

POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Conselho de
Reguladores do
MIBEL



FICHA TÉCNICA:

Edição (*online*):

Conselho de Reguladores do MIBEL

Título:

POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAS)



Índice

1. Introdução.....	4
2. Contexto legal e regulamentar	5
3. Conceito de Power Purchase Agreements (PPAs)	9
3.1. Power Purchase Agreements (PPAs).....	9
3.2. Tipologia de contratos PPA	10
3.3. Estruturas de preços	12
3.4. Riscos dos PPAs.....	14
4. Motivações para o estabelecimento de PPAs e sua recente evolução.....	16
4.1. Evolução de PPAs: volumes.....	17
5. PPAs e os mercados a prazo.....	20
5.1. Relação com os mercados a prazo organizados	20
5.2. Monitorização e supervisão dos mercados.....	22
5.2.1. Implicações relacionadas com a monitorização e supervisão do mercado elétrico	23
5.2.2. Implicações relacionadas com o controlo e supervisão dos mercados financeiros.....	24



1. INTRODUÇÃO

O aumento e a volatilidade sem precedentes nos preços da eletricidade, causados, entre outros, pelo incremento dos preços do gás natural e a invasão da Ucrânia pela Federação Russa, a par de uma integração massiva de energias e fontes renováveis e de um processo de descarbonização da economia, reavivou o debate sobre se o atual desenho de mercado de eletricidade na Europa continua a ser adequado.

Neste sentido, a Comissão Europeia (adiante, CE) mandatou a Agência Europeia para a Cooperação dos Reguladores de Energia (adiante, ACER) para que esta conduzisse uma análise do desenho do mercado elétrico europeu, que se veio a publicar no decurso de 2022, e em que se incluem várias propostas para a sua melhoria. Entre as medidas identificadas, a ACER recomenda a adoção de um quadro mais facilitado para a contratação a prazo, em particular a celebração de *Power Purchase Agreements (PPAs)*, de modo a fomentar-se a liquidez dos referidos mercados a prazo e dos instrumentos de cobertura. Tais medidas contribuem para a promoção do processo de descarbonização da sociedade, uma vez que se relacionam diretamente com o desenvolvimento de projetos de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis.

Em 14 de março de 2023, após uma consulta pública, a CE publicou uma proposta de reforma do mercado europeu da eletricidade¹, orientada para fomentar as energias renováveis, incrementar o nível de proteção aos consumidores finais e melhorar a competitividade da indústria e economia europeias. Da citada proposta faz parte um quadro de incentivos ao uso dos PPAs como instrumentos de contratação a prazo, de modo a mitigar o impacto dos preços formados no referencial de curto prazo no preço final suportado pelos consumidores finais.

Neste contexto, o Conselho de Reguladores do MIBEL (adiante, CR MIBEL) considera da maior importância poder contribuir para densificar o conhecimento deste tipo de contratação a prazo. Assim, além de uma breve referência ao contexto legal e regulamentar para a promoção das fontes renováveis, este estudo elenca igualmente as principais características e estruturas contratuais sob as quais se celebram ou podem celebrar PPAs, os respetivos riscos e vantagens, assim como o quadro regulatório e de supervisão que se lhes pode aplicar.

Espera o CR MIBEL que esta iniciativa, a par de outras que se promovem no mesmo entorno institucional e orientadas para a promoção da liquidez nos mercados a prazo, possa contribuir para aumentar a literacia de mercado a respeito dos instrumentos ao dispor dos agentes para gerirem, da forma mais eficiente que lhes esteja acessível, os riscos de preço da eletricidade e, conseqüentemente, incrementar a participação nos diferentes mercados a prazo.

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP_23_1591.



2. CONTEXTO LEGAL E REGULAMENTAR

Acordo de Paris, Diretiva das Renováveis (RES II) e PNEC nacionais (2016-2020)

Os compromissos em matéria de alterações climáticas assumidos no Acordo de Paris², adotado em 2015 na Conferência das Nações Unidas COP21, condicionaram o posterior desenvolvimento da política energética e climática europeia, fazendo da promoção das energias renováveis um dos seus principais eixos para se atingir o objetivo final de descarbonização da economia.

Desde a ratificação do referido acordo pela União Europeia (adiante, UE) em 2016, os sucessivos planos estratégicos e os pacotes regulamentares europeus que os acompanharam (como o Pacote de Inverno³ ou o pacote do Pacto Ecológico Europeu⁴) têm vindo a aumentar os objetivos climáticos e, com eles, os correspondentes objetivos de desenvolvimento das energias renováveis.

Assim, a Diretiva 2018/2001⁵ do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, estabelece como objetivo vinculativo para toda a UE atingir uma quota de pelo menos 32% energias renováveis até 2030, permitindo rever em alta⁶ este objetivo.

Além disso, em conformidade com o processo de governação estabelecido no Regulamento 2018/1999⁷ do Parlamento Europeu e do Conselho, os Estados-Membros devem contribuir para a realização dos objetivos em matéria de clima, estabelecendo os seus próprios objetivos nacionais e as políticas e medidas correspondentes para os alcançar, que serão incluídos nos seus planos nacionais integrados de energia e clima.

Para o efeito, Espanha e Portugal enviaram à CE os respetivos Planos Nacionais de Energia e Clima (PNIEC espanhol e PNEC português), correspondentes ao período 2021-2030.

De acordo com o cenário de objetivos incluídos no PNIEC espanhol⁸, a potência instalada de fontes de energia renovável deverá ter aumentado 108% em 2030 face a 2020. Isto significa ter atingido, em 2025, uma potência instalada renovável de

² <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/>

³ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.

⁴ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>.

⁶ No dia 14 de julho de 2021, a Comissão Europeia publicou a sua proposta de reforma da Diretiva 2018/2001, incluindo, entre outras medidas, o aumento da meta de geração renovável para 42,5%. Após ter sido adotada pelo Conselho em 9 de outubro de 2023, a nova [Diretiva 2023/2413](#) foi publicada no JOUE em 31 de outubro de 2023, pelo que entra em vigor em 20 de novembro de 2023.

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018R1999>.

⁸ <https://www.boe.es/boe/dias/2021/03/31/pdfs/BOE-A-2021-5106.pdf>.



82.363 MW (27,6% de potência total instalada⁹) e 112.914 MW em 2030 (29,8% da potência total instalada).

Tabela 1. Composição do parque eletroprodutor no Cenário Objetivo do PNIEC

POTÊNCIA RENOVÁVEL (MW)	Ano 2015	Ano 2020*	Ano 2025*	Ano 2030*
Eólica (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>)	22 925	28 033	40 633	50 333
Solar fotovoltaica	4 854	9 071	21 713	39 181
Solar termoelétrica	2 300	2 303	4 803	7 303
Hídrica	14 104	14 109	14 359	14 609
Bombagem mista	2 687	2 687	2 687	2 687
Bombagem	3 337	3 337	4 212	6 837
Biogás	223	211	241	241
Outras renováveis	0	0	40	80
Biomassa	677	613	815	1 408
Carvão	11 311	7 897	2 165	0
Ciclo combinado	26 612	26 612	26 612	26 612
Cogeração	6 143	5 239	4 373	3 670
Fuel e Fuel/Gás (Territórios não Peninsulares)	3 708	3 708	2 781	1 854
Resíduos e outros	893	610	470	341
Nuclear	7 399	7 399	7 399	3 181
Armazenamento	0	0	500	2 500
Total	107 173	111 829	133 802	160 837

*Os dados de 2020, 2025 e 2030 são estimativas para o Cenário Objetivo do PNIEC.

