

## IMPACTO DA INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE CAPACIDADE SOLAR FOTOVOLTAICA NOS PREÇOS DO MIBEL: ANÁLISE DA REMUNERAÇÃO DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EM AMBIENTE DE MERCADO

Couto A. \*, Algarvio H. \*, Lopes F. \*, Estanqueiro A.\*

\* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal,  
[antonio.couto@lneg.pt](mailto:antonio.couto@lneg.pt), [hugo.algarvio@lneg.pt](mailto:hugo.algarvio@lneg.pt), [fernando.lopes@lneg.pt](mailto:fernando.lopes@lneg.pt), [ana.estanqueiro@lneg.pt](mailto:ana.estanqueiro@lneg.pt)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1006>

### RESUMO

Este artigo visa avaliar e compreender o impacto da integração em larga escala da tecnologia solar fotovoltaica (PV) no mercado ibérico de eletricidade. Esse impacto foi avaliado considerando as projeções de capacidade solar a instalar em Portugal, de acordo com Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030, usando o modelo multi-agente MATREM (*for Multi-Agent Trading in Electricity Markets*) como simulador do mercado de eletricidade. Os resultados sugerem que tomando como referência aos valores observados em 2016, com as capacidades instaladas projetadas no PNEC, é possível uma redução do preço médio no mercado do dia seguinte de 8.03 €/MWh, passando de um valor de 53.55 €/MWh para 45.52 €/MWh. Analisando as horas do dia onde é expectável existir produção solar, a redução do preço médio é mais significativa, e igual a 10.33 €/MWh. Face aos valores atuais do custo de instalação desta tecnologia, o valor médio obtido sugere que é viável aos produtores optarem por uma remuneração em ambiente de mercado. Assim, para além dos benefícios ambientais, a integração da tecnologia solar PV em larga escala pode ter um impacto socioeconómico muito positivo.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, PNEC 2030, mercado eletricidade, MIBEL, Simulador multi-agente, MATREM

### ABSTRACT

This article aims to assess and understand the impact of large-scale integration of the solar photovoltaic (PV) technology in the Iberian electricity market. This impact was evaluated using the projections of the Portuguese solar deployment capacity established in the National Energy and Climate Plan (NECP) 2030 and a multi-agent electricity market simulator designated as MATREM (*for Multi-Agent Trading in Electricity Market*). Comparing with the values obtained for 2016, the results suggest that the installed capacities projected in the PNEC allow to reduce the average price on the day-ahead spot market by 8.10 €/MWh, reaching 45.52 €/MWh. Considering only the period when solar production is expected (i.e., excluding the night hours), the average price obtained for 2030 is 46.76 €/MWh. With the current installations costs values of solar PV and the values obtained in this work, the results suggest that it is reasonable for a solar power producer to select a market-based remuneration. Thus, in addition to the environmental benefits, the large-scale integration of solar PV technology can have a positive socio-economic impact.

KEYWORDS: Solar Energy, NECP 2030, electricity market, MIBEL, multi-agent simulator, MATREM

## INTRODUÇÃO

Portugal, em harmonia com a Europa, encontra-se atualmente numa fase de transição energética onde o setor das energias renováveis assume um papel crucial. Esta transição visando reduzir a dependência energética do exterior, e descarbonizar a sociedade e, conseqüentemente, o sector electroprodutor, requer uma integração em larga escala de fontes de energia renováveis variáveis no tempo (VRE), como a energia solar fotovoltaica (PV) (Hansen et al. 2019). Devido à característica intrínseca da fonte primária desta tecnologia – irradiância - a sua produção é delimitada pelas condições atmosféricas (tal como no caso da energia eólica) e pelo ciclo diário do sol. Este ciclo influencia também o perfil de consumo de energia, e, conseqüentemente, os preços verificados nos mercados de energia elétrica (MEE). A influência da integração em larga-escala de VRE nos sistemas electroprodutores tem sido detalhadamente analisada por diversos autores, nomeadamente, no que diz respeito à segurança e robustez do sistema e à flexibilidade necessária para lidar com a designada “duck curve” (Hou et al. 2019; Couto e Estanqueiro 2020). Esta curva é caracterizada pela queda acentuada da carga líquida (consumo de eletricidade menos produção VRE) nas primeiras horas da manhã por via do aumento da produção solar PV. Por outro lado, após as horas de maior irradiância solar, verifica-se um comportamento oposto, i.e., um aumento acentuado da carga líquida. Dependendo dos níveis de penetração desta tecnologia, o valor de carga líquida pode ser inferior a 0 durante algumas horas do dia, significando um excesso de produção face ao consumo de energia. Assim, com as novas dinâmicas introduzidas do lado da oferta de energia, derivada da forte aposta na tecnologia solar PV, é expectável que estas impactem fortemente nos resultados dos MEEs.

