

20  
24

# ELETRICIDADE RENOVÁVEL EM REVISTA

PORTUGAL PRECISA  
DA NOSSA ENERGIA



**APREN**

Associação  
de Energias  
Renováveis

# **ELETRICIDADE RENOVÁVEL EM REVISTA**

<b>PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL E COMUNITÁRIO</b>	<b>03</b>
<b>IMPACTO DO SETOR RENOVÁVEL NA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA E NA ECONOMIA NACIONAL</b>	<b>05</b>
<b>A ELETRICIDADE EM 2023</b>	<b>08</b>
<b>MERCADO DA ELETRICIDADE 2023</b>	<b>22</b>
<b>MERCADO DA ELETRICIDADE</b>	<b>25</b>
<b>TROCAS INTERNACIONAIS DE PORTUGAL</b>	<b>26</b>
<b>NO HORIZONTE 2024</b>	<b>28</b>

# PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL E COMUNITÁRIO

Em 2022, o preço da eletricidade sofreu um aumento bastante significativo, em consequência da subida abrupta do preço do gás natural. Instalou-se, assim, uma crise energética que inicialmente resultou das sanções da União Europeia à Rússia, nomeadamente na redução das compras de gás natural. Em 2023, apesar de não ter ocorrido ainda um cessar-fogo por parte da Rússia, os preços do gás natural reduziram para valores não registados desde 2021, o que levou a uma **redução dos preços horários da eletricidade no mercado grossista**.

A nível nacional, esta redução de preços da eletricidade em 2023 resultou também de uma capacidade renovável crescente (atualmente 18,7 GW) que permitiu alcançar um **máximo histórico na incorporação de renováveis** na produção de eletricidade (70,6%). O **mecanismo ibérico de limitação do preço do gás natural** para produção de eletricidade tornou-se, assim, obsoleto. Não obstante, este mecanismo contribuiu com uma poupança de 45,53 €/MWh em 2022 e 2,77 €/MWh em 2023. Conforme decisão de Portugal e Espanha, anunciado pela Comissão Europeia (CE), o mecanismo não será aplicado em 2024.

A nível europeu, a CE deu seguimento às iniciativas do pacote legislativo **REPowerEU** que surgiu com o objetivo de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, em particular do gás natural russo, e acelerar a transição para energias renováveis e um sistema energético mais resiliente e seguro. Neste sentido, o lançamento da consulta pública para o **Net-Zero Industry Act** (NZIA) demonstra o compromisso da CE em assegurar um papel de liderança na transição para tecnologias com emissões nulas e assegurar os objetivos do REPowerEU.

Em fevereiro, entrou em vigor o **Ato Delegado relativo ao princípio da adicionalidade**, estabelecendo novas metas para a produção de hidrogénio verde e as condições necessárias para que este seja considerado um combustível renovável de origem não biológica. Consequentemente, foi lançado um **leilão piloto europeu**, em novembro de 2023, estando planeado um segundo leilão para durante a primavera de 2024. O leilão contou com 800 M€ para projetos de produção de hidrogénio verde com uma potência mínima de 5 MW. Dos critérios de

avaliação, destaca-se a preferência por equipamentos produzidos na Europa, em alinhamento com o NZIA.

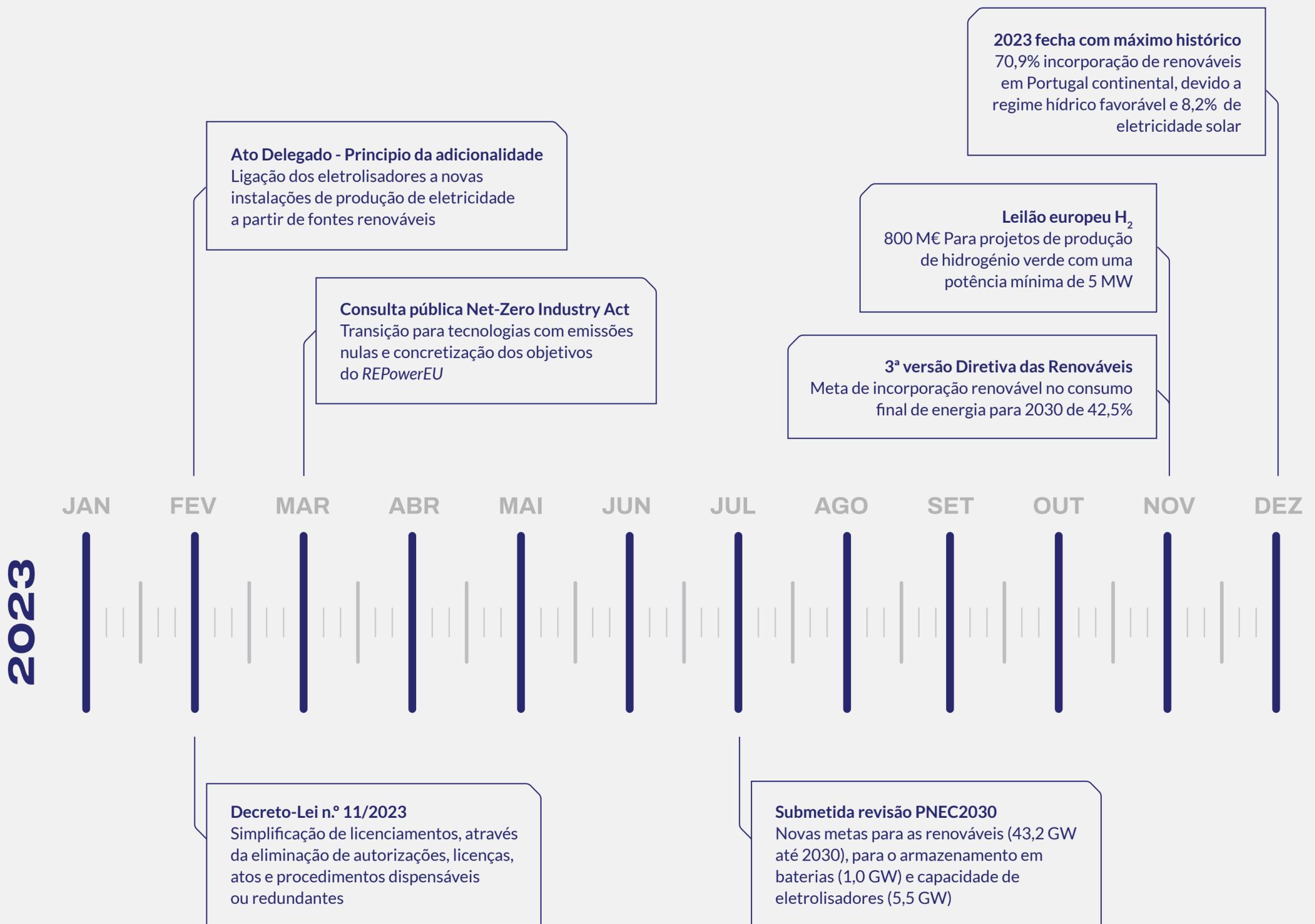
Em novembro, entrou em vigor a terceira versão da **Diretiva das Renováveis** (RED III), que cria uma meta de incorporação renovável no consumo final de energia de 42,5% até 2030, com um complemento indicativo adicional de 2,5% que permitirá atingir os 45%, para o qual todos os Estados-Membros devem contribuir. Estabelecem-se, então, novos objetivos e desenvolvimentos para temas já em curso, tais como:

- integração de energia renovável nos edifícios;
- levantamento das áreas das zonas necessárias ao cumprimento das metas 2030;
- definição das áreas das zonas de aceleração de implementação de energias renováveis;
- maior participação pública;
- definição das zonas para infraestruturas de rede e de armazenamento;
- simplificação dos procedimentos de concessão de licenças;
- adequação dos recursos das autoridades competentes;
- classificação de projetos de energia renovável enquanto projetos de interesse público superior;

Importa ainda salientar que um aumento na capacidade renovável e nas necessidades de armazenamento pressupõem, pois, um acesso a equipamentos que em muito se baseiam em matérias-primas raras. Neste sentido, e no âmbito do REPowerEU, a UE chegou a um entendimento provisório sobre o Ato Legislativo em Matérias-Primas Críticas, em novembro de 2023, de forma a diversificar a cadeia de fornecimento, a integrar princípios de circularidade, e promover a investigação em eficiência na utilização e em alternativas.

A nível nacional, a simplificação dos processos de licenciamento ambiental avançou, com a publicação do **Decreto-Lei n.º 11/2023**, de 10 de fevereiro, já anunciado pelo Governo em 2022 enquanto novo pacote de medidas do SIMPLEX. Este diploma veio eliminar várias

# PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL E COMUNITÁRIO



situações em que seria necessária uma análise caso-a-caso e redefina os limiares que sujeitam os projetos à necessidade de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), assim como cria uma série de medidas que garantam a efetivação de deferimentos tácitos. Destaca-se igualmente a eliminação de AIA para a produção de hidrogénio verde, pressupondo a ligação dos eletrolisadores a novas instalações de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis.

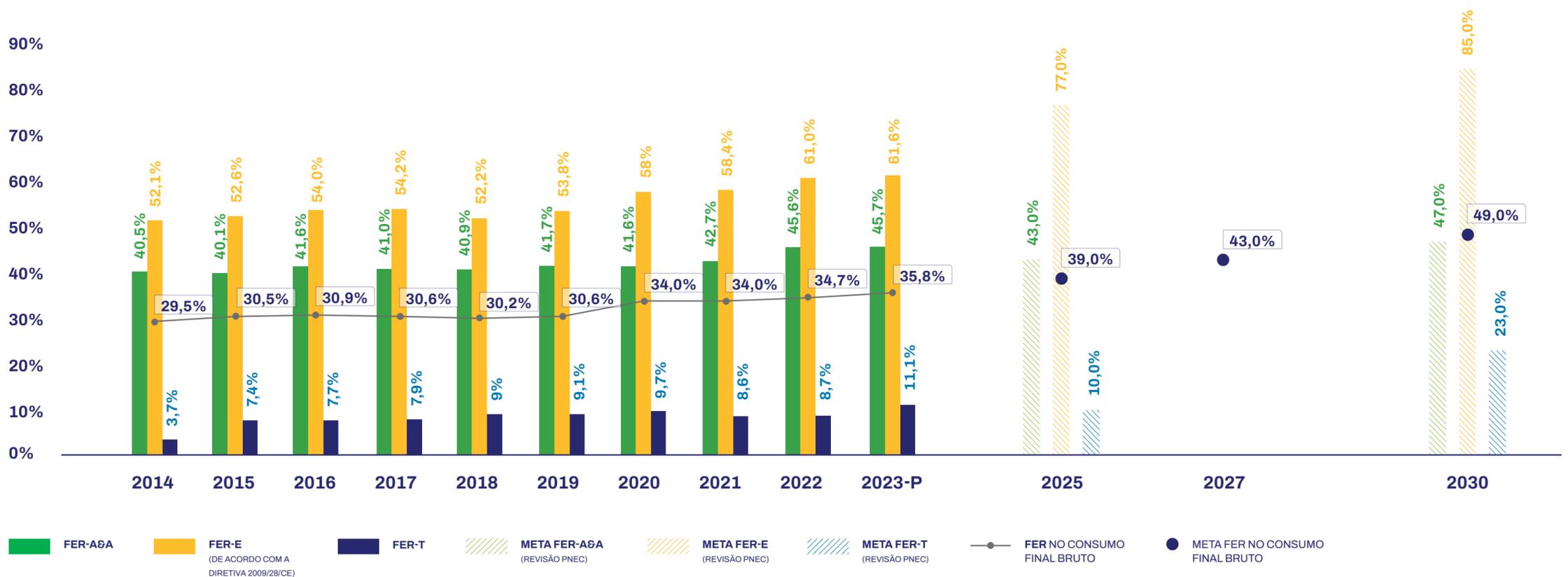
Portugal está a apostar em várias frentes que irão assegurar a transição energética, conforme é visível nas figuras apresentadas nas páginas seguintes, sendo uma delas a do desenvolvimento do **setor eólico offshore**. Aqui, é de salientar a consulta pública ao projeto de Plano de Afetação para Energias Renováveis Offshore (PAER), decorrida entre 30 de outubro e 13 de dezembro, que obteve significativa participação pública.

# IMPACTO DO SETOR RENOVÁVEL NA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA E NA ECONOMIA NACIONAL

Conforme visível na Figura 1, a incorporação renovável reflete-se num aumento consistente no consumo de eletricidade (barras amarelas), no aquecimento e arrefecimento (barras verdes), nos transportes (barras azuis), e no consumo final de energia (linha cinzenta).

Em julho de 2023, foi submetida a revisão do PNEC2030, incluindo novas metas para as renováveis, perfazendo uma potência renovável instalada de 43,2 GW até 2030. O objetivo para 2030 (2025), relativamente à incorporação no consumo de eletricidade é de 85% (77%), no aquecimento e arrefecimento é 47% (43%), nos transportes é 23% (10%), e no consumo final bruto de energia é 49% (39%).

FIGURA 1- INCORPORAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL NO CONSUMO DE ELETRICIDADE (FER-E), NO AQUECIMENTO E ARREFECIMENTO (FER-A&A), NOS TRANSPORTES (FER-T) E NO CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGIA, E METAS DO PNEC2030.  
FONTES: DGE, REVISÃO PNEC.



Uma estimativa APREN\* para 2023, aponta para a persistência desse aumento, relativamente a 2022, salientando-se que em ambos os anos a meta para 2025, segundo a revisão do PNEC2030, para a incorporação de renováveis no aquecimento e arrefecimento (verde tracejado) já foi ultrapassada. Reciprocamente, a meta de 60% de incorporação renovável no consumo de eletricidade em 2020, apenas foi alcançada em 2022.

É de notar que as metas ambiciosas, tanto para 2030 como para 2025, relativamente à incorporação no consumo de eletricidade (amarelo tracejado) e nos transportes (azul tracejado), requerem um crescimento percentual consideravelmente acentuado para que as mesmas se concretizem.

