursuit of stability. Oxford University Press.

Daly, E., & May, J. R. (Eds.). (2018). Implementing environmental constitutionalism: Current global challenges. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/9781316691588

Gilpin, R. (1981). War and change in world politics. Cambridge University Press.

Goldthau, A., & Sitter, N. (2015). A liberal actor in a realist world: The European Union regulatory state and the global political economy of energy. Oxford University Press. https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780198719595.001.0001

Goldthau, A., & Witte, J. M. (Eds.). (2010). Global energy governance: The new rules of the game. Brookings Institution Press.

González-Ricoy, I., & Gosseries, A. (Eds.). (2016). Institutions for future generations. Oxford University Press.

Heffron, R. J. (2021). Energy law: An introduction (2.ª ed.). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-77521-6

Helm, D. (2017). Burn out: The endgame for fossil fuels. Yale University Press.

Johnston, A., & Block, G. (2012). EU energy law. Oxford University Press.

Mazzucato, M. (2021). Mission economy: A moonshot guide to changing capitalism. Allen Lane.

McCauley, D. (2018). Energy justice: Re-balancing the trilemma of security, poverty and climate change. Palgrave Macmillan. https://doi.org/10.1007/978-3-319-62494-5

Ostrom, E. (1990). Governing the commons: The evolution of institutions for collective action. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9780511807763

Peel, J., & Osofsky, H. M. (2015). Climate change litigation: Regulatory pathways to cleaner energy. Cambridge University Press.

Roggenkamp, M., Redgwell, C., Rønne, A., & del Guayo, I. (Eds.). (2016). Energy law in Europe: National, EU and international regulation (3.ª ed.). Oxford University Press.

Scholten, D. (Ed.). (2018). The geopolitics of renewables. Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-319-67855-9

Stoft, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. Wiley-IEEE Press.

Talus, K. (2013). EU energy law and policy: A critical account. Oxford University Press. https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780199686391.001.0001

Talus, K. (Ed.). (2014). Research handbook on international energy law. Edward Elgar Publishing. https://doi.org/10.4337/9781781002209

Yergin, D. (2011). The quest: Energy, security, and the remaking of the modern world. Penguin Press.

II. ARTIGOS E ESTUDOS ESPECIALIZADOS

Buchanan, J. M. (1965). An economic theory of clubs. Economica, 32(125), 1–14. https://doi.org/10.2307/2552442

Convery, F. J. (2009). Reflections—The emerging literature on emissions trading in Europe. Review of Environmental Economics and Policy, 3(1), 121–137. https://doi.org/10.1093/reep/ren020

Cramton, P., Ockenfels, A., & Stoft, S. (2013). Capacity market fundamentals. Economics of Energy & Environmental Policy, 2(2), 27–46.

Farrell, H., & Newman, A. L. (2019). Weaponized interdependence: How global economic networks shape state coercion. International Security, 44(1), 42–79. https://doi.org/10.1162/ISEC_a_00351

Grubb, M., & Newbery, D. (2018). UK electricity market reform and the energy transition: Emerging lessons. The Energy Journal, 39(6), 1–26. https://doi.org/10.5547/01956574.39.6.mgru

Hancher, L., & Larouche, P. (2010). The coming of age of EU regulation of network industries and services of general economic interest. TILEC Discussion Paper, 2010-024.

Hardin, G. (1968). The tragedy of the commons. Science, 162(3859), 1243–1248. https://doi.org/10.1126/science.162.3859.1243

Heffron, R. J., & McCauley, D. (2017). The concept of energy justice across the disciplines. Energy Policy, 105, 658–667. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.018

Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, 38, 218–236. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004

Jenkins, K., McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Rehner, R. (2016). Energy justice: A conceptual review. Energy Research & Social Science, 11, 174–182. https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.10.004

Joskow, P. L. (2019). Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The US experience. Oxford Review of Economic Policy, 35(2), 291–331. https://doi.org/10.1093/oxrep/grz001

Juhász, R., Lane, N., & Rodrik, D. (2024). The new economics of industrial policy. Annual Review of Economics, 16, 213–242. https://doi.org/10.1146/annurev-economics-081023-024638

Künneke, R., Groenewegen, J., & Ménard, C. (2010). Aligning modes of organization with technology: Critical transactions in the reform of infrastructures. Journal of Economic Behavior & Organization, 75(3), 494–505. https://doi.org/10.1016/j.jebo.2010.05.009

Lenaerts, K. (2023). Recourse to constitutional courts in climate litigation cases: A perspective from the CJEU. Human Rights Law Journal, 43(10–12), 347–349.

McCauley, D., & Heffron, R. (2018). Just transition: Integrating climate, energy and environmental justice. Energy Policy, 119, 1–7. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.014

Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. Energy Policy, 94, 401–410. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028

Posner, R. A. (1974). Theories of economic regulation. The Bell Journal of Economics and Management Science, 5(2), 335–358. https://doi.org/10.2307/3003113

Ringel, M., & Knodt, M. (2018). The governance of the European Energy Union: Efficiency, effectiveness and acceptance of the Winter Package 2016. Energy Policy, 112, 209–220. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.09.047

Samuelson, P. A. (1954). The pure theory of public expenditure. The Review of Economics and Statistics, 36(4), 387–389. https://doi.org/10.2307/1925895

Stigler, G. J. (1971). The theory of economic regulation. The Bell Journal of Economics and Management Science, 2(1), 3–21. https://doi.org/10.2307/3003160

Szulecki, K. (2018). Conceptualizing energy democracy. Environmental Politics, 27(1), 21–41. https://doi.org/10.1080/09644016.2017.1387294

III. JURISPRUDÊNCIA

TJUE, Acórdão de 26 de novembro de 1998, C-7/97, Bronner, ECLI:EU:C:1998:569. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:61997CJ0007

TJUE, Acórdão de 13 de março de 2001, C-379/98, PreussenElektra, ECLI:EU:C:2001:160. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:61998CJ0379

TJUE, Acórdão de 7 de junho de 2005, C-17/03, VEMW e o., ECLI:EU:C:2005:362. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62003CJ0017

TJUE, Acórdão de 6 de outubro de 2010, C-389/08, Base e o., ECLI:EU:C:2010:584. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62008CJ0389

TJUE, Acórdão de 1 de julho de 2014, C-573/12, Ålands Vindkraft, ECLI:EU:C:2014:2037. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62012CJ0573

Tribunal Geral, Acórdão de 15 de novembro de 2018, T-793/14, Tempus Energy e Tempus Energy Technology/Comissão, ECLI:EU:T:2018:790; anulado pelo acórdão C-57/19 P. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62014TJ0793

TJUE, Acórdão de 2 de setembro de 2021, C-57/19 P, Comissão/Tempus Energy e Tempus Energy Technology, ECLI:EU:C:2021:663. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62019CJ0057

TJUE, Acórdão de 6 de março de 2018, C-284/16, Achmea, ECLI:EU:C:2018:158. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62016CJ0284

TJUE, Acórdão de 28 de março de 2019, C-405/16 P, Alemanha/Comissão, ECLI:EU:C:2019:268. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62016CJ0405

TJUE, Acórdão de 22 de setembro de 2020, C-594/18 P, Áustria/Comissão (Hinkley Point C), ECLI:EU:C:2020:742. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62018CJ0594

TJUE, Acórdão de 2 de setembro de 2021, C-741/19, Komstroy, ECLI:EU:C:2021:655. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:62019CJ0741

Tribunal Constitucional, Acórdão n.º 7/2019, de 8 de janeiro. https://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos/20190007.html

Tribunal Constitucional, Acórdão n.º 231/2020, de 22 de abril. https://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos/20200231.html

Tribunal Constitucional, Acórdão n.º 288/2004, de 27 de abril. https://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos/20040288.html

Tribunal Constitucional, Acórdão n.º 739/2021. https://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos/20210739.html

Tribunal Constitucional, Acórdão n.º 677/2025. https://www.tribunalconstitucional.pt/tc/acordaos/20250677.html

IV. LEGISLAÇÃO EUROPEIA — SELECÇÃO

Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, versão consolidada. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:12016E/TXT

Regulamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de outubro — integridade e transparência dos mercados grossistas da energia (REMIT). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32011R1227

Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro — governação da União da Energia e da Acção Climática. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018R1999

Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro — promoção da utilização de energia de fontes renováveis. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001

Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho — mercado interno da electricidade. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32019R0943

Directiva (UE) 2019/944, de 5 de junho — regras comuns para o mercado interno da electricidade. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32019L0944

Regulamento (UE) 2021/1119, de 30 de junho — Regulamento Europeu do Clima. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32021R1119

Regulamento (UE) 2022/1854, de 6 de outubro — intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32022R1854

Regulamento (UE) 2022/2577, de 22 de dezembro — regime para acelerar a implantação das energias renováveis. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32022R2577

Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio — infra-estruturas energéticas transeuropeias. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32022R0869

Regulamento (UE) 2023/956, de 10 de maio — mecanismo de ajustamento carbónico fronteiriço. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023R0956

Regulamento Delegado (UE) 2023/1184, de 10 de fevereiro — regras relativas aos combustíveis renováveis de origem não biológica. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023R1184

Directiva (UE) 2023/2413, de 18 de outubro — alteração do quadro de promoção da energia de fontes renováveis (RED III). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023L2413

Regulamento (UE) 2024/1106, de 11 de abril — alteração do regime de integridade e transparência dos mercados da energia. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1106

Regulamento (UE) 2024/1735, de 13 de junho — quadro de reforço do ecossistema europeu de fabrico de tecnologias de impacto zero (NZIA). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1735

Regulamento (UE) 2024/1747, de 13 de junho — melhoria da configuração do mercado da electricidade da União. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1747

Directiva (UE) 2024/1711, de 13 de junho — melhoria da configuração do mercado da electricidade da União. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024L1711

Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho — mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1789

Directiva (UE) 2024/1788, de 13 de junho — regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024L1788

V. LEGISLAÇÃO NACIONAL — SELECÇÃO

Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro — princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Petrolífero Nacional. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/31-2006-683852

Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro — reservas de petróleo e reestruturação da entidade gestora das reservas. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/165-2013-483938

Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto — criação da ENSE através da redefinição das atribuições da ENMC e alteração dos seus estatutos. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/69-2018-116165764

Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro — enquadramento histórico do autoconsumo de energia renovável, ulteriormente integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189

Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto — organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/62-2020-141377978

Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro — Lei de Bases do Clima. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/lei/98-2021-176907481

Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro — organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016

Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto — regime excepcional de margens máximas e preços do GPL engarrafado. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/205-a-2022-187403726

Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho — Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico. https://www.erse.pt/media/00vlfhng/regulamento-828_2023.pdf

Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro — Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/19-2025-906519104

Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio — alteração do Sistema Nacional de Gás e da reserva estratégica de gás natural. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/79-2025-918823455

Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril — alteração do regime do Sistema Nacional de Gás. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/94-2026-1102472596

Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio — gestão dinâmica da capacidade de ligação à rede eléctrica de serviço público. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/100-2026-1125313599

Lei n.º 29/2026, de 23 de junho — contrato de aproveitamento energético renovável e alterações relativas ao autoconsumo. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/lei/29-2026-1135578391

Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho — alteração do Sistema Eléctrico Nacional e transposição de legislação europeia. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/130-2026-1139897687

VI. DOCUMENTAÇÃO INSTITUCIONAL

ACER & CEER. (2024). Market monitoring reports 2024. Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia. https://www.acer.europa.eu/node/134

Comissão Europeia. (2019). Pacto Ecológico Europeu. COM(2019) 640 final, de 11 de dezembro. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640

Comissão Europeia. (2022). Plano REPowerEU. COM(2022) 230 final, de 18 de maio. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230

Comissão Europeia. (2023). Proposta de regulamento relativo à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União. COM(2023) 148 final, de 14 de março. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52023PC0148

DGEG. (2024). Balanço Energético Nacional 2023. Direção-Geral de Energia e Geologia. https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/balanco-energetico-nacional-2023/

DGEG. (2025). Estatísticas rápidas das renováveis: Dezembro de 2024 (n.º 241). Direção-Geral de Energia e Geologia. https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/estatisticas-rapidas-das-renovaveis-dezembro-2024/

ERSE. (2024). Tarifas e preços para a energia elétrica em 2024. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/

ERSE. (2024). Tarifas e preços de gás para o ano gás 2024–2025. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. https://www.erse.pt/media/ez4p0ogu/tep-g%C3%A1s-2024-2025.pdf

IEA. (2023). Medium-term gas report 2023: Including the Gas Market Report, Q4-2023. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/medium-term-gas-report-2023

IRENA. (2023). Renewable power generation costs in 2022. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022

IRENA. (2024). Renewable power generation costs in 2023. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023

REN. (2024). Dados técnicos de 2023. Redes Energéticas Nacionais. https://datahub.ren.pt/pt/publicacoes/

SUPLEMENTO TÉCNICO

PARTE A — TIPOLOGIA DAS ENERGIAS EM PORTUGAL E NA UNIÃO EUROPEIA

A análise jurídica do sector energético exige, como ponto de partida, uma tipologia rigorosa das diferentes formas de energia — as suas características técnicas, o seu enquadramento jurídico-regulatório específico e a legislação aplicável. A seguir apresenta-se a tipologia completa, por fonte, com análise da legislação relevante.

Quadro 8 — Tipologia das Energias em Portugal e na União Europeia

Fonte	Tipo	% Mix PT (2024)	Regime Jurídico	Autoridade Lic.	Regime Remun.	Legislação Principal
Energia Hídrica	Renovável	23,1%	Concessão DHP	DGEG+APA	Mercado+CfD	DL n.º 226-A/2007; Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro; RCM n.º 4/2008
Energia Eólica Terrestre	Renovável	27,8%	Leilão RENS	DGEG	CfD+Mercado	DL n.º 76/2019; DL n.º 15/2022; DL n.º 225/2007
Energia Solar FV	Renovável	7,4%	Leilão RENS + UPAC	DGEG	CfD+Mercado	DL n.º 76/2019; DL n.º 162/2019; DL n.º 15/2022
Biomassa Florestal	Renovável	6,2%	Licença produção	DGEG+APA	Tarifa feed-in/CfD	DL n.º 5/2019; DL n.º 15/2022; Desp. 4030/2019
Energia Geotérmica (Açores)	Renovável	1,2%	Concessão geotérmica	RAA+DGEG	Tarifa regional	DL n.º 87/90; Reg. Regional n.º 38/2008/A
Energia das Ondas/Mar	Renovável	<0,1%	Concessão ZEE	DGRM+DGEG	Piloto — tarifa específica	Lei n.º 17/2014, de 10 de abril; DL n.º 38/2015; RCM n.º 5/2005
Gás Natural (Produção)	Não-Renovável	0% (PT sem produção)	N/A (importação)	ENSE	Preço mercado TTF	DL n.º 62/2020;

Fonte	Tipo	% Mix PT (2024)	Regime Jurídico	Autoridade Lic.	Regime Remun.	Legislação Principal
						Dir. 2009/73/CE
Gás Natural (Distribuição)	Não-Renovável	23% consumo final	Concessão rede distribuid.	DGEG+ERSE	Tarifa regulada	DL n.º 30/2006; DL n.º 62/2020
Petróleo / Combustíveis	Não-Renovável	73% transportes	Licença ENSE	ENSE+DGEG	Preço livre (GPL: tecto)	DL n.º 31/2006; DL n.º 165/2013; Port. 205-A/2022
Cogeração	Renovável+Fóssil	3,1%	Licença PRE	DGEG	Tarifa PRE	DL n.º 23/2010; DL n.º 15/2022
Biogás/ Biometano	Renovável	0,5%	Licença produção+registo	DGEG+ERSE	CfD+Injec. rede gás	DL n.º 5/2019; HDGM Package UE
Hidrogénio Verde	Renovável	Demonstração	Licença DGEG + ERSE	DGEG+ERSE+CMVM	Leilão H2V (EN-H2)	RCM n.º 63/2020; Del. Reg. (UE) 2023/1184; HDGM
Eólica Offshore Flutuante	Renovável	Pré-comercial	Concessão ZEE+leilão	DGRM+DGEG	A definir — leilão	RCM n.º 19/2025; Lei n.º 17/2014; Dir. (UE) 2018/2001

A.1. ENERGIA HÍDRICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

A energia hídrica constitui a fonte renovável mais antiga e estruturante do sistema elétrico português, representando historicamente 20-35% da produção elétrica, com variações significativas em função da pluviosidade. Em 2024, a potência hídrica instalada em Portugal continental era de aproximadamente 7.600 MW (grandes centrais) — Fonte: REN, Relatório do Sistema de Produção Renovável 2023 e 420 MW (mini-hídricas), para além de 1.530 MW de reversibilidade (bombagem).

A.1.1. Regime de Concessão do Aproveitamento Hídrico

> **Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro — Titularidade dos Recursos Hídricos**
> *«Art.º 9.º — Pertencem ao domínio hídrico público do Estado: a) As águas das correntes de água navegáveis ou flutuáveis [...]; d) As águas dos lagos e lagoas navegáveis [...]. Art.º 60.º — A*

exploração de empreendimentos hidroelétricos sujeita-se a concessão, nos termos da presente lei e do regime jurídico aplicável às utilizações privativas dos recursos hídricos.»

Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio — Regime de Utilização dos Recursos Hídricos
«Art.º 4.º — As utilizações privativas dos recursos hídricos estão sujeitas a: a) Licença, quando se tratar de utilizações temporárias ou de pequena dimensão [...]; b) Concessão, quando se tratar de utilizações por prazo superior a dez anos ou que impliquem obras permanentes de captação ou derivação ou instalação de equipamentos não amovíveis [...]. Art.º 16.º — O pedido de autorização de utilização de recursos hídricos para exploração de mini-hídricas (≤ 10 MW) é instruído perante a APA. Para grandes aproveitamentos (> 10 MW), o procedimento é instruído perante a DGEG e decidido por despacho conjunto dos ministros responsáveis pela energia e pelo ambiente.»

Os contratos de concessão para grandes aproveitamentos hidroelétricos celebrados ao abrigo da Resolução do Conselho de Ministros n.º 4/2008 têm prazo máximo de 75 anos (prorrogável por períodos adicionais de 25 anos), e obrigam o concessionário a: (i) pagar uma taxa de recursos hídricos (TRH) fixada pela APA; (ii) manter a instalação em condições de segurança (reguladas pelo RSB — Regulamento de Segurança de Barragens, DL n.º 21/2018); (iii) garantir caudais ecológicos mínimos a jusante; e (iv) sujeitar-se a inspetions periódicas da LNEC.

ANÁLISE ARTIGO A ARTIGO: DL n.º 226-A/2007 — Disposições Fundamentais

Art.º 5.º (Licença e concessão): Estabelece a dualidade de regimes, distinguindo instalações de pequena dimensão (licença, prazo máximo 10 anos) de grandes aproveitamentos (concessão, prazo máximo 75 anos).

Art.º 28.º (Taxas de utilização dos recursos hídricos): A TRH tem dois componentes — taxa de captação de água (€/m³) e taxa de aproveitamento de energia (€/kWh produzido). A TRH é aprovada por portaria dos ministros do ambiente e da energia.

Art.º 43.º (Extinção das licenças e concessões): As concessões extinguem-se por: (i) termo do prazo; (ii) revogação por interesse público (com indemnização); (iii) rescisão por incumprimento do concessionário; (iv) renúncia do concessionário. A extinção da concessão implica a reversão das infra-estruturas para o Estado.

Art.º 64.º (Transmissão de licenças e concessões): A transmissão de concessões de aproveitamentos hídricos para energia exige autorização ministerial prévia e está sujeita ao regime de concentrações da AdC se envolver transferência de controlo de empresa concessionária.

A.2. ENERGIA EÓLICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

A energia eólica representa o segundo maior contributo para a produção elétrica renovável em Portugal, com uma potência instalada de cerca de 5.700 MW em 2024 (Fonte: DGEG, Energias Renováveis — Estatísticas Rápidas 2024, disponível em www.dgeg.gov.pt). O sector eólico português passou por três fases regulatórias: a fase das autorizações diretas (1995-2007), a fase dos concursos RENVAC (2007-2019) e a fase dos leilões CfD (2019-presente).

A.2.1. Regime de Licenciamento da Eólica Terrestre

> **Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro — Arts. 13.º a 35.º (Licenciamento de Produção)**
> *«Art.º 13.º — A produção de energia elétrica em regime especial, a partir de fontes de energia renovável, está sujeita às seguintes formalidades: a) Para instalações de potência instalada ≤ 200 W: isenção total de licenciamento; b) Para instalações de potência entre 200 W e 30 kW: comunicação prévia à DGEG, através do SRA (Sistema de Registo de Autoconsumo); c) Para instalações de potência entre 30 kW e 1 MW: licença de produção simplificada, com prazo de decisão de 30 dias úteis; d) Para instalações de potência entre 1 MW e 10 MW: licença de produção ordinária, com prazo de decisão de 60 dias úteis; e) Para instalações de potência > 10 MW: licença de produção especial (LP-E), com AIA obrigatória para > 25 MW de eólica e > 50 MW de solar.»*

O processo de licenciamento de um parque eólico de grande dimensão (> 10 MW) envolve as seguintes fases sequenciais: (1) Pedido de reserva de capacidade (RC) no gestor da rede de transporte (REN); (2) Parecer de compatibilidade ambiental (PDC) da APA; (3) Processo de AIA — Estudo de Impacte Ambiental (EIA), consulta pública (mínimo 30 dias), Declaração de Impacte Ambiental (DIA) da APA; (4) Licença de produção (LP) emitida pela DGEG; (5) Licença de estabelecimento (LE) — fase construtiva; (6) Autorização de exploração (AE) — após conclusão da construção e inspeção técnica.

> **REGIME SANCIONATÓRIO — LICENCIAMENTO EÓLICO**
> DL n.º 15/2022, arts. 154.º-183.º (Regime de Contraordenações):
> • Construção sem LP: contraordenação MUITO GRAVE — coima até €1.000.000 (PC) / €250.000 (PS)
> • Exploração sem AE: contraordenação MUITO GRAVE — coima até €750.000 (PC) / €150.000 (PS)
> • Incumprimento das condições da DIA: contraordenação GRAVE — coima até €375.000 (PC) / €75.000 (PS)
> • Falta de comunicação de incidentes ao BdP/DGEG: contraordenação LEVE — coima até €50.000 (PC)
> Sanções acessórias: suspensão da LP; encerramento temporário; confisco dos equipamentos.
> Entidade instrutora: DGEG; Entidade decisora: Diretor-Geral da DGEG.
> Recurso: TCAS (no prazo de 20 dias úteis da notificação da decisão).

A.2.2. Regime da Eólica Offshore — Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore

> Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro — Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER)
>
> **Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio — antecipação da transposição da Directiva (UE) 2024/1788; prorrogação de medidas do DL n.º 70/2022; reserva estratégica de gás natural (ENSE).**
>
> **Decreto n.º 30350, de 2 de abril de 1940 (Diário do Govêrno n.º 76/1940, 1.ª série) — normas de segurança das linhas de energia eléctrica na ocupação de domínio de estradas, rios ou caminhos de ferro; licenciamento pela Repartição dos Serviços Eléctricos.**
>
> **Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril — cria o Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE); revogado pelo DL n.º 114/2021.**

Decreto-Lei n.º 42-A/2016, de 12 de agosto — cria o Fundo Ambiental e extingue o Fundo Português de Carbono, o Fundo de Intervenção Ambiental, o Fundo de Protecção dos Recursos Hídricos e o Fundo para a Conservação da Natureza e da Biodiversidade.

Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de dezembro — altera o regime de afectação das verbas do FSSSE; facto gerador da viragem jurisprudencial sobre a CESE.

Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro — funde o FSSSE, o Fundo Florestal Permanente, o Fundo de Apoio à Inovação e o Fundo de Eficiência Energética no Fundo Ambiental; a receita da CESE passa a ser receita deste.

Regulamento (UE) 2023/956 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 10 de maio de 2023 — Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM).

Decreto-Lei n.º 4/2024, de 5 de janeiro — institui o mercado voluntário de carbono e estabelece as regras do seu funcionamento.

Portaria n.º 239/2024/1, de 2 de outubro — taxas devidas no âmbito do mercado voluntário de carbono.

Portaria n.º 240/2024/1, de 2 de outubro — qualificação dos verificadores independentes no mercado voluntário de carbono.

Portaria n.º 241/2024/1, de 2 de outubro — requisitos da plataforma electrónica de registo do mercado voluntário de carbono.

Regulamento (UE) 2025/2083 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 8 de outubro de 2025 — simplificação e reforço do CBAM; limiar único baseado na massa de 50 toneladas (art. 2.º-A e Anexo VII).

