

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Avaliação do impacto da operação de eletrolisadores e de instalações de dessalinização nos preços de mercado em 2030

Afonso Moura Pereira



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor João Tomé Saraiva

20 de julho de 2025

Resumo

A transição para um padrão mais sustentável de produção e consumo de energia está a ser impulsionada pela necessidade de atenuar as alterações climáticas e diminuir a dependência de combustíveis fósseis, o que coloca as energias renováveis no foco dos setores de ciência e engenharia. Neste cenário, a produção de hidrogénio utilizando eletrolisadores e de água para consumo humano através de unidades dessalinizadoras surgem como elementos complementares da transição referida. A eletrólise constitui o elemento central na produção de hidrogénio verde, um vetor energético relevante para substituir os combustíveis fósseis e com aplicação em vários setores. As centrais de dessalinização emergem como resposta à escassez crescente de recursos hídricos, especialmente em regiões mais vulneráveis às alterações climáticas, ainda que aumentem o consumo energético do sistema.

Este trabalho enquadra-se nas metas definidas pelos Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal e de Espanha, com os quais se pretende impulsionar o crescimento significativo da capacidade instalada de fontes renováveis, assegurando que, até 2030, o aumento do consumo energético gerado por estas infraestruturas seja garantido por uma produção limpa.

O principal objetivo desta dissertação consistiu em calcular o preço do mercado diário para as 8760 horas do ano de 2030, com base na estrutura do Mercado Ibérico de Eletricidade. Para tal, foram definidos três cenários distintos: o cenário base, que considera a capacidade instalada por fonte de produção e a capacidade instalada das unidades de dessalinização e eletrolisadores a partir dos referidos planos; o segundo cenário, que avalia o impacto de uma redução ou aumento de 20% na capacidade das tecnologias estudadas para o preço e o consumo de energia elétrica; e o terceiro, que analisa os efeitos de uma distribuição assimétrica do consumo ao longo do dia, com um aumento nas horas de maior produção solar. Em cada um destes cenários foi avaliado o impacto da integração de unidades de dessalinização e de eletrolisadores no sistema, analisando de que forma estas tecnologias influenciam o equilíbrio entre oferta e procura e, consequentemente, o preço da eletricidade.

A simulação dos cenários referidos permite retirar algumas conclusões relevantes. No cenário base, o preço médio anual da eletricidade é de 78,48 €/MWh, aumentando para 86,17 €/MWh quando se integram as unidades de dessalinização e os eletrolisadores. Apesar deste acréscimo, a ativação destas tecnologias permite tirar melhor partido da energia renovável disponível, o que se traduz numa maior percentagem de produção renovável ao longo do ano. No cenário em que se altera a capacidade instalada destas unidades, tanto uma redução como um aumento da potência levam a preços médios ligeiramente mais baixos face ao cenário base, principalmente porque o consumo de energia por parte destas tecnologias é menor. Já no cenário de consumo assimétrico, a nova distribuição da procura ao longo do dia ajuda a baixar o preço médio anual, tanto com as tecnologias desligadas como quando estão ativas. No entanto, como são menos vezes utilizadas neste contexto, o consumo total de energia no sistema acaba por ser mais reduzido ao longo do ano.

Palavras Chave: MIBEL, PNEC, PNIEC, preço do mercado, Eletrolisadores, Dessalinização.

Abstract

The transition to a more sustainable pattern of energy production and consumption is being driven by the need to mitigate climate change and reduce the dependence on fossil fuels, which places renewable energies at the focus of the science and engineering sectors. In this scenario, the production of hydrogen using electrolyzers and of water for human consumption through desalination units emerge as complementary elements of the mentioned transition. Electrolysis constitutes the central element in the production of green hydrogen, a relevant energy vector to replace fossil fuels and with application in various sectors. Desalination plants emerge as a response to the growing scarcity of water resources, especially in regions more vulnerable to climate change, although they increase the energy consumption of the system.

This work is framed within the goals defined by the National Energy and Climate Plans of Portugal and Spain, which aim to significantly boost the installed capacity of renewable sources, ensuring that, by 2030, the increase in energy consumption generated by these infrastructures is guaranteed by clean production.

The main objective of this dissertation consisted in calculating the daily market price for the 8760 hours of the year 2030, based on the structure of the Iberian Electricity Market. For this purpose, three distinct scenarios were defined: the base scenario, which considers the installed capacity by generation source and the installed capacity of desalination units and electrolyzers from the mentioned plans; the second scenario, which evaluates the impact of a reduction or an increase of 20% in the capacity of the studied technologies on the price and market consumption; and the third, which analyses the effects of an asymmetric distribution of consumption throughout the day, with an increase in the hours of greater solar production. In each of these scenarios, the impact of integrating desalination units and electrolyzers into the system is evaluated, analysing how these technologies influence the balance between supply and demand and, consequently, the electricity price.

The simulation of the mentioned scenarios allows drawing some relevant conclusions. In the base scenario, the annual average electricity price is 78.48 €/MWh, increasing to 86.17 €/MWh when the desalination units and electrolyzers are integrated. Despite this increase, the activation of these technologies allows using in a better way the available renewable energy resources, which translates into a higher percentage of renewable production throughout the year. In the scenario in which the installed capacity of these units is changed, both a reduction and an increase in power lead to slightly lower average prices compared to the base scenario, mainly because the energy consumption by these technologies is lower. In the asymmetric consumption scenario, the new distribution of demand throughout the day helped lowering the annual average price, both when the technologies are off and when they are operating. However, as they are used less often in this context, the total energy consumption in the system ends up being lower throughout the year.

Keywords MIBEL, PNEC, PNIEC, *market price, Electrolyzers, Desalination.*

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas.

O conceito de desenvolvimento sustentável visa assegurar que o progresso económico e tecnológico seja alcançado sem comprometer os recursos e as condições de vida das gerações futuras. Para orientar essa transição, as Nações Unidas definiram uma agenda composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), que abrangem áreas como a energia, a água, a produção, o consumo e a gestão ambiental.

A presente dissertação contribui para alguns desses objetivos, ao propor soluções que promovem a utilização eficiente dos recursos energéticos e hídricos, através da operação coordenada de eletrolisadores e unidades de dessalinização integradas no sistema elétrico. O trabalho analisa o impacto destas tecnologias no contexto do mercado ibérico de eletricidade, com vista à maximização do aproveitamento da produção renovável e à minimização de desperdícios.

Neste enquadramento, destacam-se os seguintes ODS, diretamente relacionados com os temas abordados:

- **Objetivo 6:** Assegurar a gestão eficiente da água e o acesso a este recurso de forma segura e sustentável;
- **Objetivo 7:** Garantir o acesso a energia fiável, sustentável e a preços acessíveis;
- **Objetivo 12:** Promover práticas responsáveis de consumo e produção.

A Tabela 1 resume a ligação entre o trabalho desenvolvido e os ODS identificados.

Tabela 1: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável abordados na dissertação

ODS	Meta	Contribuição	Indicadores de desempenho e métricas
6	6.4	Estudo da integração de unidades de dessalinização com base em energia renovável, promovendo uma gestão eficiente e sustentável da água.	Energia consumida por m ³ de água produzida; número de horas de operação das unidades de dessalinização.
7	7.2	Utilização de tecnologias que consomem eletricidade em períodos de excedente renovável, contribuindo para uma maior penetração de fontes limpas no sistema elétrico.	Percentagem de energia renovável na operação das tecnologias; número de horas sem necessidade de fontes fósseis.
12	12.2	Alinhamento entre a produção e o consumo de energia, reduzindo desperdícios e favorecendo o uso eficiente dos recursos energéticos disponíveis.	Diminuição de curtações renováveis; aproveitamento efetivo da energia produzida em excesso.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à minha mãe, ao meu pai e ao meu irmão por tudo o que sempre fizeram por mim. Obrigado por estarem ao meu lado em todos os momentos, pelo apoio incondicional e por nunca deixarem de acreditar em mim. Sem o vosso suporte constante, este percurso não teria sido possível.

Em segundo lugar, agradeço ao meu orientador, Professor Doutor João Tomé Saraiva, pela disponibilidade constante e pelas orientações ao longo do semestre, que contribuíram significativamente para a qualidade desta dissertação.

Quero também agradecer à EDP por disponibilizar esta proposta, especialmente ao Engenheiro Tiago Guerra.

Por fim, agradeço aos meus amigos, tanto os que partilharam este percurso académico comigo como os restantes, por nunca me deixarem desistir e pelas palavras de apoio e incentivo ao longo de todo o curso. Obrigado pelas conversas, pelas gargalhadas e até pelas distrações que ajudaram a aliviar a pressão, porque sem vocês isto não teria sido a mesma coisa.

Afonso Moura Pereira

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos e Motivação	1
1.3	Estrutura do Documento	2
2	MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade	3
2.1	Datas Relevantes	3
2.2	Objetivos	5
2.3	Estrutura do MIBEL	5
2.3.1	O mercado grossista	6
2.3.2	O mercado retalhista	6
2.4	Modelos do MIBEL	7
2.4.1	Modelo em <i>Pool</i> : Mercado Diário e Intradiário	7
2.4.2	Curvas de oferta/procura e Preço de Encontro	8
2.4.3	Contratos Bilaterais	10
2.4.4	Modelo Misto	11
2.4.5	Separação dos mercados - <i>Market Splitting</i>	12
2.4.6	Cronologia das atividades do MIBEL	13
3	Análise de Documentação Relevante para o Trabalho Realizado	15
3.1	Contextos político, económico, ambiental e social do PNEC e PNIEC	15
3.2	Plano Nacional de Energia e Clima	16
3.3	<i>Plan Nacional Integrado de Energía y Clima</i>	20
3.4	Eletrólise	21
3.4.1	Tipos de Eletrolisadores	21
3.4.2	Hidrogénio verde	24
3.4.3	Eletrolisadores nos Planos PNEC e PNIEC	24
3.5	Dessalinização	25
3.5.1	Processos de Dessalinização, Preço e Consumo Energético	25
3.5.2	Dessalinização nos Planos PNEC e PNIEC	27
4	Metodologia Implementada	29
4.1	Seleção do Ano Base	29
4.2	Parque Produtor e Consumo em 2030	30
4.3	Energia horária consumida em 2030	32
4.4	Construção das curvas de compra e venda para 2030	35
4.5	Consideração das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores	48
5	Resultados das simulações realizadas	57

5.1	Cenário Base	58
5.1.1	Análise Diária	58
5.1.2	Análise Anual	92
5.2	Cenário com Alteração da Capacidade Instalada das Tecnologias	106
5.2.1	Redução na Capacidade instalada das Tecnologias	107
5.2.2	Aumento na Capacidade instalada das Tecnologias	113
5.3	Cenário com Distribuição Assimétrica do Consumo	120
5.3.1	Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores	121
5.3.2	Com unidades de dessalinização e eletrolisadores	125
6	Conclusões e perspectivas de desenvolvimento futuro	129

Lista de Figuras

2.1	Modelo de Exploração do setor elétrico em <i>Pool</i> [6]	8
2.2	Preço de mercado e quantidade de energia negociada para a hora 6 do dia 3 de outubro de 2024 [7]	9
2.3	Função de Benefício Social [3]	10
2.4	Estrutura do Modelo Misto [3]	12
2.5	Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 3 de outubro de 2024 [9]	13
2.6	Horário das sessões do mercado intradiário do MIBEL	14
3.1	Estimativa de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia (lado esquerdo, em GW) e (lado direito, em % da capacidade instalada total) em Portugal até 2030, admitindo a implementação das políticas e medidas previstas no PNEC	18
3.2	Estimativa de evolução da produção de eletricidade por tecnologia (lado esquerdo, em TWh) e (lado direito, em % da produção total) em Portugal até 2030, admitindo a implementação das políticas e medidas previstas no PNEC	19
3.3	Metas do PNIEC a atingir em 2030 previstas em 2020 e revistas em 2023	20
3.4	Eletrolisador Alcalino	22
3.5	Eletrolisador PEM	23
3.6	Eletrolisador SOEC	23
3.7	Capacidade instalada de eletrolisadores em 2030 em Espanha	25
4.1	Preços marginais e energia negociada no MIBEL para um dia, no site da OMIE [9]	33
4.2	Diagrama de produção para um certo dia no site da <i>Demanda de la Red Eléctrica</i> [26]	34
4.3	Diagrama de produção para um certo dia no site da REN Data Hub [27]	34
4.4	Tecnologias que marcaram o preço de mercado no dia 24/09/2023 em Espanha, segundo a OMIE [29]	37
4.5	Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [9]	37
4.6	Capacidade e ocupação e exportação após o mercado diário para Portugal no dia 24/09/2023	38
4.7	Diagrama de produção no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [30]	38
4.8	Tecnologias que marcaram o preço de mercado no dia 03/09/2023 em Espanha, segundo a OMIE [29]	39
4.9	Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 03/09/2023, segundo a OMIE [9]	39
4.10	Diagrama de produção no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [30]	40
4.11	Curvas das ofertas de produção e da procura prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030	44

4.12	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para a hora 10 no dia 28/01/2030	
	44	
4.13	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 28/01/2030	46
4.14	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 28/01/2030 . . .	46
4.15	Diagrama de produção previsto para o dia 28/01/2030	47
4.16	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 28/01/2030	47
4.17	Curvas das ofertas de produção e da procura prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	51
4.18	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para a hora 10 no dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	51
4.19	Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 28/01/2030 . .	53
4.20	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	53
4.21	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	54
4.22	Diagrama de produção previsto para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalini- zação e eletrolisadores	54
4.23	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	55
5.1	Preço e Energia do mercado para cada hora do dia 23/01/2030	60
5.2	Diagrama de produção previsto para o dia 23/01/2030	60
5.3	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 23/01/2030	61
5.4	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 23/01/2030 . . .	62
5.5	Número de horas em que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 23/01/2030	64
5.6	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	64
5.7	Diagrama de produção previsto para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalini- zação e eletrolisadores	65
5.8	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	65
5.9	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	66
5.10	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 10/04/2030	68
5.11	Diagrama de produção previsto para o dia 10/04/2030	68
5.12	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 10/04/2030	69
5.13	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 10/04/2030 . . .	70
5.14	Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 10/04/2030 . .	72
5.15	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	72
5.16	Diagrama de produção previsto para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalini- zação e eletrolisadores	73
5.17	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	73
5.18	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	74
5.19	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030	76
5.20	Diagrama de produção previsto para o dia 01/07/2030	76
5.21	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 01/07/2030	77

5.22	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 01/07/2030 . . .	78
5.23	Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 01/07/2030 . .	80
5.24	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	80
5.25	Diagrama de produção previsto para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalini- zação e eletrolisadores	81
5.26	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	81
5.27	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	82
5.28	Preço e energia do mercado para cada hora do dia 07/11/2030	84
5.29	Diagrama de produção previsto para o dia 07/11/2030	84
5.30	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 07/11/2030	85
5.31	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 07/11/2030 . . .	86
5.32	Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 07/11/2030 . .	88
5.33	Preço e Energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	88
5.34	Diagrama de produção previsto para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalini- zação e eletrolisadores	89
5.35	Diagrama de produção renovável previsto para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	89
5.36	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	90
5.37	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o ano de 2030	93
5.38	Energia produzida por fonte para 2030	94
5.39	Consumo total e preço médio por mês no ano de 2030	96
5.40	Consumo total e preço médio por hora no ano de 2030	98
5.41	Número de horas que cada tecnologia está ativa no ano de 2030	99
5.42	Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o ano de 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	100
5.43	Comparação entre o preço médio por mês antes e depois de se ativar as Tecnologias	103
5.44	Comparação entre o consumo total por mês antes e depois de se ativar as Tecnologias	103
5.45	Comparação entre o preço médio por hora antes e depois de se ativar as Tecnologias	105
5.46	Comparação entre o consumo total por hora antes e depois de se ativar as Tecnologias	105
5.47	Número de horas que cada tecnologia está ativa para a capacidade prevista e para a capacidade reduzida	107
5.48	Número de horas que cada tecnologia está ativa para a capacidade prevista e para a capacidade aumentada	113
5.49	Energia produzida por fonte para 2030 no cenário base e no cenário com consumo assimétrico	122
5.50	Número de horas que cada tecnologia está ativa no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	125
5.51	Energia produzida por fonte para 2030 com unidades de dessalinização e eletroli- sadores no cenário base e no cenário com consumo assimétrico	126

Lista de Tabelas

1	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável abordados na dissertação	vi
3.1	Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030	16
3.2	Capacidades instaladas por tecnologia em Portugal	18
3.3	Capacidades instaladas por tecnologia em Espanha	21
4.1	Energia Consumida em Portugal e Espanha em 2024 e esperada para 2030	30
4.2	Energia Consumida na Península Ibérica em 2024 e esperada para 2030	30
4.3	Parque eletroprodutor em 2024 e em 2030, em MW	31
4.4	Parque eletroprodutor em 2024 e em 2030 com divisão por patamares, em MW .	32
4.5	Evolução da capacidade instalada por tecnologia em Portugal entre 2024 e 2030, em MW e a fração correspondente	35
4.6	Evolução da capacidade instalada por tecnologia em Espanha entre 2024 e 2030, em MW e a fração correspondente	35
4.7	Parque eletroprodutor em 2030, em MW e o preço para cada fonte, em €/MWh. .	41
4.8	Energia prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030	41
4.9	Quantidade de energia, preços e contribuição para o despacho energético horário no mercado diário referente à hora 10 do dia 28/01/2025	42
4.10	Dados de energia e preço para construir a curva de oferta para a hora 10 do dia 28/01/2025	43
4.11	Dados de energia e preço para construir a curva de procura para a hora 10 do dia 28/01/2025	43
4.12	Energia e preço de mercado previstos para a hora 10 do dia 28/01/2030	44
4.13	Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia	45
4.14	Energia total e preço médio para o dia 28/01/2030	45
4.15	Energia necessária para a hora 10 do dia 28/01/2030 com as tecnologias	48
4.16	Quantidade de energia, preços e contribuição para o despacho energético horário no mercado diário referente à hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessa- linização e eletrolisadores	49
4.17	Dados de energia e preço para construir a curva de oferta para a hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	50
4.18	Dados de energia e preço para construir a curva de procura para a hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	50
4.19	Energia e preço de mercado previstos para a hora 10 do dia 28/01/2030 com uni- dades de dessalinização e eletrolisadores	51
4.20	Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e tecnologias ativas para cada hora do dia	52
4.21	Energia total e preço médio para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	53
4.22	Comparação sem e com unidades de dessalinização e eletrolisadores	55