A atual configuração dos MEEs, definida num período onde dominavam as tecnologias convencionais, é marginalista (baseada no custo necessário para produzir um megawatt) na formação do seu preço horário. O preço é obtido através da intersecção da curva de oferta e da curva de procura de energia (Sensfuß et al. 2008). Assim, para participar no mercado diário, os produtores normalmente licitam um preço que englobe os seus custos marginais e a quantidade de produção, ou prevista no caso das VREs, criando-se um empilhamento das ofertas por ordem de mérito. Uma vez que as tecnologias VRE apresentam custos marginais muito reduzidos (da ordem dos 0 €/MWh) comparativamente com as tecnologias convencionais, verifica-se uma tendência para uma diminuição dos valores verificados nos MEEs. Esta tendência já se encontra detalhadamente reportada por diversos autores (Lopes et al. 2018; Odeh e Watts 2019). A quantificação deste impacto para os produtores de energia eólica durante o primeiro semestre de 2016 para o mercado do MIBEL foi investigada em (Lopes et al. 2018). Usando os dados de mercado e o simulador multi-agente MATREM (de *Multi-Agent Trading in Electricity Markets*), os autores obtiveram uma redução média do preço da energia de quase 17 €/MWh (-35% em relação ao caso sem vento para uma participação média de penetração da energia eólica de 28%) no período em análise. Esta redução dos preços é frequentemente referida na literatura como “efeito de ordem de mérito” (Sensfuß et al. 2008).

Pese embora, para certos níveis de penetração VRE, o efeito da ordem de mérito seja positivo para os consumidores, os preços reduzidos verificados nos MEEs provocam uma redução dos lucros destas tecnologias - “efeito de auto-canibalização” (Hirth 2016), limitando igualmente a rentabilidade dos restantes produtores de eletricidade. Esta situação pode diminuir o estímulo em novos investimentos em VRE, mas também em tecnologia despachável que é essencial para garantir a segurança e robustez do sistema electroprodutor.

No atual contexto de transição energética, e à semelhança de publicações recentes dos autores relativamente à energia eólica, e.g., (Lopes et al. 2018; Algarvio et al. 2019), neste trabalho é analisada a sensibilidade do preço da eletricidade no mercado diário do MIBEL, atendendo a diferentes níveis de capacidade instalada de tecnologia energia solar PV, usando o simulador multi-agente MATREM. A análise de sensibilidade, incide sobre o preço médio do MIBEL, e, conseqüentemente, na identificação da remuneração média dos produtores em ambiente de mercado, considerando a evolução da capacidade solar PV prevista no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) 2030 para Portugal (DGEG 2019). Uma vez que neste plano é expectável um aumento da contribuição da energia eólica, que impacta igualmente nos resultados dos MEEs, este aumento foi igualmente considerado neste trabalho.

## ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE E PNEC 2030

A capacidade instalada de tecnologia solar PV em Portugal representa ainda um valor pouco expressivo. Em 2018, a capacidade cumulativa era de aproximadamente 0.7GW (DGEG 2020). A eletricidade extraída destes sistemas permitiu abastecer cerca de 2% do consumo de energia elétrica nacional. O elevado potencial solar PV em Portugal, aliado à diminuição acentuada dos custos desta tecnologia, conduziram a uma forte aposta nesta fonte de energia renovável como via para a descarbonização do sistema electroprodutor. De acordo com o PNEC 2030, é expectável um aumento dos atuais 0.7 GW (2018) para 9.0 GW até 2030, Fig. 1.

Até 2010, o crescimento observado na capacidade instalada de VRE foi suportado por políticas de apoio, usualmente, através de fixação de uma tarifa fixa (*Feed-in-tariff - FITs*). Para evitar o recurso a FITs, o processo de atribuição de licenças de exploração desta tecnologia esteve estagnado, de forma a que fosse identificado um processo justo e transparente de remuneração da energia gerada permitindo reduzir a volatilidade dos rendimentos destes produtores em ambiente de mercado. Contudo, devido ao preço competitivo da tecnologia solar PV, verificou-se em Portugal a instalação de parques solares em regime de mercado, i.e., a remuneração destes parques é baseada na participação nos diversos produtos de mercado disponíveis no MIBEL. Com a identificação do caminho economicamente

sustentável para atingir as metas do PNEC 2030, o governo estabeleceu um sistema de leilão, podendo os promotores optar por uma remuneração com base *i)* numa tarifa fixa ou *ii)* tarifa de mercado.

Os resultados do primeiro leilão de 1.4 GW em 2019 permitiram garantir os preços mais baixos na Europa e mínimos mundiais, para a instalação desta tecnologia. O valor médio do leilão fechou em 20.8 €/MWh, que, à data, representava um valor significativamente inferior ao preço médio diário no MIBEL – 52.0 €/MWh (REN 2020a) e aos valores de *levelized cost of energy* (LCOE) apresentados na literatura mais recente (IRENA 2019). Este comportamento no leilão suporta os resultados de alguns autores que identificaram que, a curto prazo, esta tecnologia pode ser totalmente competitiva na ausência de apoios económicos. Adicionalmente, este resultado traduz-se em ganhos efetivos para os consumidores e deixam antever o potencial multiplicador deste mecanismo em futuras licitações e do seu considerável e necessário contributo para atingir os objetivos nacionais em matéria de energias renováveis.