Fonte: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Espanha), 2019

Por sua vez, nos termos consagrados no PNEC¹⁰ português em vigor¹¹, a potência instalada de fontes de energia renovável aumentará cerca de 85% em 2030, relativamente à potência instalada de fontes renováveis em 2020. Isto significa ter atingido, em 2025, uma potência renovável em torno de 22,2 GW (84% da potência total instalada) e cerca de 27,4 GW em 2030 (cerca de 87% da potência total instalada).

⁹ Todavia, deve ter-se em conta que o Conselho de Ministros do Governo de Espanha, a pedido do Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), acordou a 27 de junho de 2023 remeter à Comissão Europeia a [proposta inicial da primeira alteração ao Plano Nacional Integrado de Energia e Clima 2021-2030](#). Por sua vez, a proposta foi submetida a [audiência pública](#) até 4 de setembro, pelo que os objetivos previstos para a instalação de capacidade renovável poderiam ser objeto de alteração.

¹⁰ https://www.dgeg.gov.pt/media/go2fm4fb/pnec-2030-rcm-53_2020.pdf.

¹¹ Importa ter em conta que, de forma análoga com o que se referiu para Espanha, a nova versão do PNEC português foi enviada à Comissão Europeia em junho de 2023 e está pendente de aprovação, de acordo com o disposto no Regulamento (UE) 2018/1999 sobre a governação da União da Energia e da Ação Climática.

**Tabela 2. Composição do parque eletroprodutor no PNEC**

POTÊNCIA RENOVÁVEL (MW)	Ano 2020	Ano 2025	Ano 2030	Ano (2020 vs 2030)
Hídrica	7 000	8 200	8 200	1 200
da qual em Bombagem	2 700	3 600	3 600	900
Eólica	5 430	6 800	9 300	3 900
Onshore	5 400	6 700	9 000	3 600
Offshore	30	100	300	270
Solar fotovoltaica	2 000	6 600	9 000	7 000
Centralizado	1 500	5 800	7 000	5 500
Descentralizado	500	800	2000	1500
Solar térmico	0	100	300	300
Biomasa	400	400	500	100
Outras renováveis	30	60	100	70
Geotermia	30	30	60	30
Ondas	1	30	70	69
Carvão	1 800	0	0	-1 800
Gás natural	3 800	3 800	3 800	0
Fuel/Gasóleo	400	300	300	-100
Total	20 800	26 300	31 500	10 700

Fonte: Ministério do Ambiente e da Ação Climática (Portugal), 2019

Plano de ação REPowerEU e Relatório ACER (2021-2022)

A recuperação da economia global na sequência da pandemia de COVID-19 e as reduções no fornecimento de gás natural russo contribuíram para que os preços da energia subissem durante 2021. Neste contexto de preços elevados da energia, a CE publicou, em outubro de 2021, um pacote de medidas para fazer face a esta situação de preços elevados, com recomendações para os Estados-Membros, às quais se refere comumente como “*Toolbox*”¹². Neste documento, a CE sustenta que o atual desenho do mercado elétrico europeu não é, per se, a causa de preços elevados, que o sistema de preço marginal uniforme garante uma afetação eficiente de recursos e que, portanto, não se considera necessário reformá-lo. Além disso, sublinha-se que não existe um modelo de mercado alternativo conhecido que garanta uma redução de preços, em particular no contexto vivido à data. Neste sentido, a CE mandatou a ACER para que esta elaborasse um relatório sobre o desenho conceptual do mercado elétrico, documento esse que veio a ser publicado em abril de 2022.

O início da invasão da Ucrânia pela Federação Russa, em 24 de fevereiro de 2022, juntamente com a escassez, à data, da produção hídrica e nuclear provocaram uma situação de aumento e volatilidade sem precedentes no preço da eletricidade em toda a Europa, acentuando as preocupações de segurança de abastecimento energético e realçando a dependência excessiva da UE dos combustíveis fósseis russos.

Em resposta a esta situação, e para avançar rapidamente no processo de transição

¹² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5204.



energética, a CE apresentou, em 18 de maio de 2022, o plano *REPowerEU*¹³, que incluiu, entre outras, uma proposta para aumentar para 45% em 2030 a incorporação de energias renováveis no consumo europeu de energia.

Adicionalmente, em paralelo com o processo de aceleração da transição energética, num contexto de elevados preços da energia, reacendeu-se o debate sobre a adequabilidade do atual desenho do mercado elétrico europeu. Conforme mencionado, em abril de 2022, a ACER, no seguimento do mandato que lhe foi conferido pela CE, publicou o seu relatório sobre a desenho do mercado elétrico¹⁴. No referido relatório, embora a ACER sustente que o desenho atual garante um fornecimento de eletricidade eficiente e seguro em condições “normais” de mercado e que, portanto, poderia ser mantido, também inclui um conjunto de recomendações para adequar o desenho do mercado de eletricidade a um futuro com reforçados objetivos de descarbonização. Para o efeito, a ACER recomenda, entre outras medidas, a promoção da liquidez dos mercados a prazo e dos instrumentos de cobertura, como forma de promover os investimentos previstos e necessários no âmbito do processo de transição energética, facilitando o acesso dos pequenos agentes de mercado aos contratos de compra de energia de longo prazo, mais conhecidos como PPAs.

Processo de reforma do mercado elétrico, consulta pública e proposta de desenvolvimento normativo pela CE (2023)

Na sequência das recomendações vertidas pela ACER no seu relatório, a CE realizou uma consulta pública sobre o desenho do mercado elétrico, entre 23 de janeiro e 13 de fevereiro de 2023, com o objetivo de obter a opinião dos agentes sobre os diferentes aspetos que poderiam ajudar a complementar o funcionamento dos atuais mercados de eletricidade de curto prazo. Na consulta, a CE reconhece que, embora o atual desenho do mercado elétrico tenha permitido o desenvolvimento de um mercado significativamente integrado a nível europeu, que garante a segurança do abastecimento e promove o processo de descarbonização, apresentou algumas insuficiências no atual contexto energético. Uma das deficiências observadas tem sido, no atual desenho conceptual e operativo, o enfoque excessivo nos referenciais de mercado de curto prazo, o que, por sua vez, potenciou a transferência aos consumidores finais das flutuações de preço e do elevado nível de volatilidade destes mercados, e que, por sua vez, os consumidores não viram o impacto das energias renováveis refletido corretamente nas suas faturas de eletricidade. Neste contexto, a CE considera necessário complementar o quadro regulamentar destes mercados de curto prazo com instrumentos e ferramentas adicionais que incentivem a utilização de contratos de longo prazo, permitindo que os consumidores finais beneficiem dos custos mais baixos propiciados pela produção renovável e sejam menos afetados pelas elevadas flutuações

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>.