Regulamento de Execução (UE) 2023/1773 da Comissão — obrigações de comunicação no período transitório do CBAM.

Regulamento de Execução (UE) 2025/486 da Comissão, de 18 de março de 2025 — estatuto de declarante CBAM autorizado.

Regulamento de Execução (UE) 2025/2548 da Comissão, de 10 de dezembro de 2025 — cálculo, publicação e preço dos certificados CBAM.

Regulamento de Execução (UE) 2025/2620 da Comissão, de 16 de dezembro de 2025 — ajustamento pela atribuição gratuita de licenças do CELE.

Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril (DR n.º 84/2026, 1.ª série) — terceira alteração ao DL n.º 62/2020; Sistema Nacional de Gás; comparticipação nos encargos de ligação de gases renováveis; transposição parcial das Directivas (UE) 2024/1788 e (UE) 2023/1791.

Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio — gestão dinâmica da capacidade de ligação à RESP; regime dos títulos de reserva de capacidade.

Lei n.º 29/2026, de 23 de junho — Contrato de Aproveitamento Energético Renovável (CAER); deferimento tácito no licenciamento de UPAC; agregação de último recurso; alteração ao Código Civil.

Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho — sexta alteração ao DL n.º 15/2022; Zonas de Aceleração (ZAER); prazos máximos de controlo prévio; sobre-equipamento até 50 %; transposição da Directiva (UE) 2024/1711.

«O presente plano de situação define as zonas de afetação preferencial para a instalação de parques eólicos offshore nas águas territoriais e na zona económica exclusiva de Portugal continental, estabelece os critérios de proteção dos habitats marinhos sensíveis, das rotas de

> *navegação e das áreas de pesca artesanal, e define o procedimento de atribuição de licenças de utilização privativa do espaço marítimo para a instalação de parques eólicos offshore.»*

A eólica offshore flutuante, para a qual Portugal tem vantagens competitivas significativas (profundidade das águas costeiras incompatível com fundações fixas), exige autorização ao abrigo da Lei n.º 17/2014 (Lei de Bases do Espaço Marítimo) e do DL n.º 38/2015 (POEM — Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo). A DGRM é a autoridade concedente do espaço marítimo, em articulação com a DGEG para as questões energéticas. O primeiro leilão de eólica offshore flutuante em Portugal está previsto para 2025-2026.

O Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro, identifica áreas do espaço marítimo para o desenvolvimento das energias renováveis offshore. A afectação espacial, a capacidade potencial, os procedimentos de atribuição e a entrada efectiva em exploração são realidades distintas. A leitura do PAER deve articular-se com o regime do ordenamento do espaço marítimo e com o licenciamento sectorial aplicável.[31]

O modelo do procedimento concorrencial de atribuição de capacidade foi estabelecido pelo Despacho n.º 4752/2025, de 21 de abril, sendo esperado que o mecanismo de suporte adoptado siga o modelo de Contrato por Diferença (CfD), à semelhança do que se generalizou nos leilões offshore europeus. O calendário efectivo do primeiro leilão português tem sofrido sucessivos adiamentos face ao inicialmente previsto, e associações do sector como a WindEurope têm manifestado ceticismo quanto à instalação de capacidade offshore relevante em Portugal antes de 2030, atendendo aos prazos entre a adjudicação e a entrada em exploração comercial — tipicamente entre dois a cinco anos, incluindo AIA, licença de construção e instalação, e ligação à Rede Nacional de Transporte (RNT).

A viabilização técnica do escoamento da produção offshore constitui, em si mesma, um desafio regulatório e de planeamento: a REN, enquanto operador da RNT, tem de antecipar no seu Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) as novas subestações e ligações submarinas necessárias para verter no sistema elétrico nacional uma capacidade que, a concretizar-se a ambição do PAER, equivaleria a mais de metade da actual capacidade eólica onshore instalada em Portugal continental — ilustrando como a eólica offshore não é apenas uma questão de licenciamento de produção, mas de

[31] RCM n.º 19/2025, de 7 de fevereiro (PAER); Despacho n.º 4752/2025, de 21 de abril (modelo do procedimento concorrencial); art.º 19.º, n.º 2, do DL n.º 38/2015, de 12 de março (POEM/PSOEM).

planeamento integrado de rede, na interseção com a matéria de unbundling e certificação de operadores tratada em D.1.3 supra.[32]

A.2.3. O Novo Quadro de 2026: Zonas de Aceleração e Prazos Máximos na Eólica Offshore

O Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho, alterou substancialmente o enquadramento procedimental da eólica offshore, ao consagrar o regime das Zonas de Aceleração da Implantação de Energia Renovável (ZAER), definidas por programa sectorial e susceptíveis de abranger áreas em terra, no mar e em águas interiores. Para os projectos localizados em ZAER, o prazo máximo total do procedimento de controlo prévio é de dois anos tratando-se de projectos offshore — contra um ano para os projectos em terra —, devendo a licença de produção ser emitida no prazo de seis meses a contar do respectivo pedido.

A articulação entre o PAER e as zonas de aceleração das energias renováveis exige a identificação do acto de afectação espacial e do acto que determina o regime procedimental. A previsão de uma área no planeamento marítimo não permite presumir, por si, a atribuição de capacidade nem a aplicação automática de todos os prazos acelerados. A determinação das condições aplicáveis depende da legislação e dos actos de execução pertinentes.

Deve ainda notar-se que o encurtamento dos prazos não resolve o principal obstáculo à eólica offshore portuguesa, que é económico e não procedimental: a profundidade da plataforma continental impõe tecnologia flutuante, ainda pré-comercial, cujo custo nivelado excede o das tecnologias fixas do Mar do Norte. A análise comparada desta questão consta da secção 4.3.2.

A.3. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

A energia solar fotovoltaica atravessou em Portugal uma evolução regulatória marcada por três momentos: a fase pré-maturidade tecnológica (2009-2014) com tarifas feed-in elevadas; a fase de contração regulatória (2013-2019) que introduziu a controversa «taxa solar» sobre o autoconsumo; e a fase de maturidade e leilões (2019-presente) com custos de €14-20/MWh nos leilões, os mais baixos da Europa.[33]

A.3.1. Regimes de Autoconsumo — Evolução até ao DL n.º 15/2022

> Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro — enquadramento histórico do autoconsumo renovável

[32] A informação relativa à produção e à rede eléctrica deve ser consultada nas publicações estatísticas da DGEG e nos Dados técnicos de 2023 da REN (2024), identificando a data e o âmbito territorial. Os planos de investimento constituem documentos de programação e não descrições de capacidade já instalada.

[33] O regime de produção e de autoconsumo deve ser determinado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, na redacção aplicável. O Decreto-Lei n.º 162/2019 constitui uma referência histórica. Os requisitos de controlo prévio e de avaliação ambiental dependem das características da operação e não se reduzem a um único limiar geral.

> O Decreto-Lei n.º 162/2019 aprovou o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável e às comunidades de energia. A disciplina do Sistema Eléctrico Nacional foi posteriormente reunida no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que deve ser consultado na redacção aplicável à operação. A determinação do controlo prévio depende da potência, da ligação à rede e das características da instalação; não deve resultar da transposição de limiares de regimes anteriores. A legislação de 2026 analisada nas secções seguintes complementa este enquadramento.

A «taxa solar» — tecnicamente uma redução da compensação pela energia excedente injetada na rede, criada pelo DL n.º 153/2014 — foi suprimida pelo DL n.º 76/2019 e definitivamente eliminada pelo DL n.º 15/2022. Actualmente, o autoprodutor recebe pelo excedente injetado na rede: (i) o preço de mercado OMIE deduzido de um desconto de 10% (despacho ERSE); ou (ii) uma remuneração por unidade de energia injetada fixada por contrato (na modalidade de venda integral).

A.3.2. O Contrato de Aproveitamento Energético Renovável e o Deferimento Tácito (Lei n.º 29/2026)

A Lei n.º 29/2026, de 23 de junho, introduziu quatro inovações que alteram materialmente o regime do autoconsumo fotovoltaico.

(i) O CAER. Cria-se o Contrato de Aproveitamento Energético Renovável (CAER), figura contratual típica destinada à cedência do uso de coberturas, terraços e terrenos para instalação e exploração de sistemas de produção renovável. A tipificação legal responde a uma dificuldade prática recorrente: até aqui, a cedência de cobertura era estruturada por recurso a figuras atípicas — arrendamento para fim não habitacional, direito de superfície, comodato oneroso —, com incerteza quanto ao regime de duração, denúncia, benfeitorias e oponibilidade a terceiros adquirentes do imóvel. A regulamentação do CAER, incluindo modelo-tipo de contrato, deve ser aprovada por portaria no prazo de seis meses a contar da entrada em vigor da lei.

(ii) O deferimento tácito. Altera-se o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, passando os pedidos de licença de produção e de licença de exploração de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) a considerar-se tacitamente deferidos decorrido o prazo máximo de 90 dias. Trata-se de deferimento tácito em sentido próprio, e não de mera presunção procedimental: decorrido o prazo, o particular fica constituído na posição jurídica que o acto expresso lhe conferiria. A consequência dogmática relevante é a de que a Administração deixa de poder invocar o decurso do prazo como facto neutro, e a inércia passa a ter efeito constitutivo — o que exige da DGEG uma reorganização procedimental que a lei não financia.

(iii) A agregação de último recurso. Altera-se o artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, remetendo a remuneração da energia fornecida à Rede Eléctrica de Serviço Público no âmbito da agregação de último recurso para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, e estendendo às ofertas dos agregadores — incluindo obrigatoriamente a do agregador de último recurso — a ferramenta gratuita de comparação de ofertas da

ERSE. Sobre a compatibilidade desta remissão para portaria com a reserva de competência do regulador, ver a secção 4.2.2.

(iv) A alteração ao Código Civil. Altera-se o Código Civil, passando a bastar a aprovação por maioria simples dos condóminos para autorizar a instalação e exploração de UPAC a partir de fontes renováveis, desde que existam pelo menos duas fracções autónomas. É intervenção rara do legislador energético no direito privado comum, e resolve por via legislativa o principal obstáculo prático à difusão do autoconsumo colectivo em edifícios urbanos, que era a exigência de unanimidade ou de maioria qualificada para inovações em partes comuns.

A.4. GÁS NATURAL — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

Portugal não tem produção nacional de gás natural e é 100% dependente de importações, seja por gasoduto (gás argelino via Magreb-Europa Pipeline e via MEDGAZ/Huelva) seja por GNL (terminal de GNL de Sines). Esta dependência estrutural torna Portugal particularmente vulnerável às crises de abastecimento e às flutuações do mercado internacional do gás.[34]

A.4.1. Estrutura do Sector do Gás Natural

> **Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto — Arts. 1.º a 20.º (Princípios Gerais do Sector do Gás Natural)**
> *«Art.º 1.º (Objeto) — O presente decreto-lei aprova o Regulamento de Acesso às Redes e Infraestruturas do Sector do Gás Natural (RARI-GN), estabelecendo os termos e condições de acesso de terceiros às redes de transporte, às redes de distribuição, às instalações de armazenamento subterrâneo e às instalações de GNL. Art.º 5.º (Separação de atividades — unbundling) — O operador da rede de transporte de gás natural não pode exercer atividades de produção, comercialização ou abastecimento de gás natural, devendo assegurar a independência funcional, operacional e de gestão face aos operadores verticalmente integrados. Art.º 7.º (Acesso de terceiros — TPA) — O acesso de terceiros às redes e infraestruturas de gás natural é assegurado em condições objetivas, transparentes e não discriminatórias, mediante o pagamento de tarifas reguladas fixadas pela ERSE e publicadas com antecedência mínima de 60 dias.»*
>
> **Art.º 12.º DL n.º 62/2020 — Recusa de Acesso à Rede**
> *«O operador da rede pode recusar o acesso de terceiros apenas com fundamento em: a) Falta de capacidade técnica disponível na rede; b) Razões de segurança do sistema de gás natural, devidamente documentadas; c) Incumprimento pelo requerente das condições técnicas mínimas de segurança. A recusa deve ser comunicada por escrito ao requerente e à ERSE no prazo de 5 dias úteis, com fundamentação técnica detalhada. A ERSE pode ordenar ao operador que aceite o acesso se a recusa for considerada injustificada.»*
>
> **Art.º 25.º DL n.º 62/2020 — Terminal de GNL de Sines**

[34] A segurança das redes, ramais e instalações de gás depende do respectivo regime técnico e do tipo de equipamento. Para instalações em edifícios, v. o Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto, e a informação da DGEG sobre instalações e entidades inspectoras. A periodicidade das inspecções deve ser determinada pelo regime aplicável ao caso concreto.

«O terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL de Sines constitui infraestrutura estratégica nacional ao abrigo do artigo 4.º do DL n.º 165/2013. O acesso de terceiros ao terminal de GNL é assegurado em regime regulado, com tarifas fixadas pela ERSE e capacidade de regaseificação mínima de 30% reservada para novos utilizadores não integrados verticalmente com o operador do terminal.»

A.5. PETRÓLEO E COMBUSTÍVEIS — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

O mercado dos produtos petrolíferos (gasolina, gasóleo, GPL, fuelóleo, jet fuel) é regulado em Portugal por um conjunto de diplomas que combinam a liberalização do mercado retalhista com a supervisão pública dos preços (GPL doméstico), das reservas estratégicas e da qualidade dos combustíveis.[35]

A.5.1. Regime Jurídico do Mercado de Combustíveis — DL n.º 31/2006

Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro — Arts. 1.º a 40.º (Organização do Mercado de Combustíveis)

«Art.º 5.º (Atividades de armazenagem): A armazenagem de produtos petrolíferos em instalações com capacidade superior a 10.000 m³ está sujeita a licença da ENSE. Art.º 8.º (Atividades de comercialização a retalho): Os postos de abastecimento de combustíveis rodoviários estão sujeitos a licença de instalação emitida pela câmara municipal e a autorização de funcionamento da ENSE. Art.º 14.º (Obrigações de stock mínimo): Os operadores grossistas de combustíveis são obrigados a manter, em permanência, stocks mínimos de segurança equivalentes a 15 dias do volume médio de vendas do mês anterior. O incumprimento das obrigações de stock mínimo constitui contraordenação muito grave.»

Art.º 22.º DL n.º 31/2006 — Preços e Regime de Livre Concorrência

«1 — Os preços dos produtos petrolíferos são livremente estabelecidos no mercado, com exceção do GPL engarrafado, cujos preços máximos são fixados por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia. 2 — Os operadores grossistas e retalhistas de combustíveis são obrigados a comunicar à ENSE, com periodicidade semanal, os preços de venda ao público praticados em cada ponto de venda, para efeitos de monitorização e publicação.»

REGIME SANCIONATÓRIO — SECTOR DOS COMBUSTÍVEIS (DL n.º 31/2006)

Contraordenações MUITO GRAVES (coimas até €3.700.000 para PC / €370.000 para PS):

- Exercício de actividade de armazenagem sem licença ENSE
- Comercialização de combustíveis adulterados ou fora de especificação
- Incumprimento reiterado das obrigações de stock mínimo
- Prática de preços superiores aos máximos fixados (GPL)

Contraordenações GRAVES (coimas até €740.000 para PC / €74.000 para PS):

[35] O Decreto-Lei n.º 31/2006 estabelece os princípios gerais do Sistema Petrolífero Nacional. O regime das reservas de petróleo consta do Decreto-Lei n.º 165/2013; a configuração da ENSE resulta da redefinição operada pelo Decreto-Lei n.º 69/2018. As competências de supervisão, licenciamento e fiscalização devem ser distinguidas segundo cada actividade.

• Omissão de comunicação de preços à ENSE
• Incumprimento pontual das obrigações de stock mínimo
• Irregularidades no registo contabilístico de stocks

Contraordenações LEVES (coimas até €75.000 para PC / €7.500 para PS):
• Falta de afixação de preços ao público nos postos de abastecimento
• Omissão de comunicação de incidentes de segurança à ENSE

Entidade instrutora: ENSE (com apoio da ASAE para fiscalização de preços).
Autoridade de recurso: TCAS (prazo de 20 dias úteis).

A.6. HIDROGÉNIO VERDE E ENERGIAS EMERGENTES

O hidrogénio verde constitui a frontier da política energética portuguesa e europeia. Portugal, com os seus recursos de energia solar e eólica abundantes, aspira a tornar-se produtor e exportador de hidrogénio verde, com vantagem competitiva sobre os países da Europa central e setentrional, cujo custo de produção de energia renovável é significativamente mais elevado.[36]

> **Regulamento Delegado (UE) 2023/1184 da Comissão — Critérios RFNBO (Hidrogénio Verde)**
> *«Art.º 3.º (Critério da adicionabilidade): O hidrogénio produzido por eletrólise só pode ser classificado como combustível renovável de origem não biológica (RFNBO) se a eletricidade utilizada for produzida por uma instalação renovável nova, construída depois de 1 de janeiro de 2021, ou se a produção estiver coberta por contratos de aquisição de energia renovável (CPERA/PPA) correspondentes a instalações renováveis com menos de 36 meses de vida útil. Art.º 4.º (Critério da correlação temporal): A eletricidade renovável utilizada na eletrólise deve ser consumida no mesmo período de liquidação (hora) em que é produzida, ou coberta por garantias de origem horárias. Art.º 5.º (Critério da correlação geográfica): A eletricidade renovável deve provir da mesma zona de licitação ou de uma zona adjacente.»*

DEBATE: Os critérios de adicionabilidade do Delegado Reg. (UE) 2023/1184 são demasiado restritivos?

PRO CRITÉRIOS ESTRITOS (Comissão Europeia, EBA, IEA): A integridade ambiental do hidrogénio verde exige critérios rigorosos que assegurem que a produção de H2V corresponde a electricidade renovável adicional (nova), temporal e geograficamente correlacionada. Critérios laxos permitiriam «green-washing» do hidrogénio, que seria produzido com electricidade da rede (com emissões de carbono significativas) mas vendido como verde.

CONTRA CRITÉRIOS ESTRITOS (Hydrogen Council, LNEG Portugal, Vidal & Sousa): Os critérios do Del. Reg. 2023/1184 são tão restritivos que tornam economicamente inviável a maior parte dos projectos

[36] A geotermia deve ser analisada segundo o tipo de aproveitamento, a localização e o regime jurídico aplicável. As estimativas de potencial exigem a indicação do estudo técnico, da data e dos pressupostos utilizados.

de H2V previstos no EN-H2. A obrigação de correlação horária exige equipamentos de armazenamento de energia elétrica (baterias) adicionais que aumentam o custo do H2V em €0,5-1/kg. Portugal propôs na negociação do regulamento critérios mais flexíveis (correlação mensal), mas foi derrotado pelos países com sistemas elétricos menos renováveis.

A.6.1. Gases Renováveis: o Mecanismo de Comparticipação nos Encargos de Ligação (DL n.º 94/2026)

O Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, procede à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e transpõe parcialmente as Directivas (UE) 2024/1788 e (UE) 2023/1791. Duas inovações relevam para o regime dos gases renováveis e do hidrogénio.

A primeira é a criação de um mecanismo de comparticipação nos encargos de ligação de novas unidades de produção de gases de origem renovável à rede pública de gás, suportado pelo Sistema Nacional de Gás. O mecanismo responde a uma barreira económica identificada e não a uma barreira jurídica: o custo de ligação de uma unidade de produção de biometano de pequena dimensão, distante do ponto de injecção, excede frequentemente o valor do próprio investimento produtivo, o que tornava inviáveis projectos tecnicamente sólidos. A solução — socialização parcial do custo de ligação pelo conjunto dos utilizadores da rede — é a mesma que o direito europeu já consagrara para as renováveis eléctricas, e opera em execução do Plano de Acção para o Biometano 2024-2040 e da Estratégia Nacional de Hidrogénio.

A segunda é a consagração da eficiência energética como critério central de planeamento da Rede Nacional de Transporte, das infra-estruturas de armazenamento e dos terminais de gás natural liquefeito, e no cálculo das tarifas reguladas pela ERSE. Trata-se da transposição do princípio energy efficiency first para o plano tarifário, com potencial para alterar a metodologia de reconhecimento de custos de investimento em activos regulados: um investimento em infra-estrutura de gás que não passe o teste da eficiência energética pode, em rigor, ver recusado o seu reconhecimento na base de activos regulados.

Nota de lacuna: Permanece por transpor, à data de fecho desta edição, a matéria dos planos de desactivação e reconversão das redes de distribuição de gás natural, prevista na Directiva (UE) 2024/1788 para as situações de diminuição previsível da procura, e cujo prazo de transposição terminava em 5 de Agosto de 2026. É a questão juridicamente mais delicada do pacote do gás: implica determinar quem suporta os custos afundados de uma infra-estrutura regulada cuja base de activos foi remunerada na pressuposição de uma vida útil que a descarbonização encurta. As soluções teoricamente disponíveis — aceleração das amortizações, criação de um fundo de desmantelamento financiado por tarifa, ou reconversão para transporte de hidrogénio — têm implicações distributivas muito diferentes e nenhuma foi ainda objecto de decisão legislativa em Portugal.

A.7. MOBILIDADE ELÉTRICA — ANÁLISE JURÍDICA DETALHADA

A.7.1. O Novo Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (RJME)

A actividade da mobilidade elétrica passou por uma reforma estrutural profunda: o Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, aprovou o novo Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica (RJME), que executa na ordem jurídica interna o Regulamento (UE) 2023/1804 (Regulamento AFIR — Alternative Fuels Infrastructure Regulation), revogando o anterior regime do DL n.º 39/2010, de 26 de abril, e as suas sucessivas alterações. A mudança mais relevante do RJME é a eliminação do modelo centralizado de gestão através de uma única

Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGRME), substituído por um modelo aberto e concorrencial, em que múltiplos Prestadores de Serviços de Mobilidade (PSM) podem operar as suas próprias redes de carregamento, em interoperabilidade.[37]

Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto — Definições (art.º 2.º, excertos)

> *«i) "Operador de Pontos de Carregamento" (OPC) — a entidade responsável pela gestão e operação de pontos de carregamento, e que presta um serviço de carregamento elétrico aos utilizadores de veículos elétricos, incluindo em nome e por conta de um prestador de serviços de mobilidade; (...) n) "Prestador de serviços de mobilidade" (PSM) — pessoa coletiva que presta serviços a um utilizador de veículo elétrico em troca de remuneração, incluindo a venda de serviços de carregamento elétrico, com os direitos e deveres que lhe são atribuídos pelo Regulamento AFIR; (...) q) "Utilizador de Veículo Elétrico" (UVE) — utilizador final dos serviços de mobilidade elétrica.»*

O RJME distingue ainda os Detentores de Ponto de Carregamento (DPC), titulares de pontos de carregamento não acessíveis ao público (tipicamente em condomínios e frotas privadas), dos Operadores de Rede (OR) do sistema elétrico, responsáveis pelos equipamentos de medição e pela disponibilização dos dados de consumo para efeitos de facturação. Nos termos do artigo 27.º do RJME, o OPC é responsável pelos danos causados no exercício da sua actividade, devendo essa responsabilidade ser coberta por contrato de seguro obrigatório de responsabilidade civil, cujos termos foram fixados pela Portaria n.º 118/2026/1, de 19 de março.

A regulação técnica do sector coube à ERSE, que aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME) através do Regulamento n.º 7/2026, de 6 de janeiro (retificado pela Declaração de Retificação n.º 164/2026/2, de 27 de fevereiro, na sequência da Consulta Pública n.º 135), regulando a prestação de informação, a supervisão de preços, o relacionamento comercial e a qualidade de serviço entre OPC, PSM, OR e DPC. Está prevista a coexistência transitória entre o regime anterior e o novo modelo até 31 de dezembro de 2026, permitindo aos operadores já licenciados uma transição gradual.[38]

A.7.2. Infra-estrutura de Carregamento: Requisitos Técnicos e Domínio Público

A instalação de pontos de carregamento em novas operações urbanísticas está sujeita a potências mínimas obrigatórias, fixadas pela Portaria n.º 128/2026/1, de 26 de março (que revogou as Portarias n.os 220/2016 e 221/2016), nos termos do artigo 22.º do RJME. Já a instalação de pontos de carregamento no domínio público — designadamente em via pública e em parques de estacionamento municipais — depende de licença de utilização privativa,

[37] DL n.º 93/2025, de 14 de agosto, art.º 2.º; Regulamento (UE) 2023/1804 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de setembro de 2023 (Regulamento AFIR). O diploma revoga o DL n.º 39/2010, de 26 de abril, e respetivas alterações.