A energia eólica é igualmente determinante no valor observado no MIBEL, como descrito anteriormente. Nesse sentido, os valores projetados no PNEC 2030 para esta tecnologia podem igualmente afetar a rentabilidade dos produtores de energia solar. Porém, o seu valor de LCOE e o valor observado na maioria dos MEEs, não permite que esta seja competitiva em ambiente de mercado a curto prazo. Neste sentido, e uma vez que não é possível dissociar o comportamento dos preços observados no MIBEL desta tecnologia, o incremento expectável da capacidade eólica foi igualmente considerado neste trabalho. De acordo com o PNEC o crescimento previsto desta tecnologia é de aproximadamente 4.0 GW, Fig. 1.

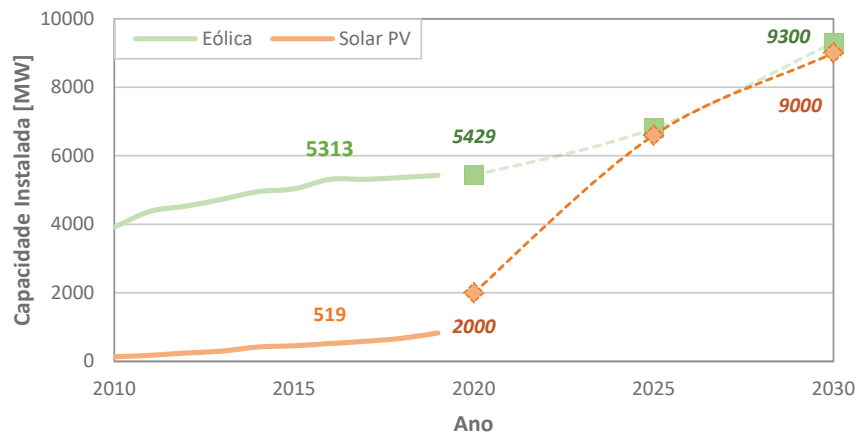


Fig. 1. Evolução da capacidade solar PV e eólica instalada em Portugal e projeções do PNEC 2030.

## METODOLOGIA

Na Fig. 2 apresenta-se um fluxograma esquemático da metodologia implementada, sendo que uma explicação mais detalhada de cada passo é providenciada nas subsecções seguintes.

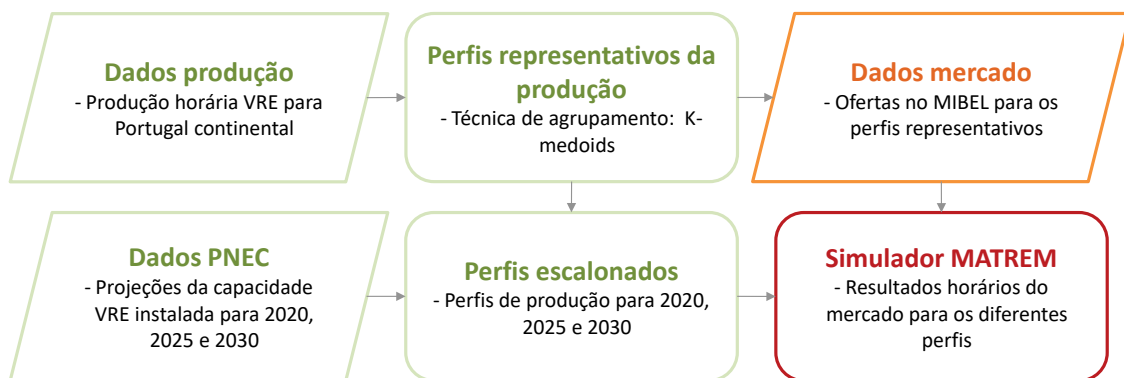


Fig. 2. Fluxograma esquemático da metodologia implementada.

## Simulador multi-agente MATREM

A liberalização dos MEEs, verificada na maioria dos países, permitiu aumentar a competitividade dos mesmos tal como a imprevisibilidade comportamental dos participantes, devido aos seus diferentes interesses individuais. Assim, os mercados de energia elétrica são uma realidade complexa em constante evolução, onde estão a emergir novos intervenientes, comportamentos e estratégias. A crescente complexidade destes mercados impulsionou o desenvolvimento de soluções computacionais adaptadas a esta nova indústria competitiva. Os modelos computacionais tradicionais são, muitas vezes, considerados pouco adequados aos MEE liberalizados. Os sistemas

multi-agente são “redes de agentes computacionais que interagem entre si para resolver problemas que estão além das capacidades individuais de cada agente” (Lopes e Coelho 2018). Os agentes são sistemas de computação capazes de ter um comportamento autónomo e flexível para atingir os objetivos para que foram criados. De forma a representar as características das entidades reais que participam nos MEE, os agentes possuem objetivos e características individuais que originam diferentes comportamentos e incentivam a cooperação na resolução de conflitos. Esta individualização dos agentes conduz a capacidades distintas de aprendizagem, perceções diferentes de comportamento de mercado e diferentes formas de decidir e atuar.