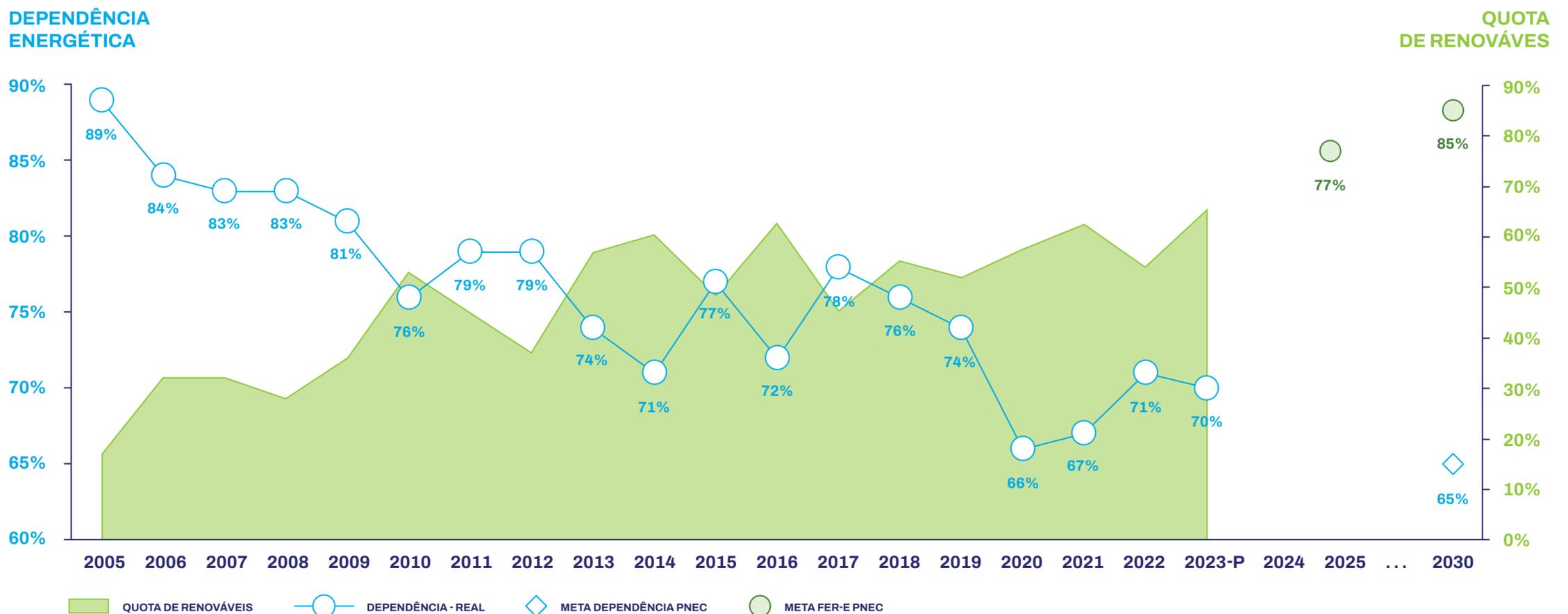
\* Incorporação de FER na eletricidade, nos transportes e no aquecimento e arrefecimento para 2023 (previsão) calculada a partir de regressão linear através do histórico de valores publicados pela DGE.

# IMPACTO DO SETOR RENOVÁVEL NA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA E NA ECONOMIA NACIONAL

Relativamente à dependência energética, pela [Figura 2](#), é de notar a sua grande variabilidade intra-anual, devida também à variabilidade dos recursos renováveis, nomeadamente do hídrico. Contudo, destaca-se uma tendência decrescente desde 2017, particularmente significativa no ano 2020. Neste ano e no seguinte, em pleno contexto de crise pandémica, a dependência energética do país alcançou valores muito próximos da meta de 65% inscrita no PNEC2030.

Uma estimativa APREN\* aponta para uma dependência energética de 70% em 2023, após um aumento em 2022, devido ao aumento do consumo, após 3 anos atípicos de contração económica mundial, e a uma menor disponibilidade do recurso hídrico nesse ano.

FIGURA 2 - DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA E QUOTA DE FER-E ATÉ 2023 E OBJETIVO DO PNEC 2030.  
FONTES: DGEG, REVISÃO PNEC.



A quota de renováveis na geração de eletricidade, em 2023, atingiu um máximo histórico de 65,4% (valor real). Graças à pluviosidade acrescida nesse ano e ao incremento de capacidade solar realizado, torna-se evidente o impacto positivo que a integração de mais eletricidade renovável tem no sistema energético nacional, permitindo ao país uma maior independência energética.

A operacionalização do REPowerEU em Portugal pode, assim, começar a dar os seus primeiros passos num enquadramento mais benéfico.

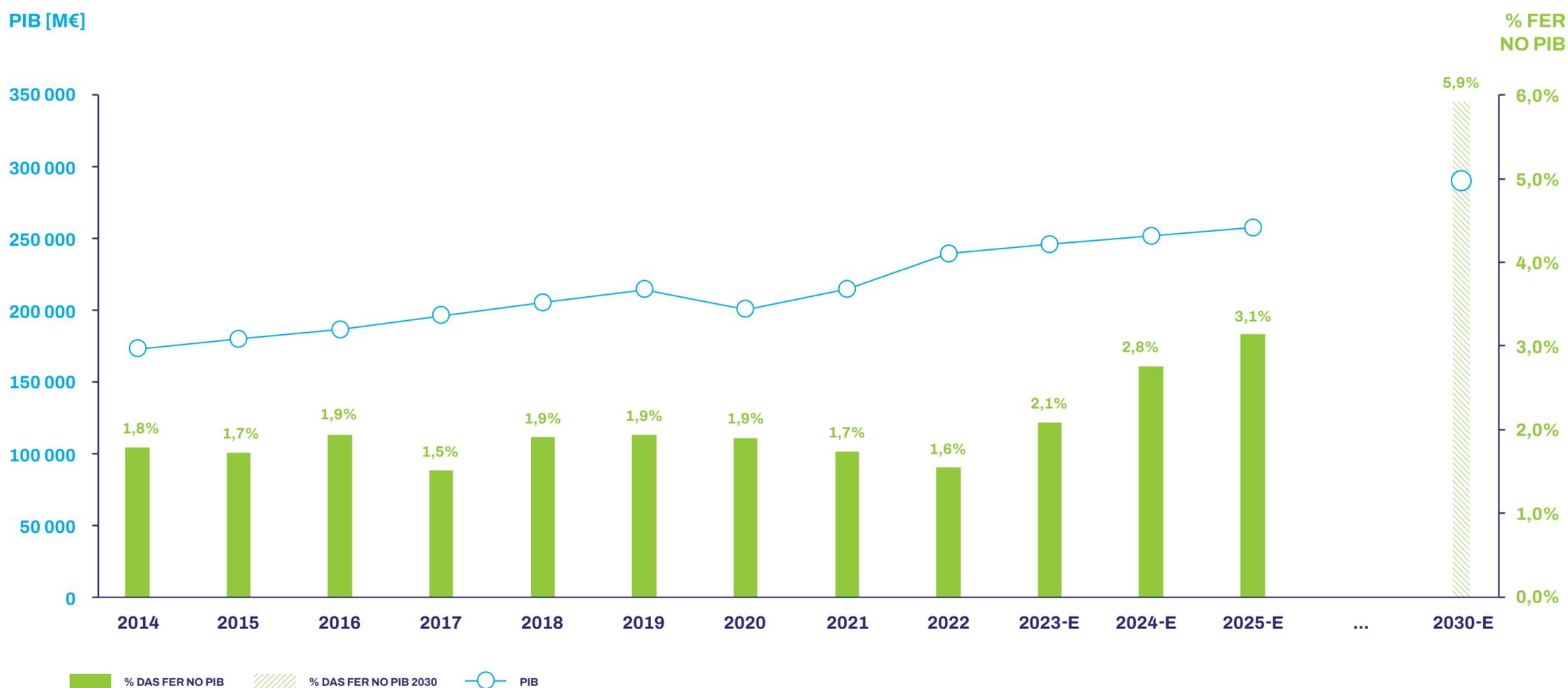
\* Dependência energética para 2023 (previsão) calculada a partir de regressão linear através do histórico de valores publicados pela DGEG.

# IMPACTO DO SETOR RENOVÁVEL NA DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA E NA ECONOMIA NACIONAL

Desde 2020, após o pico pandémico, que o Produto Interno Bruto (PIB) tem visto um crescimento positivo constante. Em 2023, estima-se que o PIB terá crescido 2,3% face ao ano anterior (segundo estimativa rápida INE, a 30 de janeiro de 2024), situando-se próximo dos **245 000 M€** - novamente, o valor mais alto de sempre.

Nos últimos 10 anos, a contribuição para o PIB devida à produção de eletricidade por fontes renováveis tem-se situado num intervalo entre 1,5% e 2,1%, (Figura 3). Em **2022**, registou-se o valor mais baixo dos últimos 5 anos, mas, por outro lado, estima-se que em **2023** o contributo das fontes renováveis na geração de riqueza tenha atingido um máximo histórico. Prevê-se ainda que o valor continue a aumentar nos próximos anos, chegando mesmo aos 3,1%, em 2025, e atingindo 5,9% em 2030, em alinhamento com os incentivos às FER e metas do PNEC2030.

FIGURA 3 - IMPACTO DO VALOR ACRESCENTADO BRUTO (VAB) GERADO NO SETOR DA ELETRICIDADE RENOVÁVEL NO PIB.  
FONTES: DELOITTE 2023, INE.

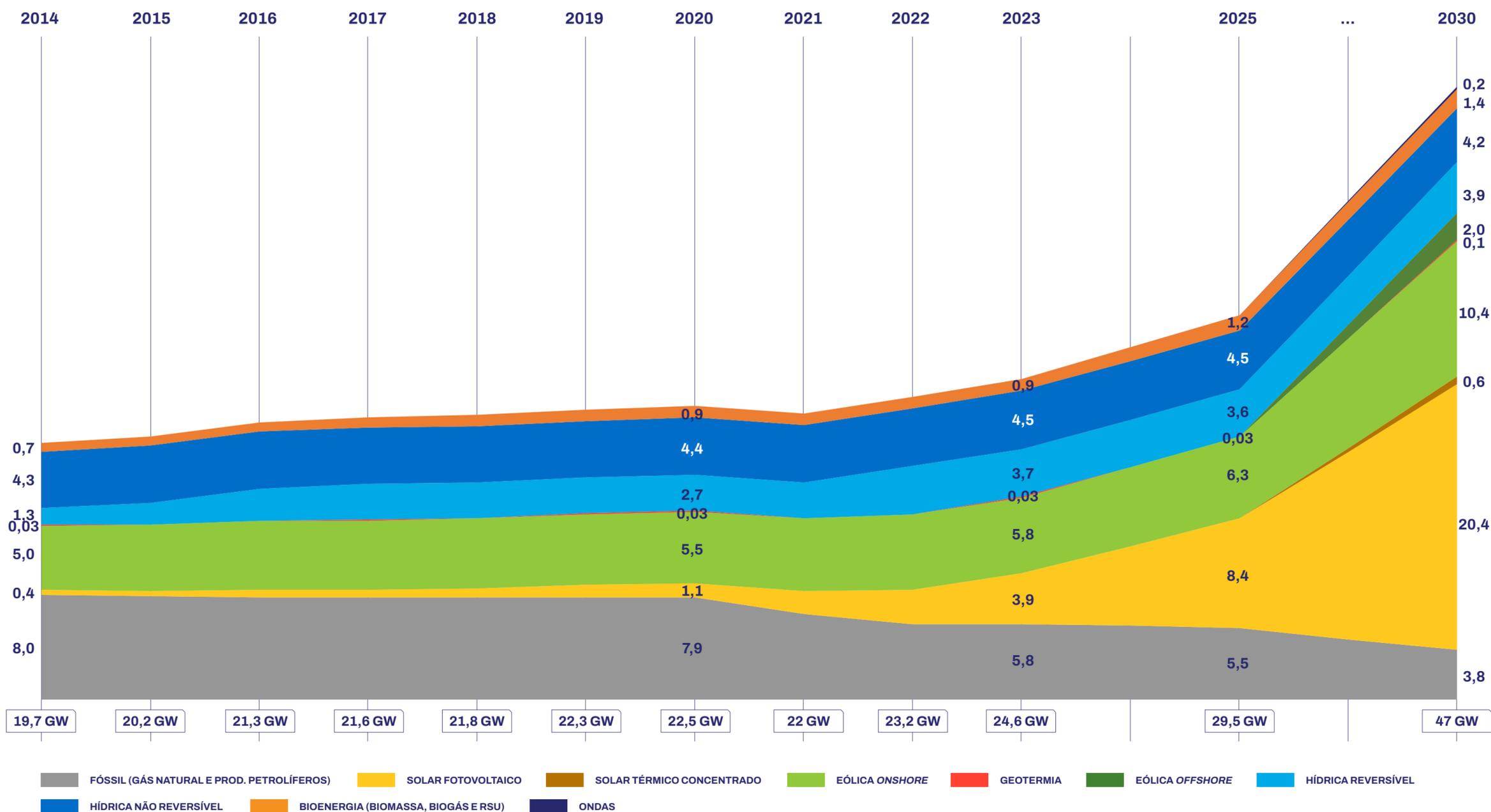


# A ELETRICIDADE EM 2023

No ano de 2023, foram instalados aproximadamente 1,30 GW de potência renovável, na sua grande maioria solar fotovoltaico, sendo mais de metade relativo a produção descentralizada. Tal resulta não só de um maior investimento nas FER, em parte impulsionado pelos Apoios PRR veiculados através do Fundo Ambiental, como da entrada em exploração de alguns projetos do leilão de solar 2019 e projetos de licenciamento anteriores a este procedimento, nomeadamente unidades de pequena produção (UPPs).

Através da [Figura 4](#), pode observar-se que, ao longo dos anos, o sistema eletroprodutor tem aumentado gradualmente a sua potência instalada. A partir de 2021, é notório o início da substituição do recurso fóssil, nomeadamente com o fecho da última central termoelétrica a carvão, pelo aproveitamento de mais recurso solar, eólico e hídrico. Hoje, o país conta com uma capacidade de geração elétrica que ronda os 24,6 GW, dos quais cerca de 76% correspondem a renováveis.

FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA ELETROPRODUTOR PORTUGUÊS.  
FONTES: REN, DGEG, REVISÃO PNEC.



# A ELETRICIDADE EM 2023

De acordo com as metas estabelecidas na revisão do PNEC2030, onde se vêem plasmados os objetivos do *Fit-for-55* e *REPowerEU*, a capacidade eletroprodutora continuará a crescer até 2025 e, mais acentuadamente, até 2030. Até 2025, o principal aumento prevê-se que seja no solar fotovoltaico, alcançando os 8,4 GW em operação com cerca de um terço em descentralizado, no eólico *onshore*, chegando aos 6,3 GW, e na biomassa/biogás e RSU, 2 GW. Por sua vez, até 2030, os maiores incrementos irão dar-se no fotovoltaico, que deverá alcançar os 20,4 GW, e na eólica *onshore*, com 10,4 GW. Nesta última, o reforço de capacidade irá também contemplar o sobreequipamento e o reequipamento (*repowering*) das centrais existentes.

No horizonte de 2030, está ainda contemplada uma capacidade de 1 GW em armazenamento em baterias e capacidade de eletrólise para produção de hidrogénio verde na ordem dos 5,5 GW. Às tecnologias anteriores, acresce a meta de instalação de 2 GW de eólica *offshore* e a atribuição de 10 GW de potência de ligação e correspondente potência de ligação para implementação adicional nos anos seguintes. Considerando que atualmente estão instalados apenas 25 MW de eólica *offshore*, a oportunidade é evidente, contudo será um caminho desafiante no que toca ao estabelecimento de uma cadeia de valor local que responda ao desenvolvimento dos projetos e posterior operação e manutenção, que deverá responder ao NZIA.