¹⁴ https://www.acer.europa.eu/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf



de curto prazo. Na consulta pública foram levantadas questões específicas sobre as possíveis barreiras atuais ao desenvolvimento de contratos PPA e o seu efeito nos mercados, bem como sobre possíveis ações que poderiam ser implementadas para incentivar a sua utilização.

Na sequência da consulta, a CE publicou, em 14 de março, uma proposta para reformar o desenho do mercado europeu de eletricidade, no sentido de promover as energias renováveis, proteger melhor os consumidores e melhorar a competitividade industrial. A reforma proposta prevê a revisão de vários atos legislativos da UE, como o Regulamento (UE) 2019/943 sobre o mercado interno da eletricidade, a Diretiva 2018/2001 sobre a promoção da utilização de energias renováveis, a Diretiva 2019/944 sobre normas de o mercado interno da eletricidade ou o Regulamento (UE) n.º 1227/2011 relativo à integridade e transparência do mercado grossista de energia (REMIT).

Através desta proposta regulamentar, a CE pretende otimizar a configuração do mercado da eletricidade, complementando os mercados de curto prazo, com um acrescido papel dos instrumentos de longo prazo, incluindo os PPA. Esta maior aposta no longo prazo visa minimizar o impacto da volatilidade característica dos mercados de curto prazo no preço percebido pelos consumidores finais, especialmente tendo em conta que a maior integração das energias renováveis se tenderá a refletir numa redução do preço de mercado à vista, mas também, previsivelmente, num aumento da sua volatilidade. Por esta razão, a CE, nesta proposta, insta os Estados-Membros a promoverem o mercado dos PPA, eliminando obstáculos injustificados que dificultem a entrada no mesmo.

3. CONCEITO DE POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

3.1. POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Os Power Purchase Agreements (PPAs) são contratos bilaterais de longo prazo para a aquisição de energia elétrica por um comprador a um produtor, que cobre parte ou a totalidade da produção da sua instalação de produção renovável com estes contratos. Nos PPAs, o preço, ou a fórmula de preço, e o horizonte temporal de entrega da energia são previamente acordados entre as contrapartes e incluem a entrega de certificados verdes ou garantias de origem¹⁵ (doravante GdOs) da energia renovável do produtor ao comprador.

A contraparte compradora pode ser um comercializador que compra eletricidade ao

¹⁵ As garantias de origem são certificados que atestam o volume de energia produzida a partir de fontes renováveis ou de cogeração de alta eficiência num determinado período de tempo. A regulamentação do sistema de garantias de origem em Espanha encontra-se na Circular 1/2018 da CNMC. No caso de Portugal, consta da [Diretiva n.º 17/2023](#), de 31 de agosto, que aprova o Manual de Procedimentos da Entidade Emissora das Garantias de Origem previstas na lei de bases dos sectores da eletricidade e do gás

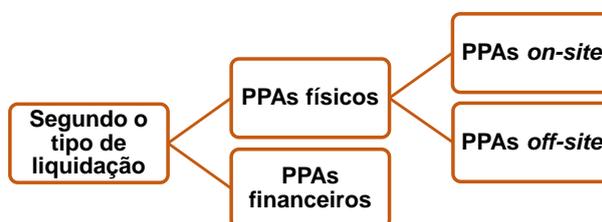


produtor renovável para equilibrar a sua própria carteira e vendê-la aos seus clientes, ou pode ser um consumidor final que celebra o contrato para cobrir a totalidade ou parte das suas necessidades de consumo de eletricidade. Neste último caso, o termo utilizado para designar estes contratos é PPAs corporativos (*corporate PPAs*).

3.2. TIPOLOGIA DE CONTRATOS PPA

A classificação mais comum dos PPAs é a que os distingue de acordo com o tipo de liquidação do contrato, diferenciando-se entre PPAs físicos e PPAs financeiros (também conhecidos como virtuais ou sintéticos).

Gráfico 1. Tipos de PPAs por tipo de liquidação



Fonte: elaboração própria

Os PPAs físicos são aqueles em que há uma liquidação física do contrato, ou seja, há uma troca física de eletricidade entre o produtor e o consumidor. Nos PPAs financeiros não há troca física de energia, mas sim de fluxos monetários através da liquidação financeira.

PPAs físicos

Dependendo do facto de existir ou não uma ligação física entre o produtor e o consumidor, os PPAs físicos podem ainda ser classificados como PPAs *on-site* e PPAs *off-site*.

- PPA físico on-site: esta é a configuração mais simples, uma vez que a proximidade geográfica entre o produtor e o consumidor lhes permite partilhar uma ligação física. Neste caso, o consumidor subscreve o PPA diretamente com o produtor para o fornecimento de energia elétrica.

Adicionalmente, para garantir o fornecimento do seu perfil de procura que não está coberto pelo PPA (ou para os períodos em que o produtor não está a produzir), o consumidor pode, se for caso disso, assinar um contrato com uma empresa comercializadora ou comprar energia no mercado grossista (se for um consumidor direto no mercado). Por outro lado, a produção que não esteja comprometida no PPA, ou que seja excedentária, será vendida pelo produtor ao preço de mercado ou através de um contrato bilateral ou de outro PPA com uma empresa comercializadora.



Gráfico 2. PPA físico on-site

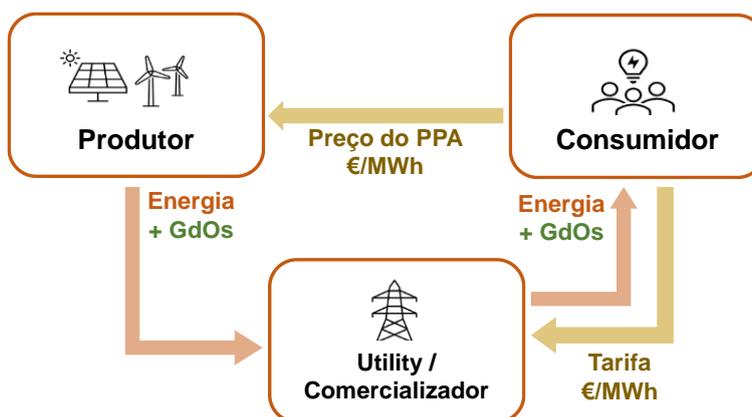


Fonte: elaboração própria

- PPA físico off-site ou sleeved: neste caso não existe a possibilidade de estabelecer uma ligação física entre o produtor e o consumidor, mas a troca física de energia é possibilitada pelo facto de ambos estarem ligados à mesma rede. Esta configuração requer a participação de uma empresa comercializadora que atue como intermediária entre as duas contrapartes do PPA, realizando o fornecimento físico de energia ao comprador, bem como a entrega dos GdOs. Esta ação de intermediação é designada por "sleeving".

Da mesma forma, no caso de a procura total do comprador não poder ser coberta pela produção da instalação do produtor, a empresa comercializadora fornecerá a energia adicional necessária, ao preço estabelecido na tarifa acordada, ou o comprador adquirirá diretamente a energia necessária no mercado grossista (no caso de um consumidor direto no mercado).