O simulador MATREM consiste num sistema baseado em agentes computacionais autónomos que permite simular os mercados de energia elétrica (Lopes e Coelho 2018; Algarvio et al. 2019). A atual versão do sistema suporta os mercados: diário, intra-diário, de futuros e de balanços. O mercado diário (*day-ahead market* – DAM) é o mercado principal, onde a oferta e a procura são negociadas numa base horária. O mercado intra-diário é um mercado de curto prazo que envolve várias sessões com leilões. Ambos os mercados operam de acordo com a teoria dos preços marginais e são controlados por um agente operador de mercado. O mercado de futuros permite proteger os seus participantes contra o risco financeiro inerente à volatilidade dos preços dos mercados diário e intra-diário. Trata-se de um mercado organizado onde se pode comercializar diferentes produtos, como por exemplo *forwards* e *swaps*, e cuja duração pode variar de dias a anos. O mercado de balanços é um mercado associado aos serviços de sistema.

O MATREM considera três tipos de reserva, nomeadamente a reserva primária, secundária e terciária. A segurança e estabilidade do sistema energético é uma tarefa associada a um agente operador de sistema. Por fim, o sistema suporta um mercado para negociar contratos bilaterais de elevada flexibilidade, que permitem englobar o fornecimento de grandes quantidades de energia elétrica, por longos períodos de tempo. Neste sentido, as partes envolvidas podem negociar os diversos termos dos contratos de acordo com as suas preferências. O sistema foi desenvolvido com recurso à linguagem de programação JAVA e à plataforma JADE.

### Identificação dos dias significativos

O objetivo subjacente da escolha de dias representativos é detetar estatisticamente os padrões diários da produção VRE mais comuns no conjunto de dados disponíveis. Este procedimento, efetuado com recurso a técnicas estatísticas de agrupamento de dados (*clustering*), permite *i*) alimentar o simulador MATREM sem recorrer a simulações computacionalmente exigentes e *ii*) avaliar os perfis que podem comprometer as receitas dos produtores de energia solar, permitindo a adoção de medidas para mitigar a sua exposição ao risco em determinadas condições.

A identificação de dias representativos é uma ferramenta amplamente utilizada para aprimorar o conhecimento de um predeterminado parâmetro, permitindo o desenvolvimento de sistemas de suporte à decisão, por exemplo, classificação de clientes de eletricidade (Figueiredo et al. 2005). Esta técnica permite organizar os dados de entrada com características semelhantes em agrupamentos para alcançar os perfis diários mais representativos. Com esta etapa, é possível identificar padrões estatisticamente independentes entre si nos dados que, geralmente, podem ser associados a diferentes processos físicos. Embora a análise de agrupamento não reflita necessariamente os resultados de um processo físico específico, se houver comportamentos predominantes num grupo de elementos, eles serão refletidos num dos agrupamentos. Os algoritmos de agrupamento são processos de aprendizagem não supervisionada, tipicamente, aplicados para encontrar e dividir os dados de acordo com a semelhança entre as observações, de uma maneira sempre mais próxima dos elementos do mesmo agrupamento e diferente dos restantes agrupamentos (Huth et al. 2008).

Neste trabalho, é usado o algoritmo de agrupamento K-medoids (Park e Jun 2009) para identificar os dias representativos com base nos dados de produção VRE. As principais vantagens da técnica K-medoids, quando comparadas a outras técnicas de agrupamento não hierárquicas (por exemplo, a técnica K-means), são: 1) robustez ao ruído e aos valores extremos uma vez que recorre aos valores da mediana dos agrupamentos em vez da média; e 2) seleciona pontos de dados como centros (medoids). Esta técnica corresponde a um algoritmo de agrupamento não hierárquico para agrupar os dados em  $K$  agrupamentos, onde  $K$  é definido *à priori*. O número ótimo de agrupamentos é determinado usando o critério de Calinski-Harabasz (CH) (Calinski e Harabasz 1974).

As principais etapas do algoritmo são: 1) calcular a distância entre cada par de todos os objetos usando a distância de correlação como medida de dissimilaridade, 2) obter uma estimativa inicial do centro dos agrupamentos e 3) atribuir cada dia a um dos  $K$  agrupamentos selecionados de acordo com a distância mínima ao medóide mais próximo. O algoritmo itera até que a soma dos quadrados entre os agrupamentos seja minimizada. Embora o algoritmo atinja a convergência, não é possível provar que a solução ideal é global e, portanto, a solução final depende dos valores iniciais do centróide. Para minimizar esse impacto, o algoritmo foi executado três vezes usando os resultados dos centros dos agrupamentos anteriores.