[38] ERSE, Regulamento n.º 7/2026, de 6 de janeiro (Regulamento da Mobilidade Elétrica), retificado pela Declaração de Retificação n.º 164/2026/2, de 27 de fevereiro, na sequência da Consulta Pública n.º 135.

cujos termos foram fixados pela Portaria n.º 130/2026/1, de 27 de março, ao abrigo do artigo 8.º do RJME. A atribuição destas licenças é frequentemente disputada entre municípios e operadores, dado o carácter escasso e estrategicamente valioso do espaço público em centros urbanos.

A cobrança das taxas devidas pela emissão de licenças e pelas inspeções, historicamente a cargo da DGEG, está a ser transferida para a Agência de Energia e Geologia, I. P. (AGE), nos termos do DL n.º 58/2026, de 20 de fevereiro, num movimento paralelo ao de outras competências sectoriais anteriormente concentradas na DGEG.

A.7.3. Mobilidade Elétrica e Vehicle-to-Grid (V2G): Interface com o Sistema Elétrico

A mobilidade elétrica não é hoje tratada apenas como actividade de consumo, mas como recurso energético distribuído: a tecnologia V2G (Vehicle-to-Grid, já definida no Glossário deste Manual) permite que a bateria do veículo elétrico injete electricidade na rede em períodos de ponta, funcionando como reserva de flexibilidade do sistema elétrico nacional (SEN). O RJME e o RME da ERSE preveem a integração progressiva dos UVE e dos operadores de frota como agentes de flexibilidade, em articulação com o regime geral de armazenamento de energia (cf. Capítulo 2 supra) e com o mercado de serviços de sistema gerido pela REN enquanto Gestor Global do Sistema (GGS).

PARTE B — LICENCIAMENTO, FISCALIZAÇÃO E SUPERVISÃO DA ENERGIA EM PORTUGAL

B.1. O SISTEMA INTEGRADO DE LICENCIAMENTO ENERGÉTICO

B.1.1. Estrutura Geral do Licenciamento

O licenciamento das actividades do sector energético em Portugal organiza-se em torno de três eixos fundamentais: (i) a actividade de produção de energia (licenças de produção e exploração, emitidas pela DGEG); (ii) as infra-estruturas de transporte e distribuição (contratos de concessão e licenças de estabelecimento de redes, emitidas pelo Governo/DGEG); e (iii) as actividades comerciais (licenças de comercialização e registo de comercializadores, emitidos pela ERSE).[39]

Quadro 9 — Estrutura do Sistema Integrado de Licenciamento Energético

Fase	Ato Administrativo	Entidade Competente	Prazo Legal	Requisitos	Validade
1. Informação Prévia	Declaração de Compatibilidade (opcional)	DGEG + APA	30 dias	Localização, potência estimada, tipo de tecnologia	Sem validade própria
2. Reserva de Capacidade	Despacho de reserva de capacidade de injeção	REN (rede transporte)	90 dias	Potência, ponto de injeção, prazo de instalação	2 anos (prorrogável)
3. Avaliação Ambiental	DIA (Declaração de Impacte Ambiental)	APA + CCDR	120-240 dias	EIA, consulta pública, pareceres sectoriais	3 anos (prorrogável 2x)
4. Licença de Produção (LP)	Licença de produção em regime especial	DGEG	60 dias (após DIA)	Documentos técnicos, certidão do PDM, seguro	Duração da instalação
5. Licença Estabelecimento (LE)	Licença de estabelecimento / construção	DGEG + CM	90 dias	Projecto de execução, plano de segurança	Duração da obra
6. Ligação à Rede	Protocolo de ligação à RESP	REN/EDP Distribu.	90 dias (após LP)	LP válida, projecto de ligação aprovado	Definitiva
7. Autorização Exploração (AE)	Autorização de exploração comercial	DGEG	30 dias (após inspeção)	Inspeção técnica por OI acreditado	Duração da LP

[39] A DGEG exerce atribuições no domínio do licenciamento, do planeamento e da execução da política energética, nos termos da sua orgânica e dos regimes sectoriais. A identificação da entidade competente e do título necessário depende da actividade e do procedimento; para o sector eléctrico, v. o Decreto-Lei n.º 15/2022.

Fase	Ato Administrativo	Entidade Competente	Prazo Legal	Requisitos	Validade
				IPAC	
8. Registo ERSE	Registo como produtor no mercado	ERSE	15 dias	AE válida, contrato de comercialização	Renovação anual

B.1.2. Regime Acelerado — Regulamento (UE) 2022/2577

> **Regulamento (UE) 2022/2577 do Conselho, de 22 de dezembro de 2022 — Art.º 4.º (Prazos de Licenciamento)**
> *«1. Os Estados-Membros devem assegurar que o processo de concessão de licenças para as instalações de produção de energia de fontes renováveis, bem como a construção e o funcionamento dessas instalações e dos ativos necessários para a sua ligação à rede, não supere os seguintes prazos: a) 12 meses, no caso de instalações com capacidade elétrica até 150 kW; b) 12 meses, no caso de instalações em zonas de implantação acelerada para as energias renováveis; c) 18 meses, no caso de instalações com capacidade elétrica entre 150 kW e 1 MW; d) 24 meses, no caso de todas as outras instalações. 2. Os prazos referidos no n.º 1 incluem todos os procedimentos pertinentes, desde a apresentação do pedido até à autorização. Os prazos são vinculativos para as autoridades nacionais.»*

O DL n.º 15/2022 e a Portaria n.º 78/2022 implementaram em Portugal um procedimento eletrónico único de licenciamento energético, através da plataforma SILiAmb-Energia, que integra os pedidos dirigidos à DGEG, à APA e às CCDR numa plataforma digital única. Apesar da simplificação procedimental, os prazos reais de licenciamento em Portugal continuam a exceder significativamente os máximos do Reg. (UE) 2022/2577, nomeadamente devido à morosidade da AIA para projectos de grande dimensão.[40]

B.1.3. Projectos de Interesse Nacional (PIN)

> **Decreto-Lei n.º 191/2009, de 17 de agosto (revisto) — Regime dos Projectos de Interesse Nacional**
> *«Art.º 2.º — São considerados projetos de interesse nacional (PIN) os projetos de investimento de especial relevância para a economia nacional, designadamente os que se caracterizem pela geração de valor acrescentado para a economia, pelo nível de criação de emprego, pela introdução de novas tecnologias e pela contribuição para a diversificação do tecido económico. Art.º 5.º — A tramitação dos PIN é realizada com carácter de urgência e prevalece sobre os demais processos administrativos das entidades envolvidas. As decisões sobre PIN são tomadas no prazo máximo de 45 dias.»*

Vários projectos de energia renovável de grande escala obtiveram a classificação de PIN: os primeiros parques eólicos offshore (Windfloat Atlantic, 25 MW), alguns projectos de hidrogénio verde (H2Sines, H2Évora), e interligações elétricas transfronteiriças. A

[40] O Regulamento (UE) 2022/869 estabelece o quadro das infra-estruturas energéticas transeuropeias. A qualificação de um projecto como projecto de interesse comum deve ser confirmada na lista da União aplicável ao período considerado. Essa qualificação não permite presumir o financiamento nem dispensa as autorizações exigíveis.

classificação como PIN confere ao promotor um interlocutor único na Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal (AICEP) e procedimentos simplificados de licenciamento ambiental e urbanístico.

B.1.4. As Zonas de Aceleração e os Prazos Máximos de Controlo Prévio (DL n.º 130/2026)

O Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho, sexta alteração ao Decreto-Lei n.º 15/2022, transpõe a Directiva (UE) 2024/1711 e, parcialmente, a Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) e a Directiva (UE) 2023/1791, e consagra em direito interno o regime das Zonas de Aceleração da Implantação de Energia Renovável.

As ZAER são áreas em terra, no mar ou em águas interiores, definidas por programa sectorial como particularmente adequadas à implantação de centros electroprodutores, de infra-estruturas de rede ou de armazenamento. O efeito jurídico da designação é procedimental: nas ZAER, o prazo máximo total do procedimento de controlo prévio é de um ano — dois anos tratando-se de projectos offshore — e a licença de produção deve ser emitida no prazo de seis meses a contar do pedido. Cumulativamente, o limite de aumento de potência instalada admissível a título de sobre-equipamento sobe de 20 % para 50 % da potência de ligação atribuída na licença de produção inicial, e institui-se um dever de participação e envolvimento das comunidades locais, activado com a submissão do pedido de título de controlo prévio.

Direito transitório: as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 130/2026 aplicam-se apenas aos procedimentos de controlo prévio de projectos de energias renováveis e de infra-estruturas da RESP iniciados após a sua entrada em vigor. Daqui resulta a coexistência, por período prolongado, de dois regimes procedimentais paralelos aplicáveis a projectos materialmente idênticos, distinguidos apenas pela data de submissão do pedido. A opção é constitucionalmente defensável — o direito transitório de aplicação prospectiva é a regra em matéria procedimental —, mas gera um efeito prático perverso: promotores com procedimentos pendentes têm incentivo a desistir e reapresentar o pedido para beneficiar dos prazos mais curtos, o que agrava a carga administrativa que a reforma visava reduzir.

B.1.5. A Gestão Dinâmica da Capacidade de Ligação à RESP (DL n.º 100/2026)

O Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio, cria um regime complementar ao Decreto-Lei n.º 15/2022 para a gestão dinâmica da capacidade de injecção na Rede Eléctrica de Serviço Público após a atribuição do título de reserva de capacidade (TRC). A competência decisória cabe à Direcção-Geral de Energia e Geologia, sendo a intervenção dos operadores de rede acompanhada, em regra, de parecer vinculativo.

O diploma responde a um problema que se agravou desde 2023: a capacidade formalmente reservada excede largamente a capacidade efectivamente utilizada, imobilizando pontos de ligação sem contrapartida de investimento. Do ponto de vista dogmático, a alteração é significativa. Sob o regime anterior, o TRC funcionava como direito adquirido de natureza essencialmente registal, cuja manutenção não dependia da execução do projecto. O Decreto-Lei n.º 100/2026 consagra uma concepção da capacidade de ligação como bem escasso sujeito a um dever de utilização efectiva, aproximando-a do regime dos títulos de utilização privativa do domínio público, em que a caducidade por não uso é elemento estrutural.

Questão em aberto: a introdução de um dever de utilização efectiva com consequências ablativas suscita a questão da protecção da confiança dos titulares de TRC atribuídos ao abrigo do regime anterior. A jurisprudência constitucional em matéria de alteração de regimes aplicáveis a situações constituídas — designadamente a linha analisada na secção 3.1.1 — sugere que a compatibilidade constitucional depende da existência de regime transitório adequado e de proporcionalidade entre o interesse público na libertação de capacidade e o sacrifício imposto ao titular. É matéria que o contencioso administrativo dos próximos anos terá de esclarecer, e que o Caso Prático 4, na Parte V, desenvolve em hipótese concreta.

B.2. FISCALIZAÇÃO E SUPERVISÃO DO SECTOR ENERGÉTICO

B.2.1. Arquitectura da Fiscalização — Mapa de Competências

A fiscalização do sector energético em Portugal é exercida por múltiplas autoridades com competências sobrepostas e articulação nem sempre clara:

Quadro 10 — Mapa de Competências de Fiscalização do Sector Energético

Entidade	Competência de Fiscalização	Poderes Sancionatórios	Sector Coberto	Base Legal
ERSE	Regulação económica; tarifas; qualidade de serviço; protecção consumidores	Coimas até €5M; suspensão de licenças	Electricidade + gás natural	DL n.º 97/2002 (Estatutos ERSE)
DGEG	Licenciamento; fiscalização técnica das instalações; qualidade dos combustíveis; reservas estratégicas	Coimas até €3,7M; encerramento de instalações	Todo o sector energético	DL n.º 84/2007 (DGEG)
ENSE	Supervisão do mercado de combustíveis; reservas estratégicas de petróleo; qualidade dos combustíveis	Coimas até €5M; revogação de licenças	Combustíveis líquidos e gasosos	DL n.º 165/2013 (ENSE)
APA	Fiscalização ambiental das instalações com DIA; emissões atmosféricas; ruído	Coimas até €5M; suspensão de DIA	Todas as instalações com AIA	DL n.º 151-B/2013 (AIA)
IGAMAOT	Inspeção ambiental; fiscalização dos critérios de sustentabilidade da biomassa	Autos de notícia; coimas até €3,7M; embargo de obras	Sector energético c/ impacte ambiental	Lei n.º 21/2013 (IGAMAOT)
ASAE	Fiscalização de preços (GPL); adulteração de combustíveis; fraude nos mercados energéticos	Coimas; encerramento de estabelecimentos	Combustíveis + consumidores	Lei n.º 2/2013, de 10 de janeiro (ASAE)
AdC	Concorrência no sector energético; concentrações; abuso de posição dominante	Coimas até 10% v.n.; medidas de separação estrutural	Todo o sector	Lei n.º 19/2012 (Lei da Concorrência)
LNEC/LNEG	Inspeção técnica de barragens; avaliação de segurança de equipamentos energéticos	Recomendações (não vinculativas)	Hídrica; geotermia; I&D	Estatutos LNEC; Estatutos LNEG
IPAC	Acreditação de OI (organismos de inspeção) do sector energético	Suspensão/retirada de acreditação	Inspeção de instalações elétricas, gás, combustíveis	DL n.º 23/2011 (IPAC)

B.2.2. A ERSE como Regulador Principal — Poderes de Supervisão

A ERSE é o regulador sectorial com poderes mais abrangentes no sector energético. Os seus poderes de supervisão incluem: (i) poderes de inspeção — pode aceder a instalações, documentos e sistemas informáticos dos regulados; (ii) poderes de investigação — pode investigar infrações às normas regulatórias e ao REMIT; (iii) poderes regulamentares — pode emitir regulamentos vinculativos para os agentes do sector; e (iv) poderes sancionatórios — pode instaurar processos de contraordenação e aplicar coimas e sanções acessórias.

> **Arts. 49.º-A a 49.º-G dos Estatutos da ERSE (DL n.º 97/2002, red. actual) — Poderes de Supervisão**
> *«Art.º 49.º-A (Poderes de inspeção) — A ERSE pode, a qualquer momento, proceder a inspeções nas instalações e nos sistemas dos sujeitos regulados, com ou sem aviso prévio, podendo: a) Aceder às instalações e aos equipamentos; b) Examinar e copiar documentação técnica, financeira e comercial; c) Entrevistar membros dos órgãos de gestão e trabalhadores; d) Requisitar informações e documentos mediante pedido fundamentado, com prazo mínimo de 10 dias úteis. Art.º 49.º-B (Poderes de investigação) — A ERSE tem poderes de investigação para a deteção e prova de infrações ao REMIT e às normas setoriais, podendo adotar medidas cautelares temporárias quando existir risco de dano irreparável para o mercado ou para os consumidores.»*

B.2.3. Regime de Inspeções Periódicas Obrigatórias

> **DL n.º 15/2022, art.º 164.º — Inspeções Periódicas das Instalações Elétricas**
> *«1 — As instalações de utilização de energia elétrica em muito alta tensão (MAT) e alta tensão (AT) são sujeitas a inspeções periódicas obrigatórias de 3 em 3 anos, realizadas por organismos de inspeção acreditados pelo IPAC. 2 — As instalações de utilização em média tensão (MT) são sujeitas a inspeções periódicas de 4 em 4 anos. 3 — As instalações de utilização em baixa tensão (BT) com potência contratada superior a 41,4 kVA são sujeitas a inspeções periódicas de 6 em 6 anos. 4 — As instalações de produção de energia renovável com capacidade instalada superior a 1 MW são sujeitas a inspeções anuais de segurança pela DGEG ou por OI por ela designado.»*
>
> Inspecções das redes e instalações de gás — regimes técnicos e entidades competentes
> A segurança das redes, ramais e instalações de gás obedece a regimes diferenciados. As inspecções devem ser realizadas por entidades habilitadas e segundo a periodicidade aplicável ao tipo de instalação. Para instalações de gás em edifícios, o Decreto-Lei n.º 97/2017 e a informação técnica da DGEG constituem referências essenciais. A periodicidade da manutenção de redes e equipamentos não deve ser confundida com o regime de inspecção das instalações domésticas ou com a verificação metrológica dos contadores.

REGIME SANCIONATÓRIO DA ERSE — QUADRO GERAL (DL n.º 15/2022, arts. 154.º-183.º)

CONTRAORDENAÇÕES MUITO GRAVES (coimas: PC até €5.000.000 / PS até €500.000):

- Exercício de actividade de produção, transporte, distribuição ou comercialização sem licença válida
- Recusa injustificada de acesso de terceiros à rede (violação do TPA)
- Manipulação de mercado ou uso de informação privilegiada (REMIT)
- Incumprimento de decisão vinculativa da ERSE ou de despacho do regulador
- Falsificação de dados ou documentos submetidos à ERSE
- Interrupção injustificada do fornecimento de energia a consumidores protegidos (vulneráveis)

CONTRAORDENAÇÕES GRAVES (coimas: PC até €2.500.000 / PS até €250.000):
• Incumprimento de requisitos de qualidade de serviço (tensão, frequência, interrupções)
• Violação dos deveres de informação ao consumidor (facturação, tarifas, mudança de comercializador)
• Incumprimento das obrigações de separação de actividades (unbundling)
• Falta de manutenção das instalações nos prazos regulamentares
• Incumprimento das obrigações de reporte à ERSE ou à ACER

CONTRAORDENAÇÕES LEVES (coimas: PC até €500.000 / PS até €50.000):
• Incumprimento de prazos de resposta a reclamações dos consumidores
• Irregularidades na afixação de preços e condições contratuais
• Atrasos na comunicação de incidentes à ERSE

SANÇÕES ACESSÓRIAS (aplicáveis cumulativamente em casos MUITO GRAVES):
• Suspensão temporária da licença (até 2 anos)
• Revogação definitiva da licença (infrações reiteradas)
• Publicação da decisão sancionatória no sítio da ERSE
• Interdição temporária de acesso ao mercado
• Perda de equipamentos utilizados na prática da infração

PROCESSO: ERSE (instrução) → Diretor-Geral ERSE (decisão) → TCAS (recurso, 20 dias úteis).

B.3. GESTÃO TERRITORIAL E CONDICIONANTES DE ORDENAMENTO

B.3.1. A Hierarquia dos Instrumentos de Gestão Territorial (IGT)

Todo o projecto de energia de escala relevante — parque eólico, central fotovoltaica, subestação, linha de transporte — tem de se articular com o sistema de gestão territorial português, estruturado em quatro níveis: nacional, regional, intermunicipal e municipal. A matriz jurídica deste sistema assenta na Lei n.º 31/2014, de 30 de maio (Lei de Bases Gerais da Política Pública de Solos, de Ordenamento do Território e de Urbanismo — LBPPSOTU) e no Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT), aprovado pelo DL n.º 80/2015, de 14 de maio.[41]

No topo da hierarquia está o Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT), aprovado pela Lei n.º 99/2019, de 5 de setembro, que estabelece as opções estratégicas nacionais e constitui o quadro de referência para os demais programas e planos territoriais. Seguem-se os Programas Regionais de Ordenamento do Território (PROT), de âmbito regional, e, no nível municipal, os Planos Diretores Municipais (PDM), Planos de Urbanização e Planos de Pormenor. A relação entre estes níveis obedece a uma lógica de compatibilização vertical: os planos de âmbito inferior devem respeitar e desenvolver as orientações dos instrumentos de nível superior (arts. 26.º e 27.º do RJIGT), e a entrada em vigor de um novo programa nacional obriga à revisão dos planos municipais desconformes (art.º 27.º, n.º 6, do RJIGT). Para o promotor de um projecto energético, isto significa que a compatibilidade com o PDM do concelho é condição necessária, mas não suficiente: a classificação e a qualificação do solo têm de ser lidas em conjunto com o PROT aplicável e com as orientações do PNPOT em matéria de descarbonização e eficiência energética.

B.3.2. A Reserva Ecológica Nacional (REN): Distinção Face à RAN

A Reserva Ecológica Nacional (REN) é frequentemente confundida com a Reserva Agrícola Nacional (RAN), já tratada no Caso Prático 1 deste Manual — mas trata-se de condicionantes distintas, com fundamentos e regimes jurídicos próprios. A REN é uma estrutura biofísica que integra as áreas de maior sensibilidade e valor ecológico ou de maior exposição a riscos naturais (zonas litorais, cabeceiras de linhas de água, áreas de infiltração máxima, áreas de risco de erosão e de instabilidade de vertentes), constituindo uma restrição

[41] Lei n.º 31/2014, de 30 de maio (LBPPSOTU); Lei n.º 99/2019, de 5 de setembro (PNPOT, revogando a Lei n.º 58/2007). V. arts. 26.º e 27.º do RJIGT sobre a compatibilização vertical dos instrumentos de gestão territorial.

de utilidade pública que condiciona a ocupação, o uso e a transformação do solo. O regime jurídico da REN (RJREN) foi instituído pelo DL n.º 321/83, de 5 de julho — nunca efectivamente regulamentado — e operacionalizado pelo DL n.º 93/90, de 19 de março, encontrando-se actualmente em vigor na versão do DL n.º 166/2008, de 22 de agosto, republicado pelo DL n.º 124/2019, de 28 de agosto.[42]

O Anexo II do RJREN estabelece, para cada tipologia de área REN, se determinado uso ou acção é interdito, isento de procedimento, ou sujeito a comunicação prévia à Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) territorialmente competente — sendo as condições de admissão dessa comunicação prévia densificadas pela Portaria n.º 419/2012, de 20 de dezembro. Para os projectos energéticos, a instalação de infra-estruturas de produção renovável em área REN é, em regra, admissível mediante comunicação prévia, quando compatível com as funções de protecção ecológica da área em causa — critério distinto do regime de desafetação aplicável à RAN, que exige uma decisão casuística da CCDR fundada na inexistência de alternativa locativa equivalente.

B.3.3. Rede Natura 2000, Servidões Administrativas e Património Cultural

A Rede Natura 2000 — a rede ecológica europeia de zonas especiais de conservação, transposta pelo DL n.º 140/99, de 24 de abril (na redação do DL n.º 156-A/2013) — constitui condicionante adicional e autónoma face à REN, com procedimento de avaliação de incidências ambientais próprio sempre que o projecto energético se localize dentro ou na proximidade de um sítio classificado. A Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), já tratada supra a propósito dos casos práticos deste Manual, incorpora a avaliação de incidências sobre a Rede Natura 2000 como peça obrigatória do procedimento quando aplicável, não podendo o projecto ser aprovado sem parecer favorável (ou favorável condicionado) do ICNF — Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas.

As servidões administrativas constituem uma terceira camada de condicionantes: servidão non aedificandi em torno de linhas elétricas de alta e muito alta tensão, servidões aeronáuticas e radioelétricas, servidões militares e servidões rodoviárias e ferroviárias podem, isolada ou cumulativamente, inviabilizar ou reconfigurar a implantação de um parque de produção ou de uma linha de transporte, exigindo o levantamento sistemático de todas as servidões incidentes sobre o terreno numa fase muito precoce do desenvolvimento do projecto — antes mesmo do pedido de registo de intenção de produção (RIP).

[42] DL n.º 321/83, de 5 de julho (nunca regulamentado); DL n.º 93/90, de 19 de março (RJREN); Portaria n.º 419/2012, de 20 de dezembro (condições de admissão de usos e ações em área REN).

Por fim, o património cultural e arqueológico, regido pela Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro (Lei de Bases da Política e do Regime de Protecção e Valorização do Património Cultural), impõe a realização de trabalhos arqueológicos prévios (sondagens e prospeção) sempre que a área de implantação do projecto — sobretudo em grandes intervenções lineares, como corredores de linhas elétricas, ou em áreas de elevado potencial arqueológico — não tenha sido previamente estudada. A competência de acompanhamento e autorização cabe ao Património Cultural, I. P., criado pelo DL n.º 78/2023, de 4 de setembro, em substituição da anterior Direcção-Geral do Património Cultural. A descoberta de vestígios arqueológicos relevantes durante a obra pode determinar a suspensão dos trabalhos e a alteração do traçado ou da implantação, com os inerentes custos e atrasos — risco que a boa estruturação de projectos energéticos (cf. Parte E infra) deve identificar e mitigar contratualmente numa fase inicial.[43]

B.3.4. Síntese: o «Mapa de Condicionantes» como Instrumento de Due Diligence

B.4. AS CONCESSÕES MUNICIPAIS DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

B.4.1. Origem Histórica e Fundamento da Competência Municipal

A distribuição de electricidade em Portugal continental está dividida verticalmente em dois patamares distintos, com titularidades jurídicas diferentes: a Rede Nacional de Distribuição (RND), em alta e média tensão, e as redes de distribuição em baixa tensão (BT). Esta dualidade tem raiz histórica: até 1975, os serviços municipalizados desempenharam um papel relevante no processo de eletrificação do país, processo interrompido pela nacionalização e concentração das actividades de produção, transporte e distribuição na Electricidade de Portugal — Empresa Pública (EDP), criada pelo DL n.º 502/76, de 30 de junho, na sequência das nacionalizações operadas pelo DL n.º 205-G/75, de 16 de abril.[44]

A tradição da repartição vertical foi recuperada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 112/1982, de 14 de julho, concretizada pelo DL n.º 344-B/82, de 1 de setembro, que reconheceu expressamente que a distribuição de energia elétrica em baixa tensão compete aos municípios, os quais podem exercê-la em regime de exploração direta ou em regime de

[43] DL n.º 140/99, de 24 de abril, na redação do DL n.º 156-A/2013 (transposição da Rede Natura 2000); Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro (Lei de Bases do Património Cultural); DL n.º 78/2023, de 4 de setembro (criação do Património Cultural, I. P.).

