

# 2021 Clima e Energia

DEZEMBRO

## CLIMA:

### DEZEMBRO MUITO QUENTE E SECO

O mês de **dezembro**, em Portugal continental, classificou-se como **muito quente em relação à temperatura e seco em relação à precipitação**.

Com um valor médio da temperatura média de 11,69 °C, muito superior em relação ao valor normal 1971-2000, foi o **4º dezembro mais quente desde 1931**, caracterizado por valores de temperatura máxima e mínima quase sempre superiores à média. Destaque para o último dia do ano (31'dez), em que cerca de 10% das estações meteorológicas ultrapassaram ou igualaram os respetivos anteriores máximos, tendo sido registado um **novo extremo para o mês de dezembro** desde 1941 (temperatura máxima de 26,4 °C, na estação de Zambujeira).

Em relação à precipitação foi um mês seco, com o valor médio da precipitação registado (93,4 mm) correspondente a 65% do valor normal 1971-2000. Apesar de alguns dias chuvosos (dias 20 a 26), a situação de seca pouco se alterou. De acordo com o índice PDSI<sup>1</sup>, no final de dezembro, manteve-se a situação de seca meteorológica em quase todo o território. **Distribuição percentual por classes:** 6 % normal, 58 % seca fraca, 27 % seca moderada e 9 % em seca severa.

## ARMAZENAMENTO EM ALBUFEIRA:

### FINAL DE ANO SECO COLOCA ARMAZENAMENTO ABAIXO DA MÉDIA EM QUASE TODAS AS BACIAS

Um mês de **dezembro seco**, após um **novembro muito seco**, colocam os **armazenamentos por bacia hidrográfica inferiores às médias** de armazenamento de dezembro (1990/91 a 2020/21), exceto para as bacias de Ribeiras do Oeste e Arade.

<sup>1</sup>PDSI - Palmer Drought Severity Index - Índice que se baseia no conceito do balanço da água tendo em conta dados da quantidade de precipitação, temperatura do ar e capacidade de água disponível no solo

# PRODUÇÃO E CONSUMO DE ELETRICIDADE:

## 2021: UM ANO EM QUE AS RENOVÁVEIS ABASTECERAM 59% DO CONSUMO

Em 2021 o consumo de eletricidade (49,5 TWh) cresceu 1,4%, ou 1,7% com correção de temperatura e dias úteis, mas ficou ainda abaixo ( $\approx 1,7\%$ ) do consumo registado em 2019.

A produção renovável aumentou 2,6% face a 2020 e abasteceu 59,3% do consumo: eólica com 25,9%, seguida da hidroelétrica com 23,3%, biomassa com 6,6% e a fotovoltaica com 3,5%. De destacar a produção solar que registou o aumento significativo de 37% face a 2020.

A produção não renovável abasteceu 31% do consumo: gás natural com 29% e carvão com 2%. O saldo importador abasteceu os restantes 10% do consumo de eletricidade.

Relativamente ao mês de dezembro, mantiveram-se as condições negativas para a produção hídrica (IPH=0,42), ao contrário da produção eólica cujas condições muito favoráveis (IPE=1,37) possibilitaram abastecer 40,8% do consumo do mês. A produção renovável abasteceu 66% do consumo, a não renovável abasteceu 26%, e os restantes 8% corresponderam a energia importada.