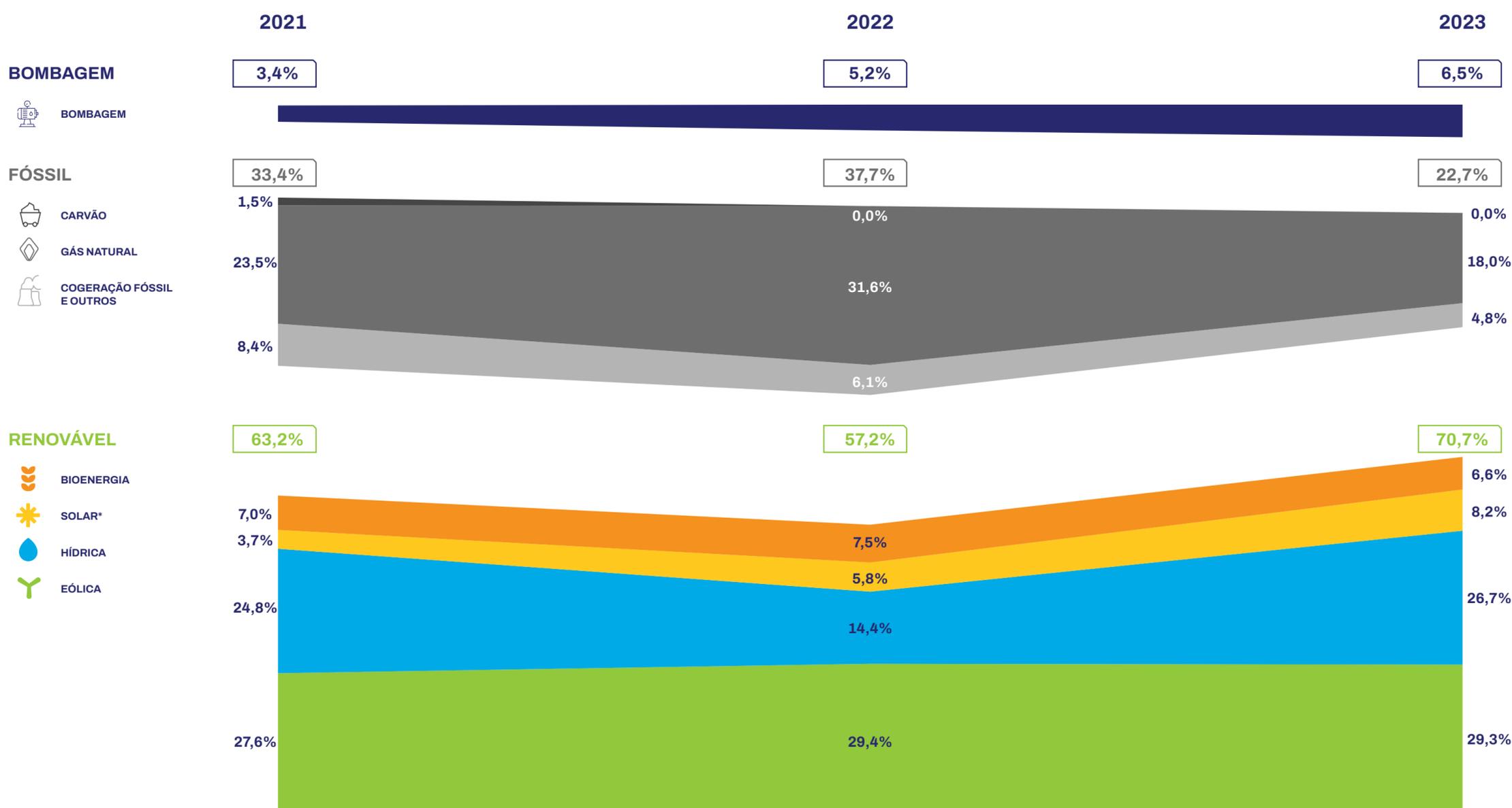
Ainda a salientar o acréscimo de cerca de 0,3 GW na potência hídrica, especificamente no reforço da capacidade de bombagem, aspeto fundamental para o equilíbrio do sistema elétrico e segurança do abastecimento, e ainda 0,1 GW de geotermia, a incorporar nas ilhas de São Miguel e Santa Maria nos Açores.

# A ELETRICIDADE EM 2023

Em 2023, a produção de eletricidade pelos centros eletroprodutores de Portugal Continental totalizou 44 120 GWh, proveniente em 70,7% de fontes renováveis - um máximo histórico para a geração renovável. Este total foi maioritariamente suportado pela tecnologia eólica, com 29,3%, seguido da tecnologia hídrica, com 26,7%, o solar fotovoltaico (excluindo o descentralizado), com 8,2%, e a biomassa, com 6,6%.

Em retrospectiva, representada na [Figura 5](#), a produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis reduziu em 15% (12%) face ao total de eletricidade de 2022 (2021), devido à expressividade da produção hídrica, que registou um aumento de quase para o dobro face a 2022, e à diminuição de capacidade nas centrais térmicas. Verificou-se ainda um significativo incremento na eletricidade solar, que no final de 2023 contava com 3,9 GW de capacidade.

FIGURA 5 - EVOLUÇÃO DO MIX DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE PORTUGAL CONTINENTAL DE 2021 A 2023.  
FONTES: REN, ANÁLISE APREN.



Relativamente à produtividade anual específica de cada tecnologia renovável, a hídrica e eólica situam-se nos 2 627 e 2 227 GWh por GW

instalado, respetivamente, atribuindo-se à biomassa o valor mais elevado, de 3 369 GWh/GW, e ao solar o valor mais baixo, de 928 GWh/GW.

\*Não inclui produção descentralizada.

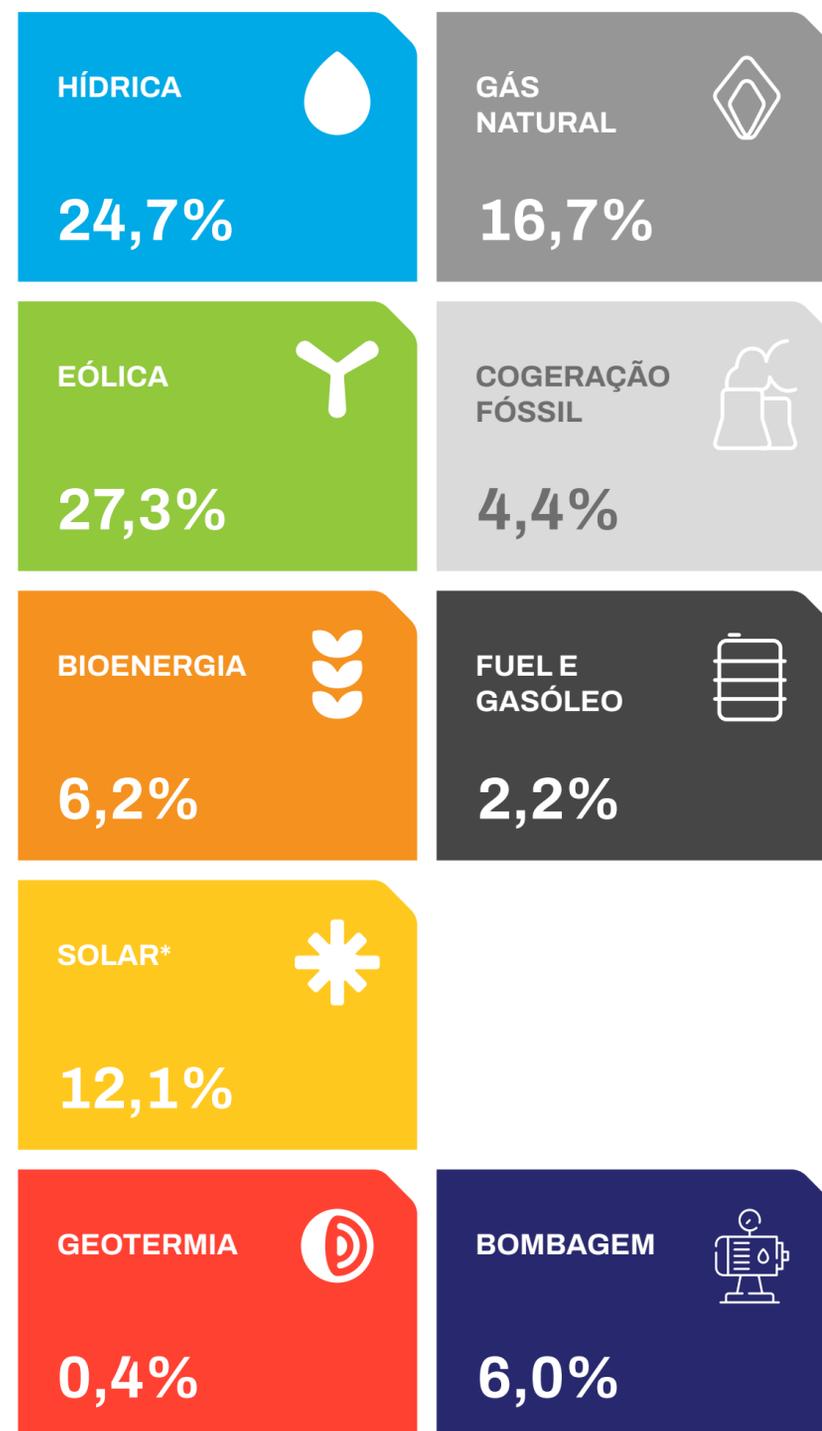
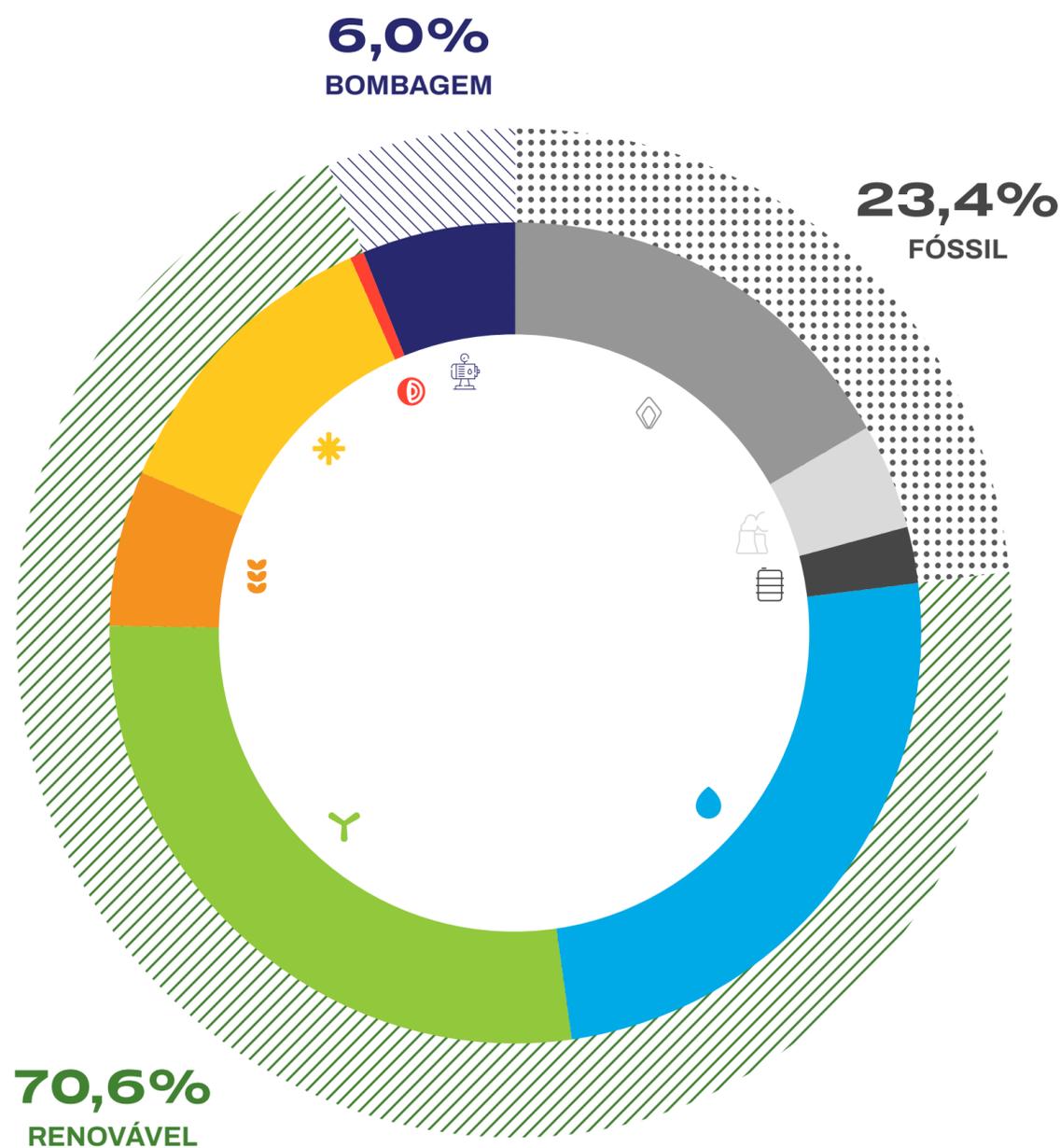
# A ELETRICIDADE EM 2023

Ao considerar-se um âmbito nacional, e portanto incluindo a produção elétrica nas Regiões Autónomas (RA) que corresponde a um total de 1 771 GWh, assim como a produção descentralizada a nível nacional, o contributo percentual das renováveis decresce ligeiramente para 70,6%, como se pode observar na [Figura 6](#). Tal deve-se ao peso acrescido

da produção através de fontes fósseis, que sobe para 23,4%, dado que nas RA o consumo de fuel e gasóleo ainda tem um papel fundamental na resposta aos às necessidades energéticas. Por outro lado, verifica-se um aumento considerável da contribuição da eletricidade produzida pela tecnologia solar devido à produção descentralizada (12,1%).

FIGURA 6 - MIX DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE PORTUGAL CONTINENTAL E REGIÕES AUTÓNOMAS, EM 2023, INCLUINDO PRODUÇÃO DESCENTRALIZADA.  
FONTES: REN, EDA, EEM, DGEG 2024, ANÁLISE APREN.

## MIX NACIONAL 2023



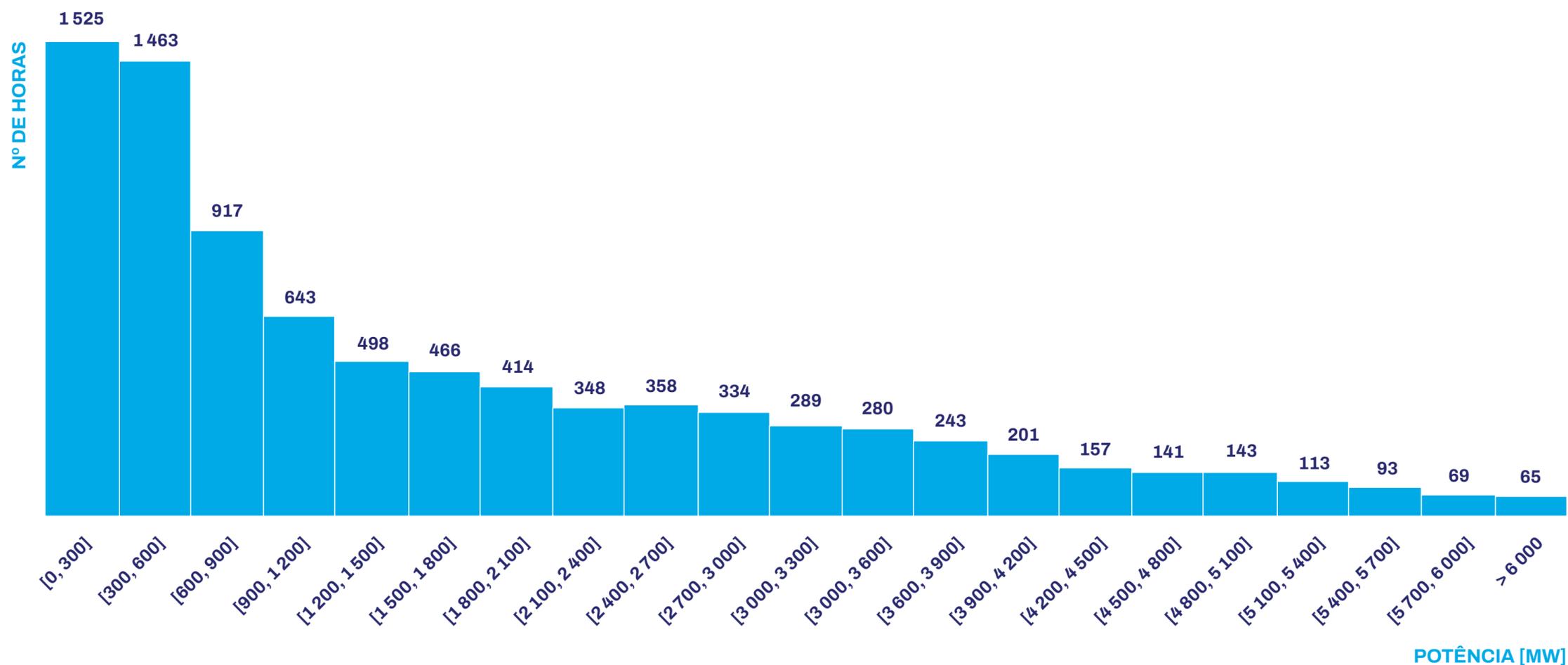
\*Inclui produção descentralizada.