### CASO DE ESTUDO: IDENTIFICAÇÃO DOS PERFIS DE PRODUÇÃO VRE E AGENTES NO SIMULADOR MATREM

Esta seção descreve e providencia mais detalhes sobre o caso de estudo para analisar o impacto da capacidade instalada prevista no PNEC 2030 no mercado diário do MIBEL e, conseqüentemente, na retribuição dos produtores que optem por uma remuneração de mercado. Neste trabalho foram considerados os dados horários agregados

nacionais, observados entre 2015 e 2016, disponibilizados pelo operador do sistema (REN 2020b), para obter os dias representativos da produção VRE. Uma vez obtidos os perfis representativos da produção VRE em Portugal, estes foram escalados para os diferentes períodos em análise (ano 2020, 2025 e 2030),  $Produção_{ano,perfil}$ , de acordo a seguinte expressão:

$$Produção_{ano,perfil} = Produção_{2016,perfil} \times \frac{Capacidade_{ano}}{Capacidade_{2016}}$$

em que  $Produção_{2016,perfil}$  representa a produção histórica observada para cada perfil e tecnologia (solar PV e eólica),  $Capacidade_{ano}$  e  $Capacidade_{2016}$  corresponde à capacidade instalada no ano em análise e no fim de 2016 para cada tecnologia, respetivamente.

Perfis de produção VRE representativos

Com base no critério CH foi possível identificar nove perfis de produção VRE estatisticamente significativos. Na Fig. 3 apresentam-se os perfis representativos de produção VRE (solar PV e eólica) históricos e projetados para 2030. Na Fig. 4 é possível observar a produção média diária por perfil e tecnologia em 2030, bem como a sua representatividade no período histórico considerado.

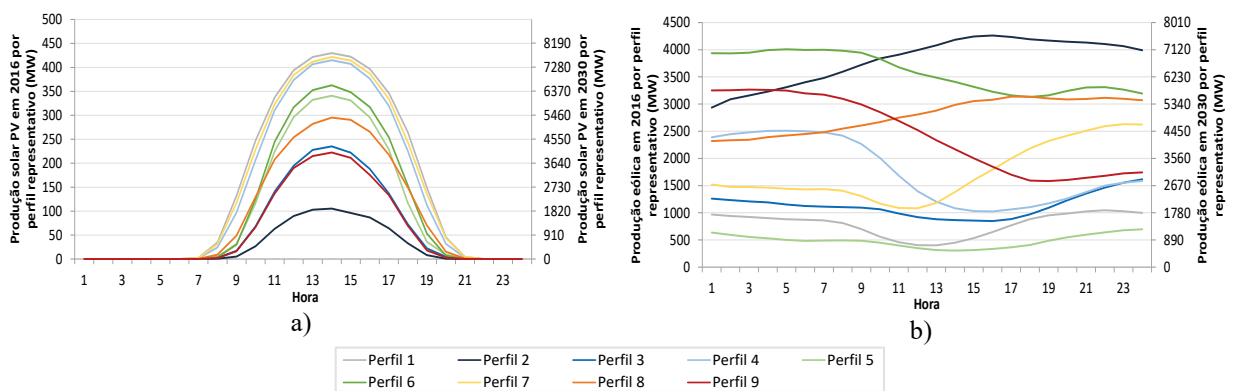


Fig. 3. Perfis diários de produção históricos e projetados para 2030 tecnologia a) solar PV, e b) eólica.

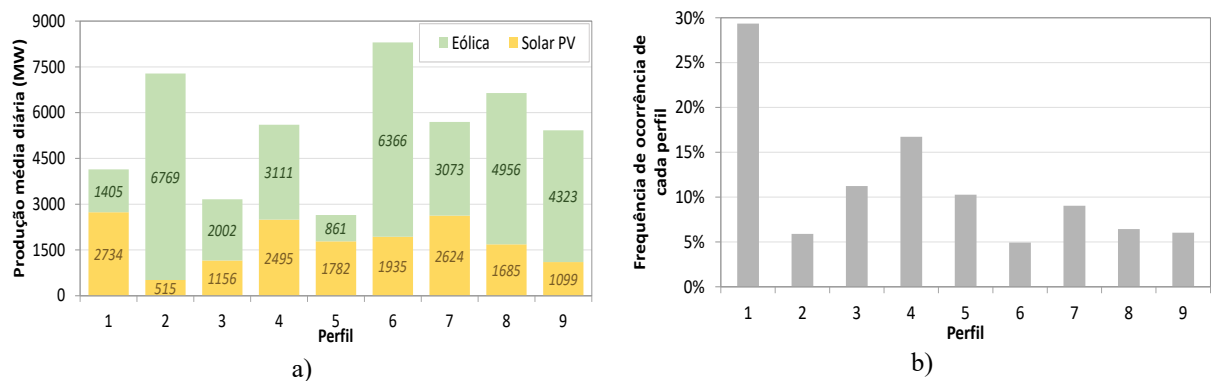


Fig. 4. a) Produção média diária por perfil e tecnologia e b) representatividade de cada perfil obtido nos dois anos em análise.