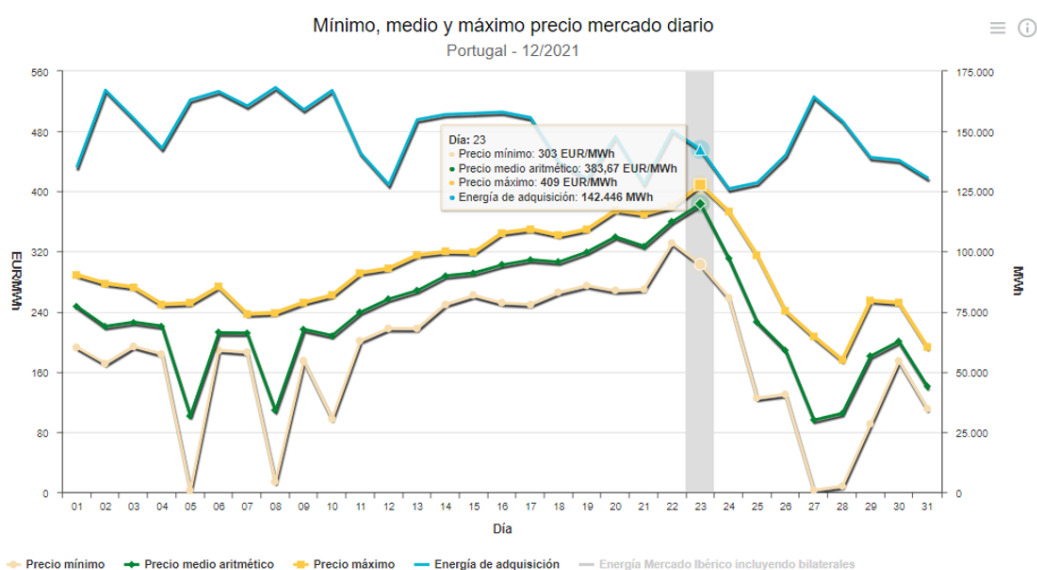
### ☑ Índices produtibilidade

REGIME	HÍDRICO	EÓLICO	SOLAR
ÍNDICE	IPH	IPE	IPS
MÊS (dezembro)	0,42	1,37	0,99
ACUM. (ano civil)	0,93	1,01	1,03

# MERCADO DE ELETRICIDADE:

## DEZEMBRO ATINGE MÁXIMO HISTÓRICO DE PREÇO NO MIBEL

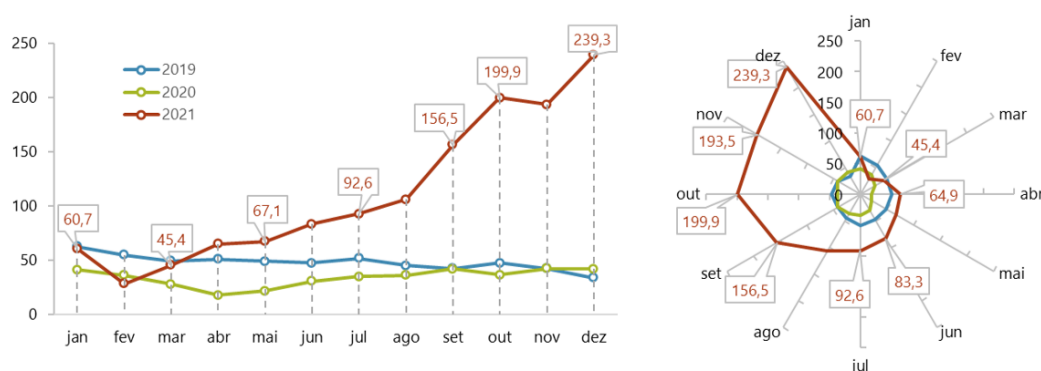
O preço médio aritmético da eletricidade produzida em dezembro atingiu os 239 €/MWh, um novo máximo histórico no MIBEL. Em dezembro de 2020, este valor foi de 42,03 €/MWh. No dia 23 de dezembro, o preço médio aritmético atingiu 383,87 €/MWh, com o valor máximo horário a ultrapassar os 400 €/MWh.



Fonte: OMIE (<https://www.omie.es/pt/market-results>)

### Escalada de preços no 2º semestre de 2021

No 2º semestre do ano assistimos a uma escalada do preço de produção que subiu, do já elevado preço de junho (83 €/MWh), até aos 239 €/MWh.



Comparação interanual do preço médio aritmético em Portugal (€/MWh) [Análise Lisboa E-Nova]

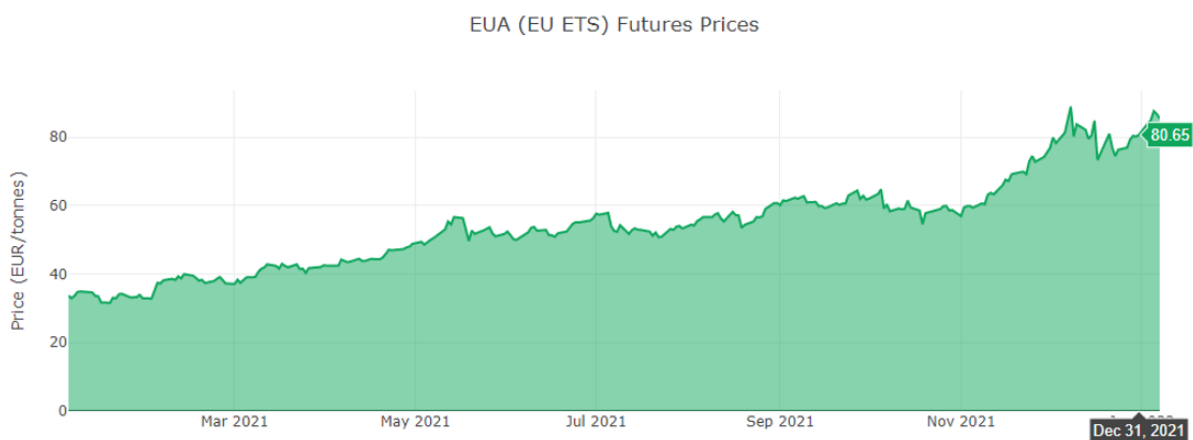
## ☑ Fatores conjunturais e estruturais da escalada de preços

