CEDIPRE
CENTRO DE ESTUDOS DE DIREITO PÚBLICO E REGULAÇÃO

CEDIPRE ONLINE | 61

O NOVO DESENHO DO MERCADO ELÉTRICO EUROPEU

IMPACTOS NA PENÍNSULA IBÉRICA E NO MIBEL

Dani de Sousa Moreira

CENTRO DE ESTUDOS DE DIREITO PÚBLICO E REGULAÇÃO
FACULDADE DE DIREITO DA UNIVERSIDADE DE COIMBRA
JULHO | 2026

cedipre.fd.uc.pt

CEDIPRE ONLINE | 61

O NOVO DESENHO DO MERCADO ELÉTRICO EUROPEU

IMPACTOS NA PENÍNSULA IBÉRICA E NO MIBEL

Dani de Sousa Moreira

CEDIPRE
CENTRO DE ESTUDOS DE DIREITO PÚBLICO E REGULAÇÃO

CENTRO DE ESTUDOS DE DIREITO PÚBLICO E REGULAÇÃO
FACULDADE DE DIREITO DA UNIVERSIDADE DE COIMBRA
JULHO | 2026

TÍTULO
O novo desenho do mercado elétrico europeu:
Impactos na península ibérica e no mibel

AUTOR(ES)
Dani de Sousa Moreira

IMAGEM
DA CAPA
Coimbra Editora

COMPOSIÇÃO
GRÁFICA
Ana Paula Silva

EDIÇÃO
CEDIPRE
Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra
3004-528 COIMBRA | PORTUGAL
Tel.: +351 916 205 574
E-mail: cedipre@fd.uc.pt

PARA CITAR
ESTE ESTUDO
O novo desenho do mercado elétrico europeu:
Impactos na península ibérica e no mibel, CEDIPRE Online — 61,
https://cedipre.fd.uc.pt, Coimbra, julho de 2026

COIMBRA
JULHO 2026

ÍNDICE

1. Introdução 3

2. O MIBEL: um panorama 4

3. O Redesenho do Mercado Elétrico: principais medidas. Em especial, o desenvolvimento dos mercados – aposta na contratação de energia a longo prazo 7

3.1. Os Power Purchase Agreements (PPAs) 10

3.2. Os Contracts for Difference (CfD) 15

3.2.1. Os regimes de apoio à produção renovável previstos no contexto anterior ao do redesenho do mercado elétrico 16

3.2.2. O destaque dos CfD no contexto do redesenho do mercado, por oposição aos antigos modelos 18

4. A realidade ibérica 21

5. Algumas conclusões 25

Bibliografia 27

O NOVO DESENHO DO MERCADO ELÉTRICO EUROPEU:

IMPACTOS NA PENÍNSULA IBÉRICA E NO MIBELO

DANI DE SOUSA MOREIRA

1. Introdução

A Europa atravessou, nos anos recentes, uma verdadeira crise de preços energéticos que teve origem na pandemia do Covid-19 e que foi posteriormente muito agravada com a invasão da Ucrânia pela Rússia, fruto da dependência energética do continente europeu do gás russo e dos sucessivos cortes de abastecimento que lhe foram sendo impostos como sanções pela guerra na Ucrânia[1].

Foi no rescaldo da crise energética, tendo por base as lições aprendidas com a mesma, que o legislador europeu viria a adotar um conjunto de atos le-

[1] Para um panorama sobre a dependência europeia do fornecimento de gás russo e a resposta europeia à invasão da Ucrânia em termos de política energética, v. Gross, Samantha e Stelzenmüller, Constanze, *O atribulado divórcio do gás russo na Europa*, Fundação Francisco Manuel dos Santos, julho de 2024, disponível em www.ffms.pt. Analisando o problema da crise energética do ponto de vista da Península Ibérica e quais as respostas que foram adotadas por Portugal e Espanha em resposta à mesma (como foi o caso do "mecanismo ibérico"), v. Gouveia, Ana Fontoura [et. al.], *Depois da Crise Energética: Respostas Políticas na Península Ibérica*, Fundação Francisco Manuel dos Santos, julho de 2025, disponível em www.ffms.pt.

gislativos que se traduziram num verdadeiro "redesenho do mercado elétrico europeu"[2]. Este redesenho do mercado elétrico consubstancia-se, no fundo, numa atualização do *Clean Energy Package*, também chamado de "quarto pacote"[3], que havia sido aprovado em junho de 2019[4]. Esta atualização, por sua vez, debruçou-se, essencialmente, sobre três pontos[5]: (i) o desenvolvimento dos mercados, reforçando a estabilidade e previsibilidade do custo da energia; (ii) a integração de energias renováveis com soluções de flexibilidade; (iii) o aumento da proteção e o empoderamento dos consumidores.

Com o presente trabalho propomo-nos a analisar, essencialmente, o primeiro objetivo propugnado pelo legislador europeu. Pretendemos fazê-lo, nomeadamente, do ponto de vista Ibérico, tentando deslindar de que forma é que as medidas europeias de redesenho do mercado impactarão a realidade de portuguesa e espanhola e, em particular, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

2. **O MIBEL: um panorama**

Antes de olharmos, porém, para as novidades legislativas vindas da União Europeia, importa, em abono da compreensão, perceber o que é o MIBEL e quais são as suas principais características.

---

[2] Seguiremos de perto a estrutura e a linha de pensamento de Santos, Filipe Matias e Fragoso, Gonçalo Le Terrien – "Panorama Sobre o Redesenho do Mercado Elétrico Europeu", *in* Revista de Concorrência e Regulação, n.º 53, p. 55-87.

[3] Fazendo um breve enquadramento dos três primeiros pacotes de legislação europeia em matéria de eletricidade, v. Silva, Suzana Tavares da, *Direito da Energia*, pp. 33-34. Analisando com maior detalhe a evolução legislativa europeia na área da energia, Block, Guy, Khadzhynova, Svitlana, *Electricity and gas markets*. In Leal-Arcas, Rafael, *Research Handbook on EU Energy Law and Policy*, pp. 383-401.

[4] O *Clean Energy Package* tinha como eixos essenciais: (i) a eficiência energética dos edifícios, corporizada pela Diretiva (UE) 2018/844; (ii) a aposta nas energias renováveis, concretizada pela Diretiva (UE) 2018/2001; (iii) a eficiência energética, realizada pela Diretiva (UE) 2018/2022; (iv) a *Governance* da União, materializada pelo Regulamento (UE) 2018/1999; (v) o mercado interno de eletricidade, sobre o qual se debruçaram quatro diplomas europeus: o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade; a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação); o Regulamento (UE) 2019/941, relativo à preparação para riscos no sector da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE e, por fim, o Regulamento (UE) 2019/942, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) (reformulação).

[5] Cf. a análise de Santos e Fragoso, op. cit., p. 57.

O MIBEL surge na sequência do Acordo de Santiago de Compostela[6], celebrado entre Portugal e Espanha a 1 de outubro de 2004, visando o estabelecimento de um mercado regional de eletricidade para a Península Ibérica. Apesar disso, a verdade é que o referido mercado não viria a entrar, efetivamente, em funcionamento até julho de 2007[7], data a partir da qual a energia elétrica produzida pelos maiores centros eletroprodutores portugueses passou a ser vendida no MIBEL[8].

O Acordo de Santiago de Compostela estabeleceu que o MIBEL é formado pelo conjunto de mercados organizados e não organizados nos quais se realizam transações ou contratos de energia elétrica e se negoceiam instrumentos financeiros que têm como objeto essa mesma energia.

Essencialmente, foram previstas três modalidades de aquisição de energia elétrica: a contratação a longo prazo (onde podemos diferenciar entre as transações em ecrã e as realizadas bilateralmente, através dos mercados *over--the-counter,* onde se enquadram os *Power Purchase Agreements,* que analisaremos mais desenvolvidamente), a contratação a curto prazo (constituída pelo mercado diário e pelos mercados intradiário) e a contratação de serviços de ajuste do sistema[9].

No mercado diário transaciona-se eletricidade para consumo no dia seguinte (*day ahead*), de acordo com o preço que é divulgado às 12:00 CET do

---

[6] Aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 (Acordo MIBEL).