5.1	Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 23/01/2030	59
5.2	Energia Total e preço médio para o dia 23/01/2030	59
5.3	Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e tecnologias ativas para cada hora do dia 23/01/2030	63
5.4	Energia Total e preço médio para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	63
5.5	Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 23/01/2030	66
5.6	Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 10/04/2030	67
5.7	Energia total e preço médio para o dia 10/04/2030	67
5.8	Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 10/04/2030	71
5.9	Energia Total e preço médio para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	71
5.10	Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 10/04/2030	74
5.11	Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 01/07/2030	75
5.12	Energia total e preço médio para o dia 01/07/2030	75
5.13	Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 01/07/2030	79
5.14	Energia total e preço médio para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	79
5.15	Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 01/07/2030	82
5.16	Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 07/11/2030	83
5.17	Energia total e preço médio para o dia 07/11/2030	83
5.18	Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 07/11/2030	87
5.19	Energia total e preço médio para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	87
5.20	Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 07/11/2030	90
5.21	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030	92
5.22	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030	92
5.23	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base	94
5.24	Comparação entre a produção de cada fonte ou patamar e as horas que definem o preço do mercado	95
5.25	Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030	96
5.26	Preço médio e consumo total por hora do dia	97
5.27	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	99
5.28	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores	99
5.29	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base com unidades de dessalinização e eletrolisadores	101
5.30	Comparação entre a produção de cada fonte ou patamar e as horas que definem o preço do mercado com unidades de dessalinização e eletrolisadores	101

5.31	Preço médio mensal, consumo de eletricidade, e operação de tecnologias por mês em 2030	102
5.32	Preço médio, consumo total e operação de tecnologias por hora do dia com tecnologias ativas	104
5.33	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com capacidade prevista e capacidade reduzida	107
5.34	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 para a capacidade prevista e para a capacidade reduzida	108
5.35	Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com a capacidade prevista e capacidade reduzida	108
5.36	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida	109
5.37	Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030 com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida	110
5.38	Número de horas mensais em que as tecnologias estão ativas no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida	110
5.39	Preço médio e consumo total por hora do dia no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida	111
5.40	Número de horas por dia em que as tecnologias estão ativas, por hora do dia, no ano de 2030 com capacidade prevista e capacidade reduzida	112
5.41	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com capacidade prevista e capacidade aumentada	113
5.42	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 para a capacidade prevista e para a capacidade aumentada	114
5.43	Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com a capacidade prevista e capacidade aumentada	115
5.44	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada	115
5.45	Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030 com a capacidade prevista e com a capacidade aumentada	116
5.46	Número de horas mensais em que as tecnologias estão ativas no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada	117
5.47	Preço médio e consumo total por hora do dia no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada	118
5.48	Número de horas por dia em que as tecnologias estão ativas, por hora do dia, no ano de 2030 com capacidade prevista e capacidade aumentada	119
5.49	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	121
5.50	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	122
5.51	Percentagem de produção de cada fonte ou patamar no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	123
5.52	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	124
5.53	Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	125
5.54	Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	126

5.55	Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com unidades de dessalinização e eletrolisadores no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	127
5.56	Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico	128

Abreviaturas

CME	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EMCO	European Market Coupling Operator
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
EPEXSPOT	European Power Exchange Spot
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com Efeito de Estufa
LULUCF	Uso do Solo, Mudança de Uso do Solo e Florestas
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMEL	Mercado de Spot de Contratação à vista
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIP	Operador de Mercado Regulamentado
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PDV	Programa Diário Viável definitivo
PDVP	Programas Diários Viáveis Provisórios
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PHF	Programa do Horário Final
PIBCI	Programa Intradiário Básico de Emparelhamento Incremental
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
PNIEC	<i>Plan Nacional Integrado de Energía y Clima</i>
PRE	Produção em Regime Especial
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNC2050	Relatório para a Neutralidade Carbónica 2050
SIDC	<i>Single Intraday Coupling</i>
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolyzer Cell</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O compromisso em atingir a neutralidade carbónica até 2045 depende da implementação de tecnologias sustentáveis, como eletrolisadores para a produção de hidrogénio verde e unidades de dessalinização para reforço hídrico. Um dos aspetos mais estratégicos na transição para a utilização de fontes energéticas baseadas em hidrogénio verde é o seu potencial para ser uma alternativa mais limpa aos combustíveis fósseis, enquanto a dessalinização torna-se indispensável para garantir a disponibilidade de água em regiões cada vez mais afetadas pela escassez hídrica devido às alterações climáticas. Este estudo propõe avaliar o impacto que a operação destas tecnologias terá nos preços de mercado em 2030, tendo em conta as metas estabelecidas no PNEC e no PNIEC. Assim, este trabalho pretende contribuir para uma melhor compreensão das dinâmicas entre a eletrólise, a dessalinização e o mercado de eletricidade, promovendo uma integração mais eficiente das fontes renováveis.

1.2 Objetivos e Motivação

O principal objetivo desta dissertação é avaliar o impacto da operação de eletrolisadores e instalações de dessalinização no contexto do mercado MIBEL. Pretende-se aprofundar como estas tecnologias influenciam a oferta e a procura de energia, analisando também o impacto nos preços de mercado em 2030. Procura-se, ainda, compreender o papel destas tecnologias na promoção de uma matriz energética mais sustentável, especialmente num cenário de elevado investimento em fontes de energia renováveis. Por fim, pretende-se contribuir para que o processo de tomada de decisão seja realizado de uma forma mais informada no que diz respeito às infraestruturas de suporte energético e hídrico, reforçando a segurança e sustentabilidade do mercado elétrico ibérico até 2030, de forma a cumprir os objetivos estabelecidos pelo PNEC e pelo PNIEC.

Esta abordagem justifica-se pela necessidade de se obter previsões da evolução do preço de mercado até ao final da década. O sistema em desenvolvimento deve, portanto, emitir sinais

claros que apoiem as decisões de investimento nos setores envolvidos, garantindo um planeamento eficiente e sustentável.

1.3 Estrutura do Documento

Este documento divide-se em seis capítulos. No primeiro capítulo, apresenta-se a contextualização do problema e os objetivos e motivação do trabalho que foi desenvolvido.

O Capítulo 2 foca-se no Mercado Ibérico de Eletricidade, sendo detalhados os objetivos para a sua criação e funcionamento. Apresenta-se a estrutura do MIBEL, dividindo no mercado grossista e no mercado retalhista. Já no que toca aos modelos do MIBEL, onde se explica o funcionamento do mercado diário e mercado intradiário, fala-se das curtas de oferta e procura e como se obtém o preço de mercado. Além disso, explica-se o que são contratos bilaterais e o modelo misto. Para terminar, explica-se o conceito de *Market Splitting* e a estrutura temporal de funcionamento do MIBEL.

O Capítulo 3 aborda as tecnologias em estudo, revendo o contexto político, económico, ambiental e social dos planos Plano Nacional de Energia e Clima e *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*, com especial destaque para as projeções e metas relativas à capacidade instalada para 2030. Este capítulo detalhará as principais tecnologias, como a eletrólise e os diferentes tipos de eletrolisadores; a produção de hidrogénio verde e os objetivos estratégicos; bem como a forma como os processos, custos, consumo energético e a integração tecnológica são especificados nos planos estratégicos para a dessalinização e para os eletrolisadores.

No capítulo 4, é apresentada a metodologia desenvolvida para o estudo e análise da evolução do preço de mercado projetado para 2030. Num primeiro momento, descreve-se o processo de cálculo do preço sem a inclusão de eletrolisadores e instalações de dessalinização. Em seguida, explica-se a metodologia adotada para a determinação do preço após a sua integração, permitindo uma comparação entre os dois cenários.

No Capítulo 5, são apresentados os diferentes cenários analisados. Inicia-se com o cenário base, no qual se avaliam quatro dias representativos ao longo do ano, seguindo-se uma análise anual do período em estudo. Posteriormente, apresentam-se os resultados obtidos nos restantes cenários considerados, comparando os resultados com os do cenário base.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões sobre a compreensão do problema que será realizado durante a dissertação e perspectivas de desenvolvimento futuro.

Capítulo 2

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi estabelecido através de uma parceria entre os governos de Portugal e Espanha, com o objetivo de harmonizar os sistemas elétricos dos dois países e estabelecer um mercado de eletricidade unificado.

A criação do MIBEL surgiu como uma forma de integrar os mercados de eletricidade dos dois países e, assim, trazer mais benefícios para os consumidores dos dois países. Este mercado possibilita que qualquer pessoa adquira energia de qualquer produtor em Portugal ou Espanha, com a possibilidade de firmar acordos bilaterais num ambiente de concorrência de mercado livre. O MIBEL também assegura a igualdade de tratamento, transparência e objetividade para todos os seus participantes no acesso ao mercado [1].

Este acordo, assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, estabelece, no artigo 11, a criação do Conselho de Reguladores. Este é constituído, na parte de Portugal, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM). Já por parte de Espanha, representantes da *Comisión Nacional de Energía* (CME) e *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV). As principais funções deste conselho é analisar e emitir sanções e multas quando são cometidas infrações no MIBEL. Além disso, é sua responsabilidade organizar e estruturar a forma de supervisão do mercado, além de propor melhorias para o progresso contínuo do MIBEL [2].

2.1 Datas Relevantes

O desenvolvimento do MIBEL foi um processo demorado que envolveu diversos acontecimentos significativos ao longo da sua implementação. Para o seu desenvolvimento destacam-se os seguintes eventos [3]:

- Novembro de 2001: Portugal e Espanha assinaram um Protocolo de Colaboração para a criação do MIBEL.

- Março de 2002: Foi definido o modelo de organização do mercado.
- Outubro de 2002: Foi estabelecido o Operador de Mercado Ibérico (OMI), que integrou o mercado à vista de Espanha (OMEL) e o mercado a prazo de Portugal (OMIP).
- Agosto de 2003: Foram delineadas as regras de funcionamento do mercado.
- Abril de 2004: A Assembleia da República de Portugal aprovou a criação oficial do MIBEL.
- Outubro de 2004: Portugal e Espanha celebraram o Acordo de Santiago de Compostela, consolidando o projeto.
- Novembro de 2005: Durante a XXI Cimeira Luso-Espanhola, em Évora, foi criado o Conselho de Reguladores.
- Novembro de 2006: Na XXII Cimeira Luso-Espanhola, em Badajoz, foi apresentado o Plano de Compatibilização Regulatória, que seria assinado em março de 2007.
- Julho de 2007: O Decreto-Lei nº 264/2007 unificou os mercados liberalizados de ambos os países, introduzindo novas regras relativas à compra de eletricidade pelo comercializador de último recurso e ao cumprimento do princípio da garantia de potência.
- Janeiro de 2008: Durante a XXIV Cimeira Luso-Espanhola, em Zamora, foi formalmente constituído o OMI, através da integração dos operadores de mercado dos dois países.
- Novembro de 2009: Foi realizado um estudo para avaliar o desempenho e o funcionamento do MIBEL.
- Junho de 2010: A Conferência do Conselho de Reguladores abordou os novos desafios do mercado.
- Maio de 2011: Um memorando de entendimento foi assinado, em Madrid, para fortalecer a cooperação, a troca de informações e a supervisão do MIBEL.
- Julho de 2012: O Conselho de Reguladores realizou um estudo sobre a integração da energia renovável no mercado.
- Fevereiro de 2014: O MIBEL foi acoplado aos mercados do noroeste da Europa.
- Maio de 2014: Concretizou-se a integração do mercado ibérico nos restantes mercados regionais europeus de eletricidade.

Este processo estabeleceu as bases para um mercado integrado, eficiente e adaptado às exigências do setor elétrico europeu, destacando-se pela colaboração entre os dois países e pela progressiva adaptação regulatória.

2.2 Objetivos

A integração dos mercados de energia de Portugal e Espanha foi motivada pelos seguintes objetivos [3]:

- Melhorar e estruturar o mercado liberalizado;
- Harmonizar os preços na Península Ibérica, estabelecendo um preço de referência único entre os dois países;
- Reduzir custos para os consumidores de energia elétrica de Portugal e Espanha;
- Promover a competitividade e a livre concorrência entre as empresas do sector;
- Garantir transparência, objetividade, imparcialidade e acesso livre ao mercado;
- Exigir que as empresas cumpram as regulamentações para aumentar a eficiência económica, energética e ambiental;
- Criar condições para uma maior integração no mercado interno europeu de energia;
- Reforçar a segurança no abastecimento de energia elétrica e a fiabilidade da rede;
- Contribuir para o cumprimento das metas europeias relacionadas com a energia e o clima.

2.3 Estrutura do MIBEL

Com a implementação do MIBEL, procedeu-se a uma harmonização significativa de procedimentos, regras e condições económicas e técnicas entre Portugal e Espanha.

Uma das principais consequências desta integração foi a criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) que é responsável por gerir os mercados organizados do MIBEL. Para otimizar a gestão do mercado, o OMI adota uma estrutura bipolar interligada. Esta estrutura divide as responsabilidades entre dois polos [4]:

- OMIE (Polo Espanhol) : Responsável por gerir o mercado diário e intradiário de eletricidade onde ocorrem as transações de compra e venda decorrentes da participação dos agentes de mercado nas sessões que agregam, numa lógica de market splitting, as zonas espanhola e portuguesa do MIBEL.
- OMIP (Polo Português) : Responsável pela gestão dos mercados a prazo.

Apesar desta divisão, cada Operador da Rede de Transporte Português e Espanhol é responsável pela operação do respetivo sistema elétrico [4].

O MIBEL é dividido em dois mercados: mercado grossista e mercado retalhista. No primeiro mercado, os agentes produtores procuram vender eletricidade e os agentes compradores adquirem esta eletricidade para consumo próprio ou para fornecer aos clientes finais. No segundo mercado, os agentes retalhistas competem pela obtenção de contratos de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

2.3.1 O mercado grossista

No mercado grossista, como foi dito anteriormente, os agentes produtores vendem a eletricidade e os comercializadores ou consumidores de grandes dimensões compram para consumo próprio ou para fornecer a clientes finais.

O mercado grossista opera com base em diversas modalidades de contratação que se complementam entre si. Essas modalidades refletem as particularidades do sistema elétrico, especialmente devido ao seu funcionamento síncrono entre produção e consumo. Por esse motivo, não se pode aplicar a arbitragem temporal que ocorre noutros mercados. O mercado grossista compreende[5]:

- Mercado de contratação a prazo (responsabilidade do OMIP): Aqui são estabelecidos compromissos de futuro de produção e compra de energia elétrica. Este mercado permite a liquidação física (entrega de energia) ou financeira (compensação dos valores monetários resultantes das negociações).
- Mercado *spot* de contratação à vista (responsabilidade do OMEL): Engloba a contratação diária e ajustes intradiários (mercados intradiários). Nele, são definidos programas de venda e consumo de energia para o dia seguinte ou ajustes ao longo do mesmo dia.
- Mercados de serviços de sistema: Garantem o equilíbrio em tempo real entre produção e consumo de energia elétrica e funcionam no final do dia anterior sendo geridos por cada um dos operadores de sistema..
- Mercado de contratação bilateral: Agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

2.3.2 O mercado retalhista

A estrutura do mercado retalhista baseia-se na coexistência de duas formas principais de contratação para o fornecimento de energia elétrica [5]:

- Contratação no mercado regulado: Aplicam-se tarifas integrais previamente definidas e reguladas pelas Entidades Reguladoras de cada país.

- Contratação no mercado liberalizado: As condições de negociação da energia são definidas e acordadas entre as partes, envolvendo nomeadamente os comercializadores livres, enquanto o acesso às redes utiliza um componente de preço regulado.

De forma geral, a caracterização inicial do mercado retalhista pode ser feita pela divisão entre o mercado regulado e o liberalizado.

2.4 Modelos do MIBEL

2.4.1 Modelo em *Pool* : Mercado Diário e Intradiário

O modelo em *Pool* é baseado em estratégias a curto prazo de forma a equilibrar a produção e o consumo. A forma de equilibrar é por meio de propostas apresentadas pelos produtores, comercializadores e consumidores finais autorizados. O mercado spot, ocorre no dia anterior à aplicação do resultado final das propostas de compra e de venda aceites pelas entidades produtoras e pelos consumidores autorizados, denominado de *Day-ahead market* [6].

As estratégias de curto prazo implementadas neste sistema permitem ajustes eficientes às variações na carga e nos preços, favorecendo a estabilidade e o desempenho da rede elétrica. É possível adaptar o funcionamento às condições reais do sistema, minimizando custos marginais e otimizando a operação de toda a infraestrutura energética [6].

O mercado diário é estruturado de forma detalhada e organizado pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMI). Ele contempla a negociação de energia para cada um dos períodos horários do próximo dia, decorrendo essa negociação na manhã do dia anterior. Durante estas sessões, os agentes participantes, sejam eles produtores, comercializadores ou consumidores autorizados, apresentam as suas propostas de compra e venda de eletricidade. Os preços finais são determinados pela interseção entre as curvas de oferta e procura [6].