O preço de importação de gás natural na Europa sofreu uma enorme escalada em 2021, para valores acima de 100 Eur/MWh. Há um ano, negociavam na casa dos 20 euros por MWh. Por outro lado, o preço das licenças de emissão quase triplicou ao longo de 2021 para valores na ordem dos 70-80 Eur/ton. Nesta conjuntura, a **valorização do gás natural e das licenças de emissão influenciam os sucessivos aumentos do preço de produção**. Adicionalmente **existem fatores estruturais que começam a justificar reflexão e discussão**. O mercado ibérico adota o sistema marginalista europeu, em que todos os produtores recebem o mesmo pela eletricidade produzida, que corresponde ao preço cobrado pela última central necessária para satisfazer as necessidades em cada hora. Situações de redução de oferta renovável (efeito da intermitência), combinado com aumento da procura, induzem uma formação do preço de mercado ditada pelas centrais térmicas (com custos de produção agravados pela conjuntura). Este sistema foi concebido nos anos 90 com o objetivo de promover a liberalização e diversificação dos mercados, numa fase em que produção renovável era reduzida. Com a percentagem de renováveis a assumir valores muito substanciais há dificuldade crescente em gerir 'desequilíbrios' de mercado (e.g. volatilidade / alta de preços).

# LICENÇAS DE EMISSÃO:

## CO<sub>2</sub> ACIMA DE 80 €/TON

Em dezembro, o mercado das licenças de emissão continuou em alta, com o **preço da tonelada de CO<sub>2</sub> ultrapassar 80€**. No dia 08 de dezembro, o preço das licenças de emissão atingiu um máximo histórico próximo dos 90 € (88,88 €/ton).



Fonte: ETS-EUA Carbon Price Viewer (<https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>)

## Desacordo entre países da UE sobre as reformas necessárias para enfrentar a alta dos preços da energia

Os ministros da energia dos países da EU, após reunião em dezembro, continuam divididos sobre se a recente alta de preços da energia exige uma revisão das regras do mercado de energia. Um grupo de países, liderado pela França e Espanha, dizem que **o mecanismo de formação de preços é injusto porque não reflete o seu mix energético, dominado por eletricidade de baixo carbono**, proveniente de fontes renováveis, ou centrais nucleares. O grupo pede reformas que permitam proteger os consumidores das variações de curto prazo dos preços da eletricidade, argumentando que a ausência de tais avisos “pode levar os consumidores a assumir riscos que não podem controlar, ou pelo menos riscos dos quais não estão cientes”. A Comissão Europeia tem permanecido cautelosa sobre este assunto, afirmando que os mercados grossistas de eletricidade estão a funcionar bem, e que **mudar o modelo atual apresenta riscos para a previsibilidade do mercado, para a competitividade e transição energética**. Do outro lado da “barricada”, um grupo de nove países da UE alinha com a CE, afirmando que o aumento do preço da energia deve ser abordado dentro do atual quadro europeu: “Concordamos que, a curto prazo, o aumento de preços deve ser abordado por meio de ações nacionais temporárias e direcionadas pelos Estados membros (...) para proteger os consumidores e empresas vulneráveis”. [ver artigo completo em: [Euractiv](#)]

## Para evitar futuras crises, os líderes da UE devem parar de negligenciar a eficiência energética

É impossível resolver estruturalmente o aumento dos preços da energia – em grande medida impulsionado pelo aumento da procura global de energia - apenas com recurso a medidas do lado da oferta. **Abordar as causas profundas do problema obriga a dar prioridade às medidas de eficiência energética**. A reformulação em curso da Diretiva da Eficiência Energética é a oportunidade para criar um quadro legislativo que funcionará como um seguro a longo prazo para os cidadãos e as empresas contra a volatilidade recorrente dos preços da energia. Uma meta de eficiência energética mais ambiciosa e vinculativa para 2030 pode **signalizar claramente aos investidores e partes interessadas que a UE e os seus Estados-Membros estão a embarcar numa transição energética que requer menos, e não mais energia**. [ver artigo completo em: [Euractiv](#)]

### Glossário / Siglas

IPH – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

IPE - Índice de Produtibilidade Eólica

IPS – Índice de Produtibilidade Solar

Nota: os valores mensais dos índices de produtibilidade são calculados como o quociente entre o valor verificado da produção mensal e o valor correspondente ao regime médio para esse mês.

PRE – Produção em Regime Especial

PRE-FER – Produção em Regime Especial por Fontes de Energia Renováveis

LEE – Licenças Europeias de Emissão

**Fontes:** IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera / SNIRH – Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos / REN – Data Hub / OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade / EMBER – Climate and energy think tank / Intercontinental Exchange (ICE)

**Análise:** Lisboa E-Nova