[7] A concretização do MIBEL foi demorada e alvo de sucessivos adiamentos, desde 1998, ano em que os governos português e espanhol manifestaram a vontade de criar um mercado ibérico, até 2007, ano em que este efetivamente se materializou. As causas de tais adiamentos são de natureza política, mas também técnica. Com efeito, como refere Marques, Vítor «neste período verificaram-se esforços de adaptações das infraestruturas, designadamente com o reforço das interligações, e assistiu-se à criação e à adaptação de plataformas de mercado, à revisão do quadro regulamentar, assim como à criação de instituições que funcionem num âmbito ibérico», *in Temas de Energia – Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede – Evolução*, pp. 150-151.

[8] Na sequência da extinção antecipada dos CAE, corporizada pelo artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto e concretizada pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro. Para um maior desenvolvimento sobre o contexto que levou à criação do MIBEL, veja-se Silva, Suzana Tavares da, *Direito* (...), p. 124 e ss.

[9] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Atlas Regulatório do Setor Elétrico, ERSE, 2025, pp. 177 e ss.

dia anterior em que será consumida[10-11].

Depois do mercado diário, os agentes podem ainda comprar e vender eletricidade no mercado intradiário, em seis sessões de contratação (leilões) realizadas algumas horas antes do tempo real. O mercado intradiário é um mercado de ajustes: permite flexibilizar a operação e otimização do portfólio dos agentes ao longo de uma sequência de horizontes temporais sucessivos de curto prazo[12].

O mercado diário e intradiário são mercados *spot* (a pronto pagamento), a curto prazo, e a sua gestão é da responsabilidade do OMIE, o operador do polo espanhol do MIBEL. O mercado diário e intradiário do MIBEL é integrado por uma bolsa obrigatória de energia elétrica. Isto é, existe um único operador do mercado (o OMIE), que recebe dos produtores as ofertas de venda de energia e, por outro lado, dos comercializadores e de alguns consumidores as ofertas de compra igualmente discriminadas. O operador do mercado faz a agregação das ofertas de venda e das ofertas de compra, o que levará, por fim, à determinação do preço final a pagar pela energia transacionada. Tal função é, porém, desempenhada, necessariamente, por um agente neutro

---

[10] O mercado ibérico é um mercado marginalista do tipo *uniform price auction* (UPA). Quer isto dizer que, no MIBEL, as propostas de venda de eletricidade apresentadas por cada produtor (vendedor) são organizadas por ordem crescente de preço e, por sua vez, as propostas de compra de energia elétrica de cada comprador são organizadas por ordem decrescente de preço. É no momento em que a proposta de venda ao preço mais alto encontra a proposta de compra ao preço mais baixo, que se define o preço marginal do sistema. Este preço, por sua vez, remunera todas as ofertas apresentadas pelos vendedores a preços mais baixos. Para maiores desenvolvimentos acerca do funcionamento de um mercado UPA, v. Marques, Vítor Manuel Ferreira, *Fundamentos do mercado Ibérico de Energia Eléctrica – Uma análise do mercado grossista desde a sua criação até junho de 2007*, p. 65 e ss. No mesmo sentido, Santos, Filipe Matias, Coelho, Joana Rocha e Veiga, José Francisco, "O Aumento do Preço Grossista e as Medidas para Acessibilidade do Consumo de Eletricidade", *in O Futuro Da Energia Pós-Pandemia,* coord. Cavalcanti, Caio César, Energy Virtual Experience – EVEx, 2023, p. 81

[11] De notar que, apesar da existência de um mercado único entre Portugal e Espanha, poderão verificar-se fenómenos de *market spliting,* provocados por situações em que a quantidade de energia determinada pelo mercado ultrapassa a capacidade de interligação entre os dois países. Numa situação de separação de mercados, o país com preço mais elevado consome do outro a quantidade de energia que esgota a capacidade de interligação – v. Garcia, A. Leite [et al.], *Sistema Elétrico – Análise Técnico-Económica*, p. 181. Nas semanas após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, foi precisamente este o cenário que se verificou. Apesar da integração no MIBEL, por força das restrições de importação de eletricidade que a REN adotou, a eletricidade transacionada em Portugal era substancialmente mais cara do que a que era vendida em Espanha.

[12] Rochette, Gustavo Marques, *O Mercado Ibérico de Energia: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal,* p. 36.

face aos interesses em confronto. Destaque-se que as funções do OMIE são desempenhadas em monopólio, não podendo os interessados negociar noutras bolsas de mercado diário e intradiário que operem no continente[13].

Ao contrário, no *mercado organizado a prazo,* que é gerido pelo OMIP (operador do polo português do MIBEL), visa-se, essencialmente, fornecer níveis de certeza superiores aos agentes do mercado, através da celebração de acordos que definem os preços da energia por períodos mais longos de tempo. Trata-se de um mercado de derivados, que, contrariamente ao mercado *spot* (em que as operações são objeto de execução imediata), tem finalidades especulativas e de cobertura de risco para futuro (*hedging*). Tipicamente, no mercado a prazo, são negociados: contratos de futuros; *forwards;* opções; e *swaps*[14], cujas cláusulas contratuais gerais são pré-determinadas pelo próprio OMIP, ao abrigo dos artigos 3.º e 37.º do Regulamento da Negociação do OMIP.

Ao contrário do OMIE, o OMIP não tem o exclusivo da contratação de eletricidade a prazo na Península. Por tal facto, são muitos os operadores a negociar e a contratar energia a prazo noutras bolsas europeias com maior destaque, o que diminuiu a importância relativa do OMIP.

3. O Redesenho do Mercado Elétrico: principais medidas. Em especial, o desenvolvimento dos mercados – aposta na contratação de energia a longo prazo

A revisão legislativa operada pelo "Redesenho do Mercado Elétrico Europeu" consubstancia-se num pacote de legislação composto pelos seguintes diplomas:

1. Regulamento (UE) 2024/1106 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de abril de 2024, que altera os Regulamentos (UE) n.°1227/2011 e (UE) 2019/942, no que diz respeito ao reforço da proteção da União contra a manipulação de mercado no mercado grossista de energia;

---

[13] O OMIE, ao contrário da maioria dos operadores nomeados do mercado de eletricidade (ONME ou NEMO, na sigla inglesa) desempenha a sua atividade em termos monopolistas, apesar de o direito europeu privilegiar que a sua atividade seja prestada em termos concorrenciais (Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015). A lista de todos os NEMO é publicada pela ACER na sua página da internet (www.acer.europa.eu). Referindo-se ao tema, Santos, Filipe Matias, *Temas de Energia – Reflexões de Direito da Energia,* p. 121, nota de rodapé n.º 9.

[14] Cf. o artigo 36.º do Regulamento da Negociação do OMIP. Feio, Iris Cláudia Lebre, *O mercado livre de eletricidade e a estrutura tarifária em Portugal – Uma análise pré e pós MIBEL*, p. 22-23.

2. Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União;
3. Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

Retomando a divisão proposta na introdução do presente texto, focamos a nossa análise no primeiro tópico, relativo ao desenvolvimento dos mercados. Não são objeto deste trabalho os dois outros tópicos.

Tendo isso em consideração, o Regulamento (UE) 2024/1747 que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União, surge, como se disse, como uma resposta à forte instabilidade nos mercados europeus provocada pela guerra na Ucrânia, endereçando algumas das preocupações com segurança de abastecimento energético e o problema da excessiva dependência dos combustíveis fósseis russos.

A sua adoção teve a sua génese na Comunicação da Comissão Europeia (CE) de 8 de março de 2022, que ficou conhecida como o plano *REPowerEU*[15], que incluiu, nomeadamente, a proposta de aumentar substancialmente, até 2030, a incorporação de energias renováveis no consumo de energia elétrica na Europa e diversificar o aprovisionamento de gás, como forma de aumentar a independência energética da União.

Pouco tempo depois, em abril de 2022, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) publicou a versão final do seu relatório sobre o desenho conceptual do mercado elétrico[16], tendo concluído que, apesar de o desenho do mercado ser capaz de assegurar o fornecimento de eletricidade de forma eficiente e segura em "condições normais", havia um conjunto de melhorias que poderiam ser implementadas. De entre as sugestões da ACER destacava-se, desde logo, a promoção da liquidez dos mercados a prazo e

[15] Comissão Europeia, *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - REPowerEU: ação conjunta europeia para uma energia mais segura e mais sustentável a preços mais acessíveis,* COM(2022) 108 final.