Já o mercado intradiário é um espaço de negociação onde os participantes podem ajustar as suas posições após o mercado diário, possibilitando a aquisição e venda de energia durante o dia antes da entrega efetiva. Existem duas principais categorias de mercado intradiário: o de leilões e o contínuo. No mercado de leilões, as operações são realizadas em seis sessões no MIBEL. Por outro lado, o mercado contínuo europeu permite a negociação até uma hora antes da entrega e possibilita a aquisição entre diversas zonas de preço, dependendo da capacidade de interconexão disponível. A relevância do mercado intradiário está na possibilidade de ajustar os planos de produção e consumo de energia, contribuindo para a estabilidade do sistema e respondendo prontamente às alterações na demanda e na oferta. Este ajuste dinâmico é importante para assegurar a estabilidade da rede elétrica e maximizar a eficácia do mercado energético, uma vez que possibilita que as transações se ajustem continuamente à procura, minimizando desequilíbrios e potencializando a liquidez do sistema.

A Figura 2.1 mostra as atividades em que se estrutura o planeamento da operação do sistema para o dia seguinte.

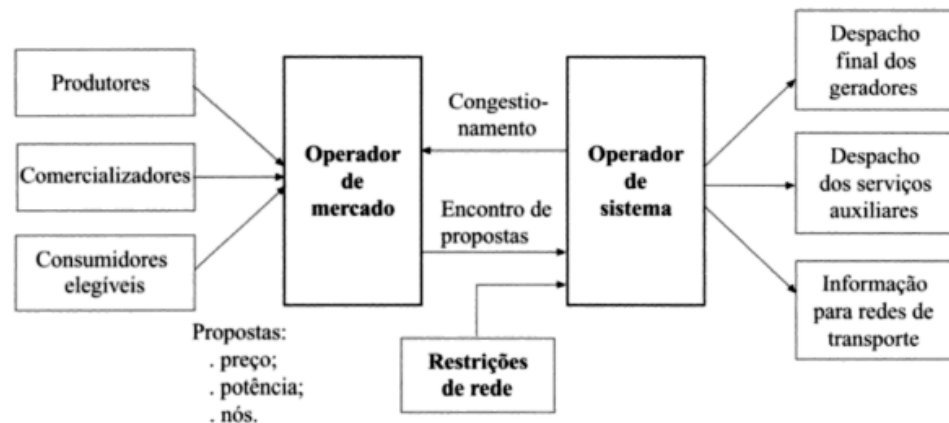


Figura 2.1: Modelo de Exploração do setor elétrico em *Pool* [6]

De acordo com esta Figura, o funcionamento e exploração do sistema é assegurada pelos Operador de Mercado e de Sistema, em que o Operador do mercado é responsável pelos despachos económicos que depois vão ser analisados pelo operador de sistema para avaliar a viabilidade técnica desses despachos. Se o despacho for viável, o operador de sistema irá comunicar o valor obtido aos produtores, contratar os níveis necessários de serviços auxiliares e transmitir a informação relativa aos trânsitos de potência obtidos para cada intervalo de comercialização aos proprietários da rede de transporte. Por outro lado, se ocorrer congestionamento, o operador de mercado e o operador de sistema vão ter de, em conjunto, alterar o despacho de modo a eliminar essas situações [6].

2.4.2 Curvas de oferta/procura e Preço de Encontro

As curvas de oferta e procura são, como foi dito anteriormente, as curvas que vão decidir o preço do mercado. Nas curvas de oferta, as propostas são ordenadas de forma crescente de preço.

De uma forma geral e tendo em conta o comportamento mais usual das diversas tecnologias de produção, do lado Espanhol a curva das vendas inclui nas primeiras ofertas, na base da curva, as das centrais nucleares e as de produção em regime especial (PRE) pois estas tecnologias são consideradas com um preço nulo. Para Portugal, na base da curva encontra-se a PRE, como em Espanha, juntamente com as centrais de fio-de-água devido à pequena capacidade de armazenamento de água. Na zona superior da curva, encontram-se as centrais de ciclo combinado a gás natural onde o custo marginal é determinado pelo rendimento e pelo preço dos combustíveis [3].

A curva de procura é organizada de forma decrescente de preço. No topo da curva encontra-se a procura que advém dos comercializadores regulados enquanto na parte intermédia e inferior contém a procura de comercializadores ou consumidores que possam ter alguma flexibilidade na localização temporal do seu consumo e das centrais hídricas com bombagem[3].

O preço do encontro do mercado, também conhecido por *Market Clearing Price*, é obtido pela interseção entre a curva agregada da procura e a curva agregada da oferta. Nesta interseção também se obtém a quantidade de energia negociada, também conhecida por *Market Clearing Quantity*. Todas as propostas de compra e de venda que se encontram à esquerda da interseção são aceites e todas as propostas à direita da interseção são recusadas. Na Figura 2.2 observa-se a interseção entre a curva de venda a verde e a curva de compra a azul, de onde se obtém o preço de mercado e a quantidade de energia negociada para uma certa hora.

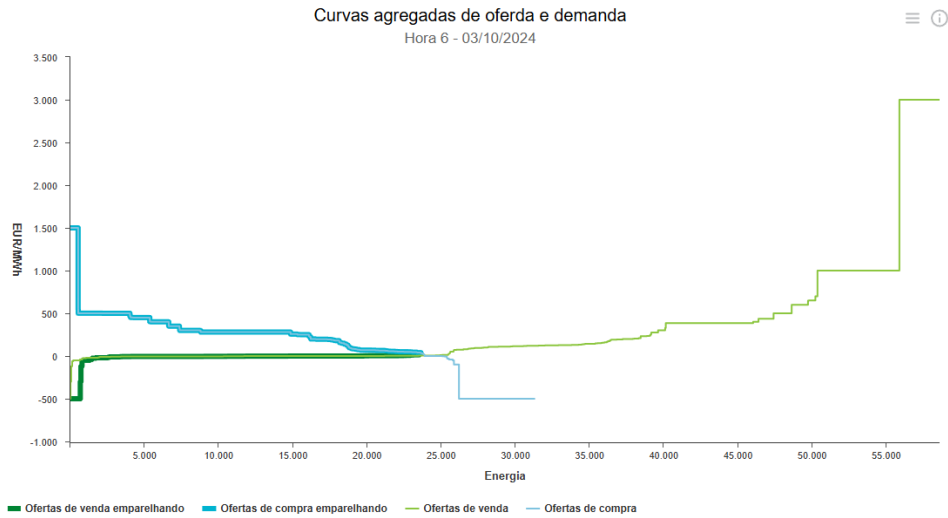


Figura 2.2: Preço de mercado e quantidade de energia negociada para a hora 6 do dia 3 de outubro de 2024 [7]

Como o mercado diário opera como um leilão de preço uniforme, isto significa que os agentes irão pagar/receber o preço de encontro de mercado. O mercado determina o valor para cada hora do dia seguinte para os produtores receberem e para os consumidores pagarem, além da quantidade de energia que será gerada pelos produtores e consumida pelos consumidores. Desta forma, o mercado em *Pool* pode ser modelizado pelo problema de otimização descrito pelo modelo (2.1) a (2.4).

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_d} C_{di}^{of} \cdot P_{di} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{gj}^{of} \cdot P_{gj} \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{N_d} P_{di} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{gj} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{di} \leq P_{di}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{gj} \leq P_{gj}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

- N_d : Número de propostas de compra;
- N_g : Número de propostas de venda;
- C_{di}^{of} : Preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- C_{gj}^{of} : Preço que a produção j pretende receber por unidade de energia fornecida;
- P_{di} : Potência despachada relativa à carga i ;
- P_{gj} : Potência despachada relativa à produção j ;
- P_{di}^{of} : Potência da proposta de compra da carga i ;
- P_{gj}^{of} : Potência da proposta de venda da unidade de produção j .

Este modelo tem como objetivo maximizar o valor da Função do Benefício Social (*Social Welfare Function*). Esta função resulta da utilização da energia elétrica em relação ao seu preço. Na Figura 2.3, o valor desta função corresponde à área entre as curvas de compra e venda, onde a verde se encontra o excesso dos consumidores e a vermelho o excesso dos produtores.

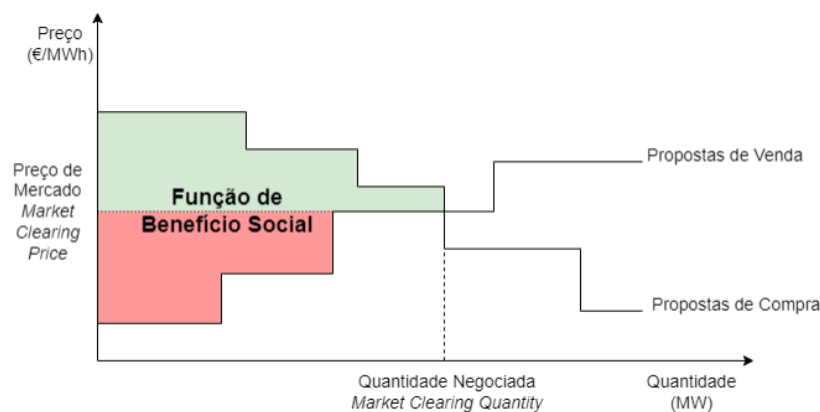


Figura 2.3: Função de Benefício Social [3]

2.4.3 Contratos Bilaterais

Em resposta à dificuldade das entidades compradoras em identificar as entidades produtoras que as alimentam e, de maneira semelhante, das entidades produtoras em identificar as entidades consumidoras que alimentam, surgiram outros mecanismos contratuais alternativos ao *Pool*. Os Contratos Bilaterais procuram lidar adequadamente com o risco intrínseco ao funcionamento dos mercados de curto prazo, proporcionando às entidades consumidoras a capacidade de escolher o fornecedor com a qual se pretendem relacionar. Estes contratos têm liberdade de preço do serviço, duração, condições de fornecimento, qualidade de serviço e valores de potência, tendo sempre em conta a previsão do consumo. Portanto, os preços finais da energia elétrica são estabelecidos com

base nos seguintes critérios: preços de compra, custos de perdas, preços dos serviços do sistema, além dos custos de suporte às energias renováveis e medidas de apoio à eficiência energética [3] [6].

Existem dois tipos de Contratos Bilaterais: os Contratos Bilaterais Físicos e Contratos Bilaterais do Tipo Financeiro - Às Diferenças, Futuros e Opções.

2.4.3.1 Contratos Bilaterais Físicos

Contratos Bilaterais Físicos são contratos a longo prazo, normalmente 1 ou mais anos, onde se especifica o preço do serviço a ser fornecido e as condições de fornecimento, onde se inclui a qualidade do serviço, modulação da potência ao longo do período do contrato e à indicação dos nós em que será realizada a injeção e a absorção de potência. A localização dos nós onde se injeta/absorve a potência faz com que estes contratos influenciem os trânsitos de potências do sistema. Nestes contratos, o agente vendedor coloca a energia no sistema e o agente comprador recebe a energia elétrica contratada. Como o preço e as condições do contrato são negociadas previamente, os contratos são de longa duração e o preço é seguro [3] [6].

2.4.3.2 Contratos Bilaterais do Tipo Financeiro - Às Diferenças, Futuros e Opções

Contratos bilaterais financeiros são utilizados no setor elétrico para ajudar na gestão dos riscos ligados às variações dos preços nos mercados de curto prazo e dar mais estabilidade económica aos produtores e consumidores de eletricidade. Esses contratos não afetam o funcionamento do sistema elétrico pois não modificam os pontos de injeção e absorção de potência e atuam como proteção contra oscilações indesejadas nos preços do mercado. Destacam-se entre os principais modelos os contratos por diferenças que estabilizam as quantias pagas e recebidas ao anular as discrepâncias entre o valor de mercado e o valor desejado, diminuindo assim a vulnerabilidade ao risco.

Para além dos contratos por diferença, existem os contratos de futuros, que fixam um preço para um período determinado, mas implicam maior risco financeiro caso a energia contratada não seja consumida ou o preço de mercado seja mais vantajoso. Por outro lado, os contratos de opções conferem maior flexibilidade, permitindo decidir se a energia contratada será utilizada ou não, favorecendo o planeamento a longo prazo. Estes instrumentos são fundamentais para estabilizar o mercado de energia, garantindo maior segurança e eficiência na relação entre consumidores e produtores [3] [6].

2.4.4 Modelo Misto

Este modelo combina a utilização de dois tipos de plataforma para contratar energia elétrica, um mecanismo em *Pool* e contratos bilaterais físicos e financeiros. Isto faz com que haja mais hipóteses de escolha por parte dos agentes comercializadores e consumidores. Os consumidores podem escolher entre obter energia a partir do mercado livre e pagar o seu valor ou então podem assinar contratos bilaterais físicos tendo que fornecer toda a informação técnica ao Operador de

Sistema. Com o modelo misto em vigor, os preços tendem a diminuir pois existe mais concorrência [3] [6].

Na Figura 2.4 observa-se a estrutura do modelo misto no MIBEL. Esta Figura é semelhante à Figura 2.1 com o acréscimo dos contratos bilaterais físicos.

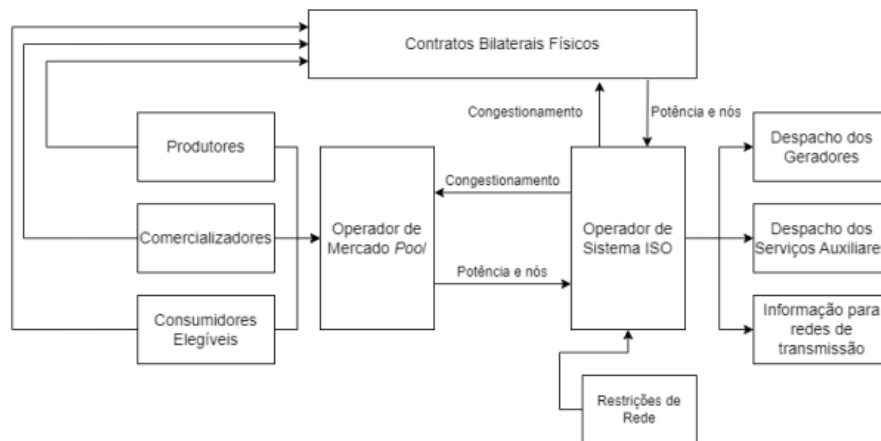


Figura 2.4: Estrutura do Modelo Misto [3]

2.4.5 Separação dos mercados - *Market Splitting*

O *Market Splitting*, no contexto do MIBEL, ocorre quando a capacidade de interligações entre Portugal e Espanha é insuficiente para suportar as trocas energéticas necessárias para equilibrar a oferta e a procura de forma unificada devido a deficiências na organização da produção ou no comportamento dos agentes. Isso resulta na separação do mercado em áreas distintas, uma para Portugal e outra para Espanha, com preços diferentes para cada uma delas. Quando as interligações são capazes de suportar os fluxos de energia estabelecidos pelo despacho, o mercado funciona como um único e o preço obtido é igual para os dois países [8].

Para minimizar os efeitos de separação dos mercados, os órgãos reguladores têm a responsabilidade de assegurar a integridade do mercado e os participantes precisam de atuar de maneira competitiva para prevenir a formação de preços artificialmente distintos entre Portugal e Espanha. Além disto, os órgãos responsáveis pelas interligações trabalham, de modo a aumentar a capacidade das interligações entre Portugal e Espanha para diminuir as ocorrências de *Market Splitting*.

Nos primeiros anos do MIBEL, este processo ocorria na maioria das horas. Entre 2007 e 2008, o *Market Splitting* foi acionado em cerca de 85% das horas, sendo com muita frequência Portugal o país com um preço mais elevado e, portanto, o país que se encontrava a importar energia elétrica. Ao longo dos anos, as capacidades das interligações foram aumentando e foram criadas novas linhas e atualmente este processo já só é necessário em cerca de 5% das horas [3].

Conforme ilustrado na Figura 2.5, entre as 11h e as 18h, os preços da eletricidade em Portugal e em Espanha são diferentes, o que também gera uma diferença no preço médio diário entre ambos. Nota-se que, durante essas horas de congestionamento, o preço da eletricidade em Portugal é mais

elevado, enquanto em Espanha é mais baixo. Isso indica que, nesse período, Portugal atua como país importador de energia, enquanto Espanha assume o papel de exportador.

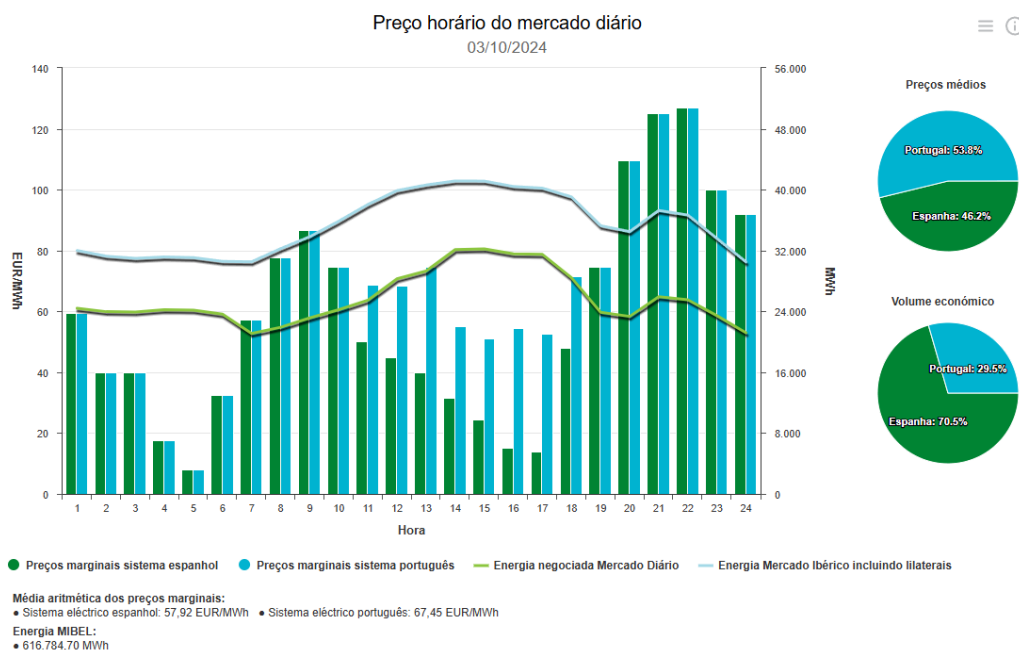


Figura 2.5: Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 3 de outubro de 2024 [9]

2.4.6 Cronologia das atividades do MIBEL

No mercado diário do MIBEL que é gerido pelo OMIE, é negociada a produção/consumo de energia elétrica para o dia seguinte, para cada hora. Este mercado fecha às 10:00, do horário Espanhol, e passado uma hora são publicados os resultados do preço de encontro do mercado e quantidade de energia com base nas propostas aceites de compra/venda. A esta hora também se obtém, segundo [5], as posições abertas transferidas do mercado a prazo, para as quais foi solicitada uma entrega física; a informação relativa à execução, quando ela ocorra por entrega física, dos leilões regulados (os leilões de capacidade virtual e os leilões CESUR passaram a ser liquidados apenas de forma financeira) e os resultados dos leilões de capacidade nas interligações.