# A ELETRICIDADE EM 2023

Analisando em detalhe o desempenho das tecnologias mais representativas do sistema eletroprodutor\*, em 2023, no continente, através das Figuras 7.1-7.4, percecionam-se os regimes de potência durante os quais cada tecnologia mais opera.

Para a hídrica, o maior número de horas anuais (cerca de 3 900) passa-se nas potências até aos 900 MW (Figura 7.1); para a eólica, são 3 738 horas entre 0 e 1 000 MW (Figura 7.2); no caso do solar, excluindo o período noturno e dadas as características quase simétricas do recurso ao longo do dia, todos os regimes de potência estão distribuídos de forma homogénea pelas mais de 4 000 horas de produção anual (Figura 7.3); e para a biomassa, tem-se um período de sensivelmente 3 356 horas entre os 320 e os 350 MW (Figura 7.4).

FIGURA 7.1 - DISTRIBUIÇÃO ANUAL DE FREQUÊNCIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL PARA A TECNOLOGIA HÍDRICA, EM 2023.  
FONTE: REN



\*Não inclui a produção descentralizada.

# A ELETRICIDADE EM 2023



FIGURA 7.2 - DISTRIBUIÇÃO ANUAL DE FREQUÊNCIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL PARA A TECNOLOGIA EÓLICA, EM 2023.  
 FONTE: REN.

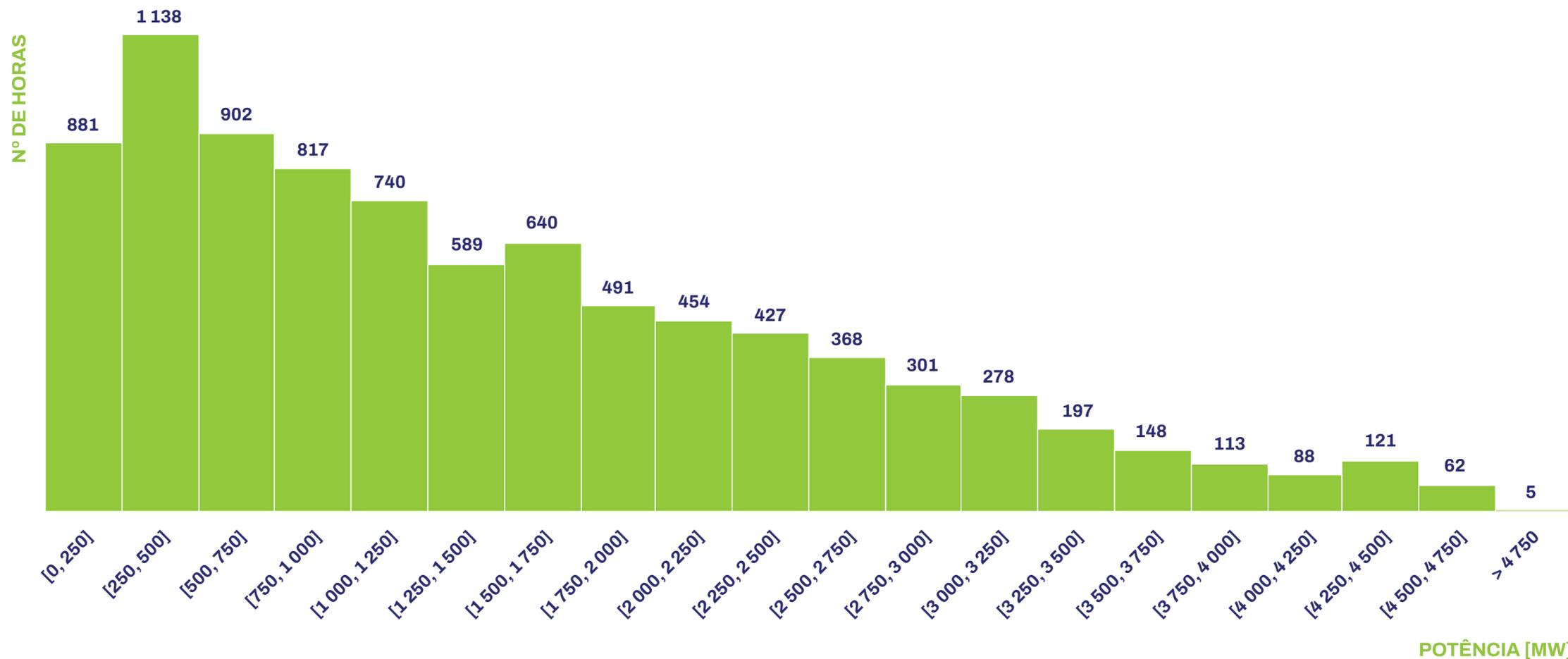
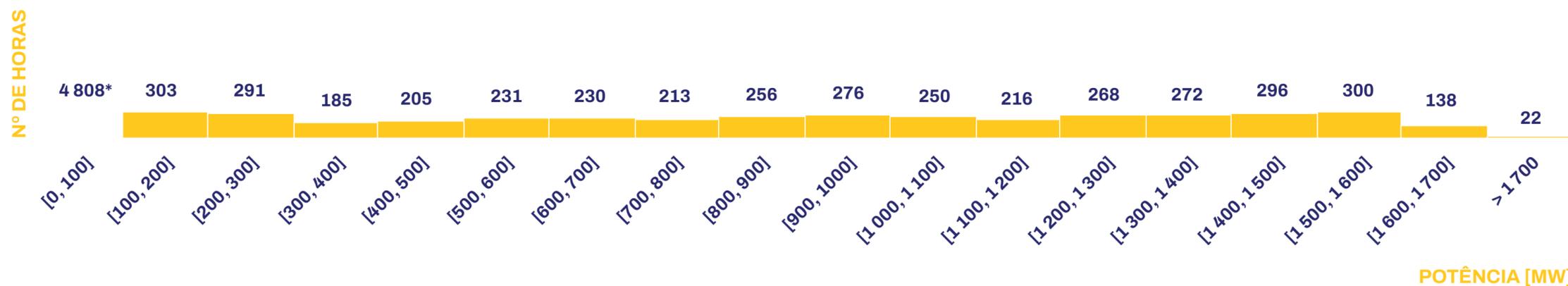


FIGURA 7.3 - DISTRIBUIÇÃO ANUAL DE FREQUÊNCIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL PARA A TECNOLOGIA SOLAR, EM 2023.  
 FONTE: REN.

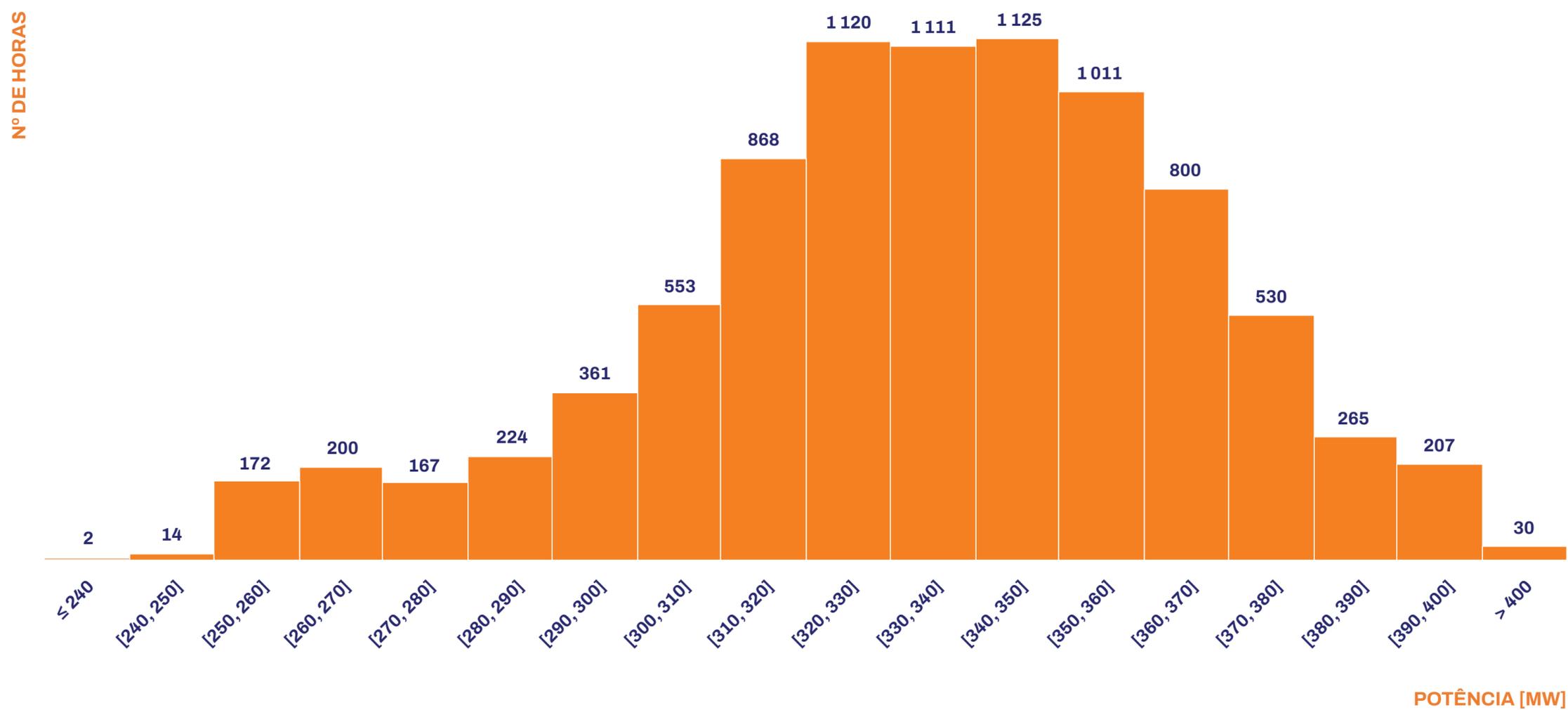


\*Para efeitos de representação, omitiram-se as horas de potência operacional abaixo de 100 MW.

# A ELETRICIDADE EM 2023



FIGURA 7.4 - DISTRIBUIÇÃO ANUAL DE FREQUÊNCIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL PARA AS TECNOLOGIAS BIOMASSA, EM 2023.  
FONTE: REN.

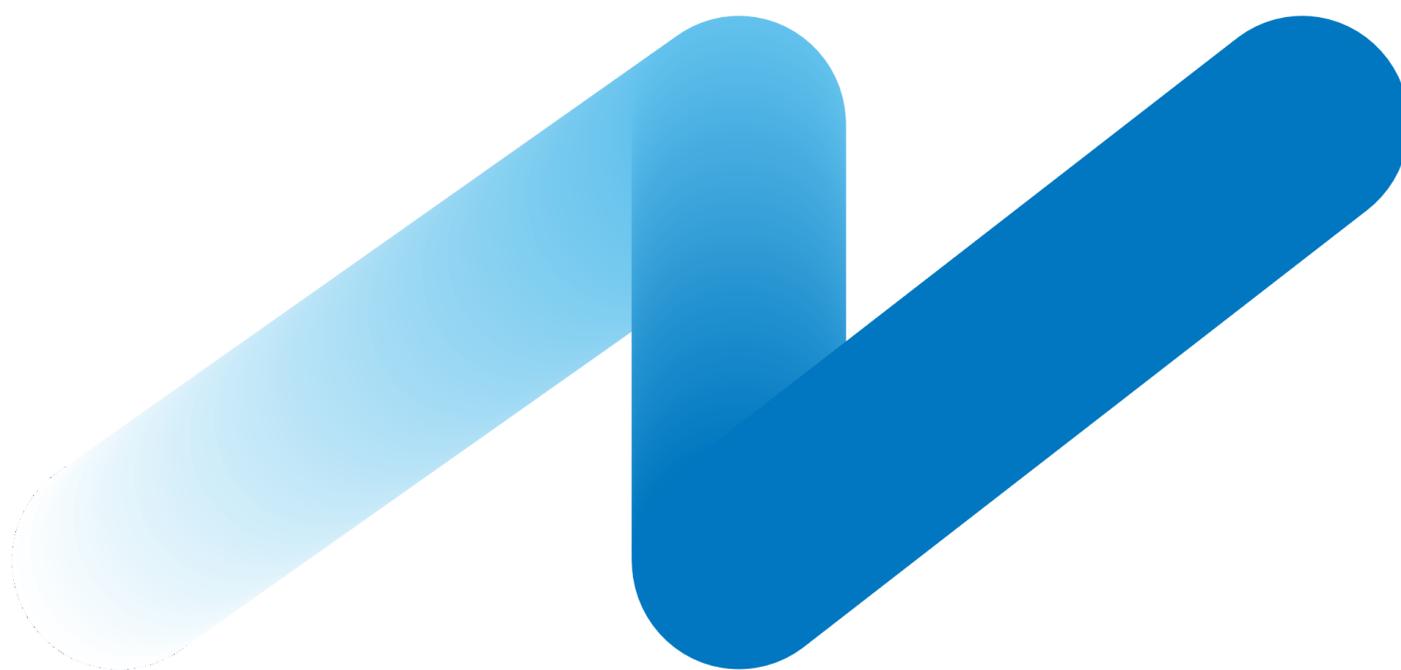


# A ELETRICIDADE EM 2023

Ainda a destacar que 2023 fechou com dois meses de elevada produtividade renovável, acima dos 80% de incorporação renovável na produção de eletricidade (novembro com 83,4% e dezembro com 81,3%), o que contribuiu para um total de 1015 horas não consecutivas de geração 100% renovável. Este facto resultou de uma acentuada produtividade hidroelétrica e eólica, demonstrando-se assim a elevada resiliência do sistema elétrico nacional face a grandes níveis de integração renovável.