Gráfico 3. PPA físico off-site



Fonte: elaboração própria

PPAs financeiros

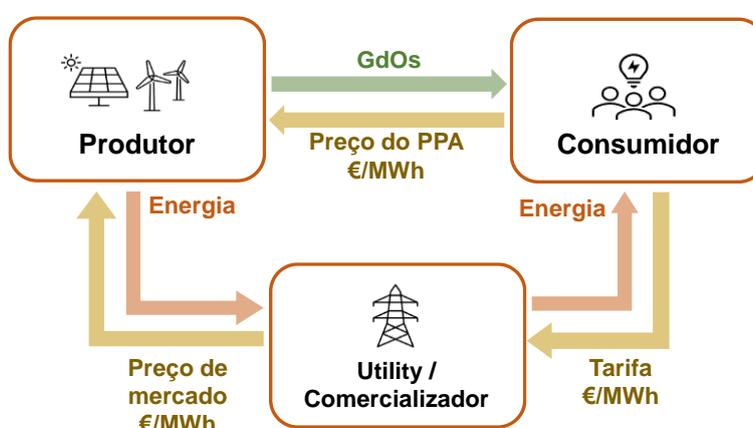
Esta tipologia de contrato é um instrumento de cobertura puramente financeiro, que não exige que ambas as contrapartes estejam ligadas à mesma rede, uma vez que não existe troca física de energia. No entanto, implica a transferência de GdOs do vendedor



para o comprador e a assinatura, pelo comprador, de um contrato com uma empresa comercializadora para garantir o fornecimento da sua procura de eletricidade (ou pode adquiri-la no mercado, no caso de se tratar de um consumidor direto no mercado).

Os PPAs financeiros ou virtuais (VPPAs) são liquidados pelas diferenças entre o preço fixo acordado pelas contrapartes do contrato (*strike price*) e o preço do mercado à vista. No caso de o preço à vista ser inferior ao preço do PPA, o comprador deverá compensar o vendedor pelo diferencial de preço; inversamente, quando o preço à vista excede o preço fixado no PPA, será o vendedor quem compensará o comprador pela diferença entre os dois preços.

Gráfico 4. PPA financeiro



Fonte: elaboração própria

Os PPAs financeiros eliminam qualquer tipo de obstáculo ou restrição geográfica, permitindo inclusivamente, que as contrapartes se encontrem em mercados diferentes sem interligação física. Assim, quando o fornecimento da eletricidade subscrita no PPA se realiza num país diferente do país onde está localizada a instalação de produção, o contrato é especificamente designado por PPA transfronteiriço (*cross-border PPA*).

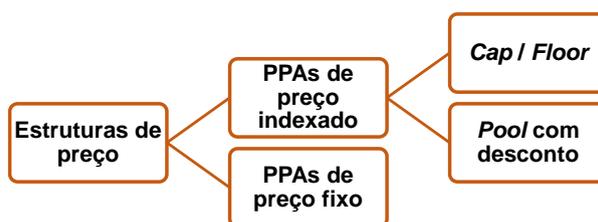
3.3. ESTRUTURAS DE PREÇOS

A estrutura de preços (preço por unidade de energia produzida ao longo da vigência do contrato) é um dos aspetos de negociação do PPA e é estabelecida tendo em conta as expectativas de preços futuros da eletricidade, os riscos a assumir ou, no caso particular do produtor, a rentabilidade necessária para garantir a viabilidade bancária ou o financiamento do projeto.

As tipologias mais comuns de estruturas de preços nos PPAs são as baseadas num preço fixo e as estabelecidas com indexação ao mercado ou a outro índice de preços.



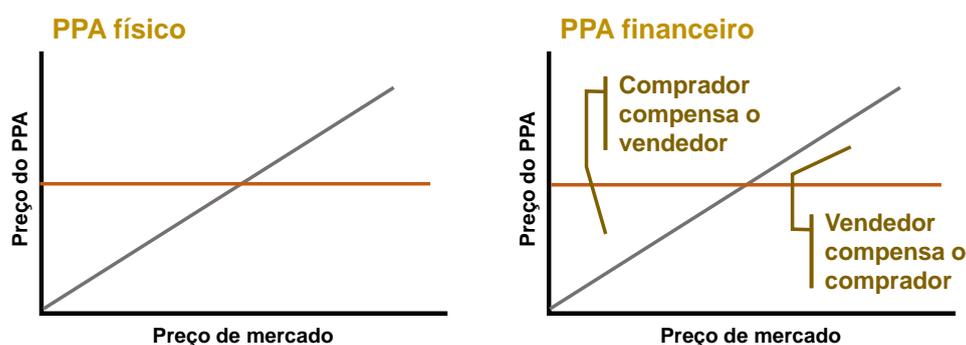
Gráfico 5. Estruturas de preço



Fonte: elaboração própria

Nas estruturas baseadas num preço fixo, o preço mantém-se inalterado durante todo o período de vigência do contrato, com a possibilidade de estabelecerem-se cláusulas de ajustamento baseadas na inflação ou numa qualquer forma de atualização (para cima ou para baixo, de magnitude e duração previamente acordadas).

Gráfico 6. PPA de preço fixo



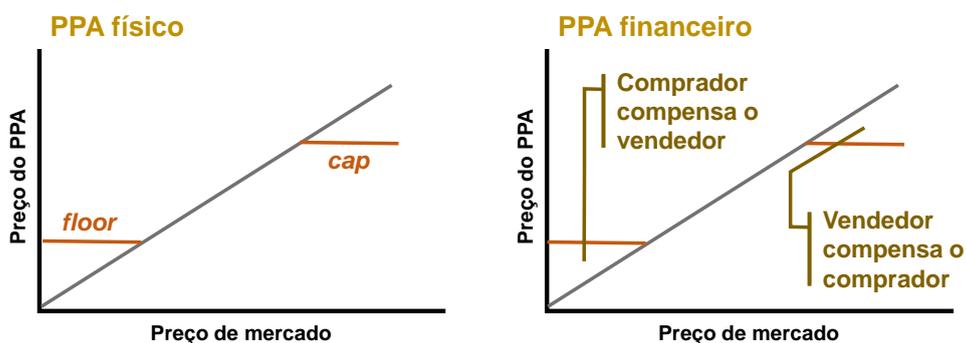
Fonte: elaboração própria

Por outro lado, nas estruturas criadas com indexação ao mercado ou a outro índice de preços podem:

- Ser acordados limites máximos e mínimos de preço (*cap* e *floor*, respetivamente) que sirvam como mecanismos de proteção. Neste tipo de estrutura, o preço do PPA coincidirá com o preço de mercado sempre que este se situe entre os limites fixados. No entanto, se o preço à vista for inferior ao limite mínimo (*floor*), o preço do PPA físico será igual ao limite mínimo. Na mesma situação, mas com um PPA financeiro, o comprador compensará o vendedor pela diferença entre o *floor* e o preço de mercado. Inversamente, se o preço de mercado exceder o preço máximo fixado no contrato (*cap*), o preço do PPA físico corresponderá ao preço máximo, ao passo que, num PPA financeiro, será o vendedor quem deve compensar o comprador pela diferença entre o preço de mercado e o *cap*.