[16] ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design,* abril de 2022., disponível em www.acer.europa.eu.

dos instrumentos de cobertura, como forma de promover os investimentos previstos e necessários no âmbito da transição energética, facilitando o acesso dos pequenos agentes de mercado aos contratos de compra de energia a prazo, mais conhecidos como PPAs[17] (sigla de *Power Purchase Agreements*).

Nesta sequência, a CE realizou uma consulta pública sobre o desenho do mercado elétrico, entre 23 de janeiro e 13 de fevereiro de 2023. Da consulta resultou que, embora se reconheça que o desenho do mercado tenha permitido o desenvolvimento de um mercado significativamente integrado a nível europeu, o mesmo apresentou insuficiências importantes no contexto da crise. Uma das insuficiências identificadas pela CE relacionava-se com o excessivo enfoque nos referenciais do mercado a curto prazo. De facto, no contexto da crise energética, verificaram-se picos de preços nos mercados a curto prazo[18] que, por força da dependência identificada pela CE, viriam a contaminar os preços praticados nos mercados retalhistas, junto dos consumidores finais de eletricidade[19].

Assim, aos olhos da CE era necessário complementar o quadro regulamentar destes mercados de curto prazo com instrumentos adicionais que *incentivem a utilização de contratos de longo prazo*[20], que ofereçam mais *estabilidade de preços*, diminuindo a exposição dos consumidores às flutuações dos mercados a curto prazo e, ao mesmo tempo, permitindo que estes beneficiem

---

[17] Conselho de Reguladores do MIBEL, *Power Purchase Agreements (PPAs)*, janeiro de 2024, p. 7 e 8 disponível em: www.mibel.com.

[18] Tomando por exemplo a realidade do MIBEL, de acordo com dados do OMIE, em março de 2022 verificaram-se picos de preços de 700€/MWh em Espanha e de 651€/MWh em Portugal, quando, em março do ano anterior, a média de preços no mercado diário do MIBEL, nos dois países, rondava os 45€/MWh. Esta e mais informação disponível em www.omie.es.

[19] Conselho de Reguladores do MIBEL, *Power* (...), *op. cit.,* p. 8.

[20] A postura tradicional da Comissão Europeia era, porém, de desincentivo à contratação a longo prazo. Há 20 anos atrás, quando os mercados europeus estavam a emergir na sequência da liberalização, a contratação a longo prazo representava, para a Comissão, uma potencial ameaça à concorrência e à plena maturação dos emergentes mercados de eletricidade. No contexto atual, porém, as ameaças anti concorrenciais que antes preocupavam a Comissão estão praticamente ultrapassadas. Analisando o tema, v. Roques, Fabien, Duquesne, Guillaume, *The return of long-term contracts for electricity: implications for competition policy*, disponível em www.compasslexecon.com.

dos custos mais baixos propiciados pela produção renovável[21]-[22].

O Redesenho do Mercado Elétrico foi, assim, apresentado como uma reforma legislativa que apoia a contratação a longo prazo especialmente focada na produção renovável, visando assegurar a segurança energética e, ao mesmo tempo, aumentar a competitividade da União e os objetos de neutralidade carbónica estabelecidos pelo Pacto Ecológico Europeu[23] (*Green Deal*).

Foi esta visão que ficou vertida no Redesenho do Mercado Elétrico, nomeadamente no Regulamento (UE) 2024/1747 que, seguindo as recomendações do relatório da ACER sobre o desenho do mercado, fomenta o mercado dos PPA e os *contratos por diferenças bidirecionais* (CfD). Comecemos pelos primeiros.

3.1. Os *Power Purchase Agreements* (PPAs)

Os PPA são contratos bilaterais de longo prazo (tipicamente, pelo menos, de dez anos) para a aquisição de energia elétrica por um comprador a um produtor, que cobre parte ou a totalidade da produção da sua instalação renovável com este tipo de contratos, sendo celebrados voluntariamente entre as partes, em condições de mercado, e sem intervenção regulatória ao nível do preço.

Sendo um contrato de longa duração, o PPA apresenta vantagens para o produtor e para o comprador. Desde logo, o produtor tem a vantagem de, ao

---

[21] Proposta de Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho, que altera os Regulamentos (UE) 2019/943 e (UE) 2019/942, assim como as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 para melhorar o desenho do mercado elétrico da União, de 14 de março de 2023, COM(2023) 148 final.

[22] Os primeiros sinais políticos da Comissão, no entanto, apontavam para uma reforma mais profunda do mercado elétrico que, de acordo com as mensagens dadas pela Presidente da Comissão Europeia, teriam como principal alvo o abandono do modelo marginalista do mercado elétrico. No discurso do Estado da União de 2022, a Presidente da Comissão declarou que "a atual conceção do mercado da eletricidade — com base na ordem de mérito — já não protege os consumidores. (...) Temos, pois, de dissociar a influência dominante do gás do preço da eletricidade. Para tal, vamos proceder a uma reforma profunda e exaustiva do mercado da eletricidade." – cf. Comissão Europeia, "*Discurso de 2022 sobre o estado da União proferido pela presidente Ursula von der Leyen*", 14 de setembro de 2022, disponível em www.ec.europa.eu. A proposta apresentada a 14 de março de 2023, como se viu, seria menos ambiciosa e disruptiva, não afetando o modelo marginalista do mercado.

[23] Menegatti, Emma [et. al.], *How Comprehnsive is EU Electricity Market Design Reform? Exploring the Full Scope of Measures, Objectives, and Future Directions,* Florence School of Regulation – European University Institute, julho de 2025, p. 11, disponível em https://fsr.eui.eu/.

ter o preço de compra da energia por si produzido pré-determinado, poder tomar a decisão de investimento com maior segurança[24]. Por outro lado, o comprador, que pode ser um consumidor (*Corporate* PPA), ou um comercializador ou agregador (*Merchant* PPA), obtém estabilidade e previsibilidade relativamente ao preço de aquisição, bem como, se assim for previsto no clausulado, as garantias associadas à produção renovável[25]. No fundo, para ambas as partes, o PPA proporciona a vantagem de estabilidade dos preços, furtando as partes aos riscos de flutuação dos mercados a curto prazo (que, como se viu, foram muito instáveis durante a crise energética).

Os PPA são tipicamente distinguidos de acordo com o tipo de liquidação do contrato, diferenciando-se entre PPAs físicos e PPAs financeiros. Os PPAs físicos são aqueles em que há uma liquidação física do contrato, ou seja, uma troca física de eletricidade entre o produtor e o consumidor, podendo dispensar, ou não, o recurso à rede pública, *On-site* PPA ou *Off-site* PPA[26], respetivamente; enquanto nos PPAs financeiros não há troca física de energia, mas sim de fluxos monetários através da liquidação financeira. Por outras palavras, os PPA financeiros são liquidados pelas diferenças entre o preço fixo acordado pelas partes do contrato –*strike price* – e o preço do mercado à vista (*spot*). Caso o preço à vista seja inferior ao preço do PPA, o comprador compensa o vendedor pelo diferencial de preço; inversamente, quando o preço à vista excede o preço fixado pelo PPA, será o vendedor quem compensará o comprador pela diferença entre os dois preços. A lógica dos PPA financeiros aproxima-se muito dos *Contract for Differences* (CfDs) que analisaremos abaixo.

Apesar de este tipo de contrato não se apresentar como novidade, a verdade é que a sua utilização tem sido pontual e geralmente restringida aos agentes de mercado de maior dimensão[27] (especialmente do lado do comprador). Por este motivo, são poucos os Estados-Membros que têm mercados

---

[24] Cf. é identificado pelo considerando 28 do Regulamento (UE) 2024/1747.

[25] Cf. Santos e Fragoso, op. cit., pp. 60 e Conselho de Reguladores do MIBEL, op. cit., pp. 9 e 10.

[26] Para uma explicação mais desenvolvida sobre as diferentes tipologias de PPA, v. Conselho de Reguladores do MIBEL, op. cit., pp. 9-12.

[27] Falamos de grandes consumidores de eletricidade, como indústrias ou outros clientes similares. De acordo com informação da ACER, o sector de tecnologias da informação representa o maior *offtaker* de PPAs na Europa, com uma quota de 21% de toda a capacidade contratada – cf. ACER, *Progresso of EU electricity wholesale market integration: 2024 market monitoring report,* p. 30, disponível em www.acer.europa.eu.

desenvolvidos de PPA[28].