Entre as 11:00 e as 14:00, depois de se ter as informações dos contratos bilaterais físicos, obtém-se o Programa Diário Base Funcionamento (PDBF) para cada sistema. Os operadores do sistema analisam e solucionam eventuais restrições técnicas que possam surgir tanto do processo de mercado diário quanto da declaração dos contratos bilaterais, resultando na criação dos Programas Diários Viáveis Provisórios (PDVP). O Programa Diário Viável definitivo (PDV) é disponibilizado às 16:00, já incluindo os resultados do mercado de reserva de regulação secundária [5].

No mercado intradiário existem 6 sessões e em cada sessão determina-se o preço para as horas de negociação correspondentes. O programa resultante de cada sessão do mercado intradiário de leilões é o Programa Intradiário Básico de Emparelhamento Incremental (PIBCI). Cada um dos

dois operadores de sistema, com base neste programa, publica o programa resultante o Programa do Horário Final (PHF) [10].

A relevância do mercado intradiário decorre da possibilidade de ajustar os planos de produção e consumo de energia, contribuindo para a estabilidade do sistema e respondendo prontamente às alterações na demanda e na oferta. Este ajuste dinâmico é importante para assegurar a estabilidade da rede elétrica e maximizar a eficácia do mercado energético, uma vez que possibilita que as transações se ajustem continuamente à procura, minimizando desequilíbrios e potencializando a liquidez do sistema.

Na Figura 2.6 mostra-se o horário de cada uma das 6 sessões do mercado intradiário.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Emparelhamento	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicação PHF dos OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte da Programação (Períodos horários)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2.6: Horário das sessões do mercado intradiário do MIBEL

A negociação dos contratos no mercado intradiário contínuo para o dia seguinte (D+1), nas zonas de preços de Espanha e Portugal, inicia-se após o encerramento do primeiro leilão do dia atual (D), desde que o operador do sistema já tenha publicado previamente o Programa Diário Viável definitivo para o dia seguinte (D+1) [3].

O mercado intradiário contínuo europeu, conhecido como SIDC, permite a negociação até uma hora antes da entrega e possibilita a aquisição entre diversas zonas de preço, dependendo da capacidade de interconexão disponível. Este mercado é gerido pelos Operadores de Mercado, que incluem OMIE, EPEXSPOT e EMCO.

Capítulo 3

Análise de Documentação Relevante para o Trabalho Realizado

A bibliografia relevante foca-se no Plano Nacional de Energia e Clima de Portugal e no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* de Espanha. Estes documentos delineiam uma visão estratégica que reforça o compromisso com um futuro mais sustentável, com o objetivo principal de atingir a neutralidade carbónica até 2045, promovendo a transição energética e a redução de emissões.

Além disto, este capítulo aborda também as duas tecnologias que serão analisadas em termos do seu impacto nos preços de mercado, a eletrólise e a dessalinização. Neste âmbito será apresentado o seu contexto histórico, serão referidos os diferentes tipos de eletrolisadores e de processos de dessalinização e estas tecnologias serão enquadradas no contexto do PNEC e PNIEC.

3.1 Contextos político, económico, ambiental e social do PNEC e PNIEC

O contexto político do PNEC e do PNIEC é influenciado pelos compromissos internacionais e europeus, como o Acordo de Paris e o Pacto Ecológico Europeu, que reforçam metas ambiciosas de descarbonização e neutralidade carbónica a atingir até 2050, explicado no roteiro RNC2050. Com o Acordo de Paris, assinado em 2015, foi alcançado um compromisso para conter o aumento da temperatura média mundial bem abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços adicionais para limitar o aumento a 1,5°C. A resposta às mudanças globais, como a crise energética causada pela guerra na Ucrânia, também se reflete nesses planos, promovendo a segurança energética e a autonomia estratégica, acelerando o processo da transição energética e procurando reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Em Portugal, a Lei de Bases do Clima antecipou a meta de neutralidade climática para 2045, enquanto em Espanha o quadro legal foi atualizado com a aprovação da Lei Europeia do Clima e a introdução de instrumentos de financiamento, como o *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia* [11] [12].

No âmbito económico, ambos os planos destacam o potencial da transição energética para impulsionar o crescimento económico, promover empregos e aumentar a competitividade. Tanto o

PNEC como o PNIEC preveem investimentos em inovações tecnológicas, com ênfase nas cadeias de valor associadas ao hidrogénio verde e às tecnologias de captura de carbono. O PNIEC reforça ainda a importância da eletrificação, prevendo um aumento significativo na capacidade de auto-consumo e armazenamento energético até 2030. Já o PNEC aposta em medidas relacionadas com a eficiência energética e as fontes renováveis em diversos sectores [11] [12].

No contexto social e ambiental, ambos os planos salientam políticas de coesão territorial, justiça social e combate à pobreza energética. O PNEC e o PNIEC dão prioridade às ações de adaptação às alterações climáticas e reforçam medidas de apoio às comunidades mais vulneráveis, com a criação de programas de transição justa. No entanto, o PNIEC apresenta uma abordagem mais detalhada no que diz respeito à descentralização da produção energética e ao apoio às regiões rurais, destacando-se também pela integração da perspetiva de género nas políticas climáticas. Assim, ambos os planos procuram promover uma transição ecológica que não só alcance as metas ambientais estabelecidas, mas que também contribua para um desenvolvimento sustentável e inclusivo [11] [12].

3.2 Plano Nacional de Energia e Clima

Desde o início, Portugal destacou-se como um pioneiro na transição energética de modo a desenvolver uma economia neutra em carbono. Atualmente, mantém uma postura firme neste compromisso. Por essa razão, tem defendido, tanto a nível nacional como europeu, metas mais ambiciosas para 2030, no que se refere à redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), ao aumento da participação de fontes de energia renovável em diferentes setores, à melhoria da eficiência energética e à promoção das interligações [12].

Estes objetivos refletem-se nas seguintes metas, apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030

METAS NACIONAIS	EMISSIONES (sem LULUCF; em relação a 2005)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (redução em energia primária e meta de consumo)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (Meta de consumo de energia final) ⁹	RENOVÁVEIS (no consumo final bruto de energia)	RENOVÁVEIS NOS TRANSPORTES	INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS
PNEC 2030	-45% a -55%	35%	-	47%	20%	15%
Revisão	-55%	16 711 ktep ¹⁰	14 371 ktep	51%	29%	15%

Na revisão das metas nacionais de Portugal para 2030, publicadas em outubro de 2024, registou-se um aumento significativo face ao PNEC 2030 inicial. A meta de redução de emissões foi fixada em -55%, reforçando o compromisso com uma maior descarbonização em comparação com o intervalo anterior de -45% a -55%. O objetivo de eficiência energética foi atualizado para um consumo final de 14 371 ktep e 16 711 ktep em energia primária. Também se verificaram aumentos

na incorporação de energias renováveis, passando de 47% para 51% no consumo final bruto de energia e de 20% para 29% no setor dos transportes. A meta de 15% para interligações elétricas foi mantida. No que diz respeito às emissões, importa referir que o setor LULUCF (uso do solo, alteração do uso do solo e das florestas) não foi contabilizado pois tem capacidade de absorver CO₂ presente na atmosfera. Estas atualizações refletem uma ambição reforçada para alcançar a neutralidade carbónica e cumprir os compromissos nacionais e europeus.

Para ser possível concretizar a visão estratégica e cumprir as metas e os objetivos estabelecidos para 2030, foram definidos 8 objetivos estratégicos interligados entre si e que contribuirão para se atingir a neutralidade carbónica. Estes objetivos são os seguintes, segundo [12]:

- **Descarbonizar a economia nacional:** Garantir uma trajetória contínua de redução de emissões nacionais de GEE em todos os setores de atividade, nomeadamente energia, indústria, mobilidade e transportes, agricultura, florestas, resíduos e águas residuais, promovendo a integração dos objetivos de mitigação nas políticas setoriais.
- **Dar prioridade à eficiência energética:** Reduzir o consumo de energia primária nos diversos setores num contexto de sustentabilidade e custo-eficácia, apostar na eficiência energética e no uso eficiente de recursos, privilegiar a reabilitação e a renovação do edificado, e promover edifícios de emissões zero.
- **Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país:** Reforçar a diversificação de fontes de energia através de uma utilização crescente e sustentável de recursos endógenos, promover o aumento da eletrificação da economia e incentivar I&I em tecnologias limpas.
- **Garantir a segurança de abastecimento:** Assegurar a manutenção de um sistema resiliente e flexível, com diversificação das fontes e origens de energia, reforçando o armazenamento e dinamizando as infraestruturas energéticas, desenvolvendo as interligações e promovendo a integração, a reconfiguração e a digitalização do mercado de energia, maximizando a sua flexibilidade.
- **Promover a mobilidade sustentável:** Descarbonizar o setor dos transportes, fomentando a transferência modal e um melhor funcionamento das redes de transporte coletivo, promovendo a mobilidade elétrica e ativa e o uso de combustíveis alternativos limpos.
- **Promover uma agricultura e florestas sustentáveis e potenciar o sequestro de carbono:** Reduzir a intensidade carbónica das práticas agrícolas e promover uma gestão agroflorestal eficaz, contribuindo para aumentar a capacidade de sumidouro natural.
- **Desenvolver uma indústria inovadora e competitiva:** Promover a modernização industrial apostando na inovação, na descarbonização, digitalização (indústria 4.0) e na circularidade, contribuindo para o aumento da competitividade da economia.

- **Garantir uma transição justa, equitativa, democrática e coesa:** Reforçar o papel da coeção energética ativa na descarbonização e na transição energética, criar condições equitativas para todos, com especial atenção às regiões, criar instrumentos para a proteção dos cidadãos vulneráveis e promover o envolvimento ativo das comunidades e das cidades na transição.

Na Tabela 3.2 apresenta-se a capacidade instalada por tecnologia de produção de energia elétrica em 2025 e em 2030 e na Figura 3.1 observamos também a capacidade instalada por tecnologia, apresentada na forma de gráfico.

Tabela 3.2: Capacidades instaladas por tecnologia em Portugal

Tecnologia	2025 (GW)	2030 (GW)
Hídrica	8,1	8,1
da qual em bombagem	3,6	3,9
Eólica	6,3	12,4
Eólica onshore	6,3	10,4
Eólica offshore	0,0	2,0
Solar Fotovoltaico	8,4	20,8
do qual centralizado	6,1	15,1
do qual descentralizado	2,8	5,7
Solar Térmico Concentrado	0	0
Biomassa/Biogás e resíduos	1,3	1,3
Geotermia	0,1	0,1
Ondas	0	0,2
Gás Natural	4,8	3,5
Produtos Petrolíferos	0,6	0,5
Armazenamento (Baterias)	0,5	2,0
TOTAL	30,1	48,9

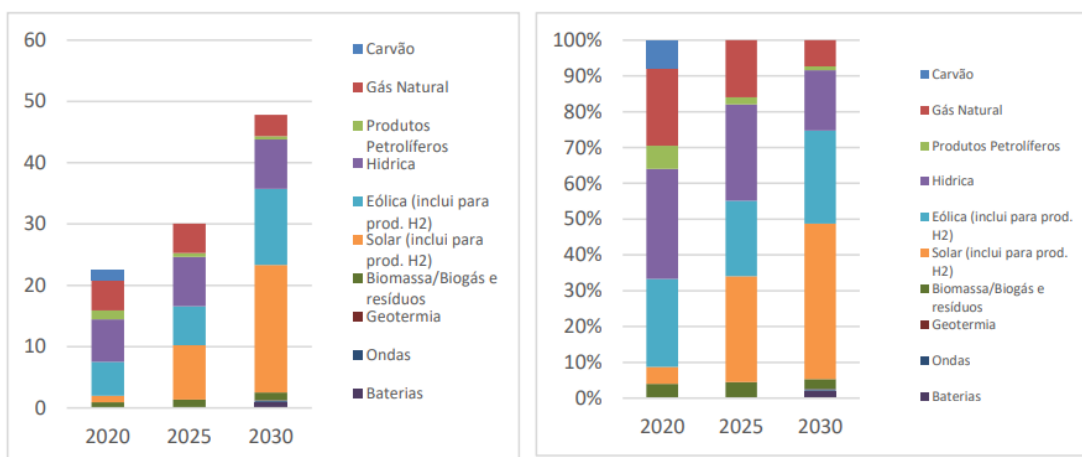


Figura 3.1: Estimativa de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia (lado esquerdo, em GW) e (lado direito, em % da capacidade instalada total) em Portugal até 2030, admitindo a implementação das políticas e medidas previstas no PNEC

Na Figura 3.2 observa-se a eletricidade produzida no sistema eletroprodutor em 2020 e as estimativas para 2025 e 2030, em que cerca de 96% da eletricidade gerada será proveniente de fontes renováveis, sendo que a energia eólica, com aproximadamente 40%, e a solar, com aproximadamente 42%, serão as tecnologias que mais crescerão até 2030, onde existirá produção de energia dedicada exclusivamente para a produção de hidrogénio verde. Neste cenário de industrialização verde do país, prevê-se que a ordem de grandeza dos consumos de eletricidade possa atingir valores próximos dos 90 TWh.

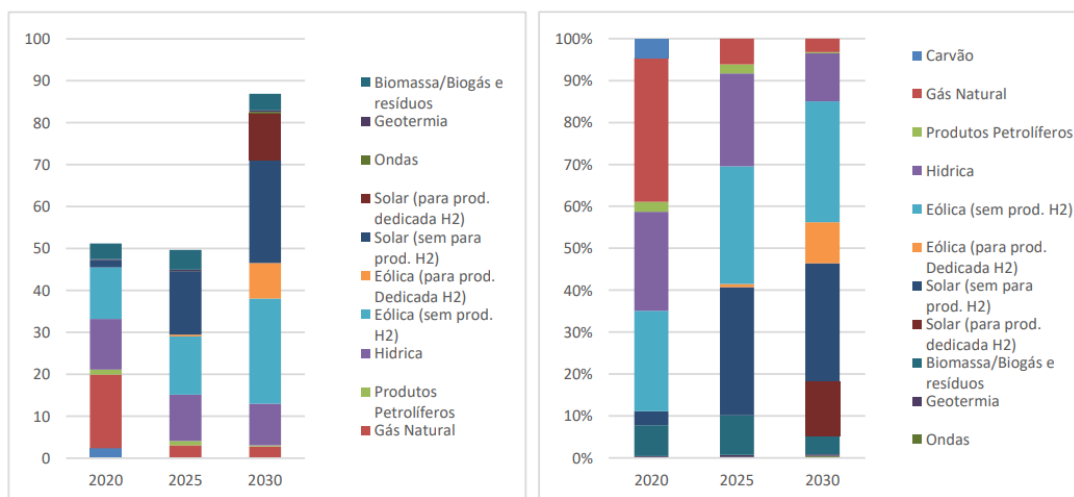


Figura 3.2: Estimativa de evolução da produção de eletricidade por tecnologia (lado esquerdo, em TWh) e (lado direito, em % da produção total) em Portugal até 2030, admitindo a implementação das políticas e medidas previstas no PNEC

3.3 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

As políticas e medidas incluídas na presente atualização do PNIEC 2023-2030 representam um aumento de ambição do governo Espanhol face à versão anterior em todas as suas dimensões, em coerência com o contexto europeu. O impacto do *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia* e a necessidade de acelerar a transição energética são algumas das alavancas que impulsionaram estes objetivos e resultados. A Figura 3.3 apresenta os objetivos iniciais e os da última revisão do PNIEC.