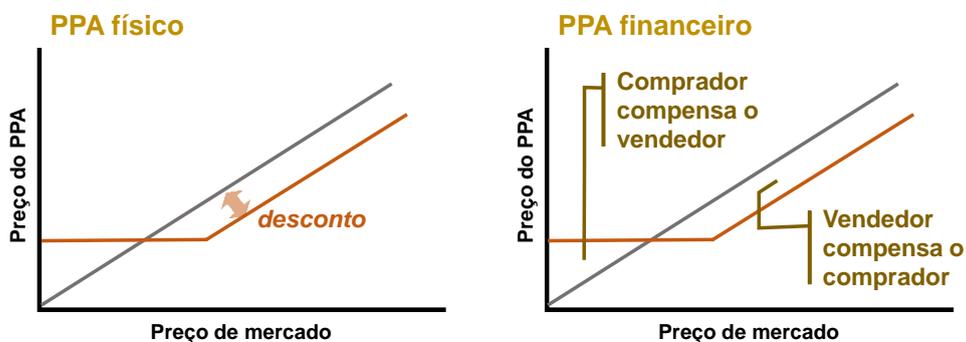
Gráfico 7. PPA indexado a mercado: cap/floor



Fonte: elaboração própria

- Estabelecer uma indexação ao preço de mercado com desconto: nesta estrutura de preços, as contrapartes acordam que o preço do contrato será o preço de mercado à vista menos uma determinada percentagem de desconto. Além disso, podem ser estabelecidos limites de preço inferiores e/ou superiores (*floor* e *cap*, respetivamente), dando origem a diversas configurações: preço à vista com desconto, preço à vista com desconto e *floor*, preço à vista com desconto e *cap*, etc.

Gráfico 8. PPA indexado a mercado: pool com desconto e floor



Fonte: elaboração própria

3.4. RISCOS DOS PPAS

Apesar dos benefícios que a assinatura de um contrato PPA tem para ambas as contrapartes, há também uma série de riscos que devem ser tidos em conta durante o processo de negociação do mesmo. Estes riscos devem ser definidos e refletidos no contrato, juntamente com as medidas adequadas, em cada caso, para tentar mitigá-los e com os critérios para a distribuição, partilha ou transferência destes riscos, caso se verifiquem.

Os principais riscos a ter em conta na negociação dos contratos PPA são apresentados de seguida:



Risco regulatório: risco decorrente de qualquer alteração normativa que possa afetar o PPA ao longo da vigência do contrato, ou mesmo durante a fase de construção da instalação de produção a ele associada, com impacto nas receitas esperadas do projeto (alterações no funcionamento do mercado elétrico, no regime de licenças de construção ou operações que afetem a instalação de produção, no regime de acesso às redes de transporte ou de distribuição, ou alterações na fiscalidade). Na medida do possível, é necessário antecipar o potencial impacto deste risco regulatório, definindo mecanismos que permitam a repartição, partilha ou transferência deste, caso se verifique. Por exemplo, podem estabelecer-se cláusulas que, a título excepcional, contemplem a revisão dos termos da estrutura de preços do PPA, caso esse risco regulatório se materialize.

Risco de força maior: o risco de ocorrência de acontecimentos de caráter extremo fora do controlo tanto do vendedor como do comprador (por exemplo, condições meteorológicas extremas), que podem afetar o processo de construção da instalação de produção ou a capacidade de produção desta, depois da sua entrada em funcionamento. A fim de evitar ou atenuar este risco, são frequentemente incluídas no contrato cláusulas de compromisso do produtor para minimizar o impacto deste risco, bem como uma cláusula de rescisão do contrato no caso de a causa de força maior se prolongar por um período de tempo considerável.

Risco operacional: risco de que a instalação de produção não atinja o desempenho esperado em termos de nível de disponibilidade, coeficiente de rendimento (no caso das instalações de produção solar fotovoltaica) ou curva de potência garantida (no caso das instalações de produção eólica). Para mitigar este risco, o produtor deve efetuar uma análise que lhe permita estimar a produção de energia do projeto, tendo em conta a variabilidade climática e as potenciais falhas tecnológicas da instalação.

Risco de desenvolvimento: o risco de que o desenvolvimento da instalação renovável ligada ao contrato não se realize da forma e no momento inicialmente previstos, ou mesmo, que não chegue a realizar-se.

Risco de crédito ou risco de contraparte: risco de incumprimento por alguma das contrapartes. Dada a ligação entre as receitas geradas através do PPA e o acesso ao financiamento do projeto de produção, o risco de crédito poderá ter maior impacto na contraparte vendedora. No entanto, não é um risco estático, mas sim decrescente ao longo da vida do contrato, atingindo o seu valor mais elevado no início do mesmo, uma vez que pode levar à não conclusão da construção do projeto de produção. Assim, é essencial avaliar a solidez financeira da contraparte antes da assinatura do contrato, uma vez que tal será exigido pela instituição financeira na negociação do financiamento do projeto de produção. Da mesma forma, o vendedor deve avaliar os volumes máximos que podem ser associados a uma determinada contraparte. Neste sentido, uma alternativa para repartir o risco de incumprimento do comprador é optar por estruturas de múltiplos compradores, em que a contraparte compradora representa a procura



agregada de vários compradores, designada por consórcio ou "club". Por sua vez, este tipo de compra agregada permite o acesso a PPAs por parte de empresas com menor consumo de energia, mas que pretendam beneficiar das vantagens associadas a este tipo de contratos.

Risco de preço ou de mercado: risco resultante de alterações do preço de mercado, por oposição ao preço fixado no contrato. Podem definir-se estruturas de preços, como referido anteriormente, para garantir que este risco é partilhado entre as duas contrapartes.

Risco de desvios: probabilidade de a produção efetiva da instalação de produção ser diferente da produção estimada, gerando custos de desvios devido ao desequilíbrio da instalação. Este risco pode ser mitigado através da contratação de um terceiro que garanta ao comprador o fornecimento da diferença entre a produção prevista e a efetiva.

Risco de volume e de perfil: a probabilidade de que, devido à variabilidade da produção da instalação de produção, esta não se adapte ao perfil horário da procura do consumidor (risco de perfil) ou ao seu consumo num horizonte temporal mais longo, como um trimestre ou um ano inteiro (risco de volume). Para tentar mitigar ambos os riscos, é necessário que as contrapartes definam o volume e o perfil de entrega de energia que melhor se ajusta às necessidades de abastecimento do consumidor e/ou, adicionalmente, que ambas as contrapartes celebrem contratos com terceiros (produtor e empresa comercializadora). Distinguem-se dois tipos de PPAs, consoante o perfil e o volume de energia a fornecer, nomeadamente:

- Os PPAs de volume fixo *baseload*: adequados para contrapartes compradoras que terão um consumo de energia estável durante a vigência do contrato (por exemplo, para certos consumidores industriais cuja produção é constante, independentemente da hora do dia ou da estação do ano).
- Os PPAs de volume variável: recomendado para compradores com um perfil de procura variável em função da sazonalidade ou do horário laboral. Dentro deste tipo de contratos, pode ser feita uma distinção entre PPAs *as generated*, em que o volume de energia a fornecer ao comprador depende da produção da instalação de produção, e PPAs *as produced*, em que o volume a fornecer é ajustado ao perfil de consumo do comprador.