A sazonalidade e complementaridade entre as diferentes tecnologias em 2023, é visível nas figuras seguintes:

- a produção hídrica com melhor desempenho nos meses de janeiro, novembro e dezembro (sendo janeiro o mês em que opera acima de 3 000 MW durante 75% do tempo), em extremo contraste com maio, julho e agosto ([Figura 8.1](#));
- a eólica, por sua vez, apresenta uma média de potência frequentemente acima dos 1 000 MW, chegando aos 2 000 MW nos meses de outono e inverno, caracterizando-se por uma gama de potências mais concentrada e inferior no verão ([Figura 8.2](#));
- o solar fotovoltaico funciona durante mais tempo e a maiores potências durante a primavera e verão, especialmente em julho e agosto, em que opera em média acima dos 500 MW, consequência do ciclo circadiano ([Figura 8.3](#)). É também perceptível o maior número de horas diurnas que noturnas entre março e setembro, pela mediana positiva;
- a biomassa opera de forma muito consistente numa amplitude de potências reduzida, típico de um abastecimento em *baseload*, com uma média que ronda os 330 MW ([Figura 8.4](#));

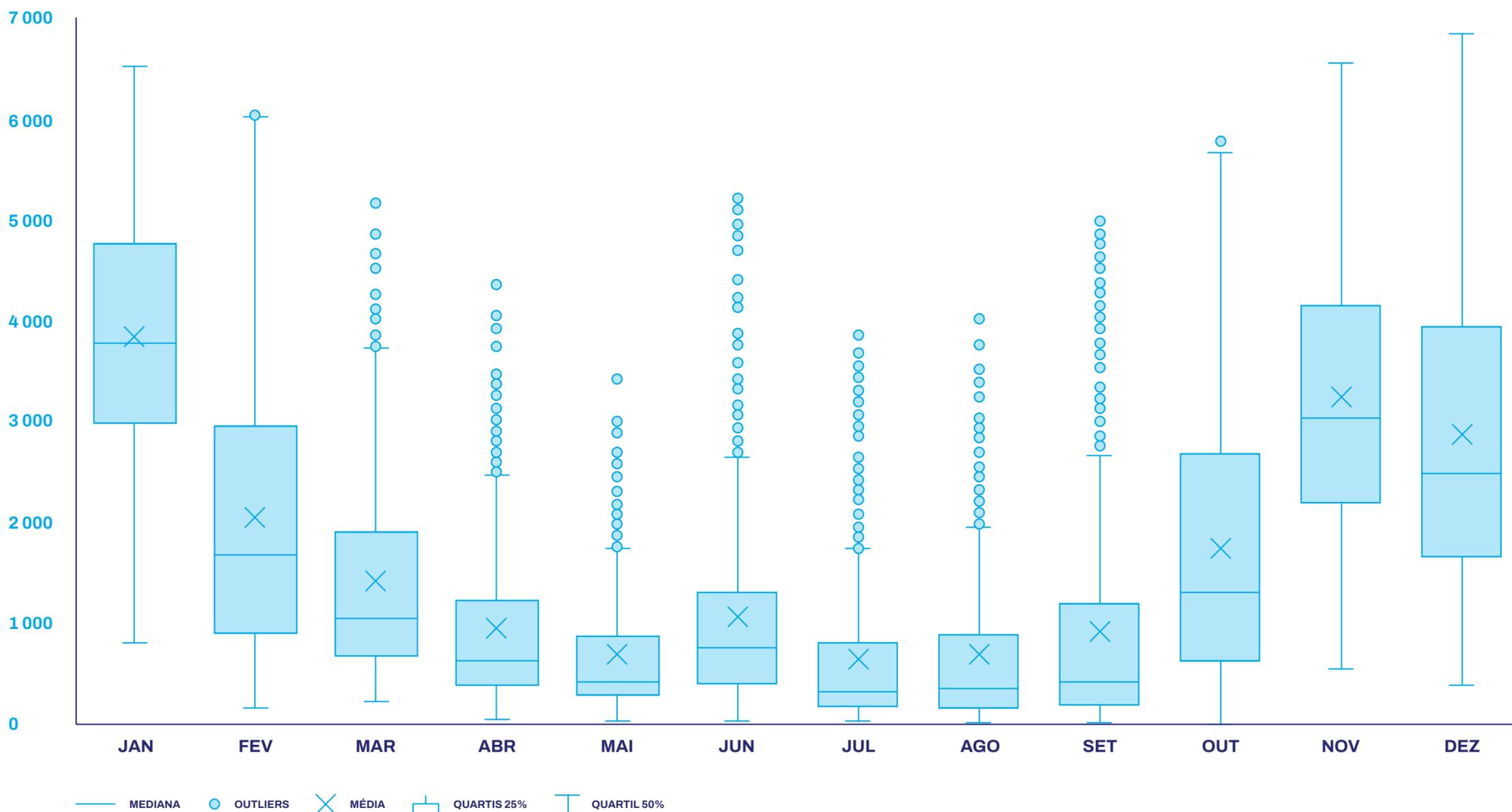


# A ELETRICIDADE EM 2023

FIGURA 8.1 - DISTRIBUIÇÃO MENSAL DA POTÊNCIA OPERACIONAL HORÁRIA, MÉDIA, PARA A TECNOLOGIA HÍDRICA, EM 2023.  
FONTE: REN.



POTÊNCIA [MW]

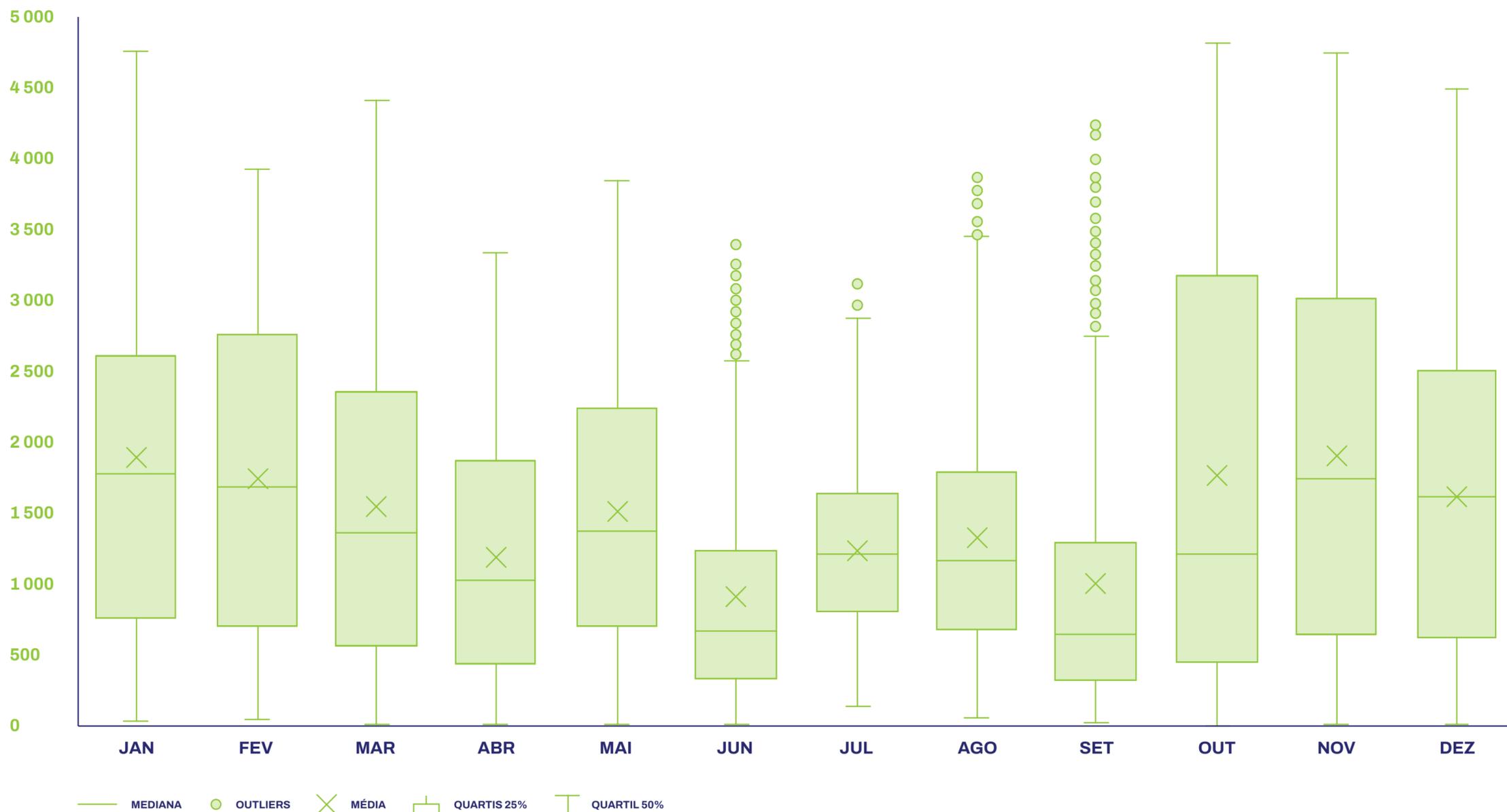


# A ELETRICIDADE EM 2023



FIGURA 8.2 - DISTRIBUIÇÃO MENSAL DA POTÊNCIA OPERACIONAL HORÁRIA, MÉDIA, PARA A TECNOLOGIA EÓLICA, EM 2023.  
FONTE: REN.

POTÊNCIA [MW]

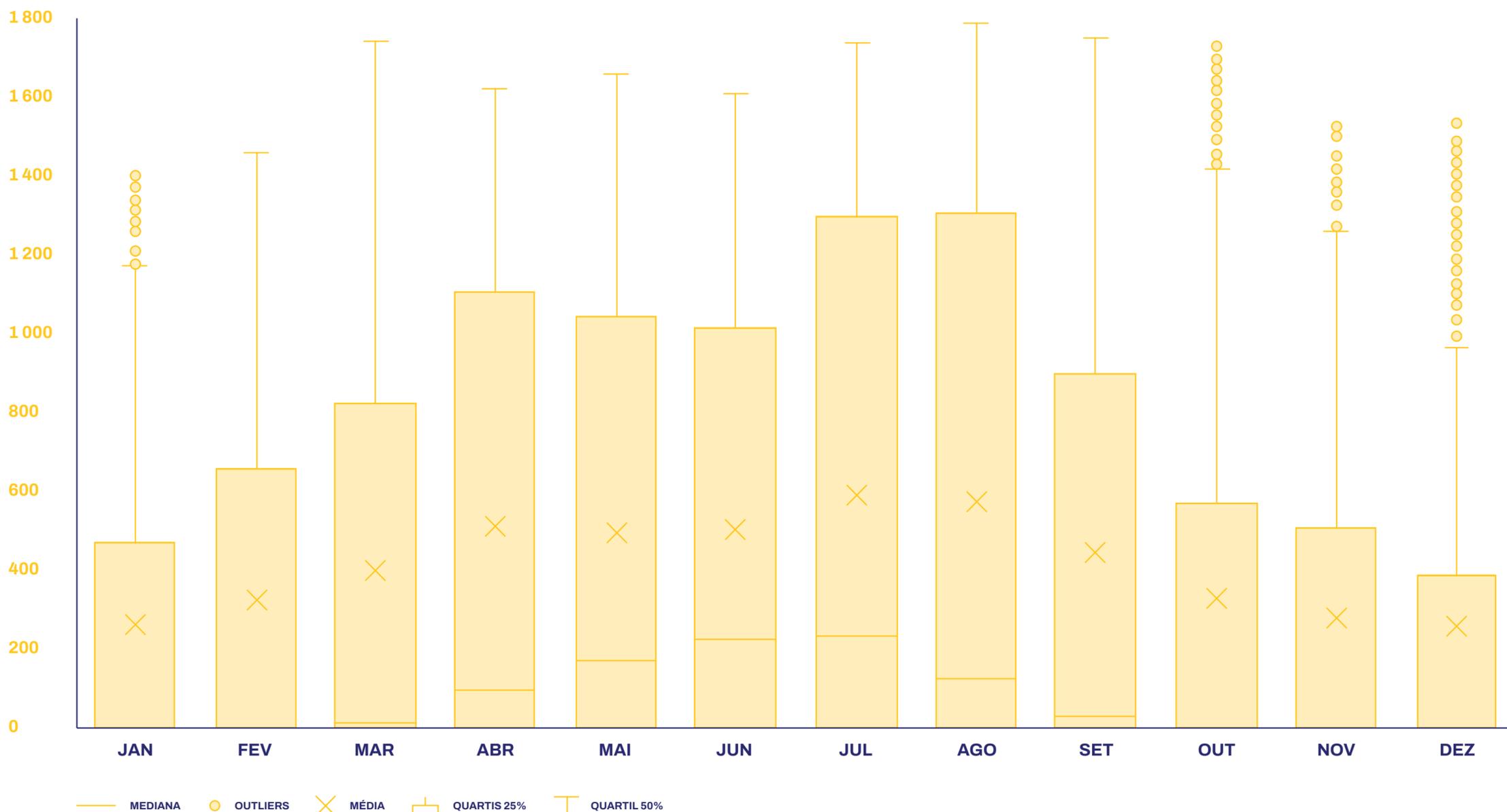


# A ELETRICIDADE EM 2023



FIGURA 8.3 - DISTRIBUIÇÃO MENSAL DA POTÊNCIA OPERACIONAL HORÁRIA, MÉDIA, PARA A TECNOLOGIA SOLAR, EM 2023.  
 FONTE: REN.

POTÊNCIA [MW]

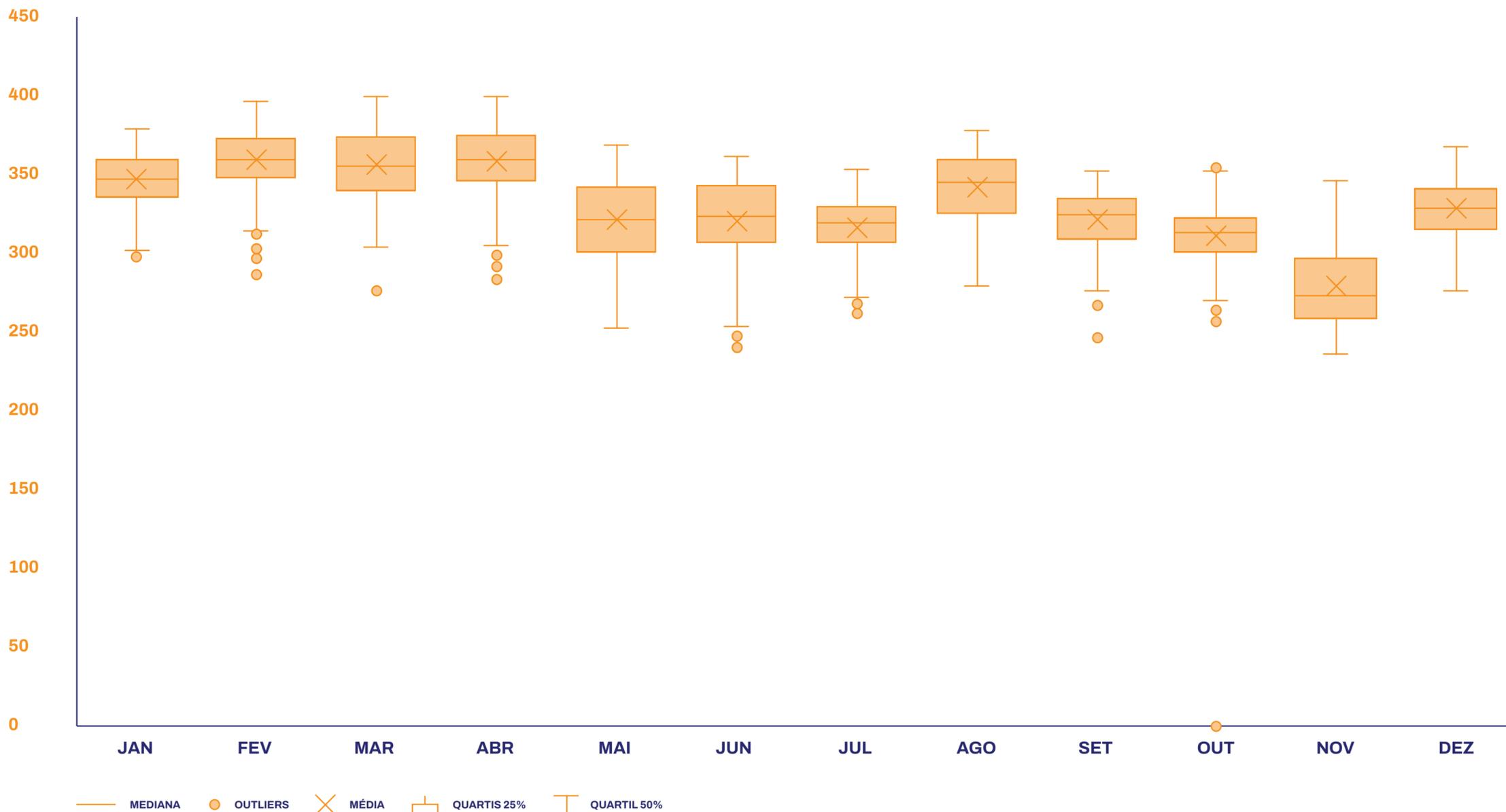


# A ELETRICIDADE EM 2023



FIGURA 8.4 - DISTRIBUIÇÃO MENSAL DA POTÊNCIA OPERACIONAL HORÁRIA, MÉDIA, PARA A TECNOLOGIA BIOMASSA, EM 2023.  
FONTE: REN.