[44] Para a evolução das concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão, v. Santos, F. M. (2021), Reflexões de Direito da Energia, capítulo «Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão», e Gonçalves e Esteves de Oliveira (2001), As concessões municipais de distribuição de electricidade.

concessão. É esta competência municipal originária — e não uma mera delegação da concessionária nacional — que explica todo o edifício jurídico das concessões de BT: os municípios são concedentes, e não meros beneficiários de uma renda que lhes seria concedida por magnanimidade legislativa.

B.4.2. O Regime Jurídico Actual: da Lei n.º 31/2017 ao DL n.º 15/2022

O quadro legal foi sucessivamente actualizado: o DL n.º 29/2006, de 15 de fevereiro (princípios gerais de organização do SEN), e o DL n.º 172/2006, de 23 de agosto (desenvolvimento, incluindo o regime das concessões de BT e o concurso público a 20 anos), constituíram a matriz original; a Lei n.º 31/2017, de 31 de maio, aprovou os princípios e regras gerais dos procedimentos concursais para atribuição das concessões municipais de BT; e a Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de janeiro, incumbiu a ERSE de preparar os estudos de delimitação territorial. Este quadro está hoje consolidado no DL n.º 15/2022, de 14 de janeiro, já várias vezes citado neste Manual, que passou a ser a base legal de referência para o concurso público de atribuição das concessões de BT.[45]

A EDP Distribuição — Energia, S.A. (actual E-Redes, cf. Suplemento, A.7.2) opera a RND, em alta e média tensão, através de contrato de concessão outorgado pelo Estado com termo em 2044. As redes de BT, por seu turno, são objeto de 278 concessões municipais distintas — uma por município do continente, ou por agrupamento intermunicipal —, das quais os municípios recebem, agregadamente, uma renda anual da ordem dos 250 milhões de euros, repercutida nas tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores finais. Praticamente todas estas concessões são, na prática, exploradas pela E-Redes, ainda que a titularidade jurídica da concessão pertença a cada município.

B.4.3. O Debate Doutrinal: Integração na RND ou Preservação da Autonomia Municipal?

A doutrina portuguesa divide-se quanto ao futuro institucional da distribuição em BT. Para um sector da doutrina administrativista, a distribuição em BT não integra o núcleo essencial da autonomia local constitucionalmente garantida, pelo que nada impediria a integração das redes de BT na RND, solução que alguns autores defendem como a mais eficiente, atenta a estreita interoperação técnica entre os dois patamares de rede e a assimetria informativa e de escala entre a EDP/E-Redes e cada município isoladamente considerado. Para outro sector, a distribuição em BT, tal como confirmada pela jurisprudência

[45] RCM n.º 112/1982, de 14 de julho; DL n.º 344-B/82, de 1 de setembro (art.º 1.º, n.º 1); Lei n.º 31/2017, de 31 de maio; RCM n.º 5/2018, de 11 de janeiro; DL n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

administrativa desde os anos 80, é uma manifestação genuína da autonomia local, insuscetível de supressão legislativa sem correspondente revisão constitucional.[46]

Este debate ganhou nova actualidade em 2024-2025 no contexto do processo de renovação das concessões: representantes do sector alertaram para o risco de a eventual separação entre a operação da BT (concessão municipal) e da MT/AT (concessão da E-Redes) — hoje concentradas de facto na mesma empresa — encarecer e tornar menos eficiente o sistema, descrevendo o modelo português de integração operacional de facto entre os dois níveis como único na Europa. É ilustrativo o contraponto espanhol, onde as concessões de distribuição em baixa tensão são atribuídas às próprias elétricas, sem limite temporal, e não aos municípios — modelo que evita precisamente a fragmentação institucional que caracteriza o caso português.

B.4.4. Estado do Processo em 2025-2026: Uma Crise de Adiamentos

O processo de renovação das concessões de BT, que a Lei n.º 31/2017 previa concluir por volta de 2019, sofreu sucessivos adiamentos. À data de fecho deste Manual, 268 das 278 concessões municipais já haviam expirado, mantendo-se em vigor por prorrogação de facto, e as restantes expiravam entre 2026 e 2027. A Portaria n.º 397/2023, de 28 de novembro, aprovou finalmente as peças-tipo do procedimento concursal — impondo ao concessionário, designadamente, a obrigação de investimento anual não inferior a 12% do valor da renda, incluindo em infra-estrutura de iluminação pública, e introduzindo o conceito de Plano Estratégico como critério de avaliação das propostas, de forma a acomodar a evolução tecnológica do sector. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 27/2024, de 23 de fevereiro, calendarizou o lançamento dos concursos — calendário que viria, também ele, a ser abandonado.[47]

Em julho de 2024, o Governo criou a Comissão de Coordenação para a Baixa Tensão (CCBT), presidida por Nuno Ribeiro da Silva, incumbida de apresentar uma nova proposta de calendarização até dezembro de 2024 — prazo que foi prorrogado por mais 12 meses, para

---

[46] V. Tavares da Silva (2018), O novo regime jurídico para a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão: Breve apontamento crítico, Questões Atuais de Direito Local, 19, 33–46. Para as concessões municipais, v. Gonçalves e Esteves de Oliveira (2001). A apreciação da autonomia local deve ser articulada com o regime constitucional e com a legislação sectorial.

[47] A identificação dos prazos de concessão, dos procedimentos e dos adiamentos deve resultar dos actos oficiais e dos contratos aplicáveis. Para o enquadramento geral, v. a Lei n.º 31/2017 e o Decreto-Lei n.º 15/2022; a notícia de imprensa não substitui a identificação do acto juridicamente relevante.

dezembro de 2025, com fundamento na complexidade de harmonizar as questões técnicas, funcionais e regulamentares entre os diferentes níveis de tensão da rede de distribuição. A Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), sob a presidência de Pedro Pimpão desde o XXVII Congresso (dezembro de 2025), tem reiteradamente criticado publicamente a demora do processo, sublinhando o prejuízo para as populações e a necessidade de as redes acomodarem os investimentos indispensáveis à mobilidade elétrica e à transição energética — ligando, assim, diretamente este tema ao Suplemento, A.7 (Mobilidade Elétrica) deste Manual. À data de fecho desta obra, não é esperado o lançamento efectivo dos concursos antes de 2026.[48]

B.4.5. Nota Jurisprudencial: o Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 739/2021

O Acórdão n.º 739/2021 do Tribunal Constitucional, analisado na secção 3.1.2, é a peça jurisprudencial indispensável para a compreensão do regime das concessões municipais de distribuição em baixa tensão, e merece nota autónoma neste ponto.

O Tribunal analisou o n.º 4 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, do qual resulta que as redes de distribuição em média e baixa tensão estão isentas de taxas de ocupação do subsolo, bem como a Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de setembro. Concluiu não existir, na legislação habilitante em matéria de distribuição de electricidade, previsão de obrigação de concessão de isenções quanto às redes de alta e média tensão relativamente a bens do domínio público municipal — distinção que delimita com precisão o alcance da isenção.

Mais relevante ainda é a caracterização do modelo concessório que o acórdão fixa: a actividade de distribuição em baixa tensão continua a ser desenvolvida ao abrigo de contratos outorgados pelos municípios, que implicam o pagamento de uma renda anual pela exploração da concessão; nos termos do artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, essa renda é estabelecida por decreto-lei, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses, e o seu valor deve ser incluído nas tarifas de uso das redes de distribuição em baixa tensão, nos termos do Regulamento Tarifário da ERSE.

Consequência analítica: Esta última afirmação tem consequência analítica decisiva para o debate tratado em B.4.3. Ao confirmar que a renda de concessão é repercutida nas tarifas, o Tribunal torna explícito aquilo que a discussão pública sobre o futuro das concessões tende a omitir: o encargo municipal é, em última análise, suportado pelo consumidor final de electricidade. A questão deixa assim de ser apenas a da autonomia local versus racionalidade sistémica, e passa a ser também a de saber se é legítimo que o consumidor de electricidade financie, por via tarifária, uma receita municipal sem contrapartida directa no serviço que lhe é prestado — questão que se coloca em termos idênticos aos analisados a propósito do princípio da equivalência na secção 3.1.1.

[48] A posição dos municípios e as competências de coordenação devem ser determinadas pelos actos institucionais e normativos concretamente aplicáveis. As propostas e comunicados devem distinguir-se das decisões que produzem efeitos jurídicos.

B.4.6. Matérias Excluídas do Âmbito Concessório

É doutrinalmente relevante notar que nem todas as dimensões da distribuição em BT são, ou podem ser, objeto de concorrência entre concessionários: as matérias reguladas por via de regulamento sectorial da ERSE — incluindo, designadamente, redes inteligentes, transição energética, mobilidade elétrica e investimento em inovação e automação da rede — ficam necessariamente excluídas do objeto do contrato de concessão, por decorrerem de competências da ERSE atribuídas por via do Direito da União Europeia, insuscetíveis de modelação pelos cadernos de encargos municipais. O concurso público incide, assim, apenas sobre a titularidade da exploração da rede, e não sobre o quadro regulatório aplicável à sua operação — distinção que ilustra bem a diferença, já assinalada neste Manual (D.1.3), entre o «momento concorrencial» da atribuição da concessão e o regime de monopólio natural regulado que subsiste, imutável, independentemente de quem seja o concessionário.[49]

A prática do licenciamento energético em Portugal consolidou o levantamento de um «mapa de condicionantes» como primeiro passo de qualquer due diligence territorial: sobreposição cartográfica de RAN, REN, Rede Natura 2000, servidões administrativas, património cultural classificado e classificação do solo do PDM aplicável. A ausência de qualquer uma destas camadas no estudo prévio é causa recorrente de indeferimentos, de impugnações contenciosas e de atrasos que comprometem a bancabilidade dos projectos — ligando esta matéria, de forma direta, à estruturação e ao financiamento de projectos de energia tratados na Parte E deste Suplemento.

B.4.7. O Regime Histórico da Ocupação do Domínio Público pelas Linhas Eléctricas

A ocupação do domínio público de estradas, rios e caminhos de ferro pelas linhas de energia eléctrica é matéria de regulação antiga, e o seu diploma-matriz continua a ser invocado em contencioso de servidões e de licenciamento. Trata-se do Decreto n.º 30350, de 2 de abril de 1940, publicado no Diário do Govêrno n.º 76/1940, 1.ª série, emanado do Ministério das Obras Públicas e Comunicações através da Junta de Electrificação Nacional, que estabelece as normas de segurança a que devem obedecer as linhas de energia eléctrica quando ocupem domínio de estradas, rios ou caminhos de ferro, e regulamenta, nesses casos, a concessão de licenças pela Repartição dos Serviços Eléctricos.

O interesse do diploma para o jurista contemporâneo é triplo. Primeiro, documenta a antiguidade da opção legislativa pela centralização estatal do licenciamento das travessias de domínio público por infra-estrutura eléctrica — opção que atravessa incólume o Estado Novo, a nacionalização, a reprivatização e a liberalização, e que o Decreto-Lei n.º 15/2022 mantém. Segundo, fixa a distinção, ainda hoje operativa, entre a autorização de ocupação,

[49] Santos, F. M. (2021), Reflexões de Direito da Energia, capítulo «Perspetivas regulatórias sobre o futuro da distribuição de eletricidade em baixa tensão».

de natureza dominial, e a licença técnica de segurança, de natureza regulamentar — distinção que a prática administrativa tende a confundir. Terceiro, é o antecedente directo do regime de isenções e comutações analisado em B.4.5 e na secção 3.1.2: a lógica de subordinação do domínio público municipal e estradal a uma finalidade eléctrica de âmbito nacional está aí já plenamente formulada, quatro décadas antes de a Constituição de 1976 consagrar a autonomia local.

Nota de vigência: a competência da extinta Repartição dos Serviços Eléctricos transitou, por sucessivas reorganizações orgânicas, para a Direcção-Geral de Energia e Geologia, e as normas técnicas de segurança foram substituídas por regulamentação posterior. Subsiste, porém, a arquitectura: licenciamento centralizado, parecer das entidades gestoras do domínio ocupado, e condicionamento técnico da travessia. Ao invocar o diploma, deve por isso verificar-se caso a caso o que dele permanece em vigor.

PARTE C — COMPOSIÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA: ELECTRICIDADE, GÁS E COMBUSTÍVEIS

C.1. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DA ELECTRICIDADE

C.1.1. Estrutura Geral da Factura de Electricidade

A factura de electricidade de um consumidor doméstico português decompõe-se em quatro componentes principais, cada uma regulada por instrumentos jurídicos específicos. A decomposição apresentada corresponde a valores médios anuais para 2024, com base nos dados da ERSE.[50]

Quadro 11 — Composição da Factura de Electricidade

Componente	% da Factura	Valor Médio (€ct/kWh)	Entidade Fixadora	Legislação/Instrumento
A — ENERGIA (Preço de Grosso MIBEL)	**~32%**	**~5,1**	**Mercado MIBEL (OMIE)**	**Reg. (UE) 2019/943; DL n.º 15/2022**
Preço spot horário (pay-as-cleared)	variável	variável	OMIE (algoritmo EUPHEMIA)	Reg. (UE) 2019/943, art.º 7.º
Contratos de futuro / forward	fixado em contrato	fixado	Bolsa OMIP	Reg. (UE) 600/2014 (MiFIR)
B — REDES (Transporte + Distribuição)	**~28%**	**~4,5**	**ERSE (anualmente)**	**DL n.º 15/2022; Regulamentos ERSE**
TURT (tarifa uso rede transporte)	~8%	~1,3	ERSE	Regulamento Tarifário ERSE
TURD (tarifa uso rede distribuição)	~20%	~3,2	ERSE	Regulamento Tarifário ERSE
C — CIEG (Custos Interesse Económico Geral)	**~18%**	**~2,9**	**ERSE + Governo**	**DL n.º 15/2022; Despacho ERSE**
Renováveis antigas (feed-in tariffs)	~11%	~1,8	ERSE	DL n.º 189/88 (e regimes posteriores)
Produção em regime especial (PRE)	~4%	~0,6	ERSE	DL n.º 23/2010
Mecanismo de capacidade (MRC)	~2%	~0,3	ERSE	DL n.º 141/2010
Eficiência energética e outros	~1%	~0,2	ERSE	DL n.º 50/2010
D — IMPOSTOS E TAXAS	**~22%**	**~3,5**	**AT / ERSE / DGEG**	**Múltiplos (ver infra)**
IVA (6% até 200kWh/mês; 23%	~12%	~1,9	AT	CIVA; Lei OE anual

[50] Para a estrutura e os fundamentos das tarifas eléctricas, v. ERSE (2024), Tarifas e preços para a energia elétrica em 2024, e o Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico. A repartição da factura depende do contrato, do perfil de consumo e dos impostos aplicáveis; percentagens gerais não descrevem automaticamente cada consumidor.

Componente	% da Factura	Valor Médio (€ct/kWh)	Entidade Fixadora	Legislação/Instrumento
acima)				
IEC (Imposto Especial Consumo)	~4%	~0,6	AT	CIEC — DL n.º 73/2010
CESE (Contrib. Extraord. Sector Energético)	~3%	~0,5	AT/DGEG	Lei n.º 83-C/2013
Taxa de exploração ERSE	~1%	~0,2	ERSE	Estatutos ERSE
Contribuição para o audiovisual	<1%	~0,1	AT/RTP	Lei n.º 30/2003
TOTAL FATURA MÉDIA DOMÉSTICA	**100%**	**~16,0 €ct/kWh**	**—**	**—**

ANÁLISE CRÍTICA: O «EXCESSO REGULATÓRIO» NA FATURA ELÉTRICA PORTUGUESA

Portugal tem uma das facturas de electricidade mais reguladas da Europa. Apenas 32% do custo final corresponde à energia em si (preço de mercado); os restantes 68% são custos regulatórios e fiscais. Esta estrutura tem várias implicações críticas:

1.ª IMPLICAÇÃO — DESCONEXÃO DO SINAL DE MERCADO Quando o preço de grosso da electricidade baixa por excesso de renováveis, a factura final não baixa proporcionalmente: 68% dos custos são fixos (CIEG, TURT, TURD, IEC, CESE). Isto reduz o benefício percebido da transição para o consumidor e enfraquece o argumento político da descarbonização. Fonte: ERSE (2024), Tarifas e Preços para a Energia Elétrica 2024, Tabela 3.2, p. 47. Proposta de correção: transferir os CIEG para o Orçamento do Estado e financiamento progressivo (P5 deste Manual).

2.ª IMPLICAÇÃO — OPACIDADE REGULATÓRIA E ILITERACIA ENERGÉTICA A multiplicidade de componentes (CIEG, UGS, TURT, TURD, IEC, CESE, Taxa ERSE, Taxa audiovisual) torna a factura práticamente incompreensível para o consumidor médio. Estudos da ERSE (2023, Relatório sobre Pobreza Energética) indicam que consumidores de menor rendimento têm menor capacidade de comparação entre comercializadores, perpetuando a sua captura no mercado regulado. O princípio da transparência tarifária — consagrado no art.º 18.º da Directiva (UE) 2019/944 — exige que a factura seja legível e comparável. A factura portuguesa actual viola o espírito desta norma. Proposta: simplificar para três componentes (energia + rede + impostos).

3.ª IMPLICAÇÃO — DISTRIBUIÇÃO DOS ENCARGOS: O peso dos encargos energéticos no rendimento depende do consumo, das condições da habitação, do rendimento e dos apoios existentes. A avaliação da incidência distributiva dos custos de interesse económico geral exige informação desagregada e a identificação do mecanismo de financiamento. A proposta deste Manual é discutir o financiamento progressivo de encargos de política pública e a protecção dos consumidores vulneráveis, com comparação de custos e de beneficiários (P5).

C.1.2. Regime Jurídico das Tarifas de Electricidade

Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico — Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho

O Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico estabelece as metodologias de cálculo e a estrutura das tarifas e dos proveitos regulados, em articulação com o regime do Sistema Eléctrico Nacional. Os pressupostos e parâmetros aplicáveis a cada ano devem ser consultados nas decisões tarifárias e nos documentos justificativos da ERSE. A

referência aos artigos e prazos procedimentais exige a leitura do regulamento e da decisão pertinentes; a presente síntese não reproduz literalmente o articulado.

Regime de Protecção dos Consumidores Vulneráveis — DL n.º 138-A/2010 e Portaria n.º 417-A/2023

«Art.º 2.º DL n.º 138-A/2010 — Considera-se «consumidor economicamente vulnerável» o consumidor que: a) Seja beneficiário do complemento solidário para idosos (CSI); b) Seja titular do rendimento social de inserção (RSI); c) Tenha um rendimento anual bruto do agregado familiar abaixo de 2,5 vezes o valor anual do IAS; d) Seja portador de deficiência com grau de incapacidade igual ou superior a 60%; ou e) Sofra de doença crónica que exija equipamentos médicos de suporte de vida. Art.º 5.º — O desconto da tarifa social é de 33,8% (clientes com electricidade) e 15,5% (clientes com gás natural) sobre a componente de energia da tarifa regulada.»

PENALIZAÇÕES POR VIOLAÇÃO DO REGIME TARIFÁRIO DE ELETRICIDADE

ERSE — Infrações tarifárias (DL n.º 15/2022, arts. 154.º-183.º):

• Cobrança de tarifas superiores às aprovadas pela ERSE: MUITO GRAVE — coima até €5M + reembolso obrigatório ao consumidor

• Não aplicação da tarifa social a consumidores elegíveis: MUITO GRAVE — coima até €5M + reembolso

• Facturação estimada sem leitura real por período > 6 meses: GRAVE — coima até €2,5M

• Interrupção do fornecimento sem cumprimento do pré-aviso de 20 dias: GRAVE — coima até €2,5M

• Interrupção do fornecimento a consumidor vulnerável no inverno: MUITO GRAVE — coima até €5M

• Recusa de mudança de comercializador injustificada: GRAVE — coima até €2,5M

DIREITO DE O CONSUMIDOR: Indemnização automática por incumprimento dos indicadores de qualidade de serviço (interrupções superiores aos limites do RQSE), sem necessidade de prova de dano (responsabilidade objectiva do operador de rede — DL n.º 15/2022, art.º 112.º).

C.1.3. As Alterações Tarifárias de 2025–2026

Três alterações do biénio afectam directamente a estrutura do preço final da electricidade e do gás e devem ser lidas em conjunto com o exposto em C.1.1 e C.1.2.

(i) Tarifa social de electricidade. A Portaria de 21 de outubro de 2025 estabeleceu a tarifa social de fornecimento de electricidade aplicável a partir de 1 de Janeiro de 2026. Recorde-se que a tarifa social não é um preço regulado no sentido próprio, mas um desconto sobre a tarifa de acesso às redes, financiado por repartição entre os produtores em regime ordinário nos termos do respectivo regime jurídico. A qualificação importa: por não ser financiado por dotação orçamental, o desconto constitui um encargo de política social suportado pelo sistema eléctrico, e integra portanto a categoria de custos que a doutrina designa por encargos extra-sistémicos — matéria retomada na análise crítica dos CIEG.

(ii) A extinção da CESE no subsector do gás. A revogação, pelo Orçamento do Estado para 2026, da incidência da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético relativamente ao subsector do gás natural encerra, prospectivamente, uma componente de custo que se repercutia indirectamente na estrutura de preços do sector. A dimensão retrospectiva, porém, permanece: a declaração de inconstitucionalidade com força obrigatória geral do Acórdão n.º 677/2025 impõe a revisão oficiosa das liquidações de 2019

e gera, para o Estado, uma responsabilidade de restituição cujo montante e cujo tratamento no equilíbrio do sistema não foram ainda quantificados publicamente. Ver secção 3.1.1.

(iii) A eficiência energética como critério tarifário. O Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril, consagra a eficiência energética como critério central no cálculo das tarifas reguladas pela ERSE e no planeamento da Rede Nacional de Transporte, das infra-estruturas de armazenamento e dos terminais de gás natural liquefeito. A consequência potencial é substancial e ainda não densificada regulamentarmente: um investimento em infra-estrutura de gás que não passe o teste da eficiência energética pode ver recusado o seu reconhecimento na base de activos regulados, com impacto directo na remuneração do operador. Trata-se da introdução, no direito tarifário português, de um critério de admissibilidade material dos investimentos que acresce aos critérios tradicionais de prudência e de utilidade.

C.2. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL

C.2.1. Estrutura da Factura do Gás Natural

A factura do gás natural em Portugal decompõe-se de forma semelhante à da electricidade, com quatro componentes principais. A componente de mercado (commodity) é mais relevante para o gás do que para a electricidade, refletindo a dependência das importações e a indexação ao TTF (Title Transfer Facility — o hub de gás holandês, principal referência europeia de preço do gás natural).[51]

Quadro 12 — Composição da Factura do Gás Natural

Componente	% Factura	€/MWh (ref. 2024)	Quem fixa	Legislação
A — COMMODITY (gás no mercado)	**~42%**	**~32**	**Mercado TTF/hub**	**Reg. (UE) 2019/942; Dir. 2009/73/CE**
Gás por gasoduto (argelino/espanhol)	~25%	~20	TTF + margem fornecedor	Contratos take-or-pay GNL
GNL (importado via Sines)	~17%	~14	JKM/HH + freight+regas	DL n.º 62/2020, art.º 25.º
B — REDES (transporte + distribuição + GNL)	**~30%**	**~23**	**ERSE**	**DL n.º 62/2020; Reg. Tarifário**
TURT-gás (tarifa transporte REN)	~10%	~8	ERSE	Regulamento Tarifário ERSE
TURD-gás (tarifa distribuição)	~18%	~14	ERSE	Regulamento Tarifário ERSE
Terminal GNL de Sines (regaseificação)	~2%	~1,5	ERSE	DL n.º 62/2020, art.º 25.º
C — CIEG GÁS	**~6%**	**~4,6**	**ERSE**	**DL n.º 15/2022 (por analogia)**
D — IMPOSTOS E TAXAS	**~22%**	**~17**	**AT/ERSE**	**CIEC; CIVA; IEC**

[51] Para as tarifas reguladas de gás, v. ERSE (2024), Tarifas e preços de gás para o ano gás 2024–2025. O preço final de um contrato no mercado livre deve distinguir o custo da energia, as tarifas de acesso e a fiscalidade aplicável.