4. MOTIVAÇÕES PARA O ESTABELECIMENTO DE PPAs E SUA RECENTE EVOLUÇÃO

O impulso, da política comunitária da UE, para a descarbonização da economia através da integração de maior capacidade de produção a partir de fontes de energia renováveis implica a penetração no mercado de tecnologias com custos mais baixos do que as baseadas em combustíveis fósseis, mas com consequências na evolução do mercado spot, com preços mais voláteis devido ao carácter intermitente destas tecnologias.



Neste contexto, torna-se relevante o desenvolvimento de contratos do tipo PPA, uma vez que são contratos de longo prazo que permitem a cobertura do risco de preço de mercado para ambas as contrapartes (com um horizonte de preços estável e previsível a médio e longo prazo), e facilitam a "bancabilidade" ou financiamento de projetos de desenvolvimento de parques de produção renovável, ao garantirem a estabilidade dos seus fluxos de receita e, conseqüentemente, a sua rentabilidade.

Por outro lado, no âmbito da descarbonização da economia, o compromisso dos diferentes sectores produtivos com a sustentabilidade ambiental é cada vez maior, estabelecendo objetivos como cobrir parte ou a totalidade do seu consumo de eletricidade através de fontes de energia renovável. Neste sentido, a celebração de contratos PPA, para além de garantir um preço estável e previsível no futuro, está a tornar-se de uma via que visa alcançar os compromissos assumidos pelas empresas nos seus planos de sustentabilidade, uma vez que são instrumentos que favorecem o desenvolvimento de fontes de energia renovável.

Em modo de resumo, a Tabela 3 mostra as principais motivações dos produtores (vendedores) e dos consumidores (compradores) para a celebração de contratos PPA.

Tabela 3. Motivações para a celebração de PPA

Visão do Produtor		Visão do Comprador	
<u>Mitigação do risco de preço</u>	Horizonte de preços estáveis e previsíveis no médio e longo prazos	<u>Mitigação do risco de volume e preço</u>	Estabilização da entrega de energia a um determinado preço e horizonte temporal
<u>Bancabilidade do projeto</u>	Fluxo de receitas estável e de longo prazo permite facilidade no acesso a condições de financiamento bancário		Cobertura contra a volatilidade dos preços dos combustíveis e da eletricidade
<u>Desenvolvimento de negócios</u>	Aumenta a variedade de potenciais compradores	<u>Sustentabilidade</u>	Redução do risco de variações no preço dos direitos de emissão de CO ₂
	Pode facilitar a expansão geográfica para novos mercados		Facilita o cumprimento dos compromissos de sustentabilidade ambiental fixados pela empresa
	Reduz o custo de desenvolvimento ao permitir a padronização de termos e condições	<u>Melhoria da posição concorrencial</u>	Reduz a pegada de carbono
			Melhoria da imagem corporativa pelo uso de eletricidade de origem renovável
			Em comparação com a aquisição de ativos de produção, a contratualização de PPAs evita dispersão das atividades face ao <i>core</i> da empresa

Fonte: elaboração própria

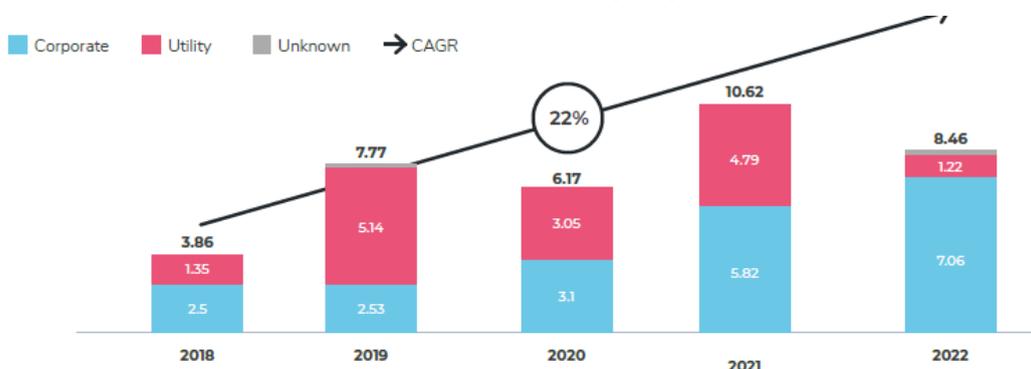
4.1. EVOLUÇÃO DE PPAs: VOLUMES

Nos últimos anos, tem-se registado um aumento progressivo da negociação de contratos bilaterais de longo prazo do tipo PPA. Assim, de acordo com o estudo do



mercado europeu realizado pela PEXAPARK¹⁶, a negociação de contratos PPA teria registado um aumento de 22% entre 2018 e 2022. Neste último ano, teriam sido celebrados contratos PPA para um volume total comprometido de cerca de 8,5 GW¹⁷, correspondendo a 161 contratos. No entanto, este valor representa uma redução de 21,4% face ao volume comprometido neste tipo de contratos em 2021 (10,7 GWh), embora com um aumento de 4,5% no número de contratos fechados face ao ano anterior (154 contratos). Por perfil de agente, os consumidores finais têm vindo a aumentar a sua percentagem de participação na negociação e celebração deste tipo de contrato de longo prazo (em detrimento das empresas de energia), com os designados "PPA corporativos" a representarem 82% da potência total comprometida em 2022 para este tipo de contratos (80% do total de contratos).

Gráfico 9. Evolução da potência contratada através de contratos PPA no mercado europeu (MW)



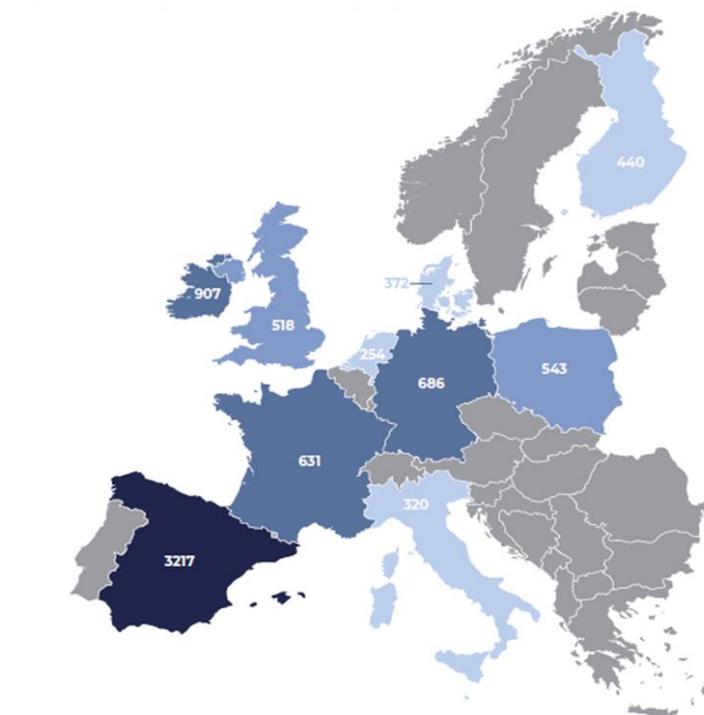
Fonte: Estudo PEXAPARK "European PPA Market Outlook 2023"

¹⁶ "European PPA Market Outlook 2023"

¹⁷ Este valor corresponde à soma do volume correspondente a 161 contratos e não incorpora os dados relativos a outros 65 contratos em que o volume não é especificado, pelo que a potência total atribuível a contratos PPA no mercado europeu poderia situar-se entre 9 GW e 9,5 GW.