POTÊNCIA [MW]

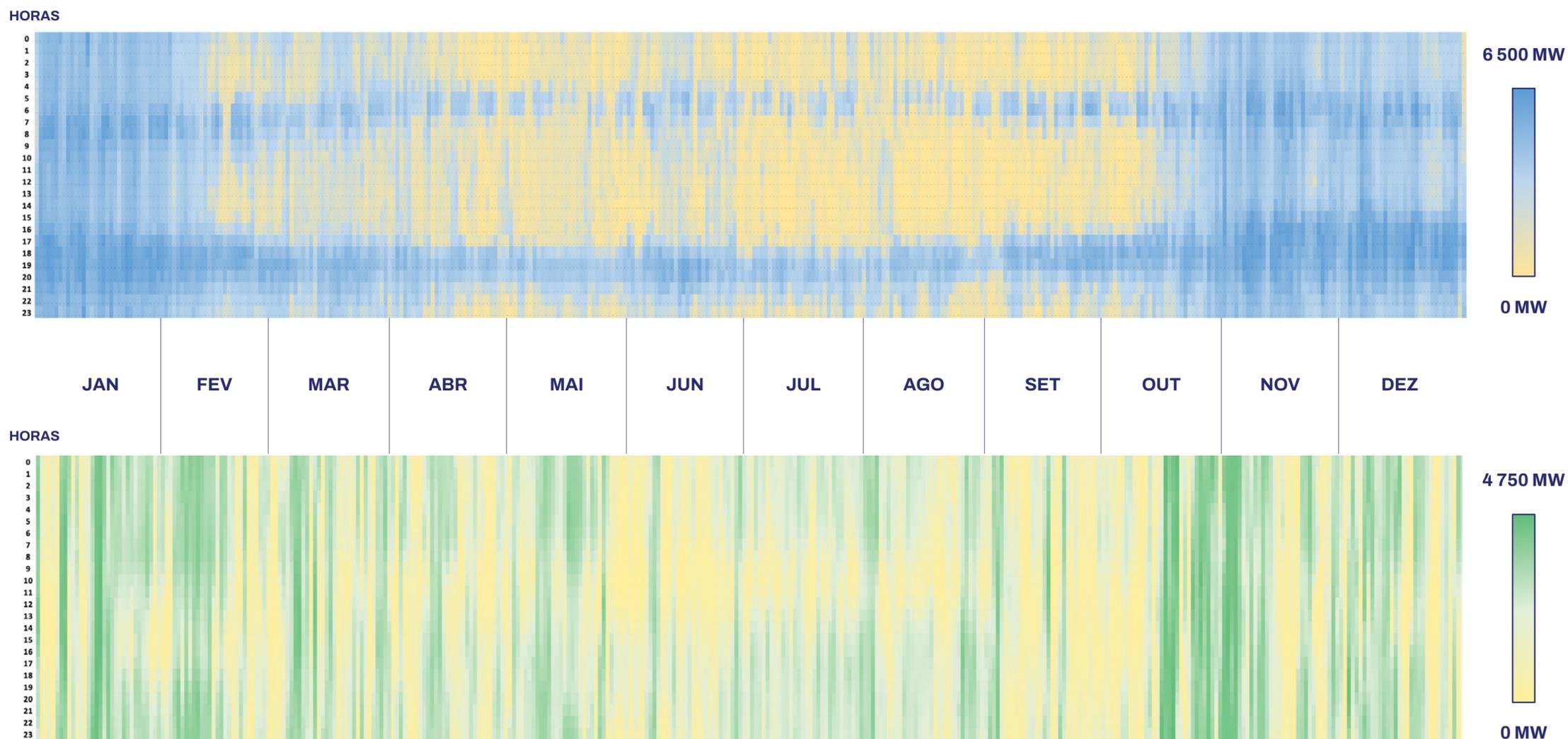


# A ELETRICIDADE EM 2023

Nas Figuras 9.1 e 9.2, representa-se a potência média horária, para cada dia de 2023. Mais uma vez, verifica-se a complementaridade entre tecnologias renováveis, salientando-se a maior escassez do recurso hídrico nos meses quentes, assim como o recurso à despachabilidade da hídrica no início e final de dia (alturas em que o consumo de eletricidade aumenta rapidamente). Já a eólica aparentou maior consistência intra-diária, apresentando maior variação inter-diária e menor recurso

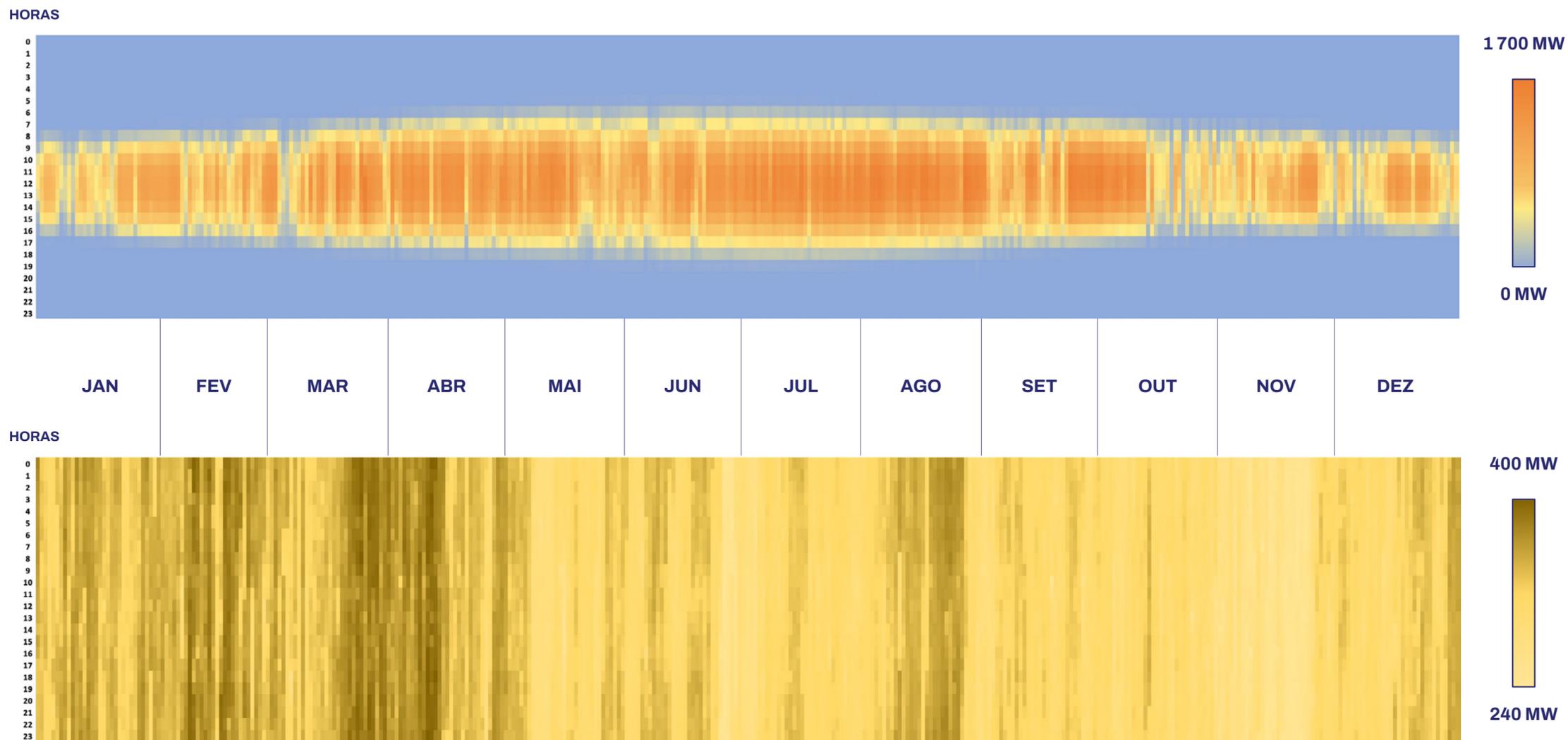
em junho e agosto (Figura 9.1). Quanto ao solar, é evidente o ciclo circadiano e as maiores potências durante o zénite, tal como os períodos de produção residual, associada a períodos de nebulosidade, ou nula, durante as horas noturnas. A constância da biomassa verifica-se igualmente, havendo meses de maior produção que correspondem à melhor época de colheita do recurso, final de inverno ou primavera, ou a excesso de armazenamento, final do verão (Figura 9.2).

FIGURA 9.1 - DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL, MÉDIA, EM 2023, PARA AS TECNOLOGIAS HÍDRICA E EÓLICA, RESPETIVAMENTE. FONTE: REN.



# A ELETRICIDADE EM 2023

FIGURA 9.2 - DISTRIBUIÇÃO HORÁRIA DA POTÊNCIA OPERACIONAL, MÉDIA, EM 2023, PARA AS TECNOLOGIAS SOLAR E BIOMASSA, RESPECTIVAMENTE.  
FONTE: REN.

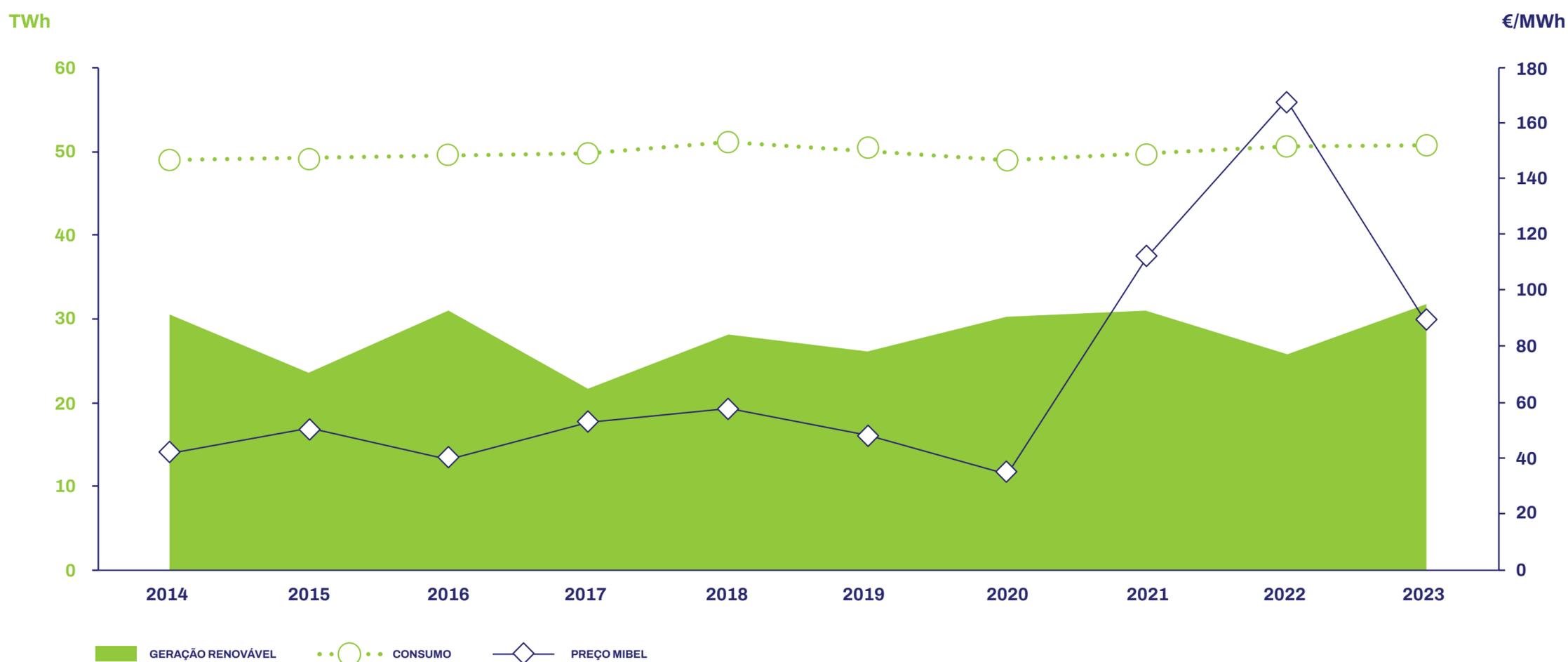


# MERCADO DA ELETRICIDADE 2023

Em 2023, o preço horário médio anual no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi de 88,3 €/MWh, representando uma redução de quase metade face ao valor de 2022. Em 9 meses do ano, ocorreram horas com preços mínimos de 0 €/MWh, excetuando em fevereiro, junho e setembro.

Pela [Figura 10](#), é observável o impacto positivo da geração renovável, que contribuiu para a redução do preço horário diário e intradiário grossista de eletricidade. Este aspeto é bastante explícito no período entre 2014 e 2017 e em 2019, já que 2018 foi um ano atípico para todo o Mercado Europeu e em 2020 iniciou-se a crise pandémica. Em 2023, após o aumento vertiginoso nos preços, parece retomar-se a proporcionalidade inversa entre a geração renovável e o preço grossista.

FIGURA 10 - PREÇO DA ELETRICIDADE NO MIBEL EM PORTUGAL CONTINENTAL, GERAÇÃO DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL E CONSUMO DE ELETRICIDADE, EM 2023.  
FONTES: OMIE, REN, EDA E EEM, ANÁLISE APREN.



Quanto à geração renovável, em 2023, esta correspondeu a 31,2 TWh, o valor historicamente mais elevado. É de destacar ainda o período de 6 dias, compreendido entre 31 de outubro e 6 de novembro, no qual a eletricidade de origem renovável superou as necessidades de consumo nacional, totalizando 149 horas em que o preço médio verificado no mercado grossista foi de 19,17 €/MWh, com algumas horas de preço mínimo zero.