De entre as barreiras que têm impedido o alargamento dos PPAs a contraentes de menor dimensão identifica-se, desde logo, a dificuldade associada ao risco de incumprimento por parte do comprador – o chamado risco de crédito ou risco de contraparte. Como referem Filipe Matias Santos e Gonçalo Fragoso «(...) [os PPAs são contratos de] longo prazo e que, por definição, atravessarão diferentes ciclos de preço dos mercados grossistas de eletricidade, que são a alternativa típica de aprovisionamento. A perceção de tal risco condiciona a capacidade de obter financiamento para a concretização dos projetos e, por sua vez, o desenvolvimento»[29]. De facto, considerando a ligação entre as receitas geradas pelo PPA e o acesso ao financiamento do projeto de produção, o risco de crédito poderá ter maior impacto na contraparte vendedora. No entanto, a verdade é que tal risco não é estático, diluindo-se ao longo da vida do contrato, sendo maior no início do mesmo[30] (o que pode levar à não conclusão da construção do projeto de produção, em caso de incumprimento) e diminuto no fim do contrato, momento em que os custos relacionados com a construção já terão sido amortizados.

A par destes riscos, identificam-se outros riscos de natureza diversa, como é o caso dos riscos regulatórios (relacionados, por exemplo, com modificações do quadro jurídico que rege o PPA); riscos de força maior (*v.g.*, respeitantes a condições meteorológicas extremas que possam afetar a normal operação ou a construção do centro electroprodutor); riscos operacionais (em que a instalação de produção não atinja o desempenho esperado em termos de nível de disponibilidade – *v.g.,* dias prolongados de pouco vento, afetando a produção eólica); riscos de preço (resultantes de alterações do preço de mercado por oposição ao preço fixo no contrato); riscos de desvios (em que a produção efetiva do centro electroprodutor é diferente da produção estimada, gerando custos de desvios devido ao desequilíbrio da instalação), etc. A maioria destes riscos pode ser antecipada pelas partes através da definição de cláusulas que permitam introduzir flexibilidade na relação contratual, de modo a ajustar o clausulado às exigências da própria atividade de produção de eletricidade (especialmente a partir de fontes renováveis, não despacháveis). Outros ris-

[28] Os mercados de PPA mais desenvolvidos da União são o alemão e o espanhol, representando mais de metade da capacidade contratada (51%), cf. *Id. Ibid.* Anotando o mesmo facto, Menegatti, Emma [et. al.], op. cit., p. 20.

[29] Cf. Santos e Fragoso, op. cit., pp. 61.

[30] Conselho de Reguladores do MIBEL, op. cit., p. 15.

cos, como é o caso dos riscos de desvios e os riscos operacionais, podem ser mitigados através da contratação de terceiros que garantam ao comprador o fornecimento da diferença entre a produção prevista e a efetiva.

Endereçando estas dificuldades, e com particular acuidade, o risco de crédito, a reforma do redesenho do mercado elétrico veio introduzir a possibilidade de os EstadosMembros, de forma coordenada, assegurarem instrumentos para reduzir o risco financeiro associado à contraparte, incluindo através da emissão de «(...) garantias a preços de mercado [públicas], caso as garantias privadas não estejam acessíveis ou não estejam suficientemente acessíveis»[31]. A implementação de tais garantias públicas, porém, deverá evitar a redução da liquidez nos mercados de eletricidade, não podendo, congruentemente, ser concedidas à produção a partir de combustíveis fósseis (artigo 19.º-A, n.º 4 do Regulamento (UE) 2019/943, na redação introduzida pelo Regulamento (UE) 2024/1747).

Além destas medidas, a reforma europeia introduz um conjunto de outras novidades interessantes. Desde logo, prevê-se que os Estados-Membros procurem identificar e remover barreiras regulatórias «(...) em especial procedimentos ou encargos desproporcionados ou discriminatórios», com o propósito de aumentar a liquidez. O legislador europeu estabelece que a atenção dos Estados-Membros na eliminação deste tipo de barreiras deve ser especialmente focada nos PPA transfronteiriços, numa lógica de fomentar a integração do mercado europeu de eletricidade.

A par desta medida de carácter mais estrutural, o Regulamento (UE) 2024/1747 incumbiu a ACER de publicar «uma avaliação anual do mercado dos CAE [PPA] a nível da União e dos Estados-Membros, no âmbito do relatório anual que publica nos termos do artigo 15.º, n.º 2 do Regulamento (UE) 2019/942» (artigo 19.º-B do Regulamento (UE) 2019/943, na redação introduzida pelo Regulamento (UE) 2024/1747). Além disso, a ACER ficou igualmente mandatada para avaliar, até 17 de outubro de 2024, da necessidade de «(...) elaborar e publicar modelos voluntários para os CAE, adaptados às necessidades das diferentes categorias de contrapartes». Cumprindo este desiderato, foi publicado pela ACER, a 15 de outubro de 2024, o seu relatório de avaliação[32] que concluiu que o mercado europeu não carece de desenvolvimento

[31] Cf. considerando 29 do Regulamento (UE) 2024/1747 e o novo artigo 19.º-A do Regulamento (UE) 2019/943, aditado pelo Regulamento (UE) 2024/1747.

[32] ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, *Assessement on the need*

de modelos de contratos PPA desenhados pela Agência. Na opinião da ACER, as atuais necessidades do mercado serão melhor satisfeitas através da aposta nos recursos atualmente ao dispor dos interessados, da promoção da divulgação deste tipo de instrumentos contratuais e da remoção de barreiras que prejudicam os PPA[33]. A Agência defende, nesses termos, que os modelos de PPA atualmente preparados pela indústria são suficientes para satisfazer a maior parte das necessidades do mercado, especialmente quando combinados com a possibilidade de modificação e a adaptação dos contratos, consoante as necessidades dos interessados.

Apesar de a ACER considerar que não vê necessidade de intervir no mercado, fornecendo modelos de PPA, a ideia de incentivo à estandardização tem vindo a ser defendida por vários *stakeholders* europeus, nomeadamente da indústria[34]. Apesar disso, a verdade é que o excesso de estandardização contratual dos PPA pode ser prejudicial ao seu desenvolvimento, uma vez que este tipo contratual deve ser flexível, de modo a satisfazer os interesses das partes, desde logo mitigando os riscos associados à celebração de PPAs que já tivemos oportunidade de analisar *supra*.

Paralelamente, a reforma legislativa veio estabelecer a possibilidade de a Comissão, «após consulta das partes interessadas pertinentes, (...) avaliar a possibilidade e a viabilidade de criar uma ou várias plataformas de mercado da União para os CAE, a utilizar a título voluntário, inclusive a interação dessas plataformas potenciais com outras plataformas do mercado da eletricidade já existentes e a congregação da procura de CAE através da agregação» (artigo 19.º-A, n.º 2 do Regulamento (UE) 2019/943, na redação introduzida pelo Regulamento (UE) 2024/1747). O que se pretende, no fundo, é estabelecer pla-

of ACER's voluntary Power Purchase Agreement contract template(s), 15 de outubro de 2024, disponível em www.acer.europa.eu.

[33] *Ibid.,* p. 16.

[34] A Eurelectric, associação europeia que representa os interesses da indústria elétrica junto das instituições da União, publicou um estudo em março de 2023 a defender o reforço da estandardização dos PPA como forma de baixar os custos para as partes e a promover a sua celebração. Na opinião da Eurelectric, a União Europeia deveria incentivar a criação de plataformas pan-europeias através dos quais se pode negociar e celebrar PPAs e estabelecer modelos pré-feitos de contratos a ser usados pelos interessados. Considerando o que viria a ser o Regulamento (UE) 2024/1747, parece que as sugestões de *policy* da Eurelectric foram bem acolhidas pelo legislador europeu, uma vez que estas foram tidas em consideração na reforma do mercado elétrico. Para consultar o referido estudo, v. Eurelectric, *Electricity market design – Fit for net zero – Eurelectric policy recommendations*, 29 de março de 2023, disponível em www.market-design.eurelectric.org.

taformas criadas para fomentar a negociação e o encontro de eventuais compradores e vendedores de eletricidade, através de PPAs. Em Portugal, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 99/2024, de 03 de dezembro, foram dados os primeiros passos no sentido de se estabelecer uma plataforma deste género no nosso país. Teremos oportunidade de analisar este ponto com maior atenção *infra,* quando nos dedicarmos à aplicação da reforma à realidade ibérica.