Gráfico 10. Potência contratada através de contratos PPAs por países (MW)



Fonte: Estudo PEXAPARK “European PPA Market Outlook 2023”

As empresas tecnológicas (Microsoft, Amazon, Google e Meta) continuaram a destacar-se em 2022 como contrapartes de contratos PPA, com 22,4% do total da potência contratada. No entanto, nesse ano, a empresa Alcoa foi a maior compradora de PPAs no mercado europeu, com 21,5% do total de energia contratada através deste tipo de contratos de longo prazo.

Por países, o mercado espanhol foi o mais ativo na negociação de contratos PPA com um total de 3.717 MW, seguido da Irlanda com 907 MW.



**Tabela 4. Exemplos de PPAs celebrados em Espanha e Portugal
Período 2020-2022**

ANO	PAÍS	MODALIDADE	CONTRAPARTES	VOLUME	MATURIDADE
2020	Espanha	Produtor-cliente corporativo VPPA	Baywa r.e.-AB InBev	250 GWh/ano	10 anos
		Produtor-comercializadora	Fortia-Engie	400 GWh/ano	11 anos
		Produtor-cliente empresarial Físico Off-site	Iberdrola-Orange	200 GWh/ano	12 anos
		Produtor-cliente empresarial Físico Off-site	Acciona-Telefónica	100 GWh/ano	10 anos
		Produtor-cliente empresarial	Sonnedix-Statkraft	100 GWh/ano	10 anos
		Produtor-cliente empresarial Físico On-site	Iberdrola-Makro	6 MW	15 anos
		Produtor-cliente empresarial VPPA	EDP Renovables-Novartis	63 MW	15 anos
		Produtor-cliente empresarial VPPA	Acciona-Novartis	135 MW	10 anos
		Produtor-cliente empresarial VPPA	Enel Green-Novartis	78 MW	10 anos
		Produtor-cliente empresarial	Endesa-Cellnex	300 GWh/ano	10 anos
		Produtor-cliente empresarial Físico Off-site	Iberdrola-Orange	200 GWh/ano	12 anos
		Produtor-cliente empresarial VPPA	EDP Renovables-Royal DSM	59 MW	não disponível
2021	Espanha	Produtor-cliente empresarial Físico Off-site	Iberdrola-Danone	73 GWh/ano	10 anos
		Produtor-cliente empresarial VPPA	Solaria-Shell	300 MW	10 anos
	Portugal	Produtor-cliente empresarial Físico Off-site	EDP Renovables-NOS	62 GWh/ano	10 anos
2022	Espanha	Produtor-cliente empresarial Físico	ALCOA-Greenalia	183 MW	10 anos
		Produtor-cliente empresarial Físico	ALCOA-Endesa	1.151 GWh/ano	10 anos

Fonte: Elaboração própria a partir de informação das empresas e do documento “Bird & Bird & Corporate PPAs. An International Perspective. 2020/2021 Edition”.

5. PPAs E OS MERCADOS A PRAZO

5.1. RELAÇÃO COM OS MERCADOS A PRAZO ORGANIZADOS

Como já foi referido anteriormente, uma das medidas propostas pela CE para a reforma do mercado elétrico europeu consiste em incentivar a utilização dos PPAs como instrumentos de contratação a prazo que permitam atenuar o impacto dos mercados de curto prazo no preço cobrado aos consumidores finais.

Neste contexto, importa analisar a relação entre este tipo de contratos a prazo e os negociados em mercados organizados de futuros, de modo a identificar situações de



potencial complementaridade ou substituibilidade.

Em primeiro lugar, é de notar que os PPAs e os instrumentos de cobertura negociados em mercados organizados a prazo têm características diferentes, o que torna difícil considerá-los perfeitamente substituíveis. Em particular, os PPAs são, na sua maioria, estruturas contratuais complexas que são negociadas bilateralmente entre os agentes, incorporando cláusulas e características específicas que os tornam mais flexíveis e adaptáveis às necessidades específicas dos agentes. Este facto contrasta com os instrumentos negociados nos mercados organizados a prazo ou de futuros, cujas características estão padronizadas.

Naturalmente, estas especificidades de cada uma das tipologias de contratos, ou seja, a padronização no caso dos contratos a prazo negociados nos mercados organizados e as cláusulas personalizadas¹⁸ no caso dos PPAs, têm vantagens e desvantagens. Por exemplo, como já foi referido, a negociação bilateral de contratos PPAs permite uma melhor adaptação às necessidades específicas de ambas as contrapartes, enquanto torna a sua negociação muito mais complexa e morosa, ficando assim exposta a potenciais alterações de mercado que possam ocorrer durante o período de negociação. Este facto contrasta com a execução imediata de contratos padronizados negociados em mercados organizados a prazo.

Outro aspeto que distingue os dois tipos de contratos é a gestão do risco de contraparte. Assim, enquanto nos contratos PPAs o risco de contraparte exige uma gestão bilateral específica, nos contratos a prazo negociados num mercado organizado, este risco de contraparte é eliminado com a novação dos contratos na contraparte central (doravante CCP) desse mercado. Por conseguinte, o facto de as CCPs permitirem a compensação dos contratos PPAs, a fim de atenuar o risco de contraparte desses contratos, tem um impacto positivo no financiamento dos mesmos.

Para além das diferenças supramencionadas nas suas características estruturais, existem outros fatores que diferenciam significativamente os dois tipos de contratos:

- Os PPAs são um instrumento de cobertura do risco de preço da eletricidade a muito longo prazo (com impacto no financiamento do projeto de produção), ao contrário dos contratos negociados em mercados organizados, cuja liquidez se concentra sobretudo em coberturas de curto e médio prazo, uma vez que os mercados de futuros muitas vezes não oferecem produtos com maturidades tão longas, ou então não há liquidez na sua negociação.
- As motivações que levam as empresas a celebrarem PPAs ou negociar em mercados organizados a prazo podem ser diferentes. Assim, enquanto que a negociação em mercados a prazo se baseia sobretudo em posições de cobertura ou especulativas, independentemente da fonte de produção, muitos contratos

¹⁸ Por exemplo, na situação em que o comprador adquire energia a um ativo específico, como é o caso dos PPA *on-site*.



PPAs estão associados ao cumprimento de compromissos de sustentabilidade ambiental por parte das empresas e à ligação destes à sua imagem de marca (para além da cobertura de risco de preço que estes contratos também permitem).

- Os PPAs exigem normalmente um nível muito elevado de notação de crédito do comprador de eletricidade, o que restringe o acesso a esses contratos e realça a importância dos mercados a prazo como alternativa para os agentes que não têm essa notação, não estão interessados ou não podem assumir esses compromissos de cobertura a longo prazo.