Após um aumento em 2021 para 49,5 TWh, depois da redução verificada em 2020 devido à crise pandémica, o consumo de eletricidade em 2023 situou-se nos 50,7 TWh, um ligeiro aumento face a 2022, ano durante o qual houve ainda alguma contenção nos consumos devido à crise energética, o que reflete a plena retoma da atividade ao estado pré-pandemia.

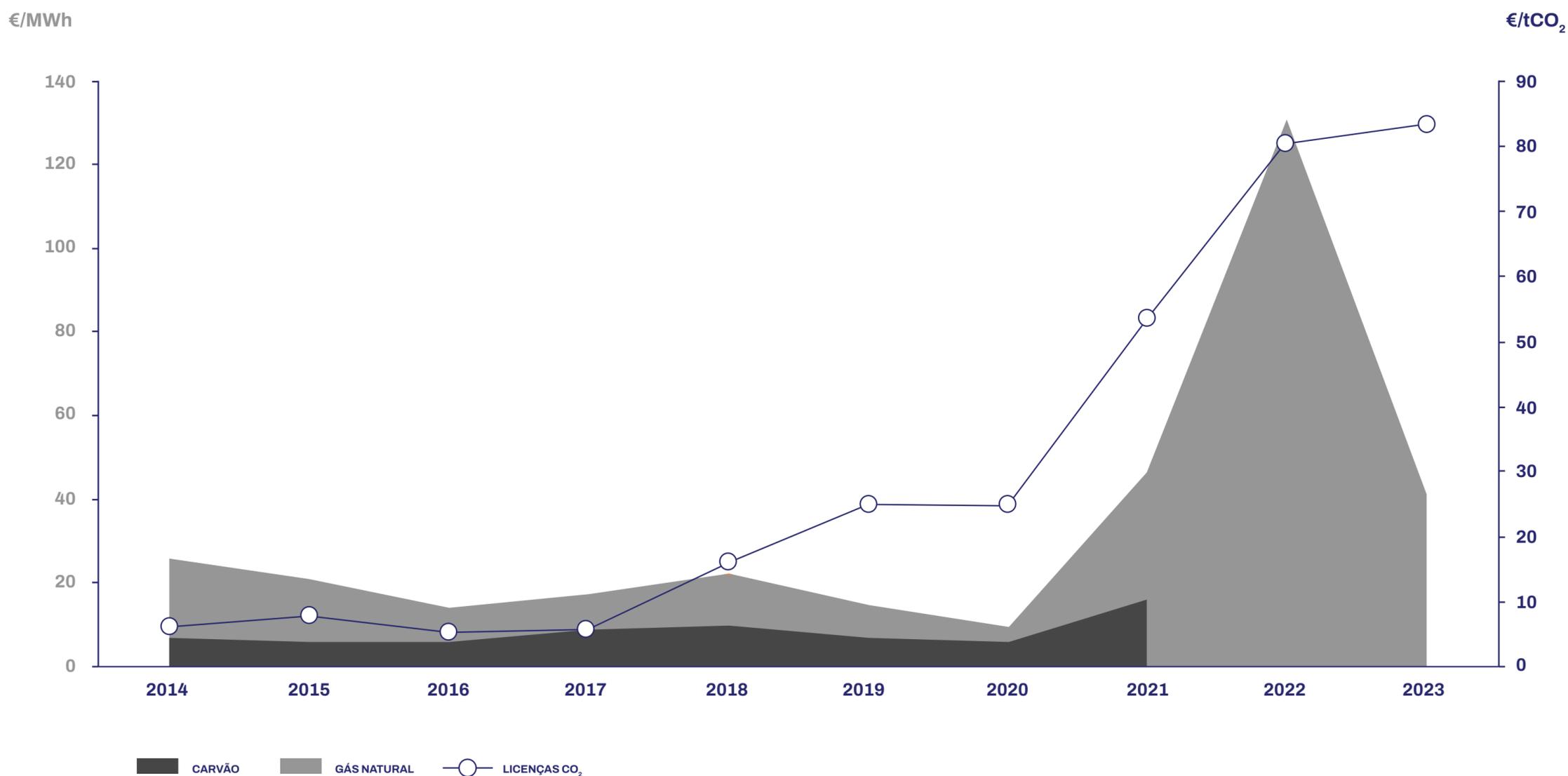
# MERCADO DA ELETRICIDADE 2023

Em relação com a figura anterior, na [Figura 11](#) é visível a diminuição acentuada no preço do gás natural para 41,3 €/MWh, em 2023, em muito devida ao mecanismo ibérico de limitação do preço do gás natural.

Por outro lado, o consistente aumento do preço das licenças de CO<sub>2</sub>, desde 2017, no âmbito das políticas de descarbonização estabelecidas a nível europeu, tem também um papel relevante na redução do preço grossista de eletricidade. Em 2023, o valor médio foi de 85,3 €/tCO<sub>2</sub>, tendo permitido uma poupança em licenças de emissão de CO<sub>2</sub> de 750 M€.

Analisando o histórico, é aparente a relação entre a redução do preço do carvão e das licenças de CO<sub>2</sub>, desde 2018, e a redução do preço do MIBEL, num período em que Portugal era ainda muito dependente da geração elétrica por parte das centrais termoelétricas a carvão. Salienta-se que 2021 foi o último ano em que houve produção de eletricidade a partir de carvão.

FIGURA 11 - PREÇO DAS COMMODITIES: CARVÃO, GÁS NATURAL E LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>. FONTES: DGEG, THE WORLD BANK, SENDECO2, ANÁLISE APREN.



# MERCADO DA ELETRICIDADE 2023

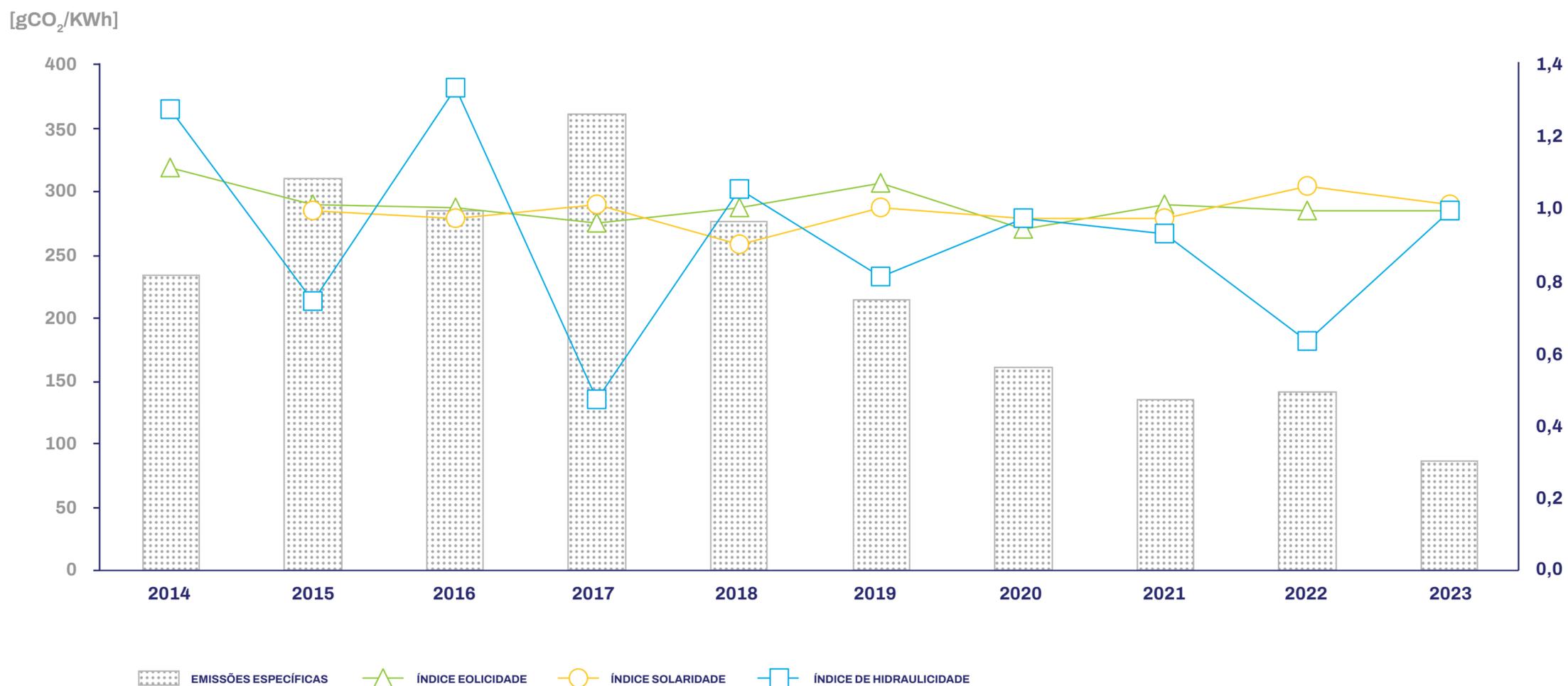
De assinalar que, apesar da redução acentuada do preço do gás natural, o preço médio das licenças aumentou em 2023, mas de forma muito menos pronunciada do que nos anos anteriores. Tal deveu-se, por um lado, à contração da atividade económica a nível europeu e, por outro, à incerteza nos investimentos associada à revisão do *Green Deal* – atualizado o objetivo de redução de emissões de GEE do *EU Emissions Trading System* (ETS), de 43% para 63% em 2030. Este contexto motivou uma menor atribuição de licenças de CO<sub>2</sub> pelos setores da indústria e da energia no ETS, a par com o aumento da capacidade renovável na produção de energia, prevendo-se que em 2024 a média ronde os 70 €/tCO<sub>2</sub>, de acordo com um estudo da CarbonPulse de janeiro de 2024, e que no futuro continue a aumentar. Aqui, importa ainda mencionar que as licenças gratuitas atribuídas aos setores abrangidos pelo Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço, em vigor desde outubro de 2023, serão retiradas faseadamente a partir de 2027, pelo que é expectável que este mecanismo também exerça pressão para um aumento dos preços das licenças de CO<sub>2</sub>.

# MERCADO DA ELETRICIDADE

Em 2023, o setor eletroprodutor foi responsável pela emissão de 3,6 MtCO<sub>2</sub>eq, ou seja, menos 42% que em 2022, resultante da acrescida capacidade renovável e da maior incorporação de renováveis na produção de eletricidade, assim como ao menor recurso às centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural.

Estas emissões traduziram-se em 85,8 gramas de CO<sub>2</sub> emitidos por cada kWh produzido, o que representa uma diminuição significativa face ao ano anterior, representando um mínimo histórico. Deste modo, foram evitadas 9,7 Mt de emissões de CO<sub>2</sub>, em 2023.

FIGURA 12 - EMISSÕES ESPECÍFICAS DE CO<sub>2</sub> E ÍNDICE DE HIDRAULICIDADE, EOLICIDADE E SOLARIDADE, EM 2023.  
FONTE: REN



Conforme se constata pela [Figura 12](#), as emissões específicas do setor têm diminuído desde 2017, um ano muito seco em que se registou o menor valor de produtividade hídrica, de 0,47, e o máximo de emissões

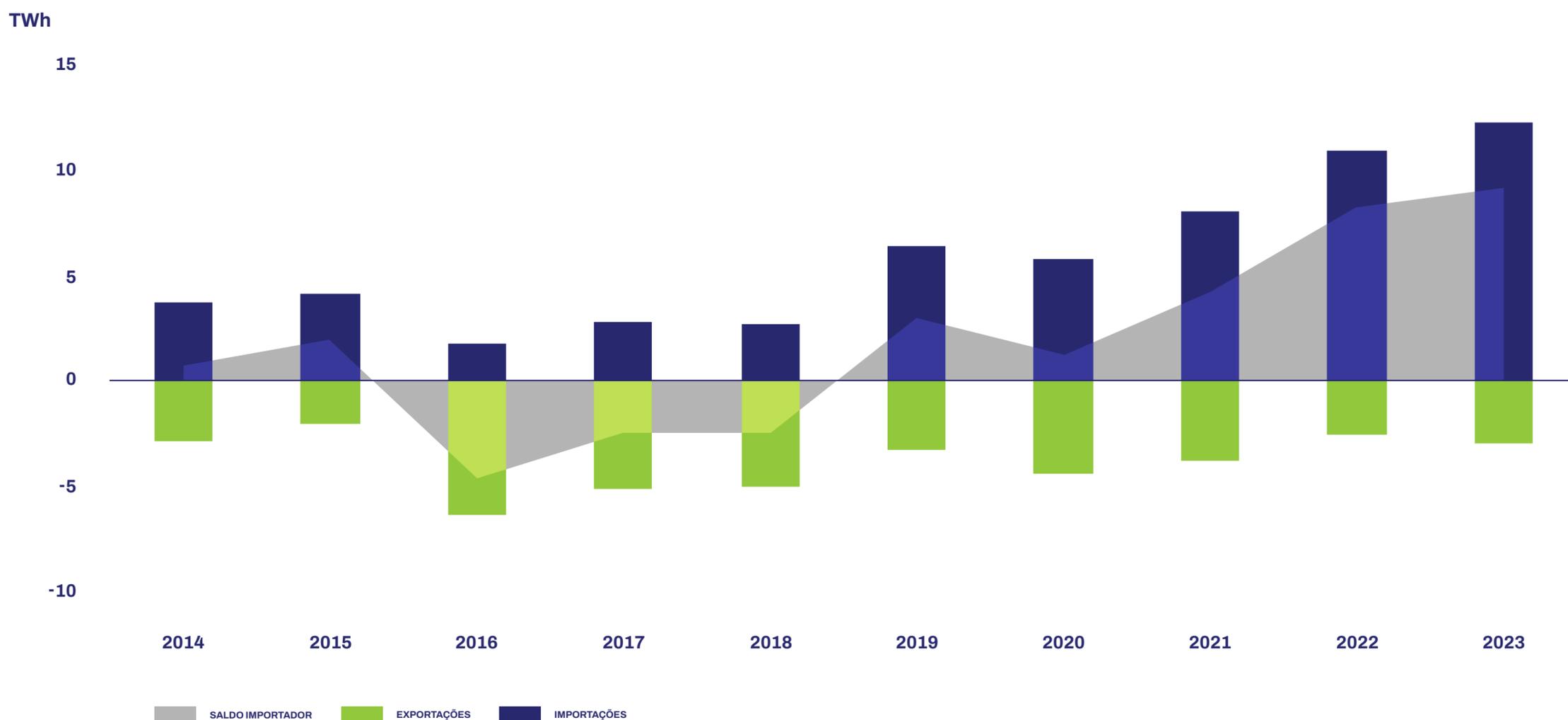
específicas, de 360 gCO<sub>2</sub>/kWh, dos últimos 10 anos. Sobre 2023, que foi um ano com bom recurso hídrico, eólico e solar, os índices de produtividade foram 0,99, 0,99 e 1,01, respetivamente.

# TROCAS INTERNACIONAIS DE PORTUGAL

Apesar do elevado incremento da produção renovável, em 2023, o saldo importador manteve-se na mesma ordem de grandeza de 2022. De facto, registou-se um ligeiro aumento de cerca de 10% que se traduziu num total de 10,2 TWh, isto é, 13,5 TWh de importações e 3,3 TWh de exportações, conforme a [Figura 13](#).