Os perfis obtidos demonstram a elevada complementaridade na produção solar PV e eólica em Portugal (Couto e Estanqueiro 2020). O perfil 1 apresenta a frequência de ocorrência mais elevada (29.3%) e, simultaneamente, o nível médio de produção solar PV mais elevado. Em média, os dias que incorporam este agrupamento permitem obter um valor diário médio de produção eólica de 1.4 GW (o segundo perfil mais reduzido). Do ponto de vista físico, este perfil resulta do ciclo diário do sol com níveis reduzidos de nebulosidade na atmosfera que desencadeia efeitos locais térmicos de estratificação vertical da atmosfera resultando em velocidades do vento superiores durante o período noturno. Por outro lado, o perfil 2 está associado a níveis elevados de produção de energia eólica. Este perfil encontra-se relacionado com a passagem de fenómenos meteorológicos severos (e.g., sistemas ciclónicos) e níveis elevados de nebulosidade e, conseqüentemente, níveis reduzidos de produção solar PV. Devido à característica intrínseca do seu recurso primário que só permite obter produção durante algumas horas do dia, o valor médio diário de produção solar PV não excede os 2.8 GW (perfil 1, Fig. 4a). Contudo, ao longo do dia, para 2030 podem ser observados valores superiores a 8.0 GW, Fig. 3a.

### MIBEL: Dados e simulação do mercado no MATREM

São usadas as ofertas reais no mercado diário do MIBEL dos dias representativos mais os valores previstos da capacidade VRE até 2030. O simulador MATREM é usado como uma plataforma de simulação do DAM, usando o agente de operação do mercado para esse efeito e o agente de operação do sistema para averiguar situações de separação de mercados, i.e., quando o operador de mercado obtém um fecho de mercado em que a energia a transacionar entre Portugal e Espanha é superior à sua capacidade de interligação. Nestas situações a simulação é feita apenas para Portugal. A Tabela 1 apresenta as características aproximadas dos agentes considerados do lado da oferta, sendo que os custos marginais são aproximados e dependentes de cada central. A produção total dos parques solares PV portugueses é representada pela tecnologia T13.

Assume-se que as ofertas de todas as tecnologias não apresentam erros de previsão e que o consumo em 2030 se mantém inelástico face aos valores observados nos dias representativos em análise.

Tabela 1. Principais características das tecnologias consideradas.

Tecnologia	Pais	Tipo de central	Capacidade Máxima (MW)	Custo marginal (€/MWh)
T1	Portugal	Eólica	9300	0
T2	Portugal	Mix renovável	2000	0
T3	Portugal	Hidroelétrica	4500	[30; 60]
T4	Portugal	Carvão	1800	≈30
T5	Portugal	Gás ciclo combinado	3000	≈55
T6	Portugal	Fuel óleo	2000	≈70
T7	Espanha	Mix renovável	30000	0
T8	Espanha	Hidroelétrica	16500	[30; 60]
T9	Espanha	Carvão	10000	≈30
T10	Espanha	Nuclear	7500	≈30
T11	Espanha	Gás ciclo combinado	22000	≈55
T12	Espanha	Fuel óleo	4000	≈77
T13	Portugal	Solar PV	9000	0

## RESULTADOS

Nesta secção são apresentados os resultados mais relevantes, nomeadamente, a validação do simulador MATREM que permite quantificar os desvios entre os valores observados e os dados simulados.

### Validação do simulador MATREM

Na Fig. 5 apresenta-se o preço médio diário observado por perfil e a diferença entre o valor simulado e observado.

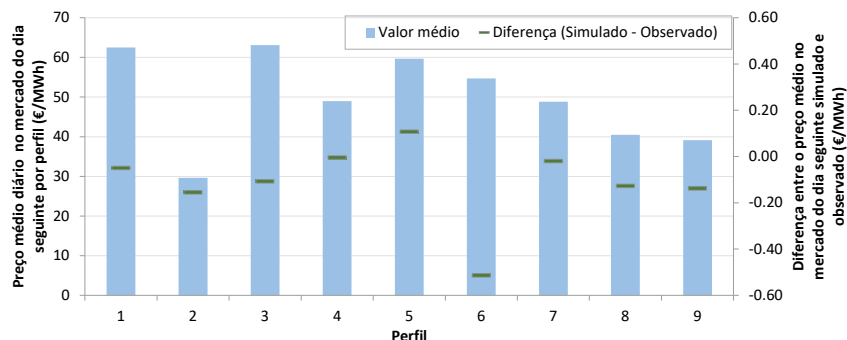


Fig. 5. Preço médio observado no mercado diário em cada perfil/dia representativo (barras em azul), e respetivas diferenças obtidas com o simulador MATREM (traços em verde).