		Resultados en 2030	
		PNIEC 2020	PNIEC 2023
Generales	Reducción de emisiones de GEI respecto a 1990	23%	32%
	Reducción de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores ETS	-61%	-70%
	Reducción de emisiones de GEI respecto a 2005 – Sectores difusos	-39,1%	-42%
	Porcentaje de renovables en la generación eléctrica	74%	81%
	Número de vehículos eléctricos	5 millones	5,5 millones
	Número de viviendas rehabilitadas	1.200.000	1.377.000
	Potencia total y renovable del mix energético	Total: 160 GW Ren.: 113 GW	Total: 214 GW Ren.: 160 GW
	Porcentaje renovables sobre energía final	42%	48%
	Eficiencia Energética. Reducción de consumo de energía primaria	-39,5%	-39,5%
	Eficiencia Energética Reducción de consumo de energía final	-41,7%	-43%
Transporte	Dependencia energética	61%	50%
	Reducción intensidad de emisiones de GEI transporte	-	16,3%
	Porcentaje de renovables en el sector transporte	15%*	28%
	Porcentaje combinado de RFNBO ¹ + Bios avanzados y biogás del Anexo IX Parte A	2,1%	17,26%
Industria	Incremento anual de la cuota de energías renovables en la industria	1,1%	2,14% (2021-2025) 2,97% (2026-2030)
	Porcentaje de RFNBO sobre el hidrógeno en la industria	25%**	74%
Edificación, calefacción refrigeración	Energía final procedente renovables en edificios	-	67,59%
	Aumento anual porcentaje renovables calefacción y refrigeración	0,83% (2021-2025) 1,19% (2026-2030)	1,42% (2021-2025) 2,36% (2026-2030)

Figura 3.3: Metas do PNIEC a atingir em 2030 previstas em 2020 e revistas em 2023

Desta Figura destaca-se a redução em 32% das emissões responsáveis pelo efeito estufa em relação a 1990; 81% de produção elétrica proveniente de fontes renováveis; integração de 48% de renováveis no uso final de energia; melhoria de 39,5% na eficiência energética; redução de 16,3% de emissões de gases com efeito estufa no setor dos transportes e uso de 28% de energias renováveis também nesse setor; 67,59% de energia de fontes renováveis em edifícios. Estas metas irão contribuir para se atingir a neutralidade carbónica em 2045.

Na Tabela 3.3 apresenta-se a capacidade instalada por tecnologia de produção de energia elétrica em Espanha para o ano de 2020 e para o ano de 2030.

Tabela 3.3: Capacidades instaladas por tecnologia em Espanha

Tecnologia	2020 (GW)	2030 (GW)
Nuclear	7,4	3,0
Carvão	7,9	0
Ciclo combinado	26,6	24,5
Hídrica (sem bombagem)	14,1	14,5
Eólica	28,0	60,5
Solar Fotovoltaico	9,0	72,1
Solar Termoelétrico	2,3	4,8
Outras renováveis	0	2,0
Cogeração e outros	5,2	4,2
Armazenamento	0	17,6
Total	100,5	203,3

A partir desta Tabela, antevê-se um aumento significativo da capacidade das fontes de energia renovável, nomeadamente solar e eólica, em relação a 2020. Uma parcela importante desse crescimento está relacionada com a procura de energia para alimentar os eletrolisadores utilizados na produção de hidrogénio verde. Em relação à energia eólica, para o ano 2030, 3 GW dos 60,537 são eólica *offshore* enquanto o resto é eólica *onshore*.

3.4 Eletrólise

Desde a sua descoberta no início do século XIX por cientistas como Michael Faraday, os processos de eletrólise têm desempenhado um papel crucial na evolução industrial, na extração e purificação de metais, como o alumínio e o cobre e atualmente na produção de hidrogénio verde, através da eletrólise da água. Esta tecnologia é vista como um dos pilares da transição energética, permitindo o armazenamento de energia renovável e a descarbonização de setores intensivos, como a indústria pesada e os transportes.

A eletrólise é um processo químico que utiliza corrente elétrica para desencadear uma reação não espontânea. Para tal, um gerador de corrente elétrica contínua é conectado aos eletrodos de uma célula eletrolítica, fazendo com que os eletrões participem em reações de oxidação num dos eletrodos (ânodo) e redução no outro (cátodo) [13].

3.4.1 Tipos de Eletrolisadores

Um eletrolisador é um dispositivo que permite produzir hidrogénio através da eletrólise da água. Um eletrolisador é composto por um conjunto de eletrodos condutores separados por uma

membrana, aos quais é aplicada uma tensão elétrica e uma corrente elevada. Este processo gera uma corrente elétrica que atravessa a água (H_2O), provocando a sua decomposição em hidrogénio (H_2) e oxigénio (O_2). Atualmente, existem diferentes tipos de eletrolisadores, classificados com base na tecnologia utilizada e aspetos técnicos associados. Os mais comuns são, segundo [14]:

- **Eletrolisador Alcalino:** Este tipo de eletrolisador utiliza uma solução eletrolítica líquida, composta por água e hidróxido de potássio ou sódio. A produção de hidrogénio ocorre numa célula com dois eléctrodos (ânodo e cátodo) separados por uma membrana. Os eletrolisadores alcalinos são geralmente configurados em série para aumentar a produção de hidrogénio e oxigénio simultaneamente. A corrente elétrica faz com que a água se decompõe, formando hidrogénio no cátodo e oxigénio no ânodo. Este tipo de sistema é utilizado há décadas devido à sua robustez e eficiência, embora tenha o inconveniente de ser menos flexível em termos operacionais e produzir hidrogénio com uma pureza inferior à de outros sistemas. A Figura 3.4 apresenta de forma esquemática um eletrolisador alcalino.

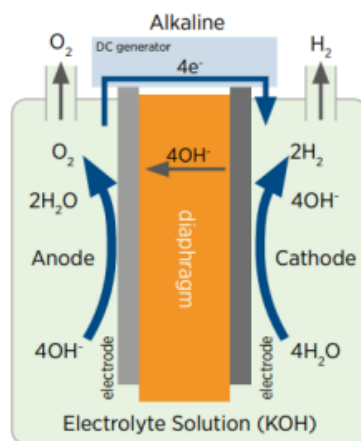


Figura 3.4: Eletrolisador Alcalino

- **Eletrolisador com Membrana de Troca de Protões (PEM):** Os eletrolisadores PEM utilizam uma membrana polimérica sólida que permite a troca de protões. Quando a corrente elétrica é aplicada, a água é separada em hidrogénio e oxigénio, sendo que o hidrogénio é extraído no lado do cátodo. Estes sistemas são populares devido à sua capacidade de operar a pressões elevadas e de responder rapidamente às variações de energia. Outra vantagem é que não necessitam de soluções líquidas e são mais fáceis de refrigerar. Contudo, são mais dispendiosos, pois exigem materiais raros, como metais preciosos, para serem utilizados como catalisadores. A Figura 3.5 mostra um eletrolisador PEM (*Proton Exchange Membrane*).

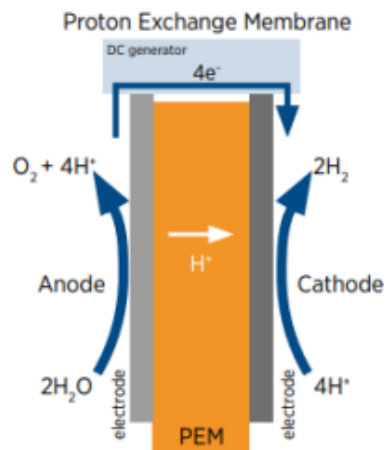


Figura 3.5: Eletrolisador PEM

- **Eletrolisador de Óxido Sólido (SOEC):** O eletrolisador de óxido sólido funciona a temperaturas elevadas, entre 500 °C e 850 °C, o que lhe confere uma maior eficiência em comparação com os sistemas alcalinos e PEM. Este processo permite utilizar vapor de água em vez de água líquida, o que reduz o consumo de energia elétrica. Além disso, ao operar a estas temperaturas, o sistema pode ser utilizado em processos industriais que já gerem calor residual, aumentando a eficiência global. Por outro lado, os SOEC apresentam desafios técnicos, como a necessidade de materiais avançados e o risco de degradação devido às elevadas temperaturas de funcionamento. A Figura 3.6 mostra um eletrolisador SOEC (*Solid oxide electrolyzer cell*).

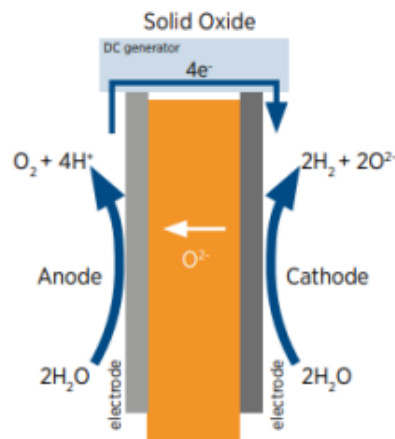


Figura 3.6: Eletrolisador SOEC

3.4.2 Hidrogénio verde

Hidrogénio é o elemento químico em maior abundância na natureza e é um combustível universal, leve e muito reativo. O hidrogénio verde é obtido através da eletrólise da água quando a eletricidade usada provém de fontes renováveis como a solar, eólica ou hídrica. O hidrogénio assim obtido pode ser armazenado sob a forma de gás comprimido ou liquefeito para ser utilizado na indústria ou em células de combustível de hidrogénio, podendo gerar eletricidade para alimentar diversos meios de transporte, sem emitir dióxido de carbono na atmosfera o que reduz as emissões responsáveis pelo efeito estufa e pelo aquecimento global. Isto significa que a produção e utilização de hidrogénio verde é uma das tecnologias que deverão ser desenvolvidas para atingir a neutralidade carbónica em 2045.

Apesar das imensas vantagens em usar o hidrogénio verde como ser totalmente sustentável, ser fácil de armazenar e permitir equilibrar a oferta e a procura de eletricidade e a versatilidade energética, também existem desvantagens na sua produção e utilização. De acordo com [15], os aspetos negativos mais importantes são os seguintes:

- **Alto consumo energético:** A produção de hidrogénio verde necessita de mais energia que outros combustíveis.
- **Cuidados de Segurança:** O hidrogénio é um elemento muito volátil e inflamável, o que faz com que precise de medidas de segurança rigorosas para prevenir fugas e explosões.

Atualmente o custo para produzir hidrogénio verde através da eletrólise da água encontra-se à volta dos 5,5 euros por kg, mas com investimento acrescido e uma maior massificação desta tecnologia pode diminuir para cerca de 2,5 euros por kg em 2030, dependendo do preço da eletricidade e o custo dos eletrolisadores [16]. Em relação ao consumo energético, este varia com o tipo de eletrolisador que é usado. O eletrolisador alcalino consome cerca de 50-70 kWh/kg_{H2}, o eletrolisador PEM consome 52-57 kWh/kg_{H2} e o eletrolisador SOEC 37-45 kWh/kg_{H2} [17].

3.4.3 Eletrolisadores nos Planos PNEC e PNIEC

Para se produzir hidrogénio verde de modo a contribuir para a descarbonização, deverá ser aumentada a capacidade de produção de eletrolisadores.

Em Portugal, para atingir os objetivos de produção de hidrogénio da EN-H2 - Estratégia Nacional para o Hidrogénio, está prevista a instalação, até 2030, de eletrolisadores com 3 GW de capacidade líquida de produção. Para se atingir esta capacidade, é necessário assegurar que o fornecimento de energia não interfira com o funcionamento habitual do sistema elétrico nacional destinado ao consumo final. Será então necessário instalar nova capacidade de produção de eletricidade de origem renovável, tanto de energia eólica onshore e offshore como de energia solar fotovoltaica. Estima-se que, até 2030, seja necessário cerca de 8,6 GW de nova capacidade renovável dedicada exclusivamente a este propósito. Este valor é significativo, correspondendo a cerca de 18% da capacidade total instalada de produção de eletricidade [12].

Em Espanha, para 2030, está prevista a instalação de cerca de 12 GW de capacidade de eletrolisadores para a produção de hidrogénio renovável, com foco principal nas aplicações industriais. Em conformidade com as estratégias europeias e os instrumentos implementados, a publicação do Roteiro do Hidrogénio em Espanha reforça a urgência da descarbonização da indústria, ao estabelecer um quadro de referência num cenário em que este vetor energético terá um papel relevante até ao final da década. Este objetivo de 12 GW supera a meta inicial definida pelo Roteiro do Hidrogénio, que fixava o objetivo em 4 GW de capacidade até 2030, ultrapassando ainda o valor de 11 GW estabelecido na versão do PNIEC de junho de 2023. Na Figura 3.7 observa-se os objetivos da capacidade instalada até 2030 no roteiro do hidrogénio inicial e na última revisão do PNIEC [11].

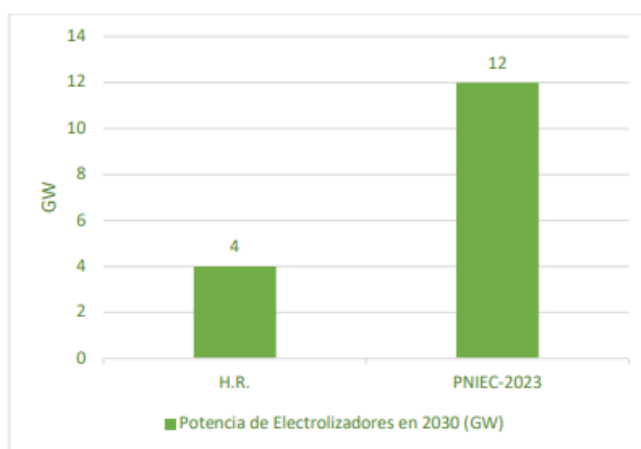


Figura 3.7: Capacidade instalada de eletrolisadores em 2030 em Espanha

3.5 Dessalinização

A água é um dos recursos mais valiosos do planeta e, segundo a ONU, a escassez de água potável já afeta mais de 40% da população mundial. Este facto preocupante tem vindo a impulsionar a procura de soluções. Uma dessas soluções, embora não seja propriamente recente, é a dessalinização. A dessalinização é o processo que permite remover os sais minerais dissolvidos na água. Atualmente, quando aplicado à água do mar, é um dos métodos mais utilizados para obter água doce destinada ao consumo humano ou à agricultura. Embora já se tenha descoberto a dessalinização há muitos séculos e esta ter sido usada, por exemplo, em embarcações e submarinos para fornecer água potável às tripulações durante longas viagens, o processo não foi implementado em larga escala até à Revolução Industrial, sendo posteriormente aperfeiçoado com o desenvolvimento das instalações de dessalinização modernas [18].

3.5.1 Processos de Dessalinização, Preço e Consumo Energético

Existem diversos processos para dessalinizar a água, uns mais eficazes que outros, uns que consomem mais energia. Segundo [18], os principais processos são os seguintes:

- **Osmose Inversa:** Este é o método mais utilizado e apresenta um consumo energético inferior ao de outros processos, pois baseia-se na utilização de membranas semipermeáveis que permitem a passagem da água, mas não dos sais. As membranas, geralmente fabricadas em poliamida ultrafina, podem ser contaminadas por bactérias e, por isso, a água deve passar por um tratamento.
- **Destilação Solar:** Este processo imita o ciclo da água: a água do mar é evaporada em grandes instalações cobertas e depois condensada, sendo recolhida sob a forma de água doce. Apesar de utilizar energia solar, são necessárias grandes extensões de terreno para a sua implementação.
- **Nanofiltração:** A nanofiltração utiliza membranas feitas com nanotubos, que têm uma permeabilidade superior à das membranas utilizadas na osmose inversa. Este método permite processar um maior volume de água num espaço reduzido, utilizando menos energia. As membranas são feitas com compostos sulfonados, que ajudam a remover impurezas e vestígios de poluentes, além dos sais.
- **Eletrodialise:** A eletrodialise consiste em movimentar a água salgada através de membranas carregadas eletricamente, que retêm os iões de sal dissolvidos na água, permitindo obter água doce. Existem diferentes tipos de eletrodialise, incluindo a convencional e a reversa.
- **Formação de Hidratos Gasosos:** Este método forma cristais sólidos ao combinar a água com um gás, como o metano ou o propano, sob condições de alta pressão e baixa temperatura. Durante o processo, os sais e as impurezas presentes na água ficam retidos nos cristais. Ao elevar a temperatura, é possível recuperar o gás, ficando apenas água doce.

O método mais utilizado, como foi dito, é o da osmose inversa, método utilizado na dessalinizadora instalada na ilha de Porto Santo que começou a operar em 1980. Este método tem um consumo energético de cerca de $3 \text{ kWh}/\text{m}^3$, ou seja, para produzir 1 litro de água doce é necessário utilizar 0,003 kWh. Em relação ao custo de produção, este varia, devido ao preço da energia, que corresponde ao componente mais relevante neste processo. Se for água do mar o custo é de 0,5 a 1 € por metro cúbico e se for água salobra fica em 0,3 a 0,5 euro por metro cúbico, sendo o metro cúbico equivalente a 1000 litros de água [19].

Apesar de todas as vantagens que a dessalinização tem, como ser a principal solução para resolver o problema da escassez de água potável no futuro, existem algumas desvantagens. Uma delas é a produção de salmoura, água residual com uma elevada concentração de sal e poluentes resultante do processo e que muitas vezes é despejada no mar, podendo afetar os ecossistemas existentes. Outra desvantagem é o facto de existir o risco de filtrações que podem poluir os aquíferos da costa. Além destas, existe ainda o facto do custo inicial ser muito elevado o que faz com que a sua instalação seja mais difícil em regiões com menos recursos económicos [18].

3.5.2 Dessalinização nos Planos PNEC e PNIEC

A dessalinização na Península Ibérica apresenta realidades bastante distintas. Enquanto em Portugal existe apenas uma instalação de dessalinização, localizada em Porto Santo, na Madeira, e uma segunda em fase de concurso para a sua construção no Algarve, além de algumas soluções em unidades hoteleiras no Sul do país, Espanha tem mais de 700 centrais dessalinizadoras, resultado da grave escassez hídrica que o país enfrenta há vários anos.

Em Portugal, o PNEC contempla uma medida para promover projetos de dessalinização de água do mar sustentáveis do ponto de vista energético, utilizando fontes renováveis como complemento a outras medidas. Isto poderá garantir flexibilidade e possíveis aumentos adicionais na capacidade de fornecimento de água para mitigar riscos futuros de escassez hídrica em regiões mais vulneráveis. Paralelamente, devem ser promovidas soluções integradas que melhorem a eficiência no uso da água, reduzam as perdas e reforcem a oferta de água, com o objetivo de minimizar o consumo energético e maximizar a utilização de fontes renováveis, nas quais as centrais de dessalinização assumem um papel de destaque. Além disto, a dessalinização pode ser usada para a produção de hidrogénio renovável o que contribui para reduzir os impactos da escassez de recursos hídricos e das secas frequentes. Por outro lado, existe o risco da salinidade aumentar, o que implicaria um maior tratamento e consequentemente um consumo de energia acrescida no processo de dessalinização, especialmente no Verão [12].