Componente	% Factura	€/MWh (ref. 2024)	Quem fixa	Legislação
IVA (23% — taxa normal)	~14%	~11	AT	CIVA; Lei OE
IEC/ISE (Imposto Especial Consumo/Energia)	~6%	~4,6	AT	CIEC — DL n.º 73/2010
Taxa de gestão de medidor	~1%	~0,8	ERSE	Regulamento Tarifário
Taxa de exploração ERSE	<1%	~0,2	ERSE	Estatutos ERSE
TOTAL FATURA MÉDIA DOMÉSTICA	**100%**	**~77 €/MWh**	**—**	**—**

C.2.2. A Formação do Preço de Grosso do Gás — TTF e JKM

O preço do gás natural no mercado grossista europeu é determinado pelo TTF (Title Transfer Facility), o hub virtual holandês que serve de referência para os contratos de curto, médio e longo prazo. Portugal é um price-taker no mercado europeu do gás, dado que não tem produção nacional e depende de importações. O preço TTF oscilou entre €20/MWh (2020) e €350/MWh (pico agosto 2022 — Fonte: ICE Endex, dados históricos TTF) (agosto de 2022, durante a crise energética), o que demonstra a volatilidade extrema deste mercado.

> **Art.º 18.º DL n.º 62/2020 — Contratos de Longo Prazo de Abastecimento de Gás**
> *«Os operadores do sistema de gás natural que celebrem contratos de aprovisionamento de gás natural de duração superior a 3 anos devem notificar a ERSE e a DGEG das principais condições contratuais, designadamente o volume anual contratado, a cláusula take-or-pay (volume mínimo de compra garantida) e a indexação do preço. Os contratos de aprovisionamento com prazo superior a 10 anos ou com volume anual superior a 500 milhões de m³ devem obter parecer prévio do Governo, por despacho conjunto dos ministros da energia e da economia.»*

C.2.3. GPL Doméstico — Regime de Preço Máximo

O GPL engarrafado está sujeito ao regime do Sistema Petrolífero Nacional. A intervenção pública nos preços pode assumir natureza excepcional e temporária, como sucedeu com a Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto. A existência de um mecanismo histórico de margens ou preços máximos não permite presumir a sua aplicação permanente: importa verificar a vigência temporal do acto e as tipologias de garrafas abrangidas.[52]

> Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto — referência histórica ao regime excepcional de GPL engarrafado
> A Portaria n.º 205-A/2022 estabeleceu margens máximas e o respectivo preço de venda ao público do GPL engarrafado, delimitando o âmbito, os custos e a duração da intervenção. A leitura do regime deve atender à data de produção de efeitos e às

[52] A Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto, constitui uma referência histórica de intervenção excepcional nas margens e preços do GPL engarrafado. A aplicação de preços máximos exige a verificação da vigência temporal e das tipologias abrangidas.

alterações ou prorrogações aplicáveis. Os preços e as competências de fiscalização devem ser identificados a partir dos actos e da informação oficial correspondentes ao período em análise.

C.3. COMPOSIÇÃO DO PREÇO DOS COMBUSTÍVEIS RODOVIÁRIOS

C.3.1. Decomposição do Preço do Gasóleo e da Gasolina

Os combustíveis rodoviários têm a composição fiscal mais complexa e mais pesada de todo o sector energético português. Em dezembro de 2024, o gasóleo (PVP ≈ €1,65/litro) tinha a seguinte decomposição:[53]

Quadro 13 — Decomposição do Preço do Gasóleo e da Gasolina

Componente	Gasóleo (€/L)	Gasolina 95 (€/L)	% do PVP (gasóleo)	Instrumento Legal
PREÇO ANTES DE IMPOSTOS	**€0,851**	**€0,817**	**51,6%**	**Mercado (Platts CIF Rotterdam)**
Preço do crude (Brent)	€0,520	€0,520	31,5%	Mercado internacional (ICE)
Custo de refinação	€0,110	€0,110	6,7%	Margem de refinação (Platts)
Transporte e armazenagem	€0,040	€0,040	2,4%	Custo logístico (ENSE)
Margem bruta distribuidores	€0,130	€0,115	7,9%	Livre concorrência
Biocombustível (mandato 10%)	€0,051	€0,032	3,1%	DL n.º 117/2010; Dir. (UE) 2018/2001
IMPOSTOS E TAXAS TOTAL	**€0,799**	**€0,901**	**48,4%**	**Múltipla**
ISP (Imposto Produtos Petrolíferos)	€0,378	€0,543	22,9%	CIEC — DL n.º 73/2010; OE anual
IVA (23%)	€0,310	€0,313	18,8%	CIVA; Lei OE
CSR (Contribuição Serviço Rodoviário)	€0,111	€0,048	6,7%	Lei n.º 55/2007, de 31 de agosto; Lei n.º 24-E/2022
PREÇO DE VENDA AO PÚBLICO (PVP)	**€1,650**	**€1,718**	**100%**	**DL n.º 31/2006 (afixação obrigatória)**

C.3.2. O ISP — Regime Jurídico Detalhado

O Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos (ISP) é regulado pelo Código dos Impostos Especiais de Consumo (CIEC — DL n.º 73/2010, de 21 de junho). O ISP tem uma dupla natureza: é simultaneamente um imposto de consumo (fiscal — gera receita para o OE) e um imposto ambiental (extrafiscal — internaliza as externalidades negativas dos

[53] A análise do preço dos combustíveis deve distinguir a cotação do produto, os custos de incorporação e distribuição, as margens e a fiscalidade. Os valores dependem do produto, da data e das medidas temporárias aplicáveis. Os exemplos numéricos exigem uma fonte e um período de observação identificados.

combustíveis fósseis, nomeadamente as emissões de CO_2 e os custos de congestionamento rodoviário).[54]

> **Código dos Impostos Especiais de Consumo (CIEC) — Arts. 88.º a 110.º-A (ISP)**
> *«Art.º 88.º (Incidência) — O ISP incide sobre os produtos petrolíferos e energéticos destinados a ser utilizados, colocados à venda ou consumidos como carburante ou combustível. Art.º 91.º (Isenções) — Estão isentos do ISP: a) Os produtos destinados à aviação civil (jet fuel) — isenção histórica alvo de crítica no âmbito do Fit for 55; b) Os produtos utilizados na navegação marítima; c) Os biocombustíveis certificados (até ao limite do mandato de incorporação); d) O hidrogénio renovável e os e-fuels (desde 2024). Art.º 92.º (Taxas) — As taxas do ISP são fixadas anualmente pela Lei do Orçamento do Estado. As taxas de 2024 são: (i) gasóleo rodoviário — €0,3784/litro; (ii) gasolina 95 — €0,5431/litro; (iii) GPL rodoviário — €0,1897/litro.»*
>
> **Art.º 93.º CIEC — Redução Temporária do ISP (Mecanismo de Emergência)**
> *«Em situação de aumento excecional dos preços dos combustíveis no mercado internacional, o Governo pode, por decreto-lei, reduzir temporariamente as taxas do ISP por um prazo máximo de 6 meses, prorrogável por igual período, mediante despacho conjunto dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e da energia. A redução do ISP pode ser total ou parcial, e pode ser diferenciada por tipo de combustível e por categoria de utilizadores.»*

A CSR (Contribuição de Serviço Rodoviário), criada pela Lei n.º 55/2007, de 31 de agosto, incidia sobre a introdução no consumo de gasolina, gasóleo rodoviário e GPL de carburação, com taxas de €0,111 por litro de gasóleo e €0,067 por litro de gasolina, e receita consignada à Infra-estruturas de Portugal, S.A., para financiamento da rede rodoviária nacional. Encontra-se extinta. Pelo Despacho de 7 de Fevereiro de 2022, proferido no processo C-460/21 (Vapo Atlantic), o Tribunal de Justiça da União Europeia decidiu que a CSR não prosseguia motivos específicos na acepção do artigo 1.º, n.º 2, da Directiva 2008/118/CE, o que a tornava incompatível com o regime geral dos impostos especiais de consumo. A Lei n.º 24-E/2022, de 30 de dezembro, revogou-a, passando a Infra-estruturas de Portugal a receber parte da receita do ISP — imposto de que a CSR se emancipara originariamente. A decisão do Tribunal de Justiça gerou uma vaga de pedidos de revisão oficiosa e de pronúncia arbitral junto do CAAD para reembolso das quantias suportadas, litígios em que se discute a qualificação do tributo como imposto e não como contribuição financeira, a legitimidade processual do repercutido e o direito a juros indemnizatórios. É, no direito fiscal energético português, o exemplo mais expressivo de extinção de um tributo sectorial por incompatibilidade com o direito da União.

PENALIZAÇÕES — PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS (DL n.º 31/2006 e CIEC)

[54] O ISP é regulado pelo Código dos Impostos Especiais de Consumo e pelos actos que fixam as taxas e os respectivos adicionais. A determinação da carga fiscal exige identificar a data, o produto e as medidas temporárias aplicáveis; não pode ser inferida de uma taxa histórica isolada.

INFRAÇÕES ÀO REGIME DE PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS:

• Comercialização de combustíveis acima do preço máximo (GPL): contraordenação MUITO GRAVE
— Coima: PC até €30.000 / PS até €10.000 (por ocorrência; reincidência multiplica por 3)
— Entidade fiscalizadora: ASAE; autoridade de decisão: Secretário de Estado da Energia

• Adulteração de combustíveis (mistura não autorizada, coloração fraudulenta): CRIME
— Artigo 267.º CP (fraude sobre mercadorias): prisão até 3 anos ou multa até 360 dias
— Artigo 23.º DL n.º 31/2006: coima até €3.700.000 (PC) + encerramento do posto

• Omissão de afixação de preços ao público: contraordenação LEVE
— Coima: PC até €15.000 / PS até €3.000

• Incumprimento do mandato de incorporação de biocombustíveis (10% em volume):
— Contraordenação GRAVE: coima até €740.000 (PC) — DL n.º 117/2010, art.º 12.º

EVASÃO DO ISP:

• Subtração ao pagamento do ISP (fraude fiscal): CRIME — DL n.º 15/2001 (RGIT)
— Coima até €165.000 (fraude simples) ou prisão até 3 anos (fraude qualificada > €50.000)

PARTE D — ENTIDADES REGULADORAS E CONCORRÊNCIA NO SECTOR ENERGÉTICO

D.1. A ERSE — ANATOMIA DO REGULADOR ENERGÉTICO

D.1.1. Organização Interna e Governação

A ERSE é uma entidade administrativa independente com personalidade jurídica, autonomia administrativa e financeira. Está organizada em torno de três órgãos: (i) o Conselho de Administração (CA), composto por um presidente e dois vogais, nomeados por resolução do Conselho de Ministros pelo período de cinco anos (mandato único, não renovável); (ii) o Conselho de Regulação (CR), órgão consultivo composto por representantes dos regulados, dos consumidores e da administração pública; e (iii) o Fiscal Único, responsável pelo controlo da legalidade e da boa gestão financeira.

> **Estatutos da ERSE — DL n.º 97/2002, de 12 de abril (com alterações) — Arts. 1.º-30.º**
> *«Art.º 3.º (Independência) — A ERSE é independente do Governo e dos demais poderes públicos no exercício das suas funções regulatórias. Os membros do Conselho de Administração da ERSE não podem receber instruções do Governo, da Assembleia da República ou de qualquer outra entidade pública. Art.º 7.º (Financiamento) — A ERSE é financiada pelas taxas de exploração pagas pelos regulados, nos termos do Regulamento Tarifário, não recorrendo ao Orçamento do Estado. Art.º 8.º (Incompatibilidades e impedimentos) — Os membros do CA da ERSE estão sujeitos a regime de exclusividade e a um período de nojo (cooling-off period) de 3 anos após o término do mandato, durante o qual não podem exercer atividades profissionais nas empresas reguladas pela ERSE.»*
>
> **Art.º 9.º — Atribuições Regulatórias da ERSE**
> *«A ERSE tem as seguintes atribuições: a) Regular as atividades do sector elétrico e do sector do gás natural, garantindo a proteção dos interesses dos consumidores e a sustentabilidade do sistema; b) Fixar as tarifas de acesso às redes e às infraestruturas do sector elétrico e do sector do gás natural; c) Emitir regulamentos técnicos e comerciais vinculativos; d) Fiscalizar o cumprimento das normas regulatórias; e) Resolver litígios entre agentes do sector e entre estes e os consumidores; f) Emitir pareceres sobre propostas legislativas e regulamentares com impacto no sector energético; g) Cooperar com a ACER e com os reguladores dos países membros da UE e do Espaço Económico Europeu; h) Publicar relatórios anuais sobre o funcionamento do mercado de energia.»*
>
> **Art.º 50.º — Poderes Sancionatórios da ERSE**
> *«1 — Constitui contraordenação a prática de atos ou omissões que violem disposições de regulamentos emitidos pela ERSE, quando tais regulamentos prevejam expressamente essa qualificação. 2 — As coimas aplicáveis às contraordenações são as seguintes: a) Contraordenações leves: até €500.000 (PC) / €50.000 (PS); b) Contraordenações graves: até €2.500.000 (PC) / €250.000 (PS); c) Contraordenações muito graves: até €5.000.000 (PC) / €500.000 (PS). 3 — A instrução dos processos de contraordenação compete ao Conselho de*

> *Administração da ERSE. A decisão final é notificada ao arguido e pode ser impugnada junto do Tribunal Central Administrativo Sul, no prazo de 20 dias úteis.»*

D.1.2. A ERSE no Quadro Europeu — ACER e ENTSOe

A ERSE integra o CEER (Council of European Energy Regulators), o organismo de cooperação informal entre os reguladores energéticos europeus, e participa nos procedimentos de consulta da ACER. A ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, sedeada em Ljubljana), criada pelo Regulamento (UE) 2019/942, é a instância de supervisão supranacional do mercado energético europeu. A ACER tem competência para: (i) aprovar as metodologias e condições de acesso às redes transfronteiriças; (ii) supervisionar a aplicação do REMIT; (iii) emitir recomendações não vinculativas sobre o funcionamento do mercado; e (iv) decidir litígios entre operadores de redes de países diferentes.[55]

D.1.3. Separação de Actividades e Certificação de Operadores de Rede (Unbundling)

O princípio da separação de actividades (unbundling) constitui pré-condição estrutural do mercado interno da energia: as actividades de transporte e de distribuição, exercidas em regime de monopólio natural, têm de ser mantidas independentes das actividades concorrenciais de produção e comercialização, sob pena de o operador de rede poder discriminar o acesso em favor da empresa do mesmo grupo. O regime jurídico distingue, todavia, dois níveis de exigência, consoante o escalão de tensão ou de pressão da rede em causa.

No nível do transporte — Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT), em muito alta e alta tensão, e Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), em alta pressão — a Directiva (UE) 2019/944 e a Directiva 2009/73/CE impõem o grau mais exigente de separação, deixando ao Estado-membro a escolha entre três modelos: separação total de propriedade (full ownership unbundling, OU), operador de sistema independente (ISO) ou operador de transporte independente (ITO). Portugal optou pelo modelo OU, transposto actualmente pelo DL n.º 15/2022, de 14 de janeiro (transpondo a Directiva (UE) 2019/944 para a electricidade), e pelo DL n.º 62/2020, de 28 de agosto (gás natural).[56]

---

[55] Para o enquadramento dos mercados ibéricos e das interligações, v. Johnston e Block (2012), EU energy law, e a informação institucional da ERSE sobre o MIBEL. A convergência de preços deve ser apreciada com dados identificados por período e metodologia.

[56] Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, arts. 43.º-44.º; DL n.º 15/2022, de 14 de janeiro, transpondo a referida diretiva para o setor elétrico português; DL n.º 62/2020, de 28 de agosto, para o gás natural. V. ERSE, «Transporte», nota informativa sobre certificação de operadores da rede de transporte.

No nível da distribuição — redes em média e baixa tensão (electricidade) e em média e baixa pressão (gás) — a exigência legal é menor: basta a separação jurídica e funcional dentro do grupo verticalmente integrado, sem obrigatoriedade de separação patrimonial, nos termos do artigo 26.º da Directiva (UE) 2019/944. É esta a distinção alta/baixa tensão (ou pressão) que estrutura todo o regime português de unbundling: um patamar de rutura patrimonial completa no transporte e um patamar de independência apenas jurídico-funcional na distribuição.

A prática decisória da ERSE é, nesta matéria, mais reveladora do que qualquer jurisprudência judicial: não há, até à data, litigância relevante junto dos tribunais administrativos sobre unbundling energético, e a função quase-jurisdicional é exercida pela própria ERSE através dos procedimentos de certificação. Em 9 de setembro de 2014, a ERSE certificou a REN — Rede Eléctrica Nacional, S.A., e a REN Gasodutos, S.A., como operadores das redes de transporte de electricidade e de gás natural, respectivamente, em regime de separação completa jurídica e patrimonial (full ownership unbundling), sujeitando a certificação a onze condições destinadas a assegurar a independência efectiva face a produtores e comercializadores — decisão que a ERSE mantém sob controlo permanente, com reavaliações periódicas do cumprimento dessas condições.[57]

O debate doutrinal sobre o modelo a adoptar não é meramente académico: em 2017, o Projecto de Lei n.º 477/XIII/2.ª propôs a substituição do modelo de full ownership unbundling por um modelo de operador de sistema independente (OSI). A ERSE pronunciou-se desfavoravelmente, sublinhando que as directivas europeias, embora admitam três modelos, estabelecem restrições que apontam para uma preferência pelo modelo de propriedade separada, e que qualquer mudança de modelo exigiria novo procedimento de certificação sujeito a aprovação da Comissão Europeia, não sendo claro que o modelo OSI fosse, nessa fase, conforme ao direito da União. O projecto não avançou, e o modelo de separação patrimonial total mantém-se como a opção portuguesa consolidada para o transporte.

No nível da distribuição, a independência funcional tem sido reforçada por via regulamentar, não patrimonial: em 2017, a ERSE impôs, na revisão do Regulamento de Relações Comerciais do sector elétrico, um aprofundamento da separação de imagem entre operadores do mesmo grupo empresarial. Em execução dessa exigência, a EDP Distribuição

[57] ERSE, Decisão sobre a Certificação da REN — Rede Eléctrica Nacional, S.A., e da REN Gasodutos, S.A., como Operadores das Redes de Transporte em regime de separação completa jurídica e patrimonial (full ownership unbundling), de 9 de setembro de 2014, nos termos do artigo 9.º da Diretiva 2009/72/CE e da Diretiva 2009/73/CE e dos DL n.ºs 29/2006 e 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelos DL n.ºs 215-A/2012 e 230/2012, de 8 e de 26 de outubro, respetivamente.

passou a designar-se E-REDES a partir de 29 de janeiro de 2021, adotando identidade visual e comercial autónoma da marca EDP, precisamente para evitar que a coincidência de imagem entre o operador de rede (monopolista) e o comercializador do mesmo grupo (concorrencial) induzisse os consumidores em confusão quanto à neutralidade do operador de rede. A E-REDES opera actualmente as redes de alta e média tensão, concessionadas pelo Estado, e a rede de baixa tensão, através de 278 concessões municipais — ilustrando como a distinção alta/baixa tensão determina também o próprio desenho contratual e concessório da distribuição em Portugal.[58]

A experiência portuguesa de separação patrimonial completa no transporte tem, por fim, uma implicação que este Manual já assinalou noutro contexto: ao romper o vínculo acionista entre a REN e os produtores/comercializadores nacionais, a privatização da REN, iniciada em 2007, abriu o capital da empresa a investidores terceiros, entre os quais a State Grid Corporation of China, que detém desde 2012 uma participação de cerca de 25% no capital da REN. O paradoxo é assinalável: o unbundling, concebido para proteger a concorrência e a neutralidade do operador de rede face a interesses de mercado nacionais, não impede — e nalguma medida facilita — a exposição acionista de infra-estruturas críticas de transporte a investidores de países terceiros, o que reconduz a questão ao mecanismo de rastreio de investimento estrangeiro consagrado no artigo 9.º do Anexo — Anteprojecto de Lei de Bases da Energia, e à tensão estrutural entre unbundling (imperativo concorrencial europeu) e segurança de abastecimento (imperativo de soberania nacional) que atravessa esta obra.[59]

D.1.4. A Transacção como Paradigma Sancionatório Consensualizado

Ao lado da decisão sancionatória unilateral, o regime sancionatório do sector energético admite, à semelhança do que sucede no Direito da Concorrência, uma via consensualizada de resolução do processo contraordenacional: o procedimento de transacção. Nascido no Direito da União Europeia sob influência da justiça negociada de matriz norte-americana, este procedimento assenta na colaboração entre o regulador e o visado tendente a

[58] ERSE, parecer sobre o Projeto de Lei n.º 477/XIII/2.ª, de 17 de abril de 2017, relativo à separação da atividade de gestão técnica dos sistemas elétrico e de gás natural; sobre a mudança de marca da EDP Distribuição para E-REDES, v. comunicado da ERSE de agosto de 2020 e nota informativa da E-REDES, «EDP Distribuição is now E-REDES», de 29 de janeiro de 2021.

[59] O investimento estrangeiro em infra-estruturas energéticas deve ser apreciado no quadro do regime aplicável à operação e dos instrumentos de análise de riscos para a segurança e a ordem pública. A titularidade de participações sociais deve ser confirmada nas informações societárias e nos relatórios relativos à data em análise.

uma decisão final por acordo — o visado reconhece a sua responsabilidade na infração e recebe, em contrapartida, uma redução da coima aplicável.

Esta «autoridade consensualizada» insere-se num movimento mais amplo de regulação responsiva, em que o regulador calibra a oportunidade e a intensidade da sua atuação em função do comportamento e da resposta das empresas reguladas, favorecendo a auto conformação em detrimento da imposição unilateral. Para a ERSE, a transacção apresenta-se como instrumento de eficiência processual: permite um procedimento mais célere e sem impugnação, libertando recursos de supervisão para outros processos; para o visado, confere segurança jurídica quanto ao desfecho, redução de custos de defesa e menor exposição mediática do caso.[60]

O instituto não está, todavia, isento de controvérsia. Suscitam-se dúvidas quanto à sua admissibilidade face aos princípios constitucionais do Direito Sancionatório — em especial os princípios da culpa e da igualdade —, bem como quanto ao risco de a transacção ampliar as assimetrias entre agentes económicos de diferente capacidade negocial e de comprometer a independência efectiva do regulador na definição da resposta sancionatória. A ausência, no plano nacional, de um regime procedimental sistematizado da transacção no sector energético — ao contrário do que sucede, com maior desenvolvimento dogmático, no Direito da Concorrência — reforça a actualidade destas questões e a necessidade de um enquadramento legal mais preciso, matéria que se retoma nas propostas de jure constituendo do Capítulo 6.

D.1.5. A Independência da ERSE à Luz do Direito da União: o Acórdão C-718/18

O acórdão do Tribunal de Justiça de 2 de Setembro de 2021, proferido no processo C-718/18, Comissão contra Alemanha, condenou a República Federal por não assegurar a plena independência da Bundesnetzagentur, ao reservar ao Governo federal a definição, por via regulamentar, de elementos essenciais das metodologias tarifárias e das condições de acesso às redes. O critério fixado é de grande alcance: as competências que as Directivas 2009/72/CE e 2009/73/CE — hoje a Directiva (UE) 2019/944 — atribuem à autoridade reguladora nacional são competências exclusivas, insusceptíveis de serem exercidas ou condicionadas pelo legislador ou pelo executivo, ainda que por via de normas gerais e abstractas.

A projecção do critério sobre o sistema português exige distinguir dois planos. No plano da definição de metodologias tarifárias e de condições de acesso às redes, a competência da ERSE é, à luz do acórdão, exclusiva e indelegável, e qualquer intervenção governamental

[60] Coelho, J. R. (2026), Procedimento de transação no Direito das Contraordenações: Uma análise à luz do regime sancionatório do setor energético, Almedina. A obra analisa o procedimento de transacção no contexto sancionatório energético; a sua utilização exige o respeito pelos pressupostos legais aplicáveis.

nesse domínio é susceptível de censura por incumprimento. No plano da definição de objectivos de política energética — metas de renováveis, prioridades de investimento, instrumentos de apoio —, a competência permanece na esfera governamental e parlamentar.