3.2. **Os *Contracts for Difference* (CfD)**

A outra grande aposta da União, na sequência do redesenho do mercado elétrico, passa pela adoção dos *contracts for diferences* (CfDs) como medida de apoio privilegiada à produção de eletricidade.

De acordo com o artigo 2.º, n.º 76 do Regulamento (UE) 2019/943, aditado pelo Regulamento (UE) 2024/1747, designa-se por «'contrato por diferenças bidirecional', um contrato entre o operador de uma instalação de produção de energia e uma contraparte, geralmente uma entidade pública, que prevê simultaneamente uma proteção da remuneração mínima e um limite da remuneração excessiva». É esta, portanto, a definição de CfD para efeitos deste quadro legislativo europeu. Voltaremos ao conceito de CfD, de forma mais desenvolvida, abaixo.

No âmbito da reforma do mercado elétrico europeu, estes CfDs ganham um particular relevo, uma vez que traduzem os "regimes de apoio direto ao preço para investimentos em novas instalações de produção de energia" a partir de fontes renováveis (eólica, solar, geotérmica, hidroelétrica sem reservatório e nuclear) – cf. o artigo 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943, aditado pelo Regulamento (UE) 2024/1747. Numa lógica de estabilidade regulatória, a previsão do Regulamento Europeu será apenas aplicável aos contratos abrangidos por regimes de apoio direto ao preço para investimento em novas instalações de produção celebrados a partir de 17 de julho de 2027[35].

Por fim, e com algum interesse, o n.º 5 do novo artigo 19.º-D prevê que «quaisquer receitas (...) provenientes dos regimes de apoio direto ao preço sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais e de mecanismos equi-

[35] O prazo será distinto para o caso de "*ativos híbridos ao largo ligados a duas ou mais zonas de oferta*" (*i.e.* tecnologia *offshore* de produção eólica conjugada com produção de energia a partir da força das ondas ou das marés), que apenas estará sujeito ao regime europeu a partir de 17 de julho de 2029.

valentes com os mesmos efeitos a que se refere o n.º 1 devem ser distribuídas aos clientes finais. (...) As receitas (...) podem também ser utilizadas para financiar os custos dos regimes de apoio direto ao preço ou dos investimentos destinados a reduzir os custos da eletricidade para os clientes finais». Trata-se da regra que estabelece a bilateralidade do CfD (o chamado *payback*) que reverte a favor dos consumidores através do sistema tarifário e que analisamos melhor abaixo.

3.2.1. **Os regimes de apoio à produção renovável previstos no contexto anterior ao do redesenho do mercado elétrico**

Feita esta breve introdução sobre o conteúdo do novo artigo 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943 (ao qual regressaremos com mais detalhe), importa, para um melhor contexto, ter em consideração que a produção de energia renovável beneficiou de várias modalidades de apoios que foram previstos, nomeadamente, pela Diretiva RED I[36]. São duas[37] as grandes modalidades de apoios admitidas pela referida Diretiva:

a) *Feed in Tariffs* (FiT) – "regimes de apoio direto ao preço":

O regime das FiT, nas palavras de Filipe Matias Santos e Gonçalo Fragoso «(...) caracteriza-se por se tratar de um apoio direto que não reflete sinais de mercado. Qualquer que seja a variação de preços nos mercados *spot* de energia elétrica, o produtor que esteja abrangido contratualmente por uma disposição de FiT beneficia de uma remuneração garantida fixa»[38]. O regime de FiT com maior relevância que vigorou em Portugal foi o dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), que cessaram antecipadamente com a aprovação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro e que os veio substituir pelo mecanismo CMEC.

---

[36] Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

[37] Além dos tradicionais meios fiscais, como isenções ou reduções fiscais ou o reembolso de impostos.

[38] Cf. Santos e Fragoso, op. cit., pp. 61-62. As FiT podem ser vantajosas para tornar mais atrativo o investimento feito em tecnologias de produção emergentes, mas também tem a grande desvantagem de ser um tipo de apoio com potencial de distorção do mercado, prejudicando o *level playing field* entre os vários intervenientes.

b) *Feed in Premium* (FiP) – "pagamentos de prémios":

Os mecanismos de FiP, por sua vez, não cobrem integralmente a remuneração do produtor subsidiado. No caso das FiP o produtor recebe o preço pago pelo mercado *spot* pela eletricidade vendida, acrescido do "prémio" (que pode ser variável ou fixo). Na ausência de uma estrutura de incentivos devidamente calibrada, estes prémios podem sobre-remunerar os produtores quando os preços praticados em mercado são elevados e, ao contrário, subcompensar quando os preços em mercado são baixos. A previsão de limiares mínimos e máximos (*caps and floors*) limita este tipo de volatilidade, podendo ser aplicada ao prémio ou ao total (i.e., preço em mercado + prémio). O *floor* mitiga o risco do investimento, assegurando ao produtor um limiar mínimo de rendimento e o *cap,* por outro lado, também protege o sistema do risco de pagar em excesso pela produção de eletricidade em FiP[39].

Com a aprovação da Diretiva RED II[40], aprovada no contexto do *Clean Energy Package*, passou a dar-se uma clara predominância aos regimes de apoio FiP como o mecanismo preferencial para apoiar a produção renovável[41]. Com efeito, nos termos do seu artigo 4.º, n.º 3[42] previu-se que «os regimes de apoio à eletricidade de fontes renováveis devem ser concebidos de modo a maximizar a integração da eletricidade de fontes renováveis no mercado da eletricidade e assegurar que os produtores de energia renovável respondam aos sinais de preços do mercado e maximizem as suas receitas do mercado. Para o efeito, no que diz respeito aos regimes de apoio direto ao preço, o apoio é concedido sob a forma de um prémio de mercado que poderá ser, entre outros, variável ou fixo.»

---

[39] Para maiores desenvolvimentos sobre a natureza as modalidades de prémios pagos em regimes de FiP (variáveis ou fixos) e de como estes podem impactar com o mercado, v. Santos e Fragoso, op. cit., pp. 62.

[40] Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

[41] Nesse sentido, Santos e Fragoso, op. cit., pp. 63.

[42] Note-se que apesar de esta norma ter sido introduzida pela RED II, a mesma não sofreu alterações por parte da RED III, aprovada pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023.

3.2.2. **O destaque dos CfD no contexto do redesenho do mercado, por oposição aos antigos modelos**

Por seu turno, com a aprovação da Diretiva (UE) 2024/1711 (no contexto da reforma do redesenho do mercado), a centralidade das FiP foi substancialmente diminuída. Com efeito, ao constar do novo terceiro parágrafo, do n.º 3, do artigo 4.º da Diretiva RED que o apoio concedido sob a forma de um prémio de mercado «(...) não se aplica fontes enumeradas no artigo 19.º-D, n.º 4 do Regulamento (UE) 2019/943 [energia eólica, solar, geotérmica, hidroelétrica sem reservatório e nuclear], ao qual é aplicável o artigo 19.º-D, n.º 1, do mesmo regulamento», o legislador europeu passou a destacar, em prejuízo das FiT, os regimes de apoio concedidos sob a forma de CfD para aquelas tecnologias (muitíssimo relevantes). Esta regra está em vias de ser transposta para o nosso ordenamento, como veremos mais tarde.

Como assinalam Filipe Matias Santos e Gonçalo Fragoso, com esta nova previsão normativa parece que o legislador quis "configurar uma verdadeira exceção que consome a regra, definindo um novo paradigma"[43]. Efetivamente, perante o escopo alargado de tecnologias excluídas de FiP (onde se contam a generalidade das tecnologias renováveis), tudo aponta no sentido de que esta modalidade de apoio apenas manterá a sua relevância na produção hidroelétrica com reservatório (albufeira), passando a ser os CfD a assumirem o lugar de destaque[44].

Isto dito, regressando à nova previsão do Regulamento (UE) 2019/943, importa apresentar quais são os princípios de funcionamento de um CfD, particularmente quando utilizados como forma de mecanismos de apoio à produção renovável de energia elétrica.