Apesar das diferentes características e motivações para a contratação entre contratos negociados em mercados a prazo e os PPAs, é importante salientar que, no entanto, existem externalidades (*spillover effects*) entre ambos os tipos de contratos. Por exemplo, o preço da energia acordado nos PPAs, que é um dos aspetos fundamentais na negociação destes contratos, pode ser um fator determinante na escolha entre celebrar um PPA ou negociar nos mercados a prazo. De igual modo, sendo os PPAs contratos de longo prazo, as expectativas de preço das contrapartes para o período de vigência do contrato são relevantes na sua negociação, sendo a evolução dos preços nos mercados a prazo um dos possíveis inputs na formação dessa expectativa.

Por último, é de notar que, embora os dois tipos de contratos não sejam perfeitamente substituíveis, quando uma entidade negocia um PPA, reduz potencialmente a sua necessidade de tomar posições nos mercados a prazo, impactando, assim, a liquidez desses mercados. No entanto, pode haver situações em que um comprador de energia deseje ter alguma exposição ao preço de mercado para beneficiar das alturas em que os preços são inferiores aos do contrato PPA. Além disso, e dependendo das características do PPA, o mercado de futuros pode servir de proteção contra eventuais riscos associados ao contrato (entre outros, volume/perfil, desvios, eventuais atrasos), bem como de proteção contra alguns dos riscos de preço associados aos PPAs financeiros.

5.2. MONITORIZAÇÃO E SUPERVISÃO DOS MERCADOS

No contexto do acompanhamento e supervisão dos mercados, as secções seguintes refletem, de uma forma geral, as obrigações normativas relacionadas com os contratos PPAs no âmbito de aplicação dos seguintes diplomas:

- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia ([REMIT](#)),
- Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros e que altera a Diretiva 2002/92/CE e a Diretiva 2011/61/UE ([DMIF II](#)); e



- Regulamento (UE) n.º 648/2012 relativo aos derivados do mercado de balcão, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações ([EMIR](#)).

5.2.1. IMPLICAÇÕES RELACIONADAS COM A MONITORIZAÇÃO E SUPERVISÃO DO MERCADO ELÉTRICO

Para efeitos de supervisão, o REMIT tem uma visão integrada dos mercados grossistas europeus de energia, entendidos como sendo o conjunto de mercados à vista e a prazo, com liquidação física ou financeira, de eletricidade e de gás natural em cada um dos Estado-Membros; incluindo, entre outros, mercados regulamentados, plataformas de negociação multilaterais, as transações em mercados não organizados (OTC) e os contratos bilaterais, efetuados diretamente ou através de intermediários.

Os contratos PPA, enquanto contratos bilaterais de eletricidade de longo prazo (contratos derivados de eletricidade), independentemente do tipo de liquidação, são considerados produtos energéticos grossistas, de acordo com o número 4 do artigo 2.º do REMIT, pelo que lhes é aplicável o disposto no referido Regulamento e respetiva regulamentação de execução. Em particular, os contratos PPA estão sujeitos à obrigação de comunicação de dados à ACER, conforme estabelecido no número 1 do artigo 8.º do REMIT, bem como no número 1 do artigo 3.º do Regulamento de Execução 1348/2014¹⁹.

Adicionalmente, no caso de contratos com liquidação financeira, deve ser considerado o disposto no número 5 do artigo 6.º do Regulamento de Execução n.º 1348/2014. Assim, quando os dados da transação já tenham sido comunicados de acordo com a regulamentação financeira, consideram-se cumpridas as obrigações relativas à comunicação desses dados, de acordo com o disposto no número do 1 do artigo 8.º do REMIT.

No entanto, é de notar que o número 6 do artigo 6.º acrescenta que " Em conformidade com o artigo 8.º, n.º 3, segundo parágrafo, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 e sem prejuízo do n.º 5 do presente artigo, os mercados organizados e os sistemas de encontro de ordens ou de comunicação de informações devem estar em condições de apresentar as informações referidas no n.º 1 do presente artigo diretamente à Agência."

Por outro lado, para efeitos de reporte dos contratos PPA com liquidação física, o número 1 do artigo 4.º do Regulamento de Execução n.º 1348/2014, segundo o qual, " Salvo se celebrados em mercados organizados, os contratos a seguir enumerados e os dados das transações no âmbito desses contratos são comunicáveis unicamente mediante pedido específico fundamentado da Agência: [...] b) Contratos relativos à entrega física de eletricidade produzida por uma única unidade de produção com uma

¹⁹ [Regulamento de execução \(UE\) n.º 1348/2014](#) da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.ºs 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.



capacidade igual ou inferior a 10 MW ou por unidades de produção com uma capacidade agregada igual ou inferior a 10 MW;".

5.2.2. IMPLICAÇÕES RELACIONADAS COM O CONTROLO E SUPERVISÃO DOS MERCADOS FINANCEIROS

No que respeita à regulamentação financeira, se um contrato PPA corresponder a um dos instrumentos financeiros derivados enumerados nos pontos 4 a 10 da Secção C do Anexo I da DMIF II e aos definidos na alínea c) do Ponto 44) do n.º 1 do artigo 4.º da referida Diretiva, aplicar-se-ão os requisitos aí previstos e nos regulamentos de execução. Refira-se ainda que, por se encontrar incluído nos pontos acima identificados no âmbito de aplicação da DMIF II, o PPA será considerado um contrato de derivados nos termos do n.º 5 do artigo 2.º do EMIR, sendo igualmente aplicáveis os requisitos previstos no referido Regulamento e respetivos regulamentos de execução.

No que diz respeito à DMIF II, a referida diretiva aplica-se às entidades que prestam regularmente serviços de investimento e/ou exercem, regularmente, atividades de investimento a título profissional em relação a instrumentos financeiros. Por conseguinte, o seu âmbito de aplicação não deve incluir pessoas que exerçam uma atividade profissional diferente das acima mencionadas. Para o efeito, a DMIF II prevê um conjunto de isenções que deverão ser tidas em conta pelas entidades que negociam PPA²⁰.

Quanto aos requisitos estabelecidos no EMIR são, em termos gerais, os seguintes:

- Obrigação de comunicar informações relativas a instrumentos derivados a um repositório de transações (*Trade Repository*);
- Obrigação de compensação através de uma Contraparte Central (CCP, na sigla inglesa) aplicável às transações OTC sobre os derivados definidos pela ESMA;
- Obrigação de aplicar técnicas de mitigação dos riscos para os derivados OTC não compensados através de uma CCP.

Note-se que, através do EMIR REFIT²¹, que entrou em vigor em 17 de junho de 2019, foram introduzidas alterações ao EMIR, a fim de simplificar e introduzir uma abordagem

²⁰ A este respeito, consultar o documento "[A regulamentação financeira e os contratos de derivados sobre o MIBEL](#)" do CR MIBEL, julho de 2022.

²¹ [Regulamento \(UE\) 2019/834 do Parlamento Europeu e do Conselho](#), de 20 de maio de 2019 que altera o EMIR no que diz respeito à obrigação de compensação, à suspensão da obrigação de compensação, aos requisitos de comunicação de informações, às técnicas de atenuação do risco para os contratos de derivados OTC não compensados através de uma contraparte central, ao registo e supervisão dos repositórios de transações e aos requisitos aplicáveis aos repositórios de transações.



mais proporcional a determinados requisitos estabelecidos no EMIR²².

²² Ver também o documento "[A regulamentação financeira e os contratos de derivados sobre o MIBEL](#)" do CR MIBEL, julho de 2022.