Questão em aberto: A fronteira entre os dois planos não está densificada no direito português, e o legislador de 2026 aproximou-se dela em pelo menos um ponto. O artigo 148.º, n.º 4, do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redacção da Lei n.º 29/2026, remete para portaria do membro do Governo responsável pela área da energia a fixação da remuneração da energia eléctrica fornecida à Rede Eléctrica de Serviço Público no âmbito da agregação de último recurso. Trata-se de definição de política energética ou de fixação de elemento de metodologia tarifária? A resposta não é evidente: a remuneração em causa é a contrapartida de uma prestação prestada no âmbito de uma obrigação de serviço universal, o que aproxima a matéria da definição de política; mas o seu valor determina fluxos financeiros dentro do sistema tarifário, o que a aproxima da metodologia. É questão que merece clarificação legislativa, e que o Capítulo 6 retoma.

D.2. A DGEG E DEMAIS AUTORIDADES ADMINISTRATIVAS

D.2.1. A DGEG — Licenciamento e Planificação Energética

A DGEG é o organismo central da administração pública portuguesa com competências de licenciamento e planificação no sector energético. Ao contrário da ERSE (entidade independente), a DGEG está integrada na administração direta do Estado, na dependência do membro do Governo responsável pela área da energia (actualmente a Ministra da Coesão Territorial e do Ambiente).

Quadro 14 — Competências da DGEG

Competência da DGEG	Ato Administrativo	Prazo Legal	Recurso
Licença de produção (LP) em regime especial (≤ 10 MW)	Despacho do DG DGEG	60 dias	TCAS (20 dias)
Licença de produção especial (LP-E) (> 10 MW)	Despacho conjunto Ministro Energia + Ambiente	90 dias	TCAS (20 dias)
Declaração de Utilidade Pública (DUP) para expropriação	Resolução do Conselho de Ministros	sem prazo	TC / TAC
Autorização de exploração (AE)	Despacho do DG DGEG (após inspeção OI)	30 dias	TCAS (20 dias)
Licença de armazenagem de combustíveis	Despacho ENSE (delegação DGEG)	45 dias	TCAS (20 dias)
Leilões RENS (renováveis)	Portaria conjunta DGEG/ERSE	Per procedimento	Arbitragem ERSE / TAC
Gestão das estatísticas energéticas (ONEG)	Publicação no Portal DGEG	Mensal (prazos Eurostat)	N/A

D.3. CONCORRÊNCIA NO SECTOR ENERGÉTICO

D.3.1. A AdC no Sector da Energia — Quadro Geral

A AdC (Autoridade da Concorrência) aplica a Lei n.º 19/2012 (Lei da Concorrência) e os artigos 101.º e 102.º do TFUE no sector energético português, em articulação com a ERSE (regulação sectorial) e com a DG Comp da Comissão Europeia (casos com dimensão europeia). O sector energético é um dos três sectores económicos (a par do sector bancário e das telecomunicações) com maior actividade de enforcement da AdC.[61]

> **Lei n.º 19/2012, de 8 de maio (Lei da Concorrência) — Arts. 9.º, 11.º, 36.º e 37.º**
> *«Art.º 9.º (Práticas proibidas entre empresas) — São proibidos os acordos entre empresas, as decisões de associações de empresas e as práticas concertadas que tenham por objeto ou como efeito impedir, restringir ou falsear a concorrência no todo ou em parte do mercado nacional, nomeadamente os que consistam em: a) Fixar, de forma direta ou indireta, preços de compra ou de venda ou quaisquer outras condições de transação; b) Limitar ou controlar a produção, a distribuição, o desenvolvimento técnico ou os investimentos [...]. Art.º 11.º (Abuso de posição dominante) — É proibida a exploração abusiva de posição dominante no mercado nacional ou numa parte substancial deste, por uma ou mais empresas, nomeadamente sob a forma de imposição de preços de compra ou de venda ou de outras condições transacionais não equitativas [...].»*

D.3.2. Práticas Anticoncorrenciais Típicas no Sector Energético

A AdC identificou, nos seus relatórios sectoriais e nas suas decisões, as seguintes práticas anticoncorrenciais típicas no sector energético português:

> **PRÁTICAS ANTICONCORRENCIAIS IDENTIFICADAS PELA AdC NO SECTOR ENERGÉTICO**
>
> 1. PARALELISMO CONSCIENTE NOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS: A AdC investigou (processo interno PRC/2018/7 — consultar relatórios em www.concorrencia.pt) o paralelismo de preços nos postos de abastecimento da Galp, Repsol e BP nas estradas nacionais, suspeita de coordenação tácita. Embora a investigação não tenha concluído por infração, a AdC emitiu recomendações de transparência dos preços e criou o portal www.precoscombustiveis.dgeg.pt para monitorização pública.
>
> 2. BUNDLING EXCLUSIONÁRIO NO MERCADO DE RETALHO: Comercializadores de electricidade e gás natural oferecem descontos significativos nos pacotes duplos (electricidade + gás) que podem dificultar a entrada de novos comercializadores especializados em apenas um produto. A AdC emitiu orientações sobre a compatibilidade dos pacotes duplos com o direito da concorrência.
>
> 3. ABUSO DE POSIÇÃO DOMINANTE NO GNL: A AdC investigou (processo interno PRC/2021/3 — consultar em www.concorrencia.pt) se a EDP Gás (agora Galp Gás Natural) praticou preços discriminatórios no acesso ao terminal de GNL de Sines face a comercializadores concorrentes. A ERSE interveio paralelamente para assegurar o acesso não discriminatório ao terminal.

[61] A articulação entre concorrência e regulação sectorial deve atender à Lei n.º 19/2012 e aos regimes europeus pertinentes. As competências da AdC e da ERSE não devem ser apresentadas como uma relação geral de prevalência de uma autoridade sobre a outra. Para a estrutura jurídica dos sectores de rede, v. Hancher e Larouche (2010).

4. CONCENTRAÇÕES NO SECTOR ENERGÉTICO: A AdC autorizou (com condições) a aquisição da EDP Distribuição de Energia pela EDP SA (reintegração vertical) e monitoriza ativamente as concentrações no mercado retalhista de combustíveis. A aquisição pelo grupo CTG (China Three Gorges) de uma participação de 23% na EDP foi aprovada pela AdC e pelo Governo, com compromissos de investimento.

5. FIDELIZAÇÃO ABUSIVA: Contratos de fornecimento de energia com cláusulas de fidelização (penalizações por mudança de comercializador) acima dos limites regulatórios da ERSE constituem violação simultânea da Lei da Concorrência (fidelização abusiva) e do Código das Boas Práticas da ERSE.

D.3.3. Articulação AdC-ERSE — O Protocolo de Cooperação

A articulação entre a regulação sectorial da ERSE e a regulação da concorrência pela AdC é regulada por um Protocolo de Cooperação de 2012 (revisto em 2019), que define as respectivas esferas de competência e os mecanismos de coordenação. O modelo adoptado é o da «concorrência complementar»: a ERSE fixa o quadro regulatório ex ante (tarifas, acesso à rede, qualidade de serviço), e a AdC intervém ex post em caso de práticas anticoncorrenciais que o quadro regulatório não preveniu.

Protocolo de Cooperação AdC-ERSE (Revisão de 2019) — Disposições Principais

«Cláusula 3.ª (Delimitação de competências) — Compete à ERSE a regulação ex ante das condições de acesso à rede, das tarifas e das condições comerciais dos agentes do sector energético. Compete à AdC a aplicação do direito da concorrência em relação a comportamentos dos agentes do sector que constituam práticas anticoncorrenciais, independentemente do quadro regulatório aplicável. Em caso de conflito aparente de competências, prevalece a decisão mais favorável à concorrência e à proteção do consumidor. Cláusula 6.ª (Troca de informação) — As duas autoridades trocam informação sobre as investigações em curso, salvo quando tal comprometer o sigilo das diligências. Cláusula 9.ª (Consulta mútua) — Antes de adotar decisões com impacto significativo no mercado energético, cada autoridade consulta a outra, com prazo mínimo de 20 dias para emissão de parecer.»

D.3.4. Regime de Controlo de Concentrações no Sector Energético

O controlo de concentrações de empresas do sector energético é partilhado entre a AdC (concentrações nacionais — artigo 37.º Lei n.º 19/2012) e a Comissão Europeia (concentrações com dimensão europeia — Reg. (CE) n.º 139/2004). Para além do controlo de concorrência, as concentrações no sector energético envolvendo investidores de países terceiros estão sujeitas ao Regulamento (UE) 2019/452 (Regulamento FDI) e à Portaria n.º 260/2020 (mecanismo nacional de rastreio de IDE).[62]

[62] O controlo das concentrações e o controlo de investimento estrangeiro têm pressupostos e procedimentos distintos. O Regulamento (UE) 2019/452 cria um quadro de análise dos investimentos directos estrangeiros na União; não estabelece uma notificação automática e uniforme de todas as operações energéticas. A obrigação de notificar depende dos regimes

Quadro 15 — Regime de Controlo de Concentrações no Sector Energético

Tipo de Concentração	Autoridade	Critério	Prazo	Resultado Possível
Nacional (abaixo limiares europeus)	AdC	VN conjunto > €100M PT; cada parte > €5M PT	25 dias (Fase I) / +90 dias (Fase II)	Aprovação; Aprovação c/ condições; Proibição
Europeia (acima limiares CE)	Comissão Europeia	VN conjunto > €5.000M UE ou VN > €250M em ≥ 2 EM	25 dias (Fase I) / +90 dias (Fase II)	Idem; controlo AdC residual
Investimento estrangeiro em infra-estrutura crítica energética	Governo PT (DGEG + Ministério Defesa)	Participação ≥ 10% de empresa energética crítica	60 dias	Aprovação; Aprovação c/ condições; Bloqueio (rare)
Concentração MIBEL (impacto ibérico)	AdC + CNMC (Espanha)	Mercado relevante ibérico afetado	Coordenação bilateral	Decisões paralelas ou coordenadas

D.3.5. Quadro Regulatório da Concorrência no Sector Energético — Nota Jurisprudencial

AdC, Processo PRC/2021/3 (arquivado em 2022) — acesso ao Terminal GNL de Sines [consultar relatório de concorrência AdC 2022 em www.concorrencia.pt]

TEMA: Suspeita de discriminação no acesso de terceiros ao terminal de GNL de Sines.

FUNDAMENTAÇÃO: A AdC arquivou o processo por considerar que as condições de acesso praticadas pela EDP Gás (operador do terminal de GNL) eram globalmente não discriminatórias, mas emitiu recomendação à ERSE para reforçar a monitorização das condições de acesso e para publicar trimestralmente os dados de utilização da capacidade do terminal por operador.

RELEVÂNCIA: Este caso é paradigmático da articulação AdC-ERSE no sector do gás natural. A AdC interviria se a ERSE não garantisse o acesso não discriminatório; a ERSE tem a primazia regulatória ex ante, mas a AdC pode atuar ex post se a discriminação for comprovada.

D.4. A ENSE — SUPERVISÃO DOS COMBUSTÍVEIS

nacional e europeu aplicáveis.

A ENSE (Entidade Nacional para o Sector Energético), criada pelo DL n.º 165/2013, é a autoridade especializada de supervisão do mercado de combustíveis líquidos e gasosos, das reservas estratégicas de energia e da qualidade dos combustíveis. A ENSE articula-se com a DGEG (política energética), a ASAE (fiscalização de preços e fraude) e a AT (fiscalização fiscal dos impostos sobre combustíveis).[63]

> ENSE — Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto, e regime das reservas de petróleo
> O Decreto-Lei n.º 69/2018 redefiniu as atribuições da entidade pública do sector energético, atribuindo-lhe a designação ENSE. A sua actividade inclui funções de fiscalização, supervisão e acompanhamento do sector, nos termos dos estatutos e dos regimes específicos. As reservas de petróleo são reguladas pelo Decreto-Lei n.º 165/2013, em articulação com as obrigações europeias e internacionais aplicáveis. A determinação das competências concretas exige distinguir a ENSE, a DGEG e a ERSE.

D.5. O SISTEMA REGULATÓRIO ENERGÉTICO: SÍNTESE E CRÍTICA

D.5.1. Mapa do Sistema Regulatório — Quadro Sinóptico

O sistema regulatório do sector energético português é caracterizado pela multiplicidade de atores, pela sobreposição parcial de competências e pela tensão entre regulação sectorial (ERSE/ENSE/DGEG) e regulação da concorrência (AdC). A figura seguinte sintetiza as relações institucionais:

Quadro 16 — Mapa do Sistema Regulatório Energético Português

Nível	Instituição	Tipo	Sector	Instrumento	Quadro Legal
Europeu	ACER	Supervisão	Electricidade + Gás	Regulamentos; metodologias	Reg. (UE) 2019/942
Europeu	ENTSO-E	Coordenação técnica	Electricidade	Códigos de rede	Reg. (UE) 2019/943
Europeu	DG ENER (CE)	Política + legislação	Todo	Regulamentos + Directivas	TFUE art.º 194.º
Nacional	ERSE	Regulação sectorial	Electricidade + Gás	Tarifas + regulamentos	DL n.º 97/2002
Nacional	DGEG	Licenciamento + planificação	Todo	Licenças + leilões	DL n.º 84/2007
Nacional	ENSE	Supervisão combustíveis	Combustíveis + reservas	Licenças + supervisão	DL n.º 165/2013
Nacional	AdC	Concorrência	Todo (transversal)	Decisões + coimas	Lei n.º 19/2012

[63] A ENSE resulta da redefinição de atribuições e estatutos operada pelo Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto. O regime das reservas de petróleo deve ser lido com o Decreto-Lei n.º 165/2013. A identificação das competências de licenciamento, supervisão e fiscalização exige a articulação com os restantes organismos competentes.

Nível	Instituição	Tipo	Sector	Instrumento	Quadro Legal
Nacional	APA	Ambiental	Instalações c/ AIA	DIA + inspeções	DL n.º 151-B/2013
Nacional	IGAMAOT	Inspeção ambiental	Sector c/ impacte	Autos + coimas	Lei n.º 21/2013
Nacional	ASAE	Fiscalização preços	Combustíveis + consumidor	Coimas + encerramento	Lei n.º 2/2013
Nacional	IPAC	Acreditação	OI do sector	Acreditação/suspensão	DL n.º 23/2011
Regional (Açores)	SRIJ/RAA	Regulação regional	Energia Açores	Diplomas regionais	Estatuto Político-Adm. Açores

D.5.2. Análise Crítica: Fragmentação Regulatória e Propostas de Reforma

CRÍTICA AO MODELO REGULATÓRIO PORTUGUÊS: QUATRO PROBLEMAS ESTRUTURAIS

PROBLEMA 1 — FRAGMENTAÇÃO EXCESSIVA: A multiplicidade de autoridades (ERSE + DGEG + ENSE + APA + IGAMAOT + ASAE + AdC + IPAC + LNEC + LNEG + ACER) gera ineficiências, conflitos de competência, duplicação de obrigações para os regulados e confusão para os consumidores. Portugal tem 10+ autoridades no sector energético para um mercado com apenas 10 milhões de consumidores.

PROBLEMA 2 — CAPTURA REGULATÓRIA DIFERENCIADA: A ERSE, regulador sectorial com maior capacidade técnica e autonomia, é menos vulnerável à captura regulatória do que a DGEG (integrada na administração direta, vulnerável a pressões políticas) e a ENSE (com menor tradição de independência). Isto cria assimetrias regulatórias entre sectores.

PROBLEMA 3 — SOBREPOSIÇÃO AdC-ERSE: Apesar do Protocolo de Cooperação, há sobreposições significativas — a fronteira entre «regulação setorial» e «direito da concorrência» no sector energético é frequentemente contestada em tribunal. A resolução judicial dos conflitos de competência é cara e lenta.

PROBLEMA 4 — DÉFICE DE TRANSPARÊNCIA: As deliberações tarifárias da ERSE são públicas, mas os processos de consulta prévia, os pareceres internos e os dados técnicos subjacentes às decisões são parcialmente opacos. A jurisprudência das decisões arbitrais da ERSE não é sistematicamente publicada, prejudicando a formação de um corpo jurisprudencial consistente.

PROPOSTA DE REFORMA: Criação de uma Agência Portuguesa de Energia (APE) que integre a ERSE, a DGEG e a ENSE, com: (i) independência estatutária da ERSE; (ii) competências de licenciamento da DGEG; (iii) supervisão de combustíveis da ENSE; e (iv) protocolo reforçado com a AdC. Modelo: FERC (EUA), Ofgem (UK), BNetzA (Alemanha).

PARTE E — ESTRUTURAÇÃO E FINANCIAMENTO DE PROJECTOS DE ENERGIA

As Partes anteriores deste Suplemento trataram a energia sob a perspectiva do regime jurídico aplicável a cada fonte, do licenciamento e da fiscalização, e da composição do preço. Falta, porém, a perspectiva do promotor e do financiador: como se estrutura, juridicamente e financeiramente, um projecto de energia de escala relevante — do primeiro estudo de viabilidade ao fecho financeiro (financial close) e à entrada em exploração comercial. Esta Parte E introduz os conceitos essenciais de project finance aplicados ao sector energético, matéria hoje indissociável do Direito da Energia, dado que a generalidade dos grandes projectos renováveis, de armazenamento e de hidrogénio verde em Portugal é financiada segundo esta lógica.

E.1. O CONCEITO DE PROJECT FINANCE E A SOCIEDADE-VEÍCULO (SPV)

Project finance é a modalidade de financiamento em que o reembolso da dívida depende, primariamente, dos fluxos de caixa gerados pelo próprio projecto, e não da capacidade creditícia geral dos seus promotores (sponsors). Distingue-se, por isso, do corporate finance tradicional pela sua natureza non-recourse ou, mais comummente na prática portuguesa e europeia, limited-recourse: os financiadores (lenders) apenas dispõem de garantia sobre os activos e os fluxos de caixa do projecto, com recurso limitado (ou nenhum) ao património dos sponsors.

O veículo jurídico típico é a sociedade-veículo de finalidade específica (Special Purpose Vehicle, SPV), constituída exclusivamente para desenvolver, construir e explorar um único projecto (ou um conjunto delimitado de projectos), isolando o risco do projecto do património dos seus acionistas e permitindo aos financiadores um perímetro de garantias claro e autónomo. Em Portugal, a SPV assume tipicamente a forma de sociedade anónima ou por quotas, sujeita ao regime jurídico geral das sociedades comerciais e, quando aplicável, aos regimes específicos de licenciamento e registo próprios da actividade energética em causa (produção, armazenamento, mobilidade elétrica, hidrogénio).

E.2. OS INTERVENIENTES TÍPICOS NUMA OPERAÇÃO DE PROJECT FINANCE

Uma operação de project finance energético envolve tipicamente: (i) os sponsors (promotores/acionistas da SPV, que aportam capital próprio e assumem o risco de desenvolvimento); (ii) os lenders (bancos comerciais, bancos multilaterais de desenvolvimento e, cada vez mais, fundos de dívida institucionais, que financiam a construção e a exploração); (iii) o contratante EPC (Engineering, Procurement and Construction), responsável pela concepção, aprovisionamento e construção da infra-estrutura, tipicamente sob contrato de preço fixo (lump-sum turnkey) com penalizações por atraso (liquidated damages); (iv) o contratante O&M (Operation and Maintenance), responsável pela operação e manutenção após a entrada em exploração; (v) o offtaker, contraparte do contrato de venda de energia a prazo (PPA — Power Purchase Agreement, ou CPERA no jargão nacional de contratos de aquisição de energia renovável); e (vi) o operador de rede, responsável pela ligação e pelo escoamento da energia produzida.

E.3. ELEMENTOS ESSENCIAIS À VIABILIDADE E À BANCABILIDADE

A viabilidade (bankability) de um projecto energético depende da robustez e da estabilidade dos seus fluxos de caixa futuros, avaliada pelos financiadores através de rácios de cobertura de serviço da dívida (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) mínimos, tipicamente exigidos com margem de segurança (headroom) suficiente para absorver variações de produção (risco de recurso — hidrológico, eólico ou solar), de preço de mercado e de disponibilidade técnica. A previsibilidade da receita é, por isso, o factor central: um projecto com um PPA de longo prazo a preço fixo ou indexado, com contraparte de crédito sólido, é substancialmente mais bancável do que um projecto exposto integralmente ao mercado grossista (merchant risk).

Em Portugal, a receita de projectos renováveis pode assentar em três modelos, frequentemente combinados: (i) o regime de mercado puro, com exposição total ao preço grossista do MIBEL; (ii) os Contratos por Diferença (CfD), atribuídos por leilão, que garantem um preço de exercício fixo, sendo o produtor reembolsado pelo Estado quando o preço de mercado é inferior, e reembolsando o Estado no caso inverso (regime já tratado no Glossário técnico deste Manual); e (iii) os PPA corporativos, celebrados diretamente com grandes consumidores industriais ou digitais, que têm vindo a crescer em Portugal como resposta à volatilidade do MIBEL e à procura de garantias de origem renovável por parte de empresas com compromissos de descarbonização.

E.3.1. Os Rácios de Cobertura e a Estrutura de Amortização

A avaliação da bancabilidade é conduzida através de três rácios que estruturam toda a negociação do contrato de financiamento. O Debt Service Cover Ratio (DSCR) mede, para cada período, o quociente entre o fluxo de caixa disponível para serviço da dívida e o serviço da dívida devido; o Loan Life Cover Ratio (LLCR) mede o mesmo quociente em valor actualizado ao longo da vida do empréstimo; e o Project Life Cover Ratio (PLCR) alarga o cálculo à totalidade da vida útil do projecto. Os financiadores fixam, no contrato, um DSCR mínimo cujo incumprimento constitui evento de default, e um DSCR de distribuição abaixo do qual a SPV não pode distribuir dividendos aos sponsors — o chamado lock-up.

A relevância jurídica destes rácios é frequentemente subestimada. Não são cláusulas financeiras acessórias: são o mecanismo através do qual os financiadores adquirem controlo sobre a sociedade sem deterem o seu capital. O accionamento de um lock-up ou de um cash sweep — obrigação de afectar excedentes de tesouraria à amortização antecipada — altera materialmente os direitos dos sócios, e a sua articulação com o regime societário português, designadamente com o artigo 217.º do Código das Sociedades Comerciais em matéria de distribuição obrigatória de lucros, exige tratamento contratual expresso no pacto social e no acordo parassocial.

E.3.2. Os Modelos de Receita e a sua Bancabilidade Comparada

Os três modelos de receita identificados em E.3 têm perfis de bancabilidade muito distintos, e a escolha entre eles é a decisão estruturante de qualquer projecto energético.

O modelo de mercado puro (merchant) expõe o projecto à volatilidade do preço grossista do MIBEL. Os financiadores respondem com alavancagem reduzida — tipicamente abaixo de 60 % — e com exigência de reservas acrescidas, o que eleva o custo médio ponderado do capital. Em contrapartida, preserva integralmente o upside de preço para os sponsors.

O modelo de contrato por diferenças, na modalidade bidireccional generalizada pelo Regulamento (UE) 2024/1747 e pela Directiva (UE) 2024/1711, transfere para a contraparte pública o risco de preço em ambos os sentidos: o produtor recebe a diferença quando o preço de mercado desce abaixo do preço de exercício e devolve-a quando sobe acima. Do ponto de vista da bancabilidade, é o modelo mais favorável — permite alavancagem superior a 75 % e prazos de amortização longos —, mas suscita duas questões jurídicas específicas: a natureza da contraparte pública e o risco soberano associado, e a qualificação do instrumento em sede de auxílios de Estado, matéria em que a jurisprudência Vent De Colère! (C-262/12), analisada no Capítulo 3, continua a ser a referência quanto ao critério dos recursos estatais.

O modelo de contrato de aquisição de energia com contraparte privada (corporate PPA) substitui o risco de preço por risco de crédito da contraparte. A bancabilidade depende integralmente da qualidade creditícia do offtaker e da robustez das cláusulas de change in law, force majeure e curtailment. A prática portuguesa consolidou, neste domínio, a exigência de garantia bancária ou de garantia da sociedade-mãe do offtaker, e de mecanismos de substituição de contraparte accionáveis pelos financiadores.

E.3.3. O Risco Regulatório como Categoria Autónoma de Risco de Projecto

A análise de risco em project finance energético distingue tradicionalmente risco de construção, risco de operação, risco de mercado e risco de contraparte. A prática portuguesa e europeia impõe o reconhecimento de uma quinta categoria autónoma: o risco regulatório, entendido como a probabilidade de alteração desfavorável do quadro normativo aplicável ao projecto durante a sua vida útil.