Nos CfD o pagamento não é feito pela entrega física da energia produzida, mas antes assente numa base financeira, em que o produtor vende a energia produzida em mercado (ao contrário dos PPAs físicos, que já analisámos acima). O valor do incentivo devido ao produtor, no caso dos CfDs, depende da diferença entre a tarifa de aquisição contratada (*strike price)* – habitual-

[43] Cf. Santos e Fragoso, op. cit., pp. 64.

[44] É questionável a opção europeia de isentar a produção hidroelétrica com reservatório do regime dos CfD. Como referem Filipe Matias Santos e Gonçalo Fragoso, argumentar-se que tal exclusão se deve ao facto de esta ser uma tecnologia despachável e, por isso, cuja produção pode ser redirecionada para os períodos em que o mercado oferece maior rentabilidade, não é muito compatível com a inclusão, por sua vez, da tecnologia nuclear e geotérmica (igualmente despacháveis), cf. *Id. Ibid*.

mente estabelecido na sequência de um procedimento concorrencial – e do valor de referência do mercado. Se o valor de referência do mercado for inferior ao *strike price,* o produtor terá direito a receber, da contraparte, *rectius,* do Sistema Elétrico (representado por uma contraparte designada) o valor correspondente à dita diferença (*payout*). Por outro lado, se o valor de referência do mercado for superior ao *strike price*, será o Sistema Elétrico que terá direito a receber do produtor o valor correspondente à diferença entre os dois valores (*payback*)[45]. De forma esquemática, a próxima figura exprime o funcionamento deste tipo de cláusulas:

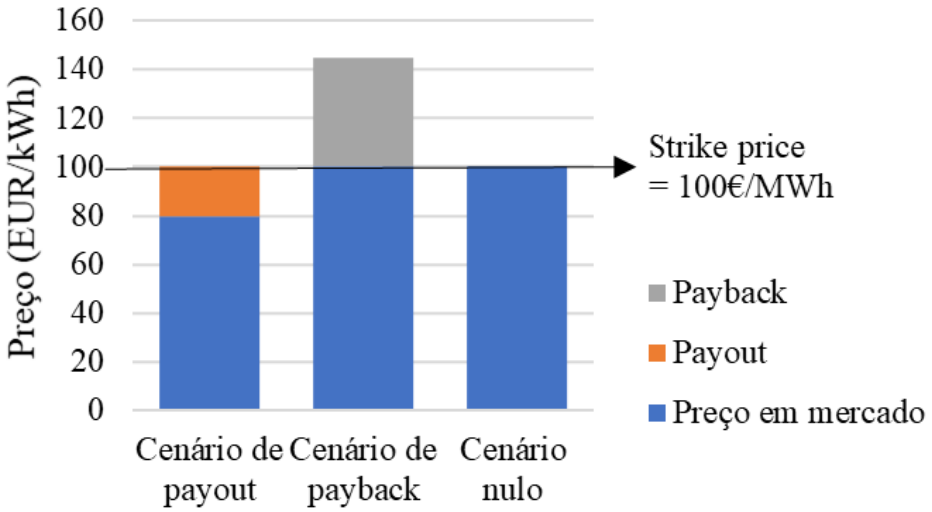

Figura 1: Processamento de pagamentos num CfD.

É precisamente por existir esta bilateralidade no pagamento que os CfDs são contratos bidirecionais. Com efeito, nos CfDs unidirecionais o produtor retém para si os lucros obtidos acima do *strike price.* Só nos CfDs bidirecionais é que é introduzida a obrigação de "devolução" desses valores ao Sistema Elétrico.

Quer dizer, no fundo, que os CfDs são contratos que asseguram a estabilidade da remuneração do produtor (incentivando ao investimento e beneficiando a descarbonização), em troca da possibilidade de se obterem lucros substanciais quando os preços do mercado estão mais elevados. Os consumidores, por seu turno, beneficiam dos CfDs quando os preços em mercado estão elevados, por força da ativação das cláusulas de *payback* (cujo produto reverte

[45] Kitzing, Elena [et. al.], *Contracts-for-difference to support energy technologies: considerations for design and implementation,* Florence School of Regulation – European University Institute, março de 2024, disponível em https://fsr.eui.eu/, pp. 3 e 4.

para o Sistema Elétrico, o que, nos termos do regime europeu, poderá possibilitar a amortização de outros investimentos, reforçando a ideia de benefício intermediado pelo sistema tarifário, refletindo-se nos custos de eletricidade pagos pelos consumidores finais).

Apesar das referidas vantagens, os CfDs não estão isentos de riscos. Um dos riscos deste tipo de contratos relaciona-se com a suscetibilidade de os produtores poderem ter o incentivo de defraudar o espírito do contrato e, com isso, obterem rendimentos que de outra forma não lograriam obter. Um cenário assinalado pelos especialistas[46] é o da produção em horas de preços negativos em mercado (os incentivos '*produce-and-forget*'). Por exemplo, se num determinado CfD o *strike price* acordado for de 120EUR/MWh e o preço de mercado estiver em -50EUR/MWh, a diferença a ser paga ao produtor (*payout*) seria de 170EUR/MWh. Cenários de distorção destes podem ser evitados no momento do desenho do clausulado, desde logo pela introdução de cláusulas que impeçam o acionamento da cláusula de *payout* em momentos de preços negativos[47].

Por fim, e a título de nota final, importa ter em consideração que a introdução e a generalização de CfD pode significar um risco para o outro modelo de contrato de longo prazo que o legislador europeu quis generalizar: os PPAs. Efetivamente, como tivemos oportunidade de assinalar acima, um dos grandes riscos dos PPAs (senão o maior), é o risco de crédito ou de contraparte. Ora, como se viu, a contraparte no caso dos CfD é o mercado e o Sistema Elétrico, que assegura o *payout* sempre que o preço do mercado seja inferior ao *strike price*. Ou seja, o produtor, no caso de um CfD enfrenta um risco de crédito muitíssimo diminuto, uma vez que a sua contraparte, além do mercado, é o próprio Sistema Elétrico. No caso dos PPAs, porém, a contraparte será, na maioria das vezes, uma entidade privada e, como tal, sujeita aos riscos próprios da vida empresarial.

É certo que os CfD, para serem atribuídos, dependem de decisão do Estado e estão, como já se referiu, tipicamente sujeitos a procedimentos de natureza concorrencial[48], enquanto os PPA, sendo contratos tipicamente de direito

---

[46] Santos e Fragoso, op. cit., pp. 66.

[47] Desenvolvendo esta e outro tipo de dificuldades relacionadas com a aplicação de CfDs, v. Kitzing, Elena [et. al.], *op. cit.* pp. 16 e ss.

[48] Em Portugal, os leilões solares aprovados ao abrigo do artigo 5.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho adotaram uma modalidade de remuneração assente em CfD. Com efeito, nos ter-

privado, estarão na plena disponibilidade das partes. De todo o modo, parece-nos que esta "concorrência contratual" não deixará de ser relevante para a decisão de investimento dos produtores de eletricidade.

4. **A realidade ibérica**

A reforma europeia do redesenho do mercado elétrico já começou a ter impactos legislativos, com medidas muito recentes tendentes a promover, nomeadamente, a contratação a prazo e a substituir as medidas de apoio por contratos por diferenças bidirecionais.

Entre nós, destaca-se a aprovação, no final de 2024, do Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, que alterou o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, aprovando um conjunto normas relativas à nova atividade de registo e contratação bilateral de energia, procurando incentivar, em Portugal, o mercado dos PPAs (em linha com o artigo 19.º-A, n.º 2 do Regulamento (UE) 2019/943, na redação introduzida pelo Regulamento (UE) 2024/1747).

Assim, nos termos do novo artigo 163.º-A do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro a atividade de registo e contratação bilateral de energia consiste no registo de todas as transações operadas por contratos bilaterais de energia, nos quais pelo menos uma das partes é um agente de mercado. Esta atividade é constituída pela: (i) atividade de registo de PPAs, nas suas condições de preço e de volume de contratos (que tem natureza obrigatória); e, (ii) atividade de contratação PPAs, de adesão voluntária.