Em Espanha, o PNIEC não inclui muita informação relevante sobre a dessalinização pois já é uma tecnologia bastante usada no país. Apesar disto, um objetivo que Espanha tem é de implementar sistemas de gestão de energia nos processos de dessalinização e purificação de água que contribuam para a redução do consumo de energia o que faz com que consequentemente seja mais barato.

Um dos problemas que a dessalinização pode resolver provém das alterações climáticas, caracterizadas principalmente pela redução dos caudais, intensificação e duração das secas, bem como mudanças nos padrões de precipitação, o que aumenta ainda mais a pressão sobre os recursos hídricos. Nessas condições, a dessalinização pode ser uma solução muito importante para reforçar a disponibilidade de água potável, especialmente nas áreas que enfrentam maior vulnerabilidade. Contudo, trata-se de um processo com elevado consumo de energia, que deve ser otimizado através de um planeamento energético que assegure que a energia utilizada nas instalações de dessalinização provém de fontes renováveis. Desta forma, a dessalinização pode contribuir para uma segurança hídrica sustentável, ajudando a mitigar os impactos das alterações de natureza climática e a reduzir a dependência das fontes tradicionais de água doce [11].

Os objetivos da dessalinização nestes planos são, segundo [11] [12]:

- Garantir a disponibilidade de água potável de forma sustentável.
- Promover o uso de fontes renováveis para alimentar as unidades de dessalinização.
- Cumprir as metas de adaptação às alterações climáticas definidas na Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável.

Já as suas principais aplicações são, segundo [12] [20]:

- **Abastecimento de Água Potável:** Essencial em regiões como ilhas e áreas áridas com déficit hídrico.
- **Uso Agrícola:** Utilização para a irrigação de culturas, como é feito em regiões espanholas do sudeste.
- **Uso Industrial:** Aplicação em processos industriais que requerem água de elevada pureza, como na indústria de bebidas e na produção de microchips.

Capítulo 4

Metodologia Implementada

4.1 Seleção do Ano Base

Neste capítulo, descreve-se a metodologia implementada para estimar o preço médio do mercado diário do Mercado Ibérico de Eletricidade para o ano de 2030, tendo como base os Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal e Espanha, onde foram obtidas as capacidades instaladas para cada fonte de produção e a capacidade de eletrolisadores e dessalinização. Para a realização da previsão apresentada, foram criados ficheiros em Python para a recolha e tratamento dos dados necessários, seguidos de ficheiros em Excel, onde se procede à construção da curva de ofertas e da curva de procura estimada para cada hora. A interseção destas duas curvas permitirá obter o preço de equilíbrio de mercado para a hora em análise.

Ao longo do desenvolvimento da dissertação, calculou-se o preço diário para cada hora do ano de 2030, totalizando as respetivas 8760 horas com o objetivo de obter uma previsão mais precisa do preço médio anual do MIBEL.

O primeiro passo desta dissertação consistiu na escolha de um ano base, a partir do qual foram extraídos os dados de produção de cada fonte de energia para Portugal e Espanha, bem como a energia negociada no MIBEL para cada hora do respetivo ano. Posteriormente, esses dados foram adaptados para o ano de 2030. O ano base selecionado foi 2024, por diversas razões, nomeadamente por ser o mais recente com dados completos disponíveis, não tendo sido influenciado pela ocorrência da pandemia de Covid-19, cujos efeitos tiveram repercussões relevantes na procura de energia, nem pelas flutuações acentuadas de preços resultantes do conflito militar entre a Federação Russa e a Ucrânia. O aumento do preço da eletricidade no MIBEL, verificado em consequência deste conflito, deveu-se essencialmente à subida acentuada dos preços do gás natural, recurso amplamente utilizado na produção elétrica. A redução do fornecimento de gás russo à Europa, aliada à incerteza geopolítica e à forte dependência das centrais termoelétricas a gás, contribuiu para um agravamento dos preços no mercado marginalista de eletricidade, refletindo-se diretamente no preço final da energia elétrica. Assim, o preço médio anual registado em 2024 apresenta-se como representativo de uma situação de progressivo regresso à normalidade no mercado.

4.2 Parque Produtor e Consumo em 2030

Após a definição do ano base, procedeu-se à análise da evolução do consumo de eletricidade no âmbito do MIBEL. Para tal, foram recolhidos os dados de consumo de eletricidade referentes a Portugal e Espanha no ano de 2024, seguidos das respetivas previsões para o ano de 2030. Relativamente a 2024, o valor correspondente a Portugal foi obtido através do Relatório de Dados Técnicos da REN [21], enquanto o valor referente a Espanha foi retirado do Relatório do Sistema Elétrico Espanhol 2024 [22]. Posteriormente, foram consultadas as previsões de consumo para 2030 em ambos os países, recorrendo-se ao PNEC [12] no caso de Portugal, e ao PNIEC [11] no caso de Espanha.

Os dados que se retirou destes documentos encontram-se na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Energia Consumida em Portugal e Espanha em 2024 e esperada para 2030

Ano	País	Energia (TWh)
2024	Portugal	51,4
	Espanha	248,0
2030	Portugal	87,0
	Espanha	344,0

Para o cálculo da energia total esperada em 2030 na Península Ibérica, foram utilizados os valores da Tabela 4.1 e somou-se o valor de Portugal e Espanha em cada um dos anos para se ter o consumo total. Os resultados destas somas encontra-se na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Energia Consumida na Península Ibérica em 2024 e esperada para 2030

Ano	Energia (TWh)
2024	299,4
2030	431,0

Com os valores da Tabela 4.2 e usando a expressão 4.1, calcula-se a taxa de evolução do consumo esperado do ano 2024 para o ano 2030.

$$\text{Taxa de Evolução do consumo} = \frac{\text{Carga Ano 2030} - \text{Carga Ano 2024}}{\text{Carga Ano 2024}} \times 100 = 43,95\% \quad (4.1)$$

Esta taxa irá ser usada para calcular a energia necessária para cada hora do ano, a partir da energia que foi consumida para essa hora no ano de 2024.

Posteriormente, com base na consulta dos Planos Nacionais de Energia e Clima [11] [12], foi possível obter a previsão da capacidade instalada por tecnologia para o ano de 2030. Relativamente ao ano de 2024, os dados referentes à capacidade instalada em Espanha foram recolhidos no documento da Red Eléctrica de España (REE) [23]. No caso de Portugal, as potências instaladas foram obtidas a partir do site da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Os valores

relativos às fontes renováveis foram retiradas de [24], enquanto as das fontes não renováveis foram recolhidas de [25].

Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Parque eletroprodutor em 2024 e em 2030, em MW

Tecnologia	Portugal		Espanha	
	2024	2030	2024	2030
Hídrica	8100	8100	17100	17100
Eólica	5800	12400	32100	60530
Solar Fotovoltaico	5640	20800	32350	72130
Gás Natural	4900	3500	26600	26600
Biomassa	847	1300	1000	1400
Carvão	0	0	2061	0
Nuclear	0	0	7117	3181
Solar Térmica	0	0	2302	4804

No entanto, esta estimativa é apresentada de forma agregada, sem distinção entre as diferentes tipologias associadas a cada tecnologia.

No que diz respeito à fonte hídrica, esta pode ser dividida em duas tipologias: centrais de fio de água e centrais de albufeira. As primeiras caracterizam-se por utilizarem diretamente a água fluente para a produção de energia elétrica, enquanto as segundas estão, geralmente, associadas a barragens com reservatórios de acumulação, permitindo o controlo dos períodos de produção. Em Portugal, para o ano de 2024, a capacidade hídrica encontra-se repartida em aproximadamente 4860 MW para centrais de albufeira e 3240 MW para centrais de fio de água. Tendo em conta que, segundo o PNEC [12], a capacidade hídrica total se deverá manter inalterada até 2030, assume-se que esta distribuição se manterá inalterada nesse ano. No caso de Espanha, a capacidade instalada em 2024 é de cerca de 10260 MW para centrais de albufeira e 6840 MW para centrais de fio de água. Tal como em Portugal, o PNIEC [11] indica que não se preveem alterações na capacidade hídrica até 2030, pelo que se considera igualmente inalterada a repartição entre as duas tipologias.

Relativamente às unidades eólicas, estas podem ser dividida em dois segmentos distintos. O primeiro corresponde à eólica abrangida por tarifas *feed-in*, associadas a contratos com uma duração típica de aproximadamente 15 anos e que resulta de políticas ambientais e de incentivo à transição energética, no âmbito das quais várias entidades governamentais atribuíram subsídios com o objetivo de promover a integração desta tecnologia no sistema elétrico. O segundo segmento representa a energia elétrica produzida por unidades eólicas que entra em mercado com um preço diferente de 0 €. Em Portugal, no ano de 2024, a capacidade instalada encontrava-se repartida entre 4060 MW sob o regime *feed-in* e 1740 MW no regime de mercado. Para 2030, prevê-se uma alteração significativa nesta distribuição, com 3720 MW sob tarifas *feed-in* e 8680 MW em regime de mercado. No caso de Espanha, aplica-se o mesmo critério. Em 2024, a capacidade instalada sob o regime *feed-in* ascendia a 22470 MW, enquanto os restantes 9630 MW operavam

em regime de mercado. Para o ano de 2030, projeta-se uma repartição de 18159 MW sob o regime *feed-in* e 42371 MW em mercado.

No caso das unidades solares, seguiu-se uma abordagem semelhante à aplicada às unidades eólicas. Com base nos leilões de energia solar fotovoltaica realizados em Portugal, foi possível definir três categorias distintas de potência instalada.

Para o ano de 2024, o primeiro nível corresponde à capacidade abrangida por tarifas *feed-in*, totalizando cerca de 564 MW. O segundo patamar representa uma capacidade de 3384 MW, enquanto o terceiro patamar corresponde a 1692 MW. Relativamente a 2030, estima-se que o regime *feed-in* represente 2080 MW, o segundo patamar 12480 MW e o terceiro 6240 MW.

No caso de Espanha, aplicou-se o mesmo critério. Em 2024, a capacidade instalada distribui-se em 3235 MW sob o regime *feed-in*, 19410 MW no segundo patamar e 9705 MW no terceiro. Para 2030, as estimativas apontam para 7213 MW em *feed-in*, 43278 MW no segundo patamar e 21639 MW no terceiro.

As restantes fontes de produção de energia elétrica não têm divisão por patamares. O resultado desta organização encontra-se na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Parque eletroprodutor em 2024 e em 2030 com divisão por patamares, em MW

Tecnologia		Portugal		Espanha	
		2024	2030	2024	2030
Hídrica	Fio de água	3240	3240	6840	6840
	Albufeira	4860	4860	10260	10260
Eólica	<i>Feed-in</i>	4060	3720	22470	18159
	1	1740	8680	9630	42371
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	564	2080	3235	7213
	1	3384	12480	19410	43278
	2	1692	6240	9705	21639
Solar Térmica		0	0	2302	4804
Gás Natural		4900	3500	26600	26600
Biomassa		847	1300	1000	1400
Nuclear		0	0	7117	3181
Carvão		0	0	2061	0

4.3 Energia horária consumida em 2030

Depois de ter sido calculada a taxa de evolução do consumo, poderá ser obtida a energia necessária para cada hora do ano de 2030. Para isso foi necessário recolher os dados relativos à energia negociada no mercado diário no ano base selecionado, 2024, com o objetivo de multiplicar a energia consumida pela taxa de evolução do consumo. Este procedimento permitiu estimar a energia consumida esperada para cada hora do ano de 2030.

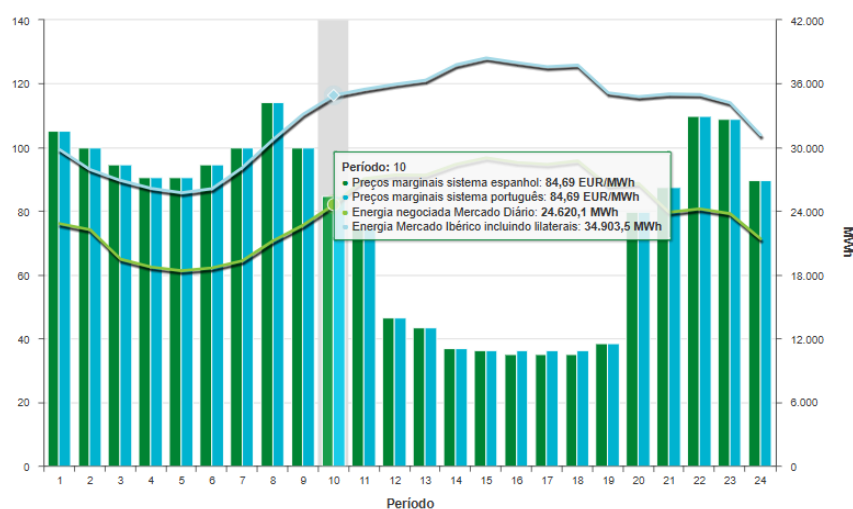


Figura 4.1: Preços marginais e energia negociada no MIBEL para um dia, no site da OMIE [9]

Na Figura 4.1 observam-se os preços marginais para Portugal e Espanha, bem como a energia negociada no MIBEL e energia negociada incluindo os contratos bilaterais para cada hora de um certo dia. A partir do site da OMIE recolheu-se a energia necessária para cada hora do ano de 2024. De modo a facilitar a recolha das 8784 horas, pois este ano foi um ano bissexto, procedeu-se à criação de um código Python.

Após a extração dos dados através desse código, verificou-se a existência de duas horas repetidas ou em falta, correspondentes às alterações de horário legal. Esta situação ocorre porque, no dia 31 de março, aquando da transição para o horário de verão, o dia apresenta apenas 23 horas, enquanto no dia 27 de outubro, com a mudança para o horário de inverno, o dia passa a ter 25 horas. No entanto, esta particularidade não comprometeu a análise realizada, uma vez que o foco principal reside na representatividade global do ano, e não na precisão individual de cada dia. Adicionalmente, como o ano de 2030, para o qual estão a ser realizadas as estimativas, não é bissexto, os dados correspondentes ao dia 29 de fevereiro foram removidos, de modo a que o total de horas corresponda às 8760 horas efetivas desse ano.

De seguida, foi necessário obter a produção horária por tecnologia para Portugal e Espanha no ano de 2024, com o objetivo de, a partir das capacidades instaladas previstas para 2030, estimar a produção horária de cada fonte nesse ano. Para esse fim, foi desenvolvido um código em Python especificamente concebido para recolher os dados necessários à caracterização da repartição por tecnologia. Posteriormente, os dados foram organizados em dois ficheiros Excel distintos: um relativo à produção em Espanha e outro à produção em Portugal. A produção horária em Espanha foi obtida a partir da base de dados da *Demanda de la Red Eléctrica* [26], enquanto, no caso de Portugal, os dados foram recolhidos através da plataforma REN Data Hub [27].

Na Figura 4.2, retirada do site da *Demanda de la Red Eléctrica* [26], apresenta-se o diagrama de produção de energia elétrica referente a um determinado dia do ano de 2024. Neste gráfico, é possível identificar as diferentes fontes de produção ao longo do dia, representadas por cores distintas. Na base do diagrama encontra-se, a violeta, a produção de origem nuclear, seguida,

a castanho, pela produção a carvão. A produção em ciclos combinados surge representada a amarelo, enquanto a cogeração é assinalada a rosa. A produção hídrica está representada a azul claro, e a produção eólica, a verde. Já a produção solar fotovoltaica aparece a laranja, e a solar térmica a vermelho. No topo do diagrama, encontra-se a produção de fontes térmicas renováveis.

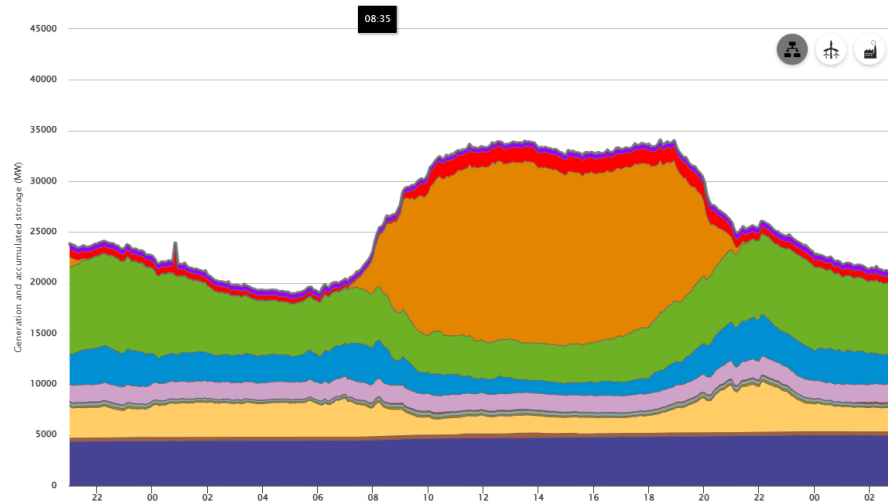


Figura 4.2: Diagrama de produção para um certo dia no site da *Demanda de la Red Eléctrica* [26]

Na Figura 4.3, retirada do site da REN Data Hub [27], apresenta-se o diagrama de produção elétrica correspondente a um determinado dia do ano de 2024. Este gráfico permite visualizar a contribuição horária das diferentes tecnologias de produção de eletricidade, representadas por cores distintas ao longo do dia. Na base do diagrama encontra-se a produção a partir de biomassa, assinalada a verde escuro, seguida da produção em unidades a gás natural, representada a cinzento. A laranja surge o saldo importador de eletricidade. A produção eólica é identificada a verde claro, enquanto a produção hídrica aparece representada a azul. Por fim, no topo do gráfico, encontra-se a produção solar fotovoltaica, destacada a amarelo.