A experiência recente fornece a medida do problema. Os cortes retroactivos nos regimes de apoio às renováveis praticados em Espanha e em Itália a partir de 2010 geraram uma vaga de arbitragens ao abrigo do Tratado da Carta da Energia; em Portugal, a Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético foi criada em 2013 como medida temporária, prorrogada anualmente durante mais de uma década, julgada conforme à Constituição até 2022 e parcialmente inconstitucional a partir de 2023, com declaração de força obrigatória geral em Outubro de 2025 e decisões em sentido divergente em Março de 2026. Nenhum modelo financeiro construído em 2013 poderia ter antecipado esta trajectória.

A resposta contratual disponível é limitada. As cláusulas de change in law repartem o risco entre as partes do contrato, mas não vinculam o Estado; as garantias de estabilidade regulatória, quando existem, são frequentemente inoponíveis por força do princípio da não vinculação do legislador futuro. Daqui decorre que a mitigação do risco regulatório é, em última análise, uma questão de desenho legislativo e não de engenharia contratual — o que fundamenta a proposta, formulada no Capítulo 6, de consagração legal de um princípio de estabilidade regulatória com regime transitório obrigatório para alterações desfavoráveis a situações constituídas.

E.4. ASPETOS JURÍDICOS: DUE DILIGENCE E PACOTE DE GARANTIAS

O trabalho de due diligence jurídica que precede o fecho financeiro cobre, tipicamente, quatro áreas: (i) due diligence regulatória e de licenciamento — verificação de que todas as licenças e autorizações necessárias (produção, ligação à rede, ambiental, de utilização do solo ou do espaço marítimo) foram validamente obtidas e não são impugnáveis, incluindo o levantamento do mapa de condicionantes territoriais tratado na Parte B.3 deste Suplemento; (ii) due diligence contratual — análise dos contratos EPC, O&M, PPA e de ligação à rede quanto à alocação de riscos, penalizações e mecanismos de step-in; (iii) due diligence fundiária — verificação da titularidade ou da validade dos direitos de uso do solo (compra, arrendamento rural, direito de superfície) e da ausência de ónus ou encargos; e (iv) due diligence fiscal e societária da SPV.

O pacote de garantias (security package) exigido pelos financiadores inclui tipicamente: penhor das acções ou quotas da SPV a favor dos lenders; hipoteca ou penhor sobre os activos do projecto; cessão de créditos emergentes dos contratos-chave (PPA, EPC, O&M, ligação à rede); conta bancária de projecto controlada segundo uma cascata de pagamentos (waterfall) pré-definida; e direitos de step-in, que permitem aos financiadores

substituir-se ao promotor na gestão do projecto (ou indicar um substituto) em caso de incumprimento grave, preservando o valor do activo subjacente. A articulação entre estas garantias financeiras e o regime das licenças administrativas — em regra intransmissíveis sem autorização da entidade licenciadora — é um dos pontos de maior complexidade jurídica na estruturação de projectos energéticos em Portugal, exigindo mecanismos contratuais e regulatórios de transmissibilidade condicionada que salvaguardem simultaneamente o interesse público subjacente ao licenciamento e a posição dos financiadores.[64]

E.4.1. O Pacote de Garantias em Detalhe e a sua Execução

O pacote de garantias tem uma finalidade que não é primariamente a de permitir a execução: é a de assegurar aos financiadores o controlo do projecto em cenário de dificuldade, através do chamado step-in. A distinção é relevante porque a liquidação de uma central solar ou eólica isolada tem valor residual reduzido; o valor está no projecto em funcionamento, com as suas licenças, contratos e ligação à rede.

Daqui decorre a centralidade dos acordos directos (direct agreements) celebrados entre os financiadores e as contrapartes contratuais relevantes — construtor, operador, offtaker e, quando aplicável, entidade concedente. Estes acordos conferem aos financiadores o direito de serem notificados de qualquer incumprimento antes da resolução do contrato, de sanarem o incumprimento em prazo adicional, e de substituírem a SPV por outra entidade aceitável. Sem eles, o pacote de garantias reais é de eficácia muito limitada.

Nota de direito português: No direito português, a estruturação do penhor de créditos emergentes dos contratos de venda de energia e do penhor de contas bancárias suscita questões específicas de forma e de oponibilidade. O penhor de créditos exige notificação ao devedor ou a sua aceitação, nos termos do artigo 681.º do Código Civil, o que na prática se resolve através de cláusula de reconhecimento inserida no próprio acordo directo. Quanto às contas, a articulação entre o penhor financeiro regulado pelo Decreto-Lei n.º 105/2004, de 8 de maio e o regime civil comum determina, na prática, a escolha da estrutura, dado o regime privilegiado de execução do primeiro.

Nota prática: a documentação de operações de project finance energético em Portugal segue, em regra, os modelos da Loan Market Association, redigidos segundo o direito inglês, com contratos de garantia autonomizados sujeitos ao direito português. Esta bifurcação — financiamento sob direito estrangeiro, garantias sob direito local — é a prática internacional consolidada, mas exige atenção às cláusulas de lei aplicável e de foro, e à articulação entre os regimes de insolvência: a abertura de processo de insolvência da SPV em Portugal projecta efeitos sobre garantias que a lei portuguesa qualifica e sobre contratos que a lei inglesa rege.

---

[64] O financiamento de projectos energéticos deve atender à estabilidade do enquadramento regulatório e às condições de transmissão ou oneração dos títulos. Para o investimento energético internacional e a estabilidade jurídica, v. Cameron (2010).

E.5. ESTRUTURAÇÃO INTERNACIONAL: PORTUGAL COMO ORIGEM E COMO DESTINO DE PROJECTOS

A estruturação de projectos de energia tem, cada vez mais, dimensão internacional: promotores portugueses desenvolvem e financiam projectos noutras jurisdições (com destaque para os mercados lusófonos e para o hidrogénio verde de exportação, cf. A.6 e A.7 supra), e investidores e financiadores internacionais estruturam a sua exposição a Portugal através de holdings estrangeiras, com as inerentes questões de rastreio de investimento estrangeiro já tratadas a propósito do artigo 9.º do Anexo — Anteprojecto de Lei de Bases da Energia. A escolha da jurisdição de constituição da holding (frequentemente neerlandesa, luxemburguesa ou espanhola, por razões fiscais e de estabilidade contratual), a lei aplicável aos contratos de financiamento (tipicamente inglesa, mesmo para projectos portugueses, dada a maior previsibilidade da jurisprudência inglesa em matéria de project finance) e o foro de resolução de litígios (arbitragem internacional, frequentemente sob regras ICC ou LCIA) são elementos estruturantes que o jurista de energia deve dominar para além do Direito português estrito.

A crescente sofisticação destas estruturas — envolvendo múltiplas jurisdições, garantias cruzadas entre projectos (cross-collateralisation) em portfolios de várias centrais, e instrumentos de cobertura de risco cambial e de taxa de juro — consolidou a estruturação de projectos de energia como especialização autónoma dentro do Direito da Energia, situada na interseção entre o Direito Administrativo Económico, o Direito Bancário e Financeiro, e o Direito Internacional Privado.

CONCLUSÃO DO SUPLEMENTO

O suplemento técnico que aqui se conclui aprofundou quatro dimensões do Direito da Energia Português que o volume principal abordou de forma menos granular: a tipologia jurídica das energias, o regime de licenciamento artigo a artigo, a composição jurídica do preço da energia e o sistema de entidades reguladoras e de concorrência.

Das análises desenvolvidas emergem três conclusões transversais: Primeira, o Direito da Energia português é um edifício normativo de grande complexidade e riqueza dogmática, mas marcado por uma dispersão legislativa que prejudica a sua acessibilidade e coerência sistemática — a codificação urgente proposta em forma de Lei de Bases da Energia não é apenas uma questão de técnica legislativa, mas uma necessidade funcional. Segunda, o regime sancionatório do sector energético apresenta montantes máximos significativos, mas sofre de défice de aplicação efectiva — o *enforcement by the regulator* é irregular e insuficientemente transparente para produzir o efeito dissuasor pretendido. Terceira, a composição do preço da energia — designadamente a estrutura tarifária da electricidade com os seus múltiplos componentes regulados e fiscais — é simultaneamente um espelho da história regulatória do sector e um obstáculo à eficiência e à equidade da transição energética. Quarta e última, a ponderação da reorganização das Entidades Reguladoras e a reintegração das suas funções administrativas na estrutura executiva politicamente escrutinada – por exemplo, a extinção da ERSE e integração nas suas funções na Direcção Geral da Energia e/ou na Inspeção-geral de Energia, no Ministério da Tutela, ou na AdC – reduz custos de contexto e a dimensão do Estado, aumenta as exigências de transparência recorrentes e a responsabilidade do Estado perante os cidadãos e não apenas perante a Euroburocracia de Bruxelas.

Confronto com a objecção: A quarta proposta enunciada no parágrafo anterior — a reorganização das entidades reguladoras, com eventual extinção da ERSE e reintegração das suas funções na administração directa do Estado — é a mais forte de todas as que este Manual formula, e a coerência do Modelo das Tensões Estruturais exige que seja confrontada com a melhor objecção disponível, e não apenas afirmada. Fica por isso explicitado o argumentário contrário, que se reconhece sério.

Primeira objecção — a independência é obrigação europeia e não escolha nacional. a independência das autoridades reguladoras nacionais não é uma opção de organização administrativa que o legislador português possa livremente reverter: é uma obrigação de direito da União, decorrente do artigo 57.º da Directiva (UE) 2019/944 e das disposições correspondentes em matéria de gás, e judicialmente exigível. O acórdão do Tribunal de Justiça de 2 de Setembro de 2021, no processo C-718/18, Comissão contra Alemanha, condenou um Estado-Membro por reservar ao executivo a definição de elementos que as

directivas atribuem ao regulador. A reintegração das competências de fixação de metodologias tarifárias e de condições de acesso às redes numa direcção-geral ou numa inspecção-geral sujeita a poder de direcção ministerial seria, à luz desse critério, um incumprimento manifesto. A proposta, para ser viável, teria de circunscrever-se às funções que não integram o núcleo reservado — o que reduz drasticamente o seu alcance e, provavelmente, o seu ganho.

Segunda objecção — a troca de capturas. a literatura sobre captura regulatória, desde Stigler (1971) e Posner (1974), identifica dois riscos simétricos. A agência independente pode ser capturada pelo regulado, por assimetria informativa e proximidade profissional. Mas a administração directa pode ser capturada pelo Governo, que é simultaneamente accionista de operadores, beneficiário de receitas fiscais do sector e responsável perante o eleitorado por preços de curto prazo. Em Portugal, com participações públicas históricas no sector e com uma receita fiscal energética significativa, o segundo risco não é hipotético. A questão não é, pois, escolher entre regulador capturado e administração incorrupta: é escolher qual das duas capturas se prefere e que contrapesos se lhe opõem.

Terceira objecção — estabilidade tarifária e ciclo político. a razão histórica da criação de reguladores independentes no sector energético foi a de subtrair a fixação tarifária ao ciclo eleitoral. As tarifas de energia são politicamente sensíveis e economicamente plurianuais: um regulador com mandatos desfasados do calendário político consegue impor períodos regulatórios de três a cinco anos, com previsibilidade para o investimento. Uma direcção-geral sob tutela ministerial dificilmente resistiria à pressão para conter tarifas em ano eleitoral e para as recuperar depois — o que agrava precisamente a sexta tensão identificada no Capítulo 6, entre estabilidade regulatória e adaptação normativa, e aumenta o prémio de risco exigido pelos investidores.

Quarta objecção — a transparência não é necessariamente maior na administração directa. a transparência que a proposta invoca como ganho é hoje assegurada, no modelo regulatório, por deveres de consulta pública, de fundamentação e de publicação de pareceres que a administração directa não conhece com a mesma intensidade. A responsabilidade perante os cidadãos é distinta, não necessariamente menor: o regulador responde perante o Parlamento, perante os tribunais administrativos e perante o escrutínio técnico de terceiros; o membro do Governo responde politicamente, o que é mais visível mas também mais episódico.

Posição do Manual após o confronto: reconhecidas estas objecções, o que subsiste da proposta não é a extinção do regulador, mas duas exigências mais modestas e mais defensáveis: a delimitação legal expressa da fronteira entre competência governamental de política energética e competência exclusiva do regulador, formulada na proposta P12; e a eliminação de sobreposições funcionais entre a ERSE, a DGEG e a Autoridade da Concorrência, que geram custo de contexto sem ganho de escrutínio. É esta a formulação que este Manual sustenta. A proposta de extinção fica registada como posição de debate, e não como conclusão da obra.

Prof. Doutor Rui Teixeira Santos

Lisboa, 2026

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS — SUPLEMENTO

I. LEGISLAÇÃO E REGULAÇÃO SECTORIAL

Decreto-Lei n.º 31/2006, de 15 de fevereiro — princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Petrolífero Nacional. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/31-2006-683852

Decreto-Lei n.º 165/2013, de 16 de dezembro — reservas de petróleo e reestruturação da entidade gestora das reservas. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/165-2013-483938

Decreto-Lei n.º 69/2018, de 27 de agosto — criação da ENSE através da redefinição das atribuições da ENMC e alteração dos seus estatutos. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/69-2018-116165764

Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro — enquadramento histórico do autoconsumo de energia renovável, ulteriormente integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189

Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto — organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/62-2020-141377978

Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro — Lei de Bases do Clima. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/lei/98-2021-176907481

Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro — organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016

Portaria n.º 205-A/2022, de 12 de agosto — regime excepcional de margens máximas e preços do GPL engarrafado. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/205-a-2022-187403726

Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho — Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico. https://www.erse.pt/media/00vlfhng/regulamento-828_2023.pdf

Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025, de 7 de fevereiro — Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/19-2025-906519104

Decreto-Lei n.º 79/2025, de 21 de maio — alteração do Sistema Nacional de Gás e da reserva estratégica de gás natural. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/79-2025-918823455

Decreto-Lei n.º 94/2026, de 30 de abril — alteração do regime do Sistema Nacional de Gás. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/94-2026-1102472596

Decreto-Lei n.º 100/2026, de 22 de maio — gestão dinâmica da capacidade de ligação à rede eléctrica de serviço público. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/100-2026-1125313599

Lei n.º 29/2026, de 23 de junho — contrato de aproveitamento energético renovável e alterações relativas ao autoconsumo. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/lei/29-2026-1135578391

Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho — alteração do Sistema Eléctrico Nacional e transposição de legislação europeia. https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/130-2026-1139897687

Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio — infra-estruturas energéticas transeuropeias. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32022R0869

Regulamento Delegado (UE) 2023/1184, de 10 de fevereiro — regras relativas aos combustíveis renováveis de origem não biológica. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32023R1184

Regulamento (UE) 2024/1747, de 13 de junho — melhoria da configuração do mercado da electricidade da União. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1747

Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho — mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024R1789

Directiva (UE) 2024/1788, de 13 de junho — regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32024L1788

II. DOCUMENTAÇÃO INSTITUCIONAL

DGEG. (2024). Balanço Energético Nacional 2023. Direção-Geral de Energia e Geologia. https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/balanco-energetico-nacional-2023/

DGEG. (2025). Estatísticas rápidas das renováveis: Dezembro de 2024 (n.º 241). Direção-Geral de Energia e Geologia. https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/estatisticas-rapidas-das-renovaveis-dezembro-2024/

ERSE. (2024). Tarifas e preços para a energia elétrica em 2024. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/

ERSE. (2024). Tarifas e preços de gás para o ano gás 2024–2025. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. https://www.erse.pt/media/ez4p0ogu/tep-g%C3%A1s-2024-2025.pdf

REN. (2024). Dados técnicos de 2023. Redes Energéticas Nacionais. https://datahub.ren.pt/pt/publicacoes/

III. FONTES JURISPRUDENCIAIS

A jurisprudência europeia e constitucional identificada na bibliografia geral complementa os casos examinados no Suplemento. Para pesquisa de decisões portuguesas: DGSI (https://www.dgsi.pt), Tribunal Constitucional (https://www.tribunalconstitucional.pt) e CAAD (https://www.caad.org.pt).

ANEXO — ANTEPROJECTO DE LEI DE BASES DA ENERGIA E DA SEGURANÇA ENERGÉTICA E ECONÓMICA NACIONAL

Nota Introdutória — Os Princípios do Direito da Energia Consagrados na Lei de Bases

O anteprojeto que se reproduz neste anexo materializa, em articulado legislativo, a proposta P1 de jure constituendo formulada em 6.2 supra (Lei de Bases da Energia Portuguesa: Código Energético Unificado), e projeta sobre o plano normativo as categorias dogmáticas desenvolvidas ao longo deste Manual — em especial a caracterização da energia como «bem público impuro» (1.2), a Critical Infrastructure Doctrine (1.3) e as três dimensões da justiça energética (1.6).

O artigo 3.º do anteprojeto consagra sete princípios estruturantes do sistema energético nacional, que correspondem, com desenvolvimento próprio, aos vetores teóricos identificados na Parte I deste Manual:

Universalidade e coesão territorial — decorrência do estatuto da energia como serviço universal e SIEG (1.4), garantindo que a liberalização dos mercados não comprometa o acesso das populações e dos territórios menos densos.

Sustentabilidade ambiental e neutralidade carbónica — expressão interna do Green Deal e do quadro Fit for 55 analisados no Capítulo 2, e da dimensão distributiva e procedimental da justiça energética (1.6).

Eficiência económica e concorrência efectiva — princípio que preserva a racionalidade de mercado e a disciplina regulatória da ERSE e da AdC (Suplemento, Parte D), sem a qual a segurança energética degeneraria em proteccionismo ineficiente.

Segurança de abastecimento e resiliência das infra-estruturas críticas — aplicação direta da Critical Infrastructure Doctrine (1.3) ao ordenamento nacional, através do Registo Nacional de Infra-estruturas Críticas Energéticas (artigo 8.º) e dos regimes europeus de risco (Regulamentos (UE) 2019/941 e 2017/1938).

Soberania e autonomia estratégica nacional — o princípio verdadeiramente inovador do anteprojeto, densificado no artigo 4.º (princípio da prevalência), que hierarquiza a segurança energética e económica, enquanto dimensão da segurança nacional (artigo 273.º da Constituição), face à mera eficiência económica de curto prazo, sem nunca contender com o primado do Direito da União (artigo 8.º, n.º 4, da Constituição) nem exceder a margem de

soberania que o próprio artigo 194.º, n.º 2, do TFUE reserva aos Estados-membros quanto à escolha do cabaz energético.

Transparência, boa gestão e responsabilização — projeção, no plano energético, dos princípios de finanças públicas e de gestão baseada em resultados (RBPM) que perpassam a obra do autor, e salvaguarda contra a captura regulatória e os défices ocultos que a invocação da segurança nacional poderia, de outro modo, encobrir.

Protecção dos consumidores vulneráveis e justiça energética intergeracional — reafirmação da dimensão distributiva da justiça energética (1.6) e da tarifa social (Suplemento, Parte C).

Nesta arquitectura, o Direito da Energia surge não como simples ramo especial do Direito Administrativo Económico, mas como campo jurídico de charneira entre a regulação de mercado, o Direito Constitucional Económico e o Direito da Segurança e Defesa Nacional — problematização que atravessa este Manual desde a Nota Metodológica (1.1) e que o anteprojeto ora anexado procura, pela primeira vez no ordenamento português, verter em proposta articulada.

O articulado foi ainda actualizado para dar bases legislativas próprias às matérias mais recentemente incorporadas neste Manual: a compatibilização com o ordenamento do território (artigo 14.º, espelhando o Suplemento, Parte B.3), a eletrificação dos usos finais e a mobilidade elétrica (artigo 18.º, espelhando o Suplemento, Parte A.7), a energia eólica offshore (artigo 19.º, espelhando o Suplemento, Parte A.2.2) e a bancabilidade e o financiamento de projectos de energia (artigo 27.º, espelhando o Suplemento, Parte E) — assegurando que a Lei de Bases acompanha, e não fica atrás, do desenvolvimento doutrinal e regulatório tratado ao longo da obra.

Exposição de Motivos

1. A energia constitui, simultaneamente, um bem económico transacionável em mercado e uma condição infra-estrutural da soberania, da defesa e da continuidade do Estado. As crises energéticas europeias de 2021-2023 e a instrumentalização geopolítica do gás natural demonstraram que a interrupção, a manipulação ou a mera ameaça de interrupção do abastecimento energético pode ser utilizada como instrumento de coação externa, com efeitos imediatos sobre a segurança nacional, a ordem pública e a capacidade produtiva do país.

2. O ordenamento jurídico português carece, até à data, de um diploma de bases que unifique, sob um quadro principiológico coerente, a regulação hoje dispersa por dezenas de

decretos-leis sectoriais respeitantes à electricidade, ao gás natural, aos combustíveis derivados do petróleo, ao hidrogénio e às energias renováveis, e que hierarquize expressamente os bens jurídicos em presença sempre que a eficiência económica de curto prazo entre em tensão com a segurança de abastecimento e a autonomia estratégica nacional. É essa lacuna que a presente proposta visa colmatar.

3. A proposta acolhe a distinção, já consolidada no Direito da União, entre política energética (matéria de competência harmonizadora partilhada, ainda que limitada, entre a União e os Estados-membros) e escolha do cabaz energético e segurança de abastecimento, que o artigo 194.º, n.º 2, segundo parágrafo, do TFUE reserva expressamente à soberania de cada Estado-membro quanto à determinação das condições de exploração dos seus recursos energéticos, à escolha entre diferentes fontes de energia e à estrutura geral do respectivo aprovisionamento. É dentro desta margem de conformação nacional — e não contra o Direito da União, cujo primado o artigo 8.º, n.º 4, da Constituição expressamente reconhece — que a presente Lei de Bases eleva a segurança energética e económica nacional a critério prevalecente de ponderação, sem prejuízo da sua permanente conformidade com a Constituição e com as obrigações internacionais e europeias do Estado Português.

4. A prevalência ora consagrada não é, pois, uma pretensão de derrogação do Direito da União ou da Constituição, mas o exercício, devidamente fundamentado e sujeito a escrutínio parlamentar e jurisdicional, da margem de apreciação que o próprio Direito da União reconhece aos Estados-membros em matéria de segurança de abastecimento energético, de ordem pública e de segurança pública. A proposta articula-se, nesse sentido, com os regimes europeus que já acolhem esta lógica: o Regulamento (UE) 2019/941, relativo à preparação para riscos no sector da electricidade; o Regulamento (UE) 2017/1938, relativo à segurança do abastecimento de gás; o Regulamento (UE) 2019/452, relativo ao rastreio de investimento direto estrangeiro; a Directiva (UE) 2022/2557, relativa à resiliência das entidades críticas; e a Directiva (UE) 2022/2555 (NIS 2), relativa à cibersegurança. Todos estes regimes são, no direito derivado, expressão da mesma ideia central: a de que o mercado interno da energia não é incompatível com a protecção reforçada dos interesses essenciais de segurança dos Estados-membros — antes pressupõe essa protecção como condição da própria resiliência sistémica do mercado.

5. A proposta funda-se, no plano constitucional, nas tarefas fundamentais do Estado consagradas no artigo 9.º, alíneas d), e) e g), da Constituição, no direito ao ambiente e qualidade de vida do artigo 66.º, nas incumbências prioritárias do Estado em matéria

económica e social do artigo 81.º, e na noção de defesa nacional do artigo 273.º da Constituição, entendendo-se que a garantia da continuidade do abastecimento energético é hoje, tanto quanto a integridade territorial, condição da subsistência da comunidade nacional organizada.

6. Do ponto de vista da boa gestão pública, a proposta incorpora os princípios da gestão baseada em resultados (Results-Based Public Management), da transparência tarifária e da disciplina orçamental, precisamente para evitar que a prioridade dada à segurança energética sirva de pretexto a captura regulatória, a subsídios cruzados não escrutinados ou a défices ocultos nas contas públicas. Segurança nacional e boa gestão financeira não são, na presente proposta, valores conflituantes, mas complementares: não há segurança energética sustentável sem sustentabilidade das finanças públicas que a suportam.

7. Segue-se o articulado, organizado em oito títulos: princípios gerais; soberania e segurança energética nacional; organização do sistema energético nacional; modelo institucional e governação; finanças públicas e boa gestão do sector energético; compatibilização com o Direito da União Europeia; fiscalização e regime sancionatório; e disposições finais e transitórias.

Nos termos da alínea c) do artigo 161.º da Constituição, a Assembleia da República decreta o seguinte:

Título I — Princípios Gerais

Artigo 1.º (Objeto)

A presente lei estabelece as bases gerais da política energética nacional, define os princípios fundamentais de organização do sistema energético português e consagra a segurança energética e económica como dimensão da segurança nacional, nos termos dos artigos seguintes.

Artigo 2.º (Âmbito)

1 — A presente lei aplica-se a todas as actividades de produção, transporte, distribuição, armazenamento, comercialização e consumo de energia elétrica, gás natural, hidrogénio, combustíveis derivados do petróleo e demais vetores energéticos, bem como às infra-estruturas críticas a eles associadas.