Este valor de importações, impediu que se recorresse a produção de eletricidade não renovável com um maior impacte no valor das emissões à escala nacional. Ainda assim, apesar de ter sido registado o máximo histórico de incorporação renovável, que levou também à redução da produção a partir de combustíveis fósseis, considera-se que o aumento no saldo importador resultou do aumento do consumo, face a 2022, tornando a importação de eletricidade mais competitiva em termos de ofertas no mercado ibérico.

FIGURA 13 - TROCAS INTERNACIONAIS DE ELETRICIDADE DE PORTUGAL ENTRE 2014 E 2023.  
FONTE: REN.

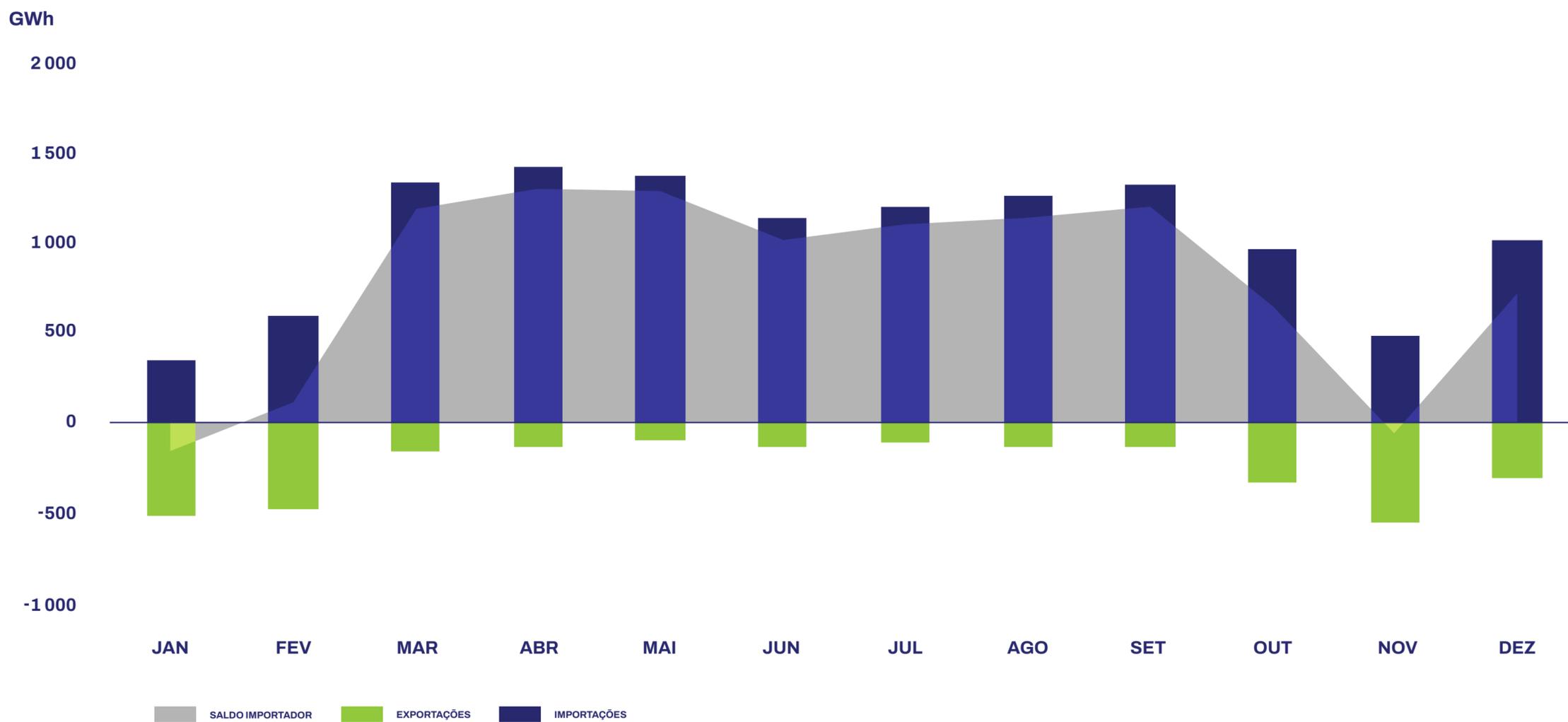


# TROCAS INTERNACIONAIS DE PORTUGAL

Analisando em detalhe o ano 2023 (Figura 14), observa-se que em janeiro e novembro as exportações foram superiores às importações, principalmente devido às condições meteorológicas favoráveis à produção hídrica e eólica. Contrariamente, em abril registou-se o maior nível de importações, atingindo os 1 550 GWh. Antecipa-se que, dado o crescimento planeado da sua capacidade, a produção solar venha a impactar fortemente estes balanços, especialmente nos meses mais soalheiros.

Ainda a destacar que o enorme contributo renovável, no ano de 2023, se traduziu em poupanças ao nível das importações de: combustíveis fósseis, na ordem dos 1 950 M€; e de eletricidade, rondando os 626 M€.

FIGURA 14 - TROCAS INTERNACIONAIS DE ELETRICIDADE, MENSAIS, DE PORTUGAL EM 2023.  
FONTE: REN



## NO HORIZONTE 2024

Apesar de um ano transato positivo em termos de números, os maiores desafios do setor viram poucos desenvolvimentos, tendo crescido o nível de incerteza face ao desenvolvimento de novos projetos. Os números para 2023 resultaram, sobretudo, de um **ano hídrico favorável** e do **aumento da capacidade solar** em operação, conforme se verifica no mapeamento da [Figura 15](#), onde é notória a predominância da tecnologia solar fotovoltaica no centro-sul do país, enquanto os aproveitamentos eólicos e hídricos abundam no centro-norte.

O cenário otimista verificado em 2023 fica, no entanto, aquém do ideal para atingir o nível de **descarbonização** e **competitividade da economia** portuguesa necessários, ambos assentes na transição energética, fundamental para garantir um **sistema energético** seguro, previsível e competitivo. Esta irá ainda garantir a redução dos custos para o consumidor final e reduzir a vulnerabilidade e exposição às tensões geopolíticas.

É, assim, necessário que as **estratégias e regulamentação** do setor sejam **implementadas e operacionalizadas**, criando visibilidade à concretização dos projetos e garantindo, deste modo, que se mantém a atratividade de capital privado.

Apesar das várias revisões legislativas no setor, diversas disposições essenciais continuam por implementar, nomeadamente no **licenciamento de projetos**, no que respeita à digitalização, agilização de procedimentos, e redução dos pontos de contato. A necessidade do **planeamento de rede, construção, expansão e gestão** da mesma, em consonância com as necessidades de integração de maior capacidade renovável, não têm, igualmente, visto os desenvolvimentos necessários. Por último, a **readaptação das entidades** envolvidas, face às necessidades de hoje e futuras, também urge.

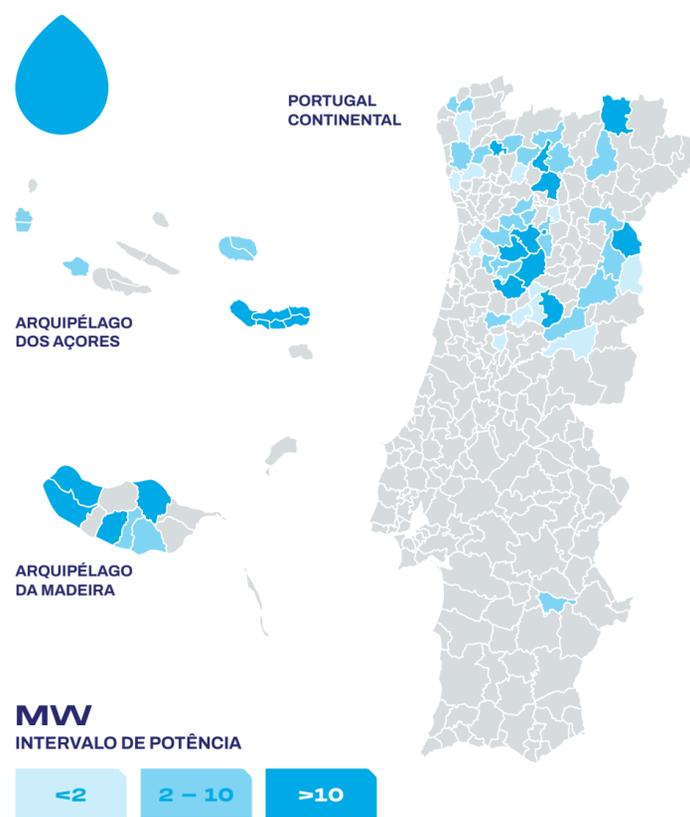
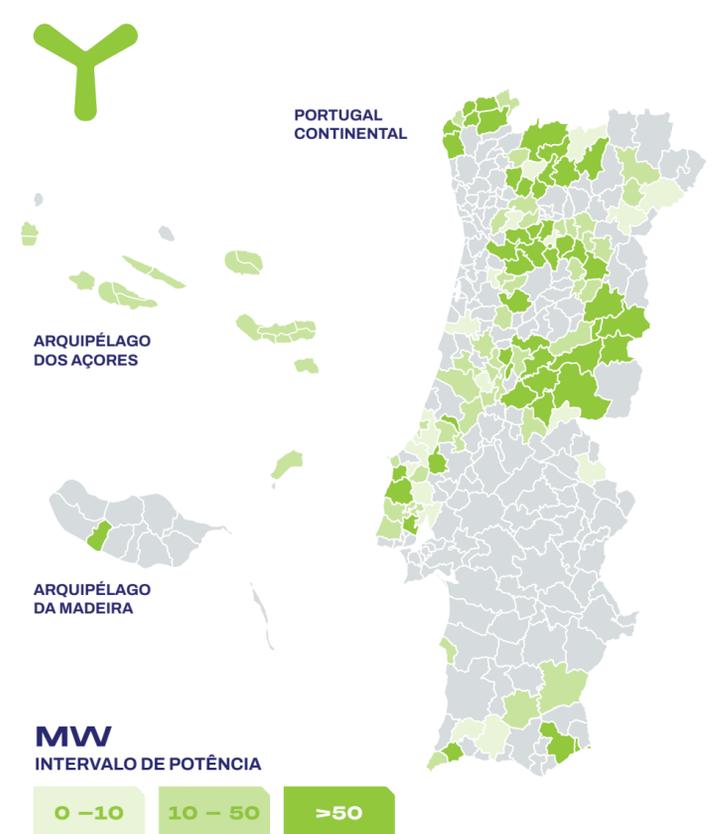
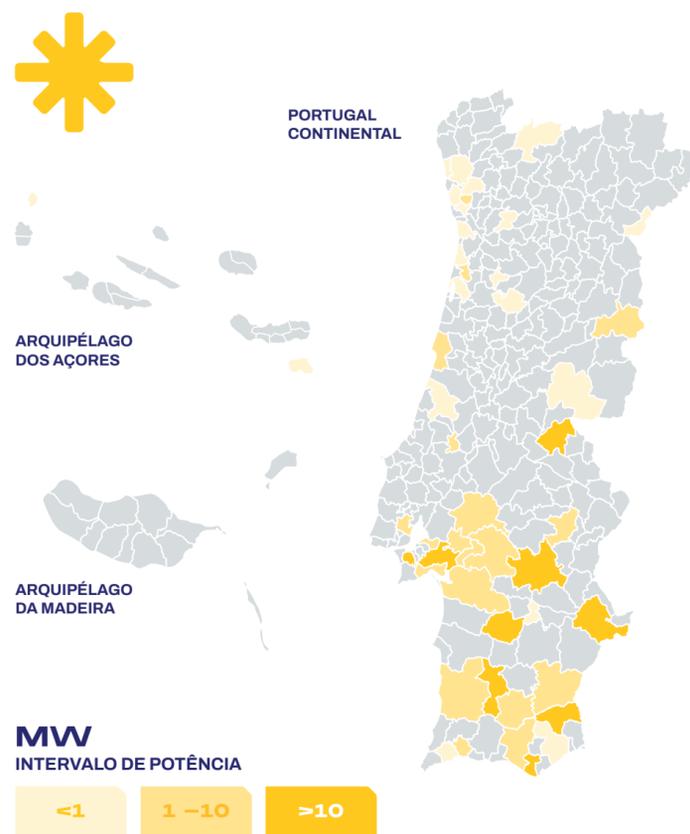
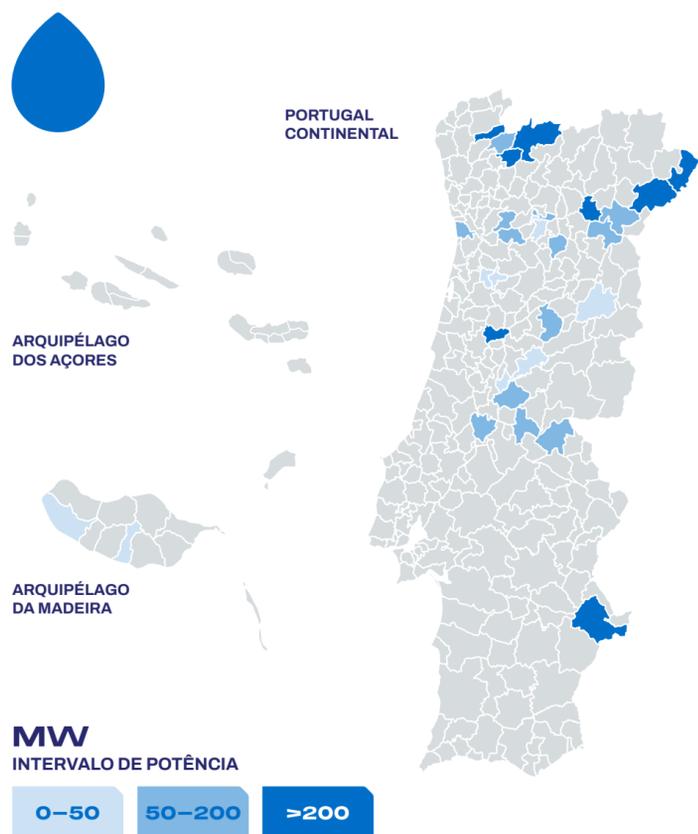
Num quadro atual económico de **inflação** elevada e de uma política monetária mais restritiva, vive-se uma **incerteza** adicional quanto aos investimentos futuros. A isto, acresce um mercado de eletricidade com previsões de preços com bastante mais **volatilidade** com especial

**impacto no setor renovável**, caracterizado por ser de capital intensivo com custos variáveis negligenciáveis.

No horizonte 2024, espera-se concretizar:

- a criação de **mecanismos de estabilidade**, como aponta a reforma do mercado de eletricidade, aliados à previsibilidade de concretização do projeto em termos temporais, assegurando as decisões de investimento;
- o **investimento privado** para criação de valor, destacando-se que o setor da eletricidade renovável, com um quadro regulatório estável e visibilidade para implementação da estratégia atual, tem a capacidade de gerar mais de 200 mil empregos, diretos e indiretos, e ter uma contribuição de riqueza para o país que pode representar 5,9% do PIB até 2030.

FIGURA 15 - DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DOS CENTROS ELETROPRODUTORES RENOVÁVEIS EM PORTUGAL PERTENCENTES AOS ASSOCIADOS APREN.  
 FONTE: ANUÁRIO APREN 2023. (De notar que o mapeamento não é representativo da capacidade total nacional.)



20  
24

AVENIDA DA REPÚBLICA,  
59 - 2º ANDAR  
1050-189 LISBOA

+351 213 151 621  
apren@apren.pt

[www.apren.pt](http://www.apren.pt)



**APREN** Associação  
de Energias  
Renováveis