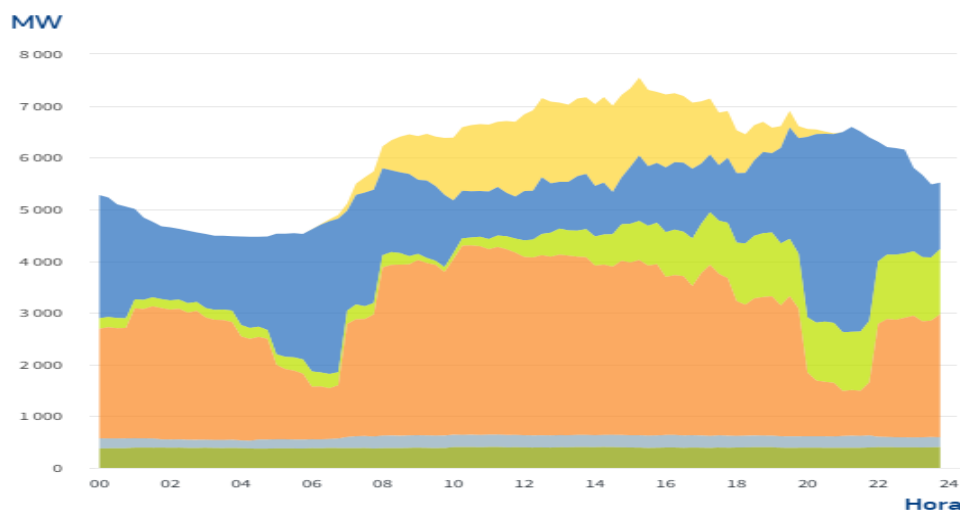


Figura 4.3: Diagrama de produção para um certo dia no site da REN Data Hub [27]

Após a recolha dos dados necessários, nomeadamente, a produção horária em Portugal e em Espanha no ano base, torna-se possível estimar a produção horária para o ano de 2030, com base nas capacidades instaladas por fonte em 2024 e nas previstas para 2030. Para tal, calcula-se a fração entre a capacidade instalada em 2030 e a capacidade instalada em 2024, através do quociente entre ambos os valores. Os valores dessas frações encontram-se apresentados nas Tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5: Evolução da capacidade instalada por tecnologia em Portugal entre 2024 e 2030, em MW e a fração correspondente

Tecnologia	Portugal 2024	Portugal 2030	Fração
Hídrica	8100	8100	1,0000
Eólica	5800	12400	2,1379
Solar Fotovoltaico	5640	20800	3,6879
Gás Natural	4900	3500	0,7143
Biomassa	847	1300	1,5348

Tabela 4.6: Evolução da capacidade instalada por tecnologia em Espanha entre 2024 e 2030, em MW e a fração correspondente

Tecnologia	Espanha 2024	Espanha 2030	Fração
Hídrica	17100	17100	1,0000
Eólica	32100	60530	1,8857
Solar Fotovoltaico	32350	72130	2,2297
Gás Natural	26600	26600	1,0000
Biomassa	1000	1400	1,4000
Carvão	2061	0	0,0000
Nuclear	7117	3181	0,4470
Solar Térmica	2302	4804	2,0869

Com as frações previamente calculadas, multiplica-se cada uma pela produção horária registada no ano base, o que permite estimar a produção horária de cada fonte para o ano de 2030, tanto em Portugal como em Espanha. Posteriormente, somam-se os valores obtidos para ambos os países, de forma a determinar a produção horária total de cada fonte na Península Ibérica. Estes valores serão posteriormente utilizados na construção das curvas de oferta, no âmbito da realização dos despachos para cada hora de 2030.

4.4 Construção das curvas de compra e venda para 2030

A construção das curvas de compra e venda segue uma estrutura convencional, dando prioridade às tecnologias renováveis não despacháveis, com o objetivo de favorecer a produção de origem renovável e cumprir os princípios de sustentabilidade ambiental definidos e promovidos nos Planos Nacionais de Energia e Clima.

Assim, a construção das curvas de produção tem início com a entrada da energia nuclear a um preço de 0,00 €/MWh. A atribuição deste preço tem como objetivo garantir a prioridade da energia nuclear no despacho, assegurando uma produção contínua ao longo do maior número de horas possível. Também com um preço de 0,00 €/MWh, as curvas são preenchidas com as fontes de energia renovável não despacháveis, nomeadamente a energia solar fotovoltaica e a eólica sob o regime de tarifas *feed-in*, bem como as centrais hídricas de fio de água. Estas tarifas, como foi referido anteriormente, correspondem a mecanismos estabelecidos por entidades públicas, com o intuito de promover e acelerar o investimento em energias renováveis. De seguida, entra a produção por biomassa com um preço de 10,00 €/MWh, valor escolhido através de análise de valores de mercado. Após estas, são incluídos os restantes segmentos de produção solar fotovoltaica considerados a preços de 20,00 €/MWh e 35,00 €/MWh, valores obtidos tendo em conta os resultados obtidos nos leilões realizados em Portugal. A seguir, entra a energia elétrica proveniente de centrais eólicas fora das tarifas *feed-in*, a um preço de 60,00 €/MWh, determinado com base na análise do comportamento do mercado nas horas com elevada penetração de energia eólica. A seguir, introduz-se a produção hídrica de albufeira, com um preço estabelecido em 85% do preço das unidades de gás natural. Esta escolha reflete uma estratégia de otimização económica, procurando maximizar receitas e gerir eficientemente os recursos hídricos disponíveis, sobretudo em períodos de escassez hídrica, sendo estas centrais muitas vezes utilizadas como reserva para momentos críticos. Por fim, inclui-se a produção a gás natural, cujo preço é composto por vários fatores e calculado utilizando (4.2).

$$\text{Preço Gás Natural (€/MWh)} = \frac{\text{Preço Matéria Prima (€/MWh}_{\text{térmico}})}{\text{Rendimento Central (\%)}} + \text{Licenças de CO}_2(\text{€/MWh}) \quad (4.2)$$

O preço das licenças de CO₂ resulta, por sua vez, de duas parcelas, como se verifica na equação (4.3).

$$\text{Preço das Licenças de CO}_2(\text{€/MWh}) = \text{Preço da Licença (€/TonCO}_2) \times \text{Média Poluição (TonCO}_2/\text{MWh}) \quad (4.3)$$

O preço do gás natural é caracterizado por uma elevada volatilidade, estando sujeito a variações bruscas e imprevisíveis. No entanto, para efeitos de estimativa no âmbito desta dissertação, e com base nos valores de mercado disponíveis à data da sua elaboração, foi considerado um preço de referência da matéria-prima de aproximadamente 44,85 €/MWh térmico. No que respeita ao rendimento das centrais, as unidades a gás natural apresentam uma eficiência que varia entre 45% e 56%. Para as simulações realizadas, foi assumida uma eficiência média de 53%, de acordo com os dados da Agência Portuguesa do Ambiente [28]. Adicionalmente, é necessário contabilizar os custos associados às licenças de emissão de CO₂, dado que estas centrais libertam poluentes durante o processo de produção de eletricidade. Considerando que as centrais de ciclo combinado emitem, em média, 0,384 toneladas de CO₂ por cada MWh de eletricidade gerada [28], e assumindo um valor das licenças de emissão na ordem dos 100 €/tonCO₂, estima-se que, em 2030,

o custo médio associado às licenças atinja cerca de 38,40 €/MWh. Assim, o custo total estimado para a produção de eletricidade a partir de gás natural ascende a aproximadamente 123,00 €/MWh. Este preço faz com que as hídricas de albufeira entrem em mercado com um preço de 104,55 €/MWh.

Importa salientar que os preços anteriormente mencionados, embora sejam estimados, têm por base o comportamento do mercado. Para esse fim, foram analisadas diferentes páginas do site da OMIE. Numa delas identifica-se, para cada hora de um determinado dia, as tecnologias responsáveis por marcar o preço, conforme ilustrado na Figura 4.4. Noutra página, representada na Figura 4.5, é possível visualizar o preço de equilíbrio resultante da interseção entre as curvas de oferta e procura. Verifica-se que, entre as 11h e as 18h, ocorre *Market Splitting*, ou seja, a separação dos mercados, durante a qual Portugal apresenta um preço superior. Esta situação é justificada pela Figura 4.6, onde se pode constatar que, nesse período, Portugal está a importar a quantidade máxima de energia elétrica permitida, dado que as interligações se encontram no seu limite de capacidade. Além destas, também foi analisado o diagrama de produção, como é ilustrado na Figura 4.7.

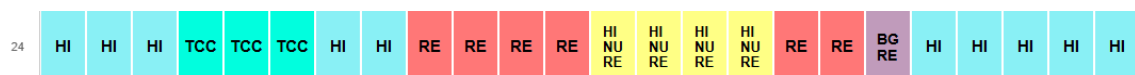


Figura 4.4: Tecnologias que marcaram o preço de mercado no dia 24/09/2023 em Espanha, segundo a OMIE [29]

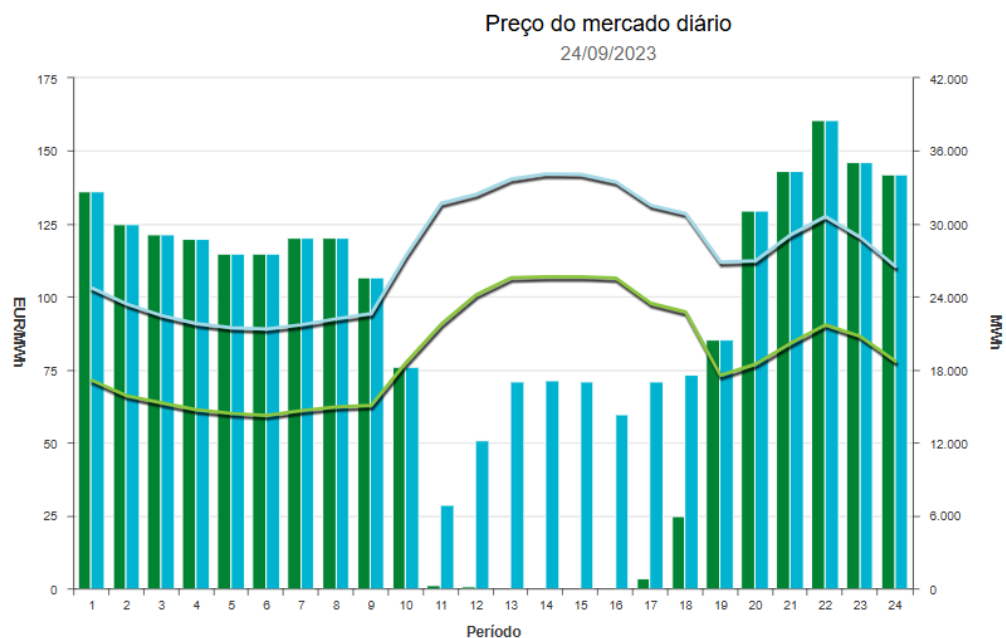


Figura 4.5: Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [9]

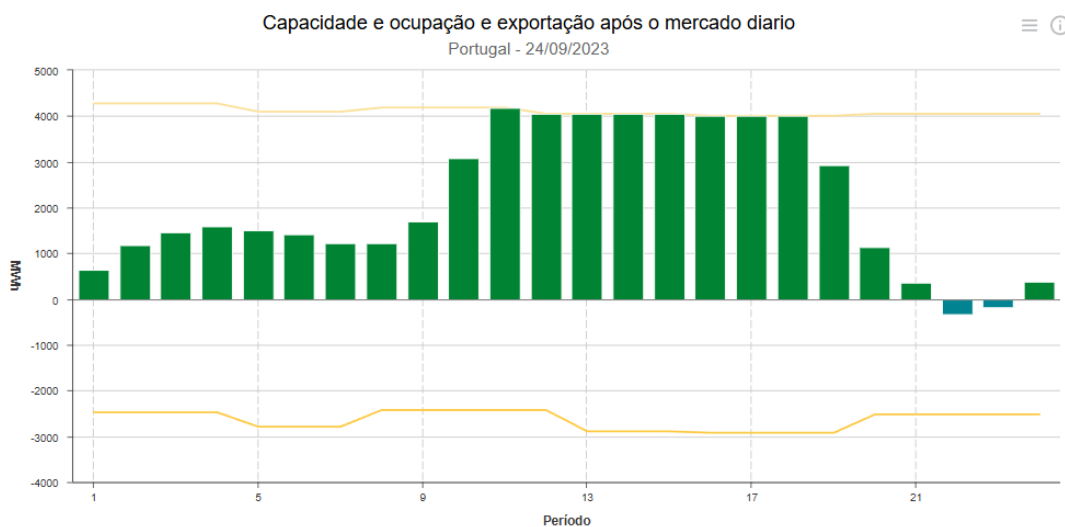


Figura 4.6: Capacidade e ocupação e exportação após o mercado diário para Portugal no dia 24/09/2023

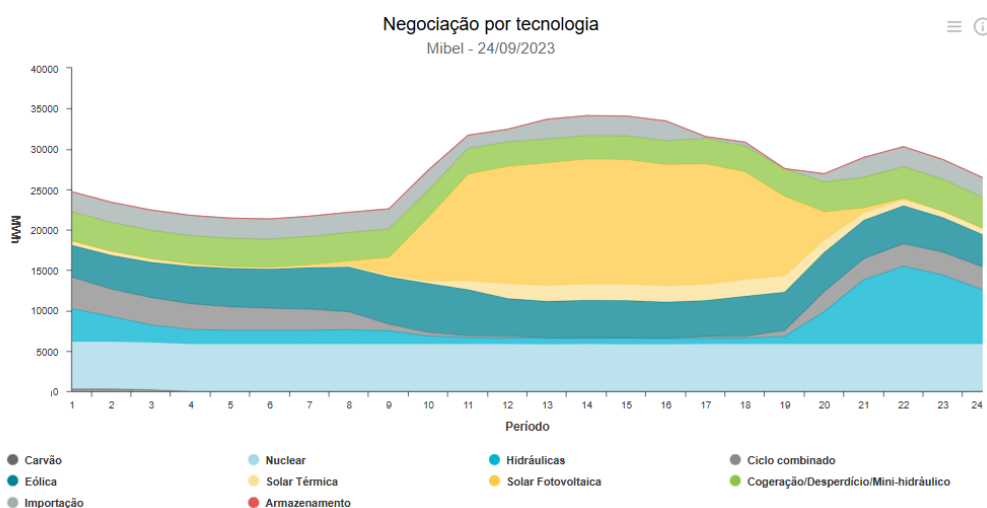


Figura 4.7: Diagrama de produção no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [30]

Ao analisar a Figura 4.4, verifica-se que, entre as horas 13 e 16, as tecnologias que definem o preço em Espanha são a nuclear, a hídrica e as renováveis. Por sua vez, a Figura 4.5 mostra que, nessas mesmas horas, o preço se encontra em 0,00 €/MWh para Espanha. É de salientar que nestas horas ocorre *Market Splitting*, ou seja, o preço em Portugal é diferente, pois atingiu-se o limite das interligações, como se verifica na Figura 4.6. Além disso, na Figura 4.7 observa-se uma elevada produção de energia solar fotovoltaica e eólica, bem como uma quantidade de energia gerada constante a partir de fontes hídricas, o que indica um fluxo regular e contínuo de produção, característico das centrais de fio de água. Esta análise está em conformidade com os preços assumidos para a energia nuclear, a produção eólica e solar fotovoltaica sob o regime *feed-in*, e para a hídrica de fio de água de 0,00 €/MWh.

Além disso, analisando-se a Figura 4.4 nas horas 4 a 6, o preço é definido por centrais a ciclo combinado e na Figura 4.5 vemos que nessas horas o preço está bastante próximo dos 123,00 €/MWh que foi calculado anteriormente. Na hora 11, também se observa para Portugal um preço próximo dos 30,00 €/MWh, valor semelhante ao do patamar 2 da energia solar fotovoltaica.

Além destas, também os preços dos outros patamares da hídrica, eólica e solar, bem como a biomassa e a solar térmica também podem ser justificados a partir das Figuras 4.8, 4.9 e 4.10.