Através da Fig. 5 é possível verificar que a diferença entre os valores observados e simulados no mercado diário do MIBEL é, em módulo, sempre inferior a 0.52 €/MWh, sendo o valor médio da diferença igual a -0.11 €/MWh. O valor médio observado e simulado nos nove perfis ponderados pela sua frequência de ocorrência nos dois anos corresponde a 53.62 €/MWh e 53.55 €/MWh, respetivamente. As reduzidas diferenças identificadas podem ser

parcialmente explicadas por se usar as licitações observadas no MIBEL. Estes resultados demonstram a capacidade do simulador MATREM em reproduzir o comportamento observado no MIBEL.

#### Impacto do incremento da capacidade VRE prevista no PNEC 2030 no MIBEL

Na Fig. 6 apresenta-se o valor médio diário simulado para os diferentes perfis representativos e horizontes temporais em análise (2016, 2020, 2025 e 2030) considerando a capacidade solar PV e eólica observada e prevista no PNEC 2030 para Portugal.

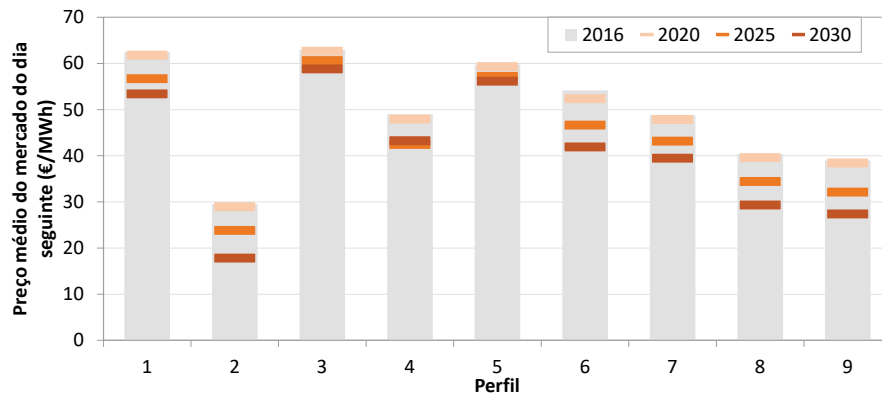


Fig. 6. Preço médio estimado no DAM em cada perfil representativo considerando a capacidade VRE instalada em diferentes anos.

Como esperado, a Fig. 6 demonstra o efeito de ordem de mérito resultante do aumento da capacidade VRE instalada. O decréscimo mais acentuado entre 2016 e 2030 observa-se no perfil 6 que apresenta o valor mais elevado de produção VRE (Fig. 4a). Neste caso, o valor observado neste perfil passa de 54.17 €/MWh em 2016 para 41.90 €/MWh em 2030, representando um decréscimo de 12.27 €/MWh. Contudo, a representatividade deste perfil é inferior a 5%. Por outro lado, o perfil 5 é o que demonstra uma menor redução nos preços verificados nos anos em análise. Este resultado é explicado pela reduzida disponibilidade do recurso primário das tecnologias solar PV e eólica, respetivamente. No perfil 1, que é o mais representativo no período em análise (cerca de 30% do conjunto de dados), o decréscimo entre 2016 e 2030 é de 9.08 €/MWh.

O valor médio observado e simulado nos nove perfis ponderados pela sua frequência de ocorrência nos dois anos históricos (Fig. 4b) é apresentado na Tabela 2. Nesta tabela apresenta-se o valor considerando: *i)* todo o período de negociação ao longo do dia – período *24 horas*, e *ii)* apenas os períodos do dia onde é expectável existir produção solar PV – período *Horas de sol* e a representatividade de cada perfil.

Tabela 2. Valor médio do DAM (em €/MWh) no MIBEL para diferentes períodos temporais.

Período	2016	2020	2025	2030
24 horas	53.55	52.79	48.20	45.52
Horas de sol	57.00	55.88	49.69	46.76

Com base nos resultados da Tabela 2, é possível verificar que durante o período *Horas de sol*, o valor médio é superior ao período *24 horas*, sendo este comportamento explicado pelo binómio oferta/procura nos diferentes períodos. Contudo importa referir que esta diferença é bastante atenuada com o crescimento da produção solar PV prevista para 2030. De acordo com os resultados, é expectável uma redução de 8.10 €/MWh em 2030 dos valores no DAM, em comparação com a situação atual. No caso da análise das horas onde é expectável que os produtores de energia solar participarem no mercado (período – *Horas de sol*), a redução é de 10.33 €/MWh com o DAM a fixar-se num valor médio de 46.76 €/MW. Este resultado significa que este período do dia apresenta uma diminuição mais significativa dos preços verificados em resultado da elevada penetração solar. Contudo, os resultados obtidos indicam que, em 2030, a remuneração expectável dos produtores de energia solar PV vai ser superior aos valores de LCOE atuais desta tecnologia.