Nos termos do artigo 163.º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, foi o OMIP designado responsável pela implementação de uma plataforma eletrónica, no âmbito da qual deverão ser registados todos os PPAs, no prazo máximo de cinco dias úteis da data da sua celebração, pela parte contratual responsável pela programação de energia. O referido registo deve compreender: a) a identificação dos vendedores e compradores de energia; b) as condições de compra e venda de energia, incluindo: o volume contratualizado; o preço; a tecnologia e a duração. Numa lógica de promoção da transparência, cabe ao OMIP divulgar, de forma agregada ou individualizada, respeitando os

---

mos do n.º 8 do Despacho n.º 5921/2020, do Secretário de Estado da Energia e Adjunto, previa-se que uma das modalidades de remuneração consistia no chamado «"Prémio Variável por Diferenças", onde o adjudicatário recebe um prémio variável, positivo ou negativo, sobre o preço de mercado que iguala o preço de fecho do leilão, expresso em €/MWh».

deveres de reserva, as condições de compra e venda dos PPAs registados na plataforma (cf. artigo 3.º da Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro, que veio regulamentar os termos e condições da atividade de registo e contratação bilateral de energia, cf. o artigo 163.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro). Note-se que, nos termos do referido artigo 3.º da Portaria, a obrigação de registo dos PPAs na plataforma abrange apenas os PPAs com entrega física de energia, estando excluídos do seu âmbito os PPAs financeiros.

Por outro lado, a plataforma eletrónica utilizada para registar os PPAs também poderá ser usada pelos interessados para a celebração dos mesmos, podendo os vendedores e compradores de energia publicitar na plataforma as suas condições para a contratação de PPA. Para facilitar a negociação, cabe ao OMIP disponibilizar na plataforma eletrónica um conjunto de contratos modelo que contenham propostas para as principais cláusulas caracterizadoras de um PPA (artigo 4.º da Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro)[49].

Por fim, ainda relativamente à atividade de registo e contratação bilateral de energia, o artigo 163.º-C mandatou a ERSE de regulamentar tal atividade e de aprovar o respetivo Manual de Procedimentos (MP PPA), sob proposta do OMIP. O MP PPA foi já aprovado pela ERSE através da sua Diretiva n.º 8/2025, de 22 de setembro de 2025[50].

Isto dito, parece-nos que a aprovação da referida plataforma contribuirá, essencialmente, para o aumento da transparência e da possibilidade de descoberta de preço, num mercado que é tradicionalmente mais opaco que os restantes referenciais de contratação (em mercados organizados, nomeadamente). Esta é, na nossa opinião, a sua principal vantagem que decorre, de resto, da obrigatoriedade de registo dos PPAs físicos previstos no artigo 3.º da Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro[51].

---

[49] No caso, o legislador português acolheu as preocupações que a indústria, a nível europeu, tinha manifestado ao nível da estandardização. Apesar disso, como já referido acima, este entendimento não é pacífico entre todos os *stakeholders,* sendo várias as vozes dentro do sector que assinalam os riscos do excesso de estandardização contratual dos PPA.

[50] Aprovada na sequência da consulta pública n.º 133 da ERSE, consultável *online*: https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-133/.

[51] A regulamentação do sector já contemplava uma obrigação de registo deste tipo de contratos junto do Gestor Global do Sistema (GGS), nomeadamente para efeitos de "nomeações" e "renomeações" – cf. Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico (MPGGS), aprovado pela ERSE.

A outra grande virtude da plataforma está relacionada, por sua vez, com a já referida possibilidade de celebração de PPAs através da mesma, permitindo a produtores e compradores registados na plataforma OMIP divulgar as condições contratuais que, se aceites por uma contraparte igualmente registada, permitem a celebração de um PPA. A plataforma contribui, assim, para uma certa centralização deste mercado que, tradicionalmente, é não organizado.

Apesar de bem-intencionada, a verdade é que a adesão voluntária a este tipo de plataforma vai depender, em muito, da vontade do mercado. O facto de a publicação de propostas de contração na plataforma do OMIP estar sujeita ao pagamento de um "preço" (a aprovar pela ERSE, cf. artigo 5.º da Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro) pela sua utilização poderá ser um desincentivo à utilização da mesma, podendo as partes optar por continuar a negociar fora da plataforma, de forma gratuita. O impacto real da plataforma enquanto incentivo à celebração de PPAs será, assim, algo a ser acompanhado no futuro, devendo estarmos cientes de que o seu sucesso ou insucesso é, quanto a este ponto, uma incógnita porquanto dependente da efetiva adesão do sector.

Quanto aos CfD, na sequência de consulta pública realizada em outubro de 2025[52], foi recentemente aprovado o Decreto-Lei n.º 130/2026, de 29 de junho que altera o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, transpondo, nomeadamente, o artigo 1.º da Diretiva (UE) 2024/1711, de 13 de junho. O novo n.º 2 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, passa a prever que «(...) para a eletricidade proveniente das fontes enumeradas no artigo 19.-D, n.º 4 do Regulamento (UE) 2019/943 (...) se aplique um mecanismo de apoio sob a forma de contratos por diferenças bidirecionais ou mecanismo equivalente com os mesmos efeitos, atribuído no âmbito de um procedimento concorrencial, de liquidação nula nos casos em que o preço de mercado assuma valores negativos». Nos termos do n.º 3, salvaguardam-se as demais tecnologias que continuarão abrangidas pelos regimes de apoio FiP.

Apesar de o texto da referida norma ser uma quase reprodução da norma europeia[53], configurando, por isso, a consagração dos CfD como o regime de apoio regra para as tecnologias com relevo no vetor da eletricidade portu-

---

[52] "Decreto-Lei que transpõe a Diretiva 2024/1711 (EMD), alterando o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro", publicado em consulta dia 23 de outubro de 2025, consultável em: https://www.consultalex.gov.pt/Portal_Consultas_Publicas_UI/ConsultaPublica_Detail.aspx?Consulta_Id=376.

[53] O que é negativo porque repete a má técnica legislativa que já decorria da norma europeia, assente em remissões desnecessárias.

guês (energia eólica, solar e hidroelétrica sem reservatório), a verdade é que a nova redação do Decreto-Lei n.º 15/2022 introduz uma concretização importante do objetivo europeu de assegurar que os CfD reproduzem os sinais de mercado, evitando, nomeadamente, a sobrecompensação do produtor. Tal verifica-se, precisamente, na previsão da regra de que não há lugar a liquidação nos casos em que o preço de mercado assuma valores negativos. O legislador endereçou, assim, o problema do '*produce-and-forget*' que já havíamos identificado, o que permitirá salvaguardar o sistema de eventuais abusos por parte dos produtores. Ao ser previsto, em letra de lei, o não pagamento do CfD em casos de preços de mercado negativo, o produtor não poderá acionar a cláusula de *payout* e, com isso, obter uma remuneração excessiva que, de outro modo, lograria obter. A concretização feita no diploma legal, é por isso, no nosso entender, positiva para a salvaguarda do Sistema.

Em Espanha, por outro lado, as novidades legislativas no campo dos PPAs e dos CfDs são menos relevantes do que entre nós. Recentemente, foi lançada uma "consulta pública prévia"[54] relativa à transposição da Diretiva (UE) 2024/1711, através da qual o Governo espanhol lança um conjunto de questões ao público relacionadas com as normas a transpor. Apesar disso, e como o escopo principal da dita Diretiva não está relacionado com as figuras que temos vindo a estudar até aqui (respeitando, principalmente, a temas relacionados com o consumidor enquanto interveniente ativo do sistema), não são colocadas questões relacionadas com as novas medidas de apoio de tipo CfD. Teremos de aguardar pela corporização das novidades decorrentes do redesenho europeu quando o legislador vizinho aprovar os respetivos diplomas.