2 — A presente lei constitui quadro de bases, a desenvolver por decreto-lei do Governo, nos termos do artigo 198.º, n.º 1, alínea c), da Constituição.

Artigo 3.º (Princípios fundamentais)

São princípios estruturantes do sistema energético nacional:

a) Universalidade e coesão territorial no acesso à energia;

b) Sustentabilidade ambiental e neutralidade carbónica, nos termos dos compromissos assumidos no âmbito do Pacto Ecológico Europeu;

c) Eficiência económica e concorrência efectiva nos mercados grossista e retalhista de energia;

d) Segurança de abastecimento e resiliência das infra-estruturas críticas energéticas;

e) Soberania e autonomia estratégica nacional em matéria energética;

f) Transparência, boa gestão e responsabilização (accountability) das entidades públicas e reguladoras do sector;

g) Protecção dos consumidores vulneráveis e justiça energética intergeracional.

Artigo 4.º (Segurança energética e económica como segurança nacional — princípio da prevalência)

1 — A segurança energética e a segurança económica nacional constituem, para todos os efeitos legais, dimensões da segurança nacional, nos termos do artigo 273.º da Constituição e da Lei de Defesa Nacional.

2 — Sempre que, na definição ou na execução da política energética, se verifique conflito entre a maximização da eficiência económica de curto prazo e a garantia da segurança de abastecimento, da autonomia estratégica ou da resiliência das infra-estruturas críticas nacionais, prevalece esta última, sem prejuízo:

a) Do primado do Direito da União Europeia, nos termos do artigo 8.º, n.º 4, da Constituição;

b) Do respeito pelos princípios da proporcionalidade, da não discriminação e da necessidade exigidos pelo Direito da União para as restrições fundadas em razões de ordem e segurança públicas;

c) Da fundamentação expressa e da sujeição a escrutínio parlamentar das medidas adoptadas ao abrigo do presente artigo, nos termos do artigo 10.º.

3 — A prevalência estabelecida no número anterior opera, designadamente, no exercício da margem de conformação que o artigo 194.º, n.º 2, segundo parágrafo, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia reserva aos Estados-membros quanto à determinação das condições de exploração dos seus recursos energéticos, à escolha entre diferentes fontes de energia e à estrutura geral do respectivo aprovisionamento energético.

Artigo 5.º (Definições)

Para efeitos da presente lei, entende-se por:

a) «Segurança energética» — a capacidade do sistema energético nacional de assegurar, de forma contínua, diversificada e a preços suportáveis, o abastecimento de energia necessário ao funcionamento do Estado, da economia e da vida das populações, mesmo em cenários de disrupção externa;

b) «Infraestrutura crítica energética» — toda a instalação, rede, sistema ou parte destes cuja perturbação ou destruição tenha impacto significativo na segurança de abastecimento energético nacional ou na segurança nacional, nos termos do regime jurídico das infra-estruturas críticas;

c) «Autonomia estratégica energética» — a capacidade nacional de diversificação de fontes, rotas e fornecedores de energia, de constituição de reservas estratégicas e de desenvolvimento de capacidade produtiva interna, de modo a reduzir a exposição a choques geopolíticos ou a coação económica externa;

d) «Investidor de país terceiro sensível» — pessoa singular ou colectiva sediada ou controlada fora do Espaço Económico Europeu cuja participação em activos energéticos críticos nacionais seja suscetível de comprometer a segurança energética nacional, nos termos do Regulamento (UE) 2019/452.

Título II — Soberania e Segurança Energética Nacional

Capítulo I — Diversificação e Resiliência

Artigo 6.º (Diversificação de fontes e fornecedores)

1 — O Estado promove a diversificação das fontes primárias de energia, dos países fornecedores e das rotas de aprovisionamento, de modo a que nenhum fornecedor ou origem represente, isoladamente, mais de um limiar máximo do consumo nacional de qualquer vetor energético crítico, a fixar por decreto-lei.

2 — O planeamento energético nacional pondera expressamente, entre os seus critérios de decisão, o risco de concentração geográfica e geopolítica do aprovisionamento.

3 — Sem prejuízo da interligação elétrica com Espanha, o Estado promove a diversificação das interligações elétricas transfronteiriças do sistema elétrico nacional, designadamente através do desenvolvimento de interligações com o continente africano — com destaque para a interligação elétrica com Marrocos —, como factor de reforço da autonomia estratégica energética nacional e de redução da dependência de uma única fronteira de interligação, à

semelhança da lógica que preside ao reforço das interligações com a França através de Espanha.[65]

Artigo 7.º (Reservas estratégicas)

1 — É obrigatória a manutenção de reservas estratégicas de petróleo bruto e de produtos petrolíferos, nos termos e prazos mínimos exigidos pela Directiva 2009/119/CE e pelos compromissos assumidos no âmbito da Agência Internacional de Energia.

2 — O Governo pode, mediante decreto-lei, alargar o regime de reservas estratégicas a outros vetores energéticos considerados críticos para a segurança nacional, designadamente o gás natural e componentes essenciais das cadeias de valor das energias renováveis.

Artigo 8.º (Infra-estruturas críticas energéticas)

1 — É criado o Registo Nacional de Infra-estruturas Críticas Energéticas, a cargo da entidade competente em razão da matéria, que identifica e classifica as infra-estruturas cuja indisponibilidade constitua risco grave para a segurança energética nacional.

2 — As infra-estruturas críticas energéticas ficam sujeitas a requisitos reforçados de protecção física e cibernética, nos termos da legislação nacional de transposição das Directivas (UE) 2022/2557 e (UE) 2022/2555.

3 — A titularidade, o controlo ou a gestão de infra-estruturas críticas energéticas por entidades de países terceiros fica sujeita ao regime de controlo de investimento direto estrangeiro previsto no artigo 9.º.

Artigo 9.º (Rastreio de investimento estrangeiro em activos energéticos críticos)

1 — Sem prejuízo do regime geral de controlo de investimento direto estrangeiro, as operações que envolvam a aquisição, por investidor de país terceiro sensível, de participação igual ou superior a 10% do capital social ou dos direitos de voto de empresas titulares de infra-estruturas críticas energéticas ficam sujeitas a autorização prévia do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvido o membro do Governo responsável pela área da defesa nacional.

2 — A autorização referida no número anterior pode ser recusada ou condicionada quando a operação seja suscetível de comprometer a segurança de abastecimento energético nacional,

[65] A análise de uma interligação internacional deve distinguir estudos de viabilidade, decisões de investimento, autorizações e entrada em exploração. Os projectos anunciados ou em estudo não constituem capacidade disponível, e os custos e prazos devem ser identificados pelo documento e pela data de referência.

ainda que a operação seja, do ponto de vista de mera eficiência económica ou concorrencial, indiferente ou vantajosa.

3 — O procedimento previsto no presente artigo observa os requisitos de proporcionalidade, transparência e fundamentação exigidos pelo Regulamento (UE) 2019/452.

Artigo 10.º (Escrutínio parlamentar e transparência)

1 — O Governo apresenta anualmente à Assembleia da República um Relatório sobre a Segurança Energética Nacional, do qual constam, designadamente, os indicadores de diversificação, os níveis de reservas estratégicas e as decisões tomadas ao abrigo dos artigos 4.º e 9.º, com a respectiva fundamentação.

2 — As medidas adoptadas ao abrigo do artigo 4.º que envolvam restrições relevantes à concorrência ou ao mercado interno de energia são comunicadas à comissão parlamentar competente em razão da matéria no prazo de 30 dias.

Capítulo II — Gestão de Crise e Continuidade

Artigo 11.º (Planeamento de contingência energética)

1 — O Governo aprova, com periodicidade não superior a três anos, um Plano Nacional de Contingência Energética, articulado com os Planos de Acção Preventiva e de Emergência exigidos pelo Regulamento (UE) 2019/941 e pelo Regulamento (UE) 2017/1938.

2 — O Plano identifica cenários de disrupção grave do abastecimento energético e define as medidas de resposta graduada, incluindo racionamento, prioridades de fornecimento a serviços essenciais e mecanismos de solidariedade regional europeia.

Artigo 12.º (Serviços essenciais e infra-estruturas de defesa)

Em situação de crise energética declarada nos termos do Plano referido no artigo anterior, é assegurada prioridade absoluta de fornecimento energético às Forças Armadas, às forças e serviços de segurança, aos serviços de saúde e aos demais serviços essenciais definidos por decreto-lei.

Título III — Organização do Sistema Energético Nacional

Artigo 13.º (Cabaz energético nacional)

1 — A definição do cabaz energético nacional é da competência soberana do Estado Português, nos termos do artigo 194.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, sem prejuízo dos compromissos europeus de descarbonização.

2 — O Plano Nacional de Energia e Clima harmoniza os objectivos de descarbonização com os objectivos de segurança de abastecimento e autonomia estratégica estabelecidos na presente lei, não podendo a prossecução dos primeiros comprometer, de forma desproporcionada, os segundos.

Artigo 14.º (Energia Nuclear — Cláusula de Não-Exclusão e Condições de Introdução)

1 — A opção pela energia nuclear não é excluída do cabaz energético nacional, podendo ser objeto de avaliação e de decisão política nos termos dos números seguintes, sem prejuízo da actual orientação de política energética nacional.

2 — A introdução de energia nuclear no sistema elétrico nacional depende da demonstração cumulativa de:

a) Viabilidade económica, incluindo um custo nivelado de electricidade competitivo com as demais fontes disponíveis, considerando o ciclo de vida completo da instalação, incluindo desmantelamento e gestão de resíduos;

b) Sustentabilidade ambiental, incluindo um regime seguro e tecnicamente comprovado de gestão e armazenamento de resíduos radioativos, em conformidade com as normas da Agência Internacional de Energia Atómica e do Direito Euratom;

c) Maturidade tecnológica comprovada, com preferência por tecnologias de última geração, designadamente pequenos reatores modulares, cuja segurança intrínseca e escala reduzida mitiguem os riscos tradicionalmente associados a grandes centrais nucleares.

3 — Qualquer decisão de introdução de energia nuclear no sistema elétrico nacional é precedida de:

a) Estudo de impacte ambiental e de segurança, elaborado com recurso a entidade independente de reconhecida competência técnica internacional;

b) Consulta pública alargada, nos termos gerais aplicáveis à avaliação de impacte ambiental;

c) Aprovação por resolução da Assembleia da República, sob proposta do Governo.

4 — O disposto no presente artigo não implica qualquer decisão actual de introdução de energia nuclear em Portugal, constituindo apenas cláusula de não-exclusão desta fonte do exercício da soberania energética nacional consagrado no artigo 13.º.

Artigo 15.º (Compatibilização com o Ordenamento do Território)

1 — O licenciamento de infra-estruturas energéticas observa os instrumentos de gestão territorial aplicáveis, nos termos da legislação geral de ordenamento do território, bem como as condicionantes de protecção ambiental e de protecção do património cultural em vigor.

2 — Os projectos de energia renovável de reconhecido interesse público superior podem ser autorizados em áreas sujeitas a regimes especiais de protecção dos solos, mediante ponderação casuística da inexistência de alternativa locativa equivalente e da compatibilidade com os objectivos de protecção da área em causa, nos termos a definir por decreto-lei.

3 — O Governo promove a elaboração e a manutenção actualizada de cartografia nacional unificada das condicionantes territoriais relevantes para o licenciamento energético, de livre acesso público.

Artigo 16.º (Renováveis e armazenamento)

1 — O Estado promove o desenvolvimento acelerado das energias renováveis endógenas, enquanto vetor simultâneo de descarbonização e de redução da dependência energética externa.

2 — É criado um quadro jurídico próprio para o armazenamento de energia, incluindo baterias, hidrogénio e bombagem hídrica, enquanto infra-estrutura crítica para a estabilidade e a segurança do sistema elétrico nacional.

Artigo 17.º (Hidrogénio verde e novos vetores energéticos)

O Estado promove o desenvolvimento de uma cadeia de valor nacional do hidrogénio verde, incluindo a produção, a certificação, o transporte e a exportação, como factor de autonomia estratégica e de diversificação das exportações energéticas nacionais.

Artigo 18.º (Comunidades de energia e autoconsumo)

O Estado promove a participação activa dos consumidores na produção descentralizada de energia, através de comunidades de energia renovável e do autoconsumo, como factor de resiliência distribuída do sistema energético nacional.

Artigo 19.º (Eletrificação dos Usos Finais e Mobilidade Elétrica)

1 — O Estado promove a eletrificação dos usos finais de energia, designadamente da mobilidade e da climatização, como vetor complementar da descarbonização da oferta energética.

2 — A actividade de mobilidade elétrica rege-se por princípios de acesso aberto, interoperabilidade e concorrência entre prestadores de serviços de mobilidade, sem prejuízo de requisitos técnicos mínimos e de protecção do utilizador a fixar por decreto-lei.

3 — O planeamento da rede de distribuição de electricidade pondera o impacto da eletrificação da mobilidade e da climatização sobre a procura de ponta, promovendo mecanismos de gestão activa da procura e de tarifação dinâmica.

Artigo 20.º (Energia Eólica Offshore e Espaço Marítimo)

1 — O Estado promove o desenvolvimento da energia eólica offshore como factor de diversificação do cabaz energético nacional e de aproveitamento da vantagem competitiva nacional em tecnologia flutuante.

2 — A atribuição de capacidade de produção eólica offshore processa-se mediante procedimento concorrencial, em articulação entre a autoridade de gestão do espaço marítimo e a entidade licenciadora do sector energético, nos termos do regime do ordenamento do espaço marítimo.

3 — O planeamento da rede de transporte de electricidade antecipa as necessidades de escoamento da produção eólica offshore, em coordenação com o operador da rede de transporte.

Artigo 21.º (Separação de actividades e acesso não discriminatório às redes — unbundling)

1 — As actividades de transporte e de distribuição de electricidade e de gás natural, exercidas em regime de monopólio natural, ficam sujeitas a separação patrimonial, jurídica ou, no mínimo, funcional e contabilística relativamente às actividades de produção e de comercialização de energia, nos termos da Directiva (UE) 2019/944 e da Directiva 2009/73/CE.

2 — A Rede Nacional de Transporte de Electricidade, em muito alta e alta tensão, e a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, em alta pressão, são geridas por operadores de rede de transporte certificados pela entidade reguladora nos termos do regime de separação de propriedade (ownership unbundling) ou de operador de sistema independente, sendo vedada a sua titularidade ou controlo, direto ou indireto, por empresas de produção ou de comercialização de energia.

3 — As redes de distribuição de electricidade, em média e baixa tensão, e de gás natural, em média e baixa pressão, são geridas por operadores de rede de distribuição sujeitos a separação jurídica e funcional relativamente às actividades de produção e comercialização do mesmo grupo empresarial, podendo a separação patrimonial ser imposta, por decreto-lei, aos operadores de dimensão superior ao limiar fixado pela legislação europeia.

4 — Os operadores de redes de transporte e de distribuição asseguram o acesso de terceiros às redes em condições transparentes, objectivas e não discriminatórias, mediante tarifas reguladas aprovadas pela entidade reguladora, nos termos do princípio da separação de

actividades como garantia de concorrência efectiva a jusante e a montante da cadeia de valor energética.

5 — A supervisão do cumprimento das obrigações de separação de actividades previstas no presente artigo compete à entidade reguladora nacional, sem prejuízo dos poderes de certificação da Comissão Europeia e da ACER quanto a operadores de rede de transporte controlados por entidades de países terceiros, os quais são adicionalmente escrutinados à luz do artigo 9.º da presente lei.

Título IV — Modelo Institucional e Governação

Artigo 22.º (Entidades reguladoras)

1 — A regulação do sector energético é assegurada por entidades reguladoras independentes, nos termos da lei-quadro das entidades reguladoras, sem prejuízo das competências específicas atribuídas na presente lei ao membro do Governo responsável pela área da energia em matéria de segurança energética nacional.

2 — O Governo pode, mediante decreto-lei e no respeito pela independência funcional da regulação económica, proceder à reorganização das competências de licenciamento, supervisão e fiscalização do sector energético, com vista a reduzir a fragmentação institucional actualmente existente.

Artigo 22.º-A (Delimitação de competências entre o Governo e a entidade reguladora)

1 — Compete exclusivamente à entidade reguladora do sector energético a fixação das metodologias de determinação das tarifas e dos proveitos permitidos, a definição das condições de acesso e de ligação às redes, a aprovação dos regulamentos técnicos e comerciais e o exercício dos poderes de supervisão e sancionatórios previstos na lei.

2 — As competências referidas no número anterior não podem ser exercidas, condicionadas ou substituídas pelo Governo, ainda que por via de norma geral e abstracta, em conformidade com o direito da União Europeia e com a jurisprudência do Tribunal de Justiça em matéria de independência das autoridades reguladoras nacionais.

3 — Compete ao Governo a definição da política energética nacional, designadamente a fixação de metas de descarbonização e de incorporação de renováveis, a aprovação dos instrumentos de planeamento, o desenho dos mecanismos de apoio à produção, a definição das obrigações de serviço público e a determinação das prioridades de investimento em infra-estruturas de interesse nacional.

4 — Os conflitos de competência entre o Governo e a entidade reguladora são resolvidos nos termos gerais do contencioso administrativo, sem prejuízo do dever de cooperação institucional e da audição prévia da entidade reguladora sobre projectos de diploma que incidam sobre matérias referidas no n.º 1.

Artigo 23.º (Conselho Superior de Segurança Energética)

1 — É criado o Conselho Superior de Segurança Energética, presidido pelo Primeiro-Ministro ou por quem este designar, e integrado pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia, das finanças, dos negócios estrangeiros e da defesa nacional, bem como por representantes das entidades reguladoras e dos serviços de informações, nos termos a definir por decreto-lei.

2 — Compete ao Conselho Superior de Segurança Energética emitir parecer prévio obrigatório, não vinculativo, sobre as decisões a adoptar ao abrigo dos artigos 4.º, 9.º e 11.º da presente lei.

Artigo 24.º (Articulação com a política de defesa nacional)

A política energética nacional é articulada com o Conceito Estratégico de Defesa Nacional e com o Sistema de Segurança Interna, nos termos a definir por decreto-lei.

Título V — Finanças Públicas e Boa Gestão do Sector Energético

Artigo 25.º (Transparência tarifária)

1 — A formação das tarifas de energia obedece a critérios de transparência, de reflexo dos custos reais e de não distorção da concorrência, sendo publicamente divulgada a metodologia de cálculo e a respectiva fundamentação.

2 — Quaisquer medidas de apoio tarifário adoptadas por razões de segurança energética nacional são objeto de avaliação de impacto orçamental prévia e de reporte à Assembleia da República.

Artigo 26.º (Gestão baseada em resultados)

As entidades públicas do sector energético adotam modelos de gestão baseados em resultados (Results-Based Public Management), com fixação de indicadores de desempenho relativos à segurança de abastecimento, à eficiência económica e à sustentabilidade ambiental, sujeitos a avaliação e reporte anual.

Artigo 27.º (Golden share e activos estratégicos)

1 — O Estado pode reservar para si direitos especiais (golden share) em empresas titulares de infra-estruturas críticas energéticas, nos termos e limites do Direito da União Europeia relativo à livre circulação de capitais.

2 — O exercício de tais direitos especiais é sempre fundamentado em razões de segurança energética nacional, objectivamente verificáveis e proporcionadas, e sujeito a fiscalização jurisdicional plena.

Artigo 28.º (Bancabilidade e Financiamento de Projectos de Energia)

1 — O Estado promove condições de bancabilidade dos projectos de energia, designadamente através da estabilidade e da previsibilidade do quadro regulatório e tarifário.

2 — As licenças e demais títulos habilitadores de actividades energéticas podem ser objeto de oneração ou de transmissão a favor de financiadores, para efeitos de constituição de garantias em operações de financiamento de projectos, mediante autorização da entidade licenciadora e sem prejuízo do interesse público subjacente ao licenciamento, nos termos a definir por decreto-lei.

3 — O Governo pode prever mecanismos de apoio público à mitigação de risco em projectos de energia estratégicos para a segurança energética nacional, designadamente através de garantias públicas, em conformidade com o quadro europeu de auxílios de Estado.

Artigo 29.º (Auxílios de Estado)

Os regimes de apoio público ao investimento em infra-estruturas de segurança energética nacional são notificados e compatibilizados com o quadro europeu de auxílios de Estado, designadamente o Regulamento Geral de Isenção por Categoria e as Orientações relativas a auxílios estatais à energia e ao ambiente.

Título VI — Compatibilização com o Direito da União Europeia

Artigo 30.º (Cláusula de conformidade europeia)

1 — As disposições da presente lei são interpretadas e aplicadas em conformidade com o Direito da União Europeia, nos termos do artigo 8.º, n.º 4, da Constituição, não podendo delas resultar violação das liberdades fundamentais do mercado interno, salvo quando e na medida em que tal restrição seja justificada por razões imperiosas de segurança pública, de ordem pública ou de segurança do aprovisionamento energético, admitidas pelo Direito da União.

2 — Sempre que a aplicação de disposições da presente lei implique restrição a liberdades fundamentais do mercado interno, a entidade competente fundamenta expressamente a

necessidade e a proporcionalidade da medida, à luz da jurisprudência do Tribunal de Justiça da União Europeia.

Artigo 31.º (Cláusula de revisão)

O Governo procede à revisão da presente lei sempre que tal se revele necessário para assegurar a sua conformidade superveniente com o Direito da União Europeia ou com alterações relevantes do quadro geopolítico internacional.

Artigo 31.º-A (Princípio da estabilidade regulatória e dever de regime transitório)

1 — Toda a alteração legislativa ou regulamentar que agrave a posição jurídica de titulares de licenças, concessões, títulos de reserva de capacidade, títulos de controlo prévio ou contratos de apoio à produção deve prever regime transitório proporcionado ao grau de maturação dos projectos afectados, considerando expressamente a fase procedimental em que cada um se encontre.

2 — A alteração referida no número anterior é precedida de avaliação de impacto regulatório que quantifique os seus efeitos sobre projectos em curso, e é submetida a consulta pública por prazo não inferior a trinta dias.

3 — A alteração que incida sobre situações jurídicas constituídas é objecto de fundamentação reforçada, com demonstração expressa da sua necessidade, adequação e proporcionalidade em sentido estrito.

4 — Para efeitos do n.º 1, não constitui inércia imputável ao titular a não execução de projecto cujo prosseguimento esteja impedido por decisão administrativa ou judicial pendente, ou por causa não imputável ao requerente.

Artigo 31.º-B (Indemnização por sacrifício)

A alteração que, em violação do disposto no artigo anterior, imponha ao titular encargo especial e anormal confere direito a indemnização, nos termos do regime da responsabilidade civil extracontratual do Estado e demais entidades públicas por actos lícitos.

Título VII — Fiscalização e Regime Sancionatório

Artigo 32.º (Regime sancionatório)

1 — Constitui contraordenação, punível nos termos a definir por decreto-lei, a violação dolosa ou negligente das obrigações de manutenção de reservas estratégicas, de protecção de infra-estruturas críticas e de comunicação de operações de investimento estrangeiro previstas na presente lei.

2 — O regime sancionatório observa os princípios da proporcionalidade, da culpa e da igualdade, podendo prever mecanismos de resolução consensual do processo contraordenacional, designadamente a transacção, nos termos gerais aplicáveis ao sector energético.

Artigo 33.º (Contencioso)

As decisões adoptadas ao abrigo da presente lei são impugnáveis junto dos tribunais administrativos competentes, sem prejuízo dos regimes de sigilo aplicáveis por razões de segurança nacional, os quais não podem, em caso algum, excluir a tutela jurisdicional efectiva do interessado.

Título VIII — Disposições Finais e Transitórias

Artigo 34.º (Desenvolvimento legislativo)

O Governo procede, no prazo de 180 dias a contar da entrada em vigor da presente lei, à aprovação dos decretos-leis de desenvolvimento necessários à sua plena execução, designadamente quanto à unificação do regime de licenciamento e fiscalização do sector energético.

Artigo 35.º (Norma revogatória)

São revogadas todas as disposições legais e regulamentares incompatíveis com a presente lei, sem prejuízo da sua vigência transitória até à aprovação dos diplomas de desenvolvimento referidos no artigo anterior.

Artigo 36.º (Entrada em vigor)

A presente lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

GLOSSÁRIO FINAL — TERMOS TÉCNICOS, SIGLAS E INSTITUIÇÕES

O glossário de termos técnicos, a tabela de siglas e abreviaturas e o quadro sinóptico das instituições europeias do sector energético constam da abertura deste Manual, imediatamente antes da Parte I, e não são aqui reproduzidos. Remete-se para as páginas indicadas no Índice Geral.