#### CONCLUSÕES

Neste trabalho é realizada uma análise do impacto da integração em larga escala de capacidade solar fotovoltaica (PV) no mercado Ibérico de energia elétrica - MIBEL, usando o simulador de mercado multi-agente MATREM. No caso de estudo em análise consideram-se as projeções de capacidade instalada indicadas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030, que representam o compromisso português para a descarbonização do sistema electroprodutor e os dados observados no mercado diário do dia seguinte do MIBEL.

De acordo com o PNEC, em 2030, a capacidade solar fotovoltaica (PV) incrementa mais de 17 vezes face a 2016, enquanto a energia eólica apenas 1.7 vezes. Devido aos reduzidos custos marginais da produção solar PV e à sua elevada penetração durante alguns períodos do dia, é possível verificar nos resultados das simulações uma redução significativa do preço de mercado durante as horas de pico de produção desta tecnologia. Contudo, para o período em análise, o valor médio estimado no mercado do dia seguinte em 2030 situa-se nos 46.76 €/MWh uma redução de 10.33 €/MWh em comparação com 2016. Face aos valores atuais do custo de instalação desta tecnologia, o valor médio obtido indica que é viável os produtores optarem por uma remuneração de mercado.

Importa referir que foram consideradas algumas simplificações neste trabalho, nomeadamente, não foi considerado o papel da capacidade adicional solar PV e eólica prevista em Espanha que irá impactar igualmente nos preços verificados no MIBEL. Assume-se que as ofertas de todos os agentes não apresentam erros de previsão e que o consumo se mantém inelástico face aos valores observados nos dias representativos em análise. Assim, e pese embora seja necessário estender o período de simulação para obter resultados estatisticamente significativos, os indicadores obtidos sugerem que para além dos benefícios ambientais, a integração da tecnologia solar PV em larga escala pode ter um impacto socioeconómico bastante positivo.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa-Quadro da Comissão Europeia Horizonte 2020 pelo financiamento parcial deste estudo no âmbito do projeto TradeRES (*grant agreement 864276*).

#### REFERÊNCIAS

Algarvio H, Couto A, Lopes F, Estanqueiro A (2019) Changing the Day-Ahead Gate Closure to Wind Power Integration: A Simulation-Based Study. *Energies* 12:20. doi: 10.3390/en12142765

Calinski T, Harabasz J (1974) A dendrite method for cluster analysis. *Commun Stat* 3:27

Couto A, Estanqueiro A (2020) Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies* 13:21. doi: 10.3390/en13164132

DGEG (2019) Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030). Relatório Técnico 200

DGEG (2020) Estatísticas rápidas - renováveis. Relatório Técnico n.o 138 22

Figueiredo V, Rodrigues F, Vale Z, Gouveia JB (2005) An Electric Energy Consumer Characterization Framework Based on Data Mining Techniques. *IEEE Trans Power Syst* 20:596–602. doi: 10.1109/TPWRS.2005.846234

Hansen K, Breyer C, Lund H (2019) Status and perspectives on 100 % renewable energy systems. *Energy* 175:471–480. doi: 10.1016/j.energy.2019.03.092

Hirth L (2016) The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. *Appl Energy* 181:210–223. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.039

Hou Q, Zhang N, Du E, et al (2019) Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. *Appl Energy* 242:205–215. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.067

Huth R, Beck C, Philipp A, et al (2008) Classifications of atmospheric circulation patterns: recent advances and applications. *Ann N Y Acad Sci* 1146:105–52. doi: 10.1196/annals.1446.019

IRENA (2019) Renewable power generation costs in 2018. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg

Lopes F, Coelho H (2018) Electricity Markets and Intelligent Agents Part II: Agent Architectures and Capabilities. pp 49–77

Lopes F, Sá J, Santana J (2018) Renewable Generation, Support Policies and the Merit Order Effect: A Comprehensive Overview and the Case of Wind Power in Portugal. Em: Lopes F, Coelho H (eds) *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Design*. Springer, Cham, pp 227–263

Odeh RP, Watts D (2019) Impacts of wind and solar spatial diversification on its market value: A case study of the Chilean electricity market. *Renew Sustain Energy Rev* 111:442–461. doi: 10.1016/j.rser.2019.01.015

Park H-S, Jun C-H (2009) A simple and fast algorithm for K-medoids clustering. *Expert Syst Appl* 36:3336–3341. doi: 10.1016/j.eswa.2008.01.039

REN (2020a) Energy Markets Information System. [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). Accessed 1 Ago 2020

REN (2020b) REN - Centro de Informação. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>. Accessed 8 Jan 2020

Sensfuß F, Ragwitz M, Genoese M (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36:3086–3094. doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.035