Apesar disso, e sendo anterior à reforma do redesenho do mercado elétrico, destaca-se o Real Decreto 960/2020, de 3 de novembro, que tem por objeto a regulação de um quadro de remuneração, assente em procedimentos de leilão, para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (excluindo a produção a partir de cogeração e de biomassa). Está em causa, essencialmente, a celebração de um CfD (implícito), em que o *strike price* é

[54] Ao contrário da nossa prática, as consultas públicas de diplomas legais, em Espanha, não implicam que seja apresentado um projeto de articulado que depois será objeto de comentário pelo público. No país vizinho opta-se por um modelo de "tábua rasa", em que se pede ao público que reflita sobre as principais questões relativas à transposição das normas europeias e só depois é que é formulado o projeto de articulado. A consulta prévia pode ser consultada em: https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2025/detalle-participacion-publica-k-783.html?utm.

fixado na sequência de um processo de leilão (expresso EUR/MWh) (artigo 18.º do Real Decreto). Tal como pretende fazer-se em Portugal, o legislador espanhol preveniu em letra de lei o risco de produção em horas negativas, estabelecendo que nos períodos em que o preço no mercado diário ou intradiário seja igual ou inferior a 0 EUR/MWh, não haverá qualquer tipo de remuneração ao abrigo do CfD (*payout*) (artigo 18.º, n.º 4).

Como se trata de um regime de financiamento do estilo CfD, o legislador espanhol estabeleceu que a venda de energia produzida ao abrigo deste regime deve ser feita no mercado diário e intradiário, mas estabeleceu a regra de que os produtores abrangidos por este regime jurídico estão impedidos de celebrar PPAs físicos ao mesmo tempo em que beneficiem do CfD. Compreende-se que assim seja, uma vez que estes tipos de PPAs implicam a troca física de eletricidade entre o produtor e o consumidor, o que esvaziaria o propósito do CfD.

Quanto a PPAs, a legislação e regulamentação espanhola sobre a matéria é muito limitada, não existindo, para já, novidades semelhantes àquelas que foram adotadas entre nós.

5. **Algumas conclusões**

Aqui chegados, cumpre fazer algumas conclusões:

a. A União Europeia, em resposta à escalada de preços agravada pela invasão da Ucrânia pela Rússia, promoveu a aprovação (expedita) de um conjunto de legislação que pretendia reforçar a contratação de energia nos mercados a prazo, pretendendo, com isso, proteger os consumidores através da diminuição da centralidade dos mercados *spot*, muito mais expostos às flutuações de preços.

b. De entre as várias medidas formuladas pela UE no pacote do redesenho do mercado elétrico, pretendeu-se facilitar a celebração de PPAs, endereçando-se um conjunto de barreiras e riscos (de crédito, regulatórias, transparência, etc.) que foram identificadas pela União Europeia e que limitavam o número e o tipo de *players* que podiam celebrar este tipo de contratos.

c. Em Portugal, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 dezembro, que veio mandatar o OMIP com a gestão da nova plataforma para a contratação bilateral de energia, tornou-se obrigatório o registo de todos os PPAs **físicos celebrados em Portugal, na dita**

plataforma. Com tal medida visou-se introduzir maior transparência na celebração deste tipo de contratos, o que contribui, nomeadamente, para a possibilidade de descoberta de preço.

d. Por outro lado, a mesma plataforma poderá ser vantajosa para a promoção dos referidos contratos, na medida em que permitirá que produtores e compradores possam divulgar as respetivas condições contratuais na mesma. No entanto, como o uso da plataforma não é gratuito, deverá ter-se em consideração que o seu sucesso ou insucesso estará, essencialmente, dependente da vontade do mercado em aderir à mesma.
e. No outro âmbito da reforma, a União Europeia veio substituir, para a generalidade das tecnologias (eólica, solar, geotérmica, hidroelétrica sem reservatório e nuclear), as *feed in premium* pelos CfD, como medida de apoio regra à produção de energia renovável.
f. O incentivo de regimes de apoio do tipo CfD representa um risco para os PPAs, que a União Europeia pretendeu igualmente incentivar. Sendo o risco de crédito um dos maiores riscos associados à celebração de PPAs, tal risco é nulo no caso de um CfD, o que poderá impactar a decisão de investimento dos produtores de eletricidade, eventualmente em detrimento dos primeiros.
g. Com a transposição da Diretiva (UE) 2024/1711, o Governo introduziu os CfD como regime de apoio regra à produção renovável em Portugal. Destaca-se como positivo, no âmbito da nova redação do artigo 17.º Decreto-Lei n.º 15/2022, que se antecipe o risco de '*produce-and-forget*', proibindo o acionamento da cláusula de pagamento sempre que o preço da eletricidade em mercado esteja a preços negativos. A evolução legislativa nacional cumpre e concretiza os objetivos europeus de assegurar que os CfD assentam numa lógica de sinais de mercado, evitando a sobrecompensação dos produtores e, com isso, salvaguardando-se os interesses do sistema elétrico e, por consequência, dos consumidores.

Bibliografia

ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design,* abril de 2022., disponível em www.acer.europa.eu;

ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, *Assessement on the need of ACER's voluntary Power Purchase Agreement contract template(s),* 15 de outubro de 2024, disponível em www.acer.europa.eu;

ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, *Progresso of EU electricity wholesale market integration: 2024 market monitoring report,* 14 de novembro de 2024, disponível em www.acer.europa.eu;

Block, Guy, Khadzhynova, Svitlana, *Electricity and gas markets*. In Leal-Arcas, Rafael, *Research Handbook on EU Energy Law and Policy,* 2.ª Ed. Cheltenham: 2024;

Comissão Europeia, *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - Plano REPowerEU,* COM(2022) 230 final;

Conselho de Reguladores do MIBEL, *Power Purchase Agreements (PPAs)*, janeiro de 2024, disponível em: www.mibel.com;

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, *Atlas Regulatório do Setor Elétrico*, ERSE, 2025, disponível em www.erse.pt;

Eurelectric, *Electricity market design – FiT for net zero – Eurelectric policy recommendations*, 29 de março de 2023, disponível em www.eurelectric.org;

Feio, Iris Cláudia Lebre, *O mercado livre de eletricidade e a estrutura tarifária em Portugal – Uma análise pré e pós MIBEL*. Lisboa, julho de 2014. Tese de Mestrado em Economia da Empresa e Concorrência;

Garcia, A. Leite [et al.], *Sistema Elétrico – Análise Técnico-Económica,* 1.ª Ed. Lisboa: Liedl, 2016;

Gouveia, Ana Fontoura [et. al.], *Depois da Crise Energética: Respostas Políticas na Península Ibérica*, Fundação Francisco Manuel dos Santos, julho de 2025, disponível em www.ffms.pt;

Gross, Samantha e Stelzenmüller, Constanze, *O atribulado divórcio do gás russo na Europa*, Fundação Francisco Manuel dos Santos, julho de 2024, disponível em www.ffms.pt;

Kitzing, Elena [et. al.], *Contracts-for-difference to support energy technologies: considerations for design and implementation,* Florence School of Regulation – European University Institute, março de 2024, disponível em https://fsr.eui.eu/;

Marques, Vítor Manuel Ferreira, *Fundamentos do mercado Ibérico de Energia Eléctrica – Uma análise do mercado grossista desde a sua criação até junho de 2007*. Coimbra, setembro de 2010; Tese de Doutoramento em Economia na especialidade de Desenvolvimento e Política Económica;

Marques, Vítor, *Temas de Energia – Poder de Mercado e Regulação nas Indústrias de Rede – Evolução*. Lisboa: ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, junho de 2021;

Menegatti, Emma [et. al.], *How Comprehnsive is EU Electricity Market Design Reform? Exploring the Full Scope of Measures, Objectives, and Future Directions,* Florence School of Regulation – European University Institute, julho de 2025, disponível em https://fsr.eui.eu/;

Rochette, Gustavo Marques, *O Mercado Ibérico de Energia: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*. Coimbra, 2014. Tese de Mestrado em Ciências Jurídico-Forenses;

Santos, Filipe Matias, Coelho, Joana Rocha e Veiga, José Francisco, "O Aumento do Preço Grossista e as Medidas para Acessibilidade do Consumo de Eletricidade", *in O Futuro Da Energia Pós-Pandemia,* coord. Cavalcanti, Caio César, Energy Virtual Experience – EVEx, 2023.

Santos, Filipe Matias, Fragoso, Gonçalo Le Terrien, "Panorama Sobre o Redesenho do Mercado Elétrico Europeu", *in Revista de Concorrência e Regulação*, n.º 53. Lisboa: AdC - Autoridade da Concorrência, janeiro/junho de 2024;

Santos, Filipe Matias, *Temas de Energia – Reflexões de Direito da Energia*. Lisboa: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, junho de 2021;

Silva, Suzana Tavares da, *Direito da Energia*, 1.ª Ed. Coimbra: Coimbra Editora, 2011.