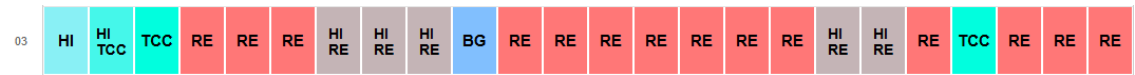


Figura 4.8: Tecnologias que marcaram o preço de mercado no dia 03/09/2023 em Espanha, segundo a OMIE [29]

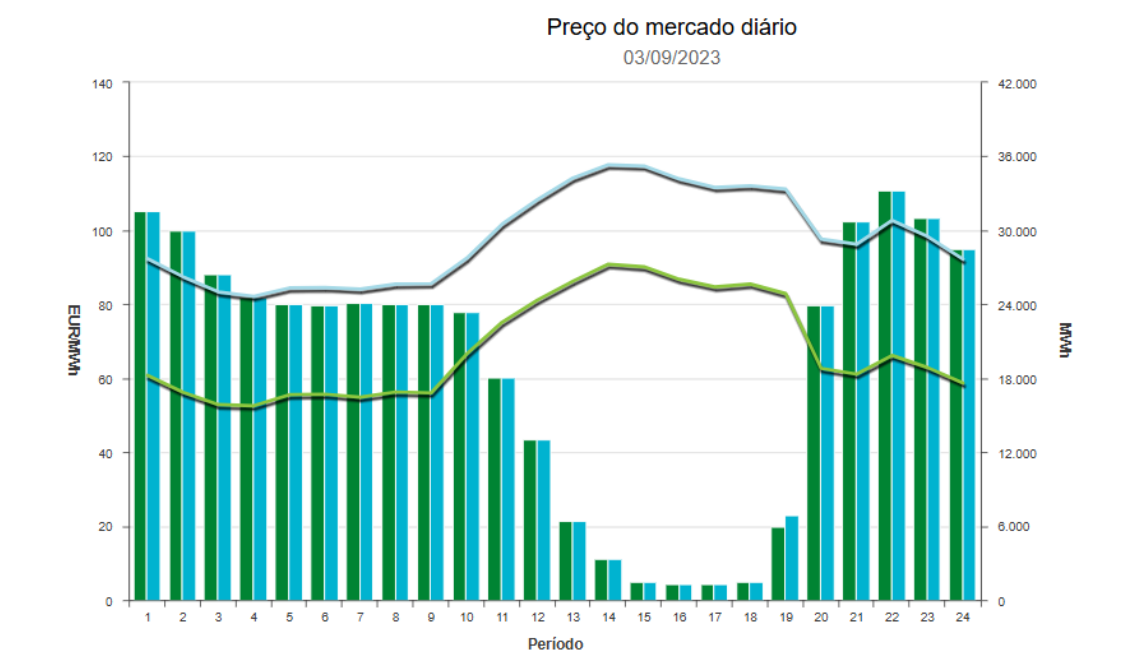


Figura 4.9: Preço por hora do mercado diário para Espanha e Portugal no dia 03/09/2023, segundo a OMIE [9]

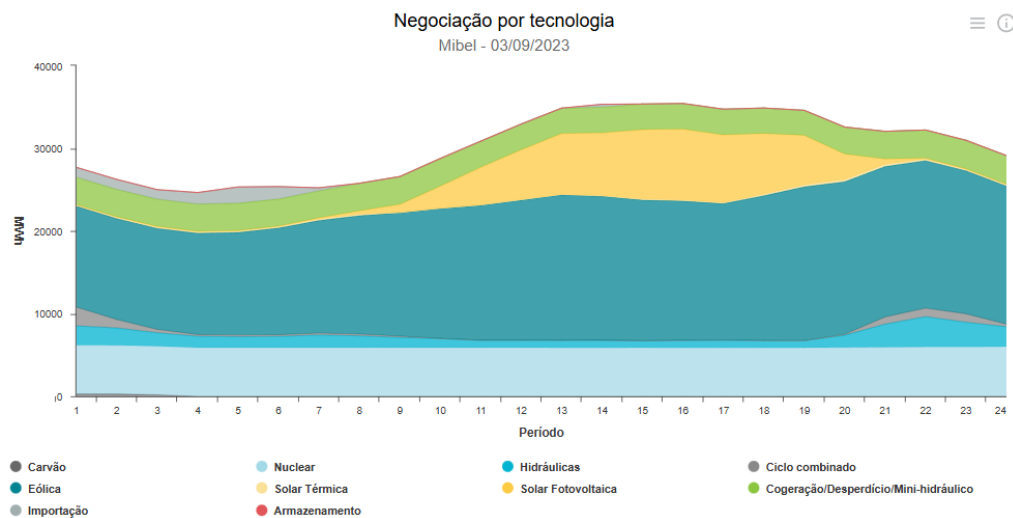


Figura 4.10: Diagrama de produção no dia 24/09/2023, segundo a OMIE [30]

Ao analisar a Figura 4.8, verifica-se que, entre as horas 11 e 14, o preço da eletricidade é definido por fontes de energia renovável. Analisando a Figura 4.9, constata-se que, na hora 11, o preço atinge 60,00 €/MWh, valor correspondente ao primeiro patamar da energia eólica, o que é coerente com a elevada produção eólica registada nesse período, conforme ilustrado na Figura 4.10.

Ainda na Figura 4.10, observa-se que, entre as horas 11 e 12, ocorre um aumento significativo da produção de energia solar fotovoltaica e solar térmica. O preço na hora 12 aproxima-se dos 45,00 €/MWh, valor atribuído à energia solar térmica. Entre as horas 12 e 13, a produção solar fotovoltaica volta a aumentar, levando o preço a fixar-se em cerca de 20,00 €/MWh, valor correspondente ao primeiro patamar da energia solar fotovoltaica. Já na hora 14, o preço desce para aproximadamente 10,00 €/MWh, valor associado ao custo da produção por biomassa.

Além destas fontes renováveis, verifica-se que na hora 1 o preço foi definido pela energia hídrica e o preço foi de aproximadamente 105,00 €/MWh, preço semelhante ao escolhido para a hídrica de albufeira e abaixo do preço definido para as unidades a gás natural.

Deste modo, como ponto de partida, foi possível elaborar a Tabela 4.7, onde se apresenta a potência instalada por fonte juntamente com o respetivo patamar e o preço associado.

Tabela 4.7: Parque eletroprodutor em 2030, em MW e o preço para cada fonte, em €/MWh.

Tecnologia		Portugal	Espanha	Preço
Hídrica	Fio de água	3240	6840	0,00
	Albufeira	4860	10260	104,55
Eólica	<i>Feed-in</i>	2480	12106	0,00
	1	9920	48424	60,00
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	2080	7213	0,00
	1	12480	43278	20,00
	2	6240	21639	35,00
Solar Térmica		0	4804	45,00
Gás Natural		3500	26600	123,00
Biomassa		1300	1400	10,00
Nuclear		0	3181	0,00

É importante referir que as estimativas de produção hídrica foram divididas ao longo do ano desigualmente. Durante os meses de janeiro, fevereiro, março, abril, novembro e dezembro, a energia produzida pelas unidades hídricas foi dividida atribuindo 75% à produção das centrais de fio de água e 25% às centrais de albufeira. Por outro lado, nos meses de maio, junho, julho, agosto, setembro e outubro, esta distribuição inverteu-se, sendo 25% da energia proveniente das centrais de fio de água e 75% das centrais de albufeira. Esta distribuição tem como objetivo representar a disponibilidade hídrica em função da sazonalidade e das condições climáticas pois no Inverno existe maior disponibilidade do recurso hídrico, devido à maior frequência de episódios de precipitação o que implica que haja água disponível nas centrais de fio de água, possibilitando a produção de energia elétrica, enquanto nos restantes meses maior parte da água é a que está armazenada nas centrais de albufeira.

A energia produzida pelas centrais a gás natural constitui o último segmento a ser despachado no mercado, apresentando uma contribuição que varia conforme a procura.

Com base nos pressupostos anteriormente expostos, foi possível construir as curvas típicas de oferta de produção, conforme será descrito de seguida. Este procedimento será ilustrado através do exemplo da hora 10 do dia 28 de janeiro de 2030. A Tabela 4.8 apresenta a energia prevista para essa hora, inicialmente sem se considerar as tecnologias de eletrolisadores e de instalações de dessalinização, enquanto a Tabela 4.9 detalha a contribuição de cada tecnologia ou patamar para o despacho horário.

Tabela 4.8: Energia prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030

Data	Hora	Energia Prevista (MWh)
28/01/2030	10	24345,40

Tabela 4.9: Quantidade de energia, preços e contribuição para o despacho energético horário no mercado diário referente à hora 10 do dia 28/01/2025

Tecnologia		Quantidade (MWh)	Preço (€/MWh)	Contribuição para o despacho energético horário (%)
Hídrica	Fio de água	5225,43	0,00	21,46
	Albufeira	0,00	104,55	0,00
Eólica	<i>Feed-in</i>	5784,79	0,00	23,76
	1	0,00	60,00	0,00
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	986,19	0,00	4,05
	1	5917,17	20,00	24,31
	2	804,91	35,00	3,31
Solar Térmica		0,00	45,00	0,00
Gás Natural		0,00	123,00	0,00
Biomassa		2564,76	10,00	10,53
Nuclear		3062,15	0,00	12,58

Com base na informação apresentada na Tabela 4.9, é possível construir a Tabela com os pontos para traçar o gráfico das ofertas de venda. A Tabela 4.10 apresenta as propostas de venda organizadas por ordem crescente de preços, acumulando as quantidades de energia correspondentes a cada fonte.

Já a Tabela 4.11 representa os pontos necessários para construir a curva de procura. É de salientar que nesta dissertação se considerou uma carga inelástica, ou seja, o consumo será representado por uma linha vertical de modo a assegurar a alimentação integral do consumo que foi estimado para essa hora de 2030.

Tabela 4.10: Dados de energia e preço para construir a curva de oferta para a hora 10 do dia 28/01/2025

Energia(MW)	Preço (€/MWh)
0,00	0,00
3062,15	0,00
8287,58	0,00
9273,77	0,00
15058,56	0,00
15058,56	10,00
17623,32	10,00
17623,32	20,00
23540,49	20,00
23540,49	35,00
24345,40	35,00
24345,40	45,00
24345,40	45,00
24345,40	60,00
24345,40	60,00
24345,40	104,55
24345,40	104,55
24345,40	123,00
24345,40	123,00

Tabela 4.11: Dados de energia e preço para construir a curva de procura para a hora 10 do dia 28/01/2025

Energia(MW)	Preço (€/MWh)
24345,40	0,00
24345,40	140,00

Com as Tabelas 4.10 e 4.11 procede-se à construção do gráfico das ofertas de compra e venda de modo a obter-se a interseção entre as curvas, obtendo-se a Figura 4.11.

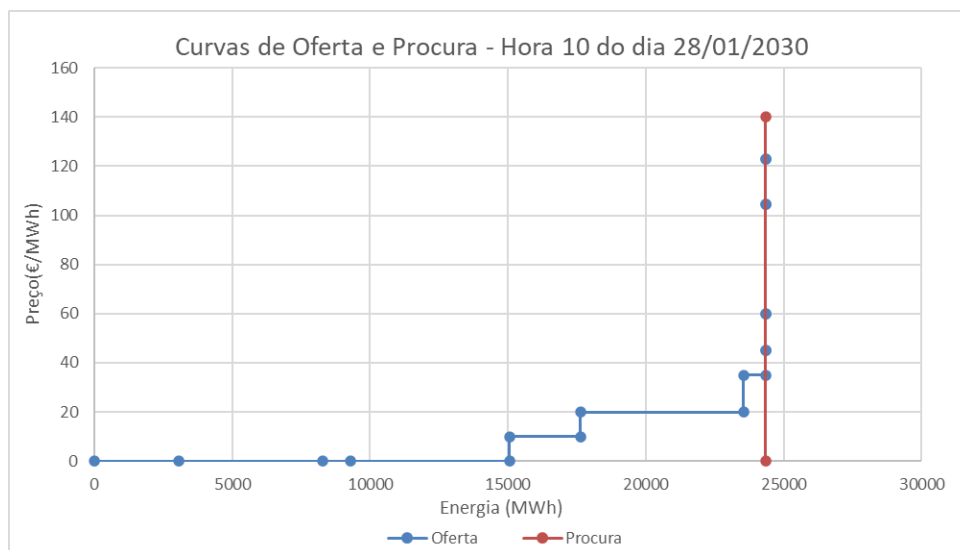


Figura 4.11: Curvas das ofertas de produção e da procura prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030

Através da interseção destas curvas, obtém-se o preço horário para o mercado e a energia prevista, como se observa na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Energia e preço de mercado previstos para a hora 10 do dia 28/01/2030

Energia Prevista (MWh)	Preço (€/MWh)
24345,40	35,00

Com base nestes resultados, é possível elaborar a Figura 4.12, que mostra a distribuição da produção para a hora 10 do dia 28/01/2030.

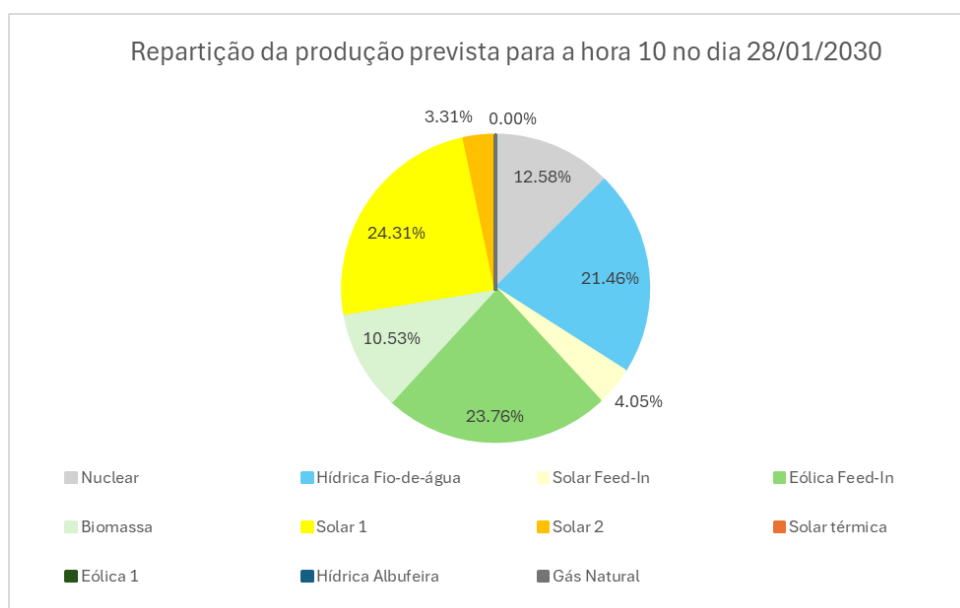


Figura 4.12: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para a hora 10 no dia 28/01/2030

Depois deste processo para a hora 10, o mesmo vai ser feito para as restantes horas do ano.

Assim, é possível fazer uma análise ao dia 28 de janeiro de 2030, calculando o preço para cada hora. Estes valores encontram-se na Tabela 4.13, onde também se identifica a fonte que definiu o preço para cada hora.

Tabela 4.13: Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal
1	24960,79	60,00	Eólica 1
2	24058,22	60,00	Eólica 1
3	23376,04	60,00	Eólica 1
4	24074,05	60,00	Eólica 1
5	24160,28	60,00	Eólica 1
6	24239,31	60,00	Eólica 1
7	23670,13	60,00	Eólica 1
8	23653,43	60,00	Eólica 1
9	23161,99	60,00	Eólica 1
10	24345,40	35,00	Solar 2
11	29944,05	35,00	Solar 2
12	32459,29	20,00	Solar 1
13	31226,07	20,00	Solar 1
14	33026,02	20,00	Solar 1
15	32311,45	20,00	Solar 1
16	32098,55	35,00	Solar 2
17	28494,33	35,00	Solar 2
18	25579,34	60,00	Eólica 1
19	27062,60	60,00	Eólica 1
20	30401,52	104,55	Hídrica Albufeira
21	31840,44	104,55	Hídrica Albufeira
22	31690,30	104,55	Hídrica Albufeira
23	29885,32	104,55	Hídrica Albufeira
24	27161,64	60,00	Eólica 1

Com base nestes dados é possível calcular o preço médio diário bem como a energia total necessária tal como se indica na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Energia total e preço médio para o dia 28/01/2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
662,88	56,59

De seguida e com os dados da Tabela 4.13, é possível construir o gráfico que se encontra na Figura 4.13.

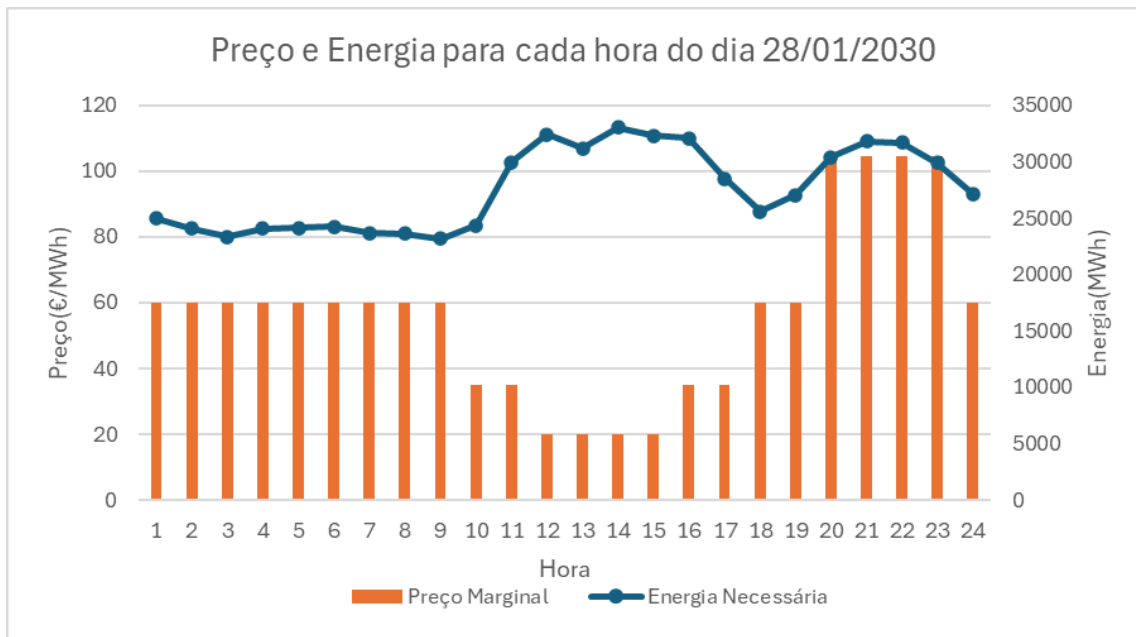


Figura 4.13: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 28/01/2030

A análise da produção por hora, separada por fonte, possibilita extrair informações adicionais sobre este dia, refletindo os valores totais diários, conforme ilustrado nas Figuras 4.14 a 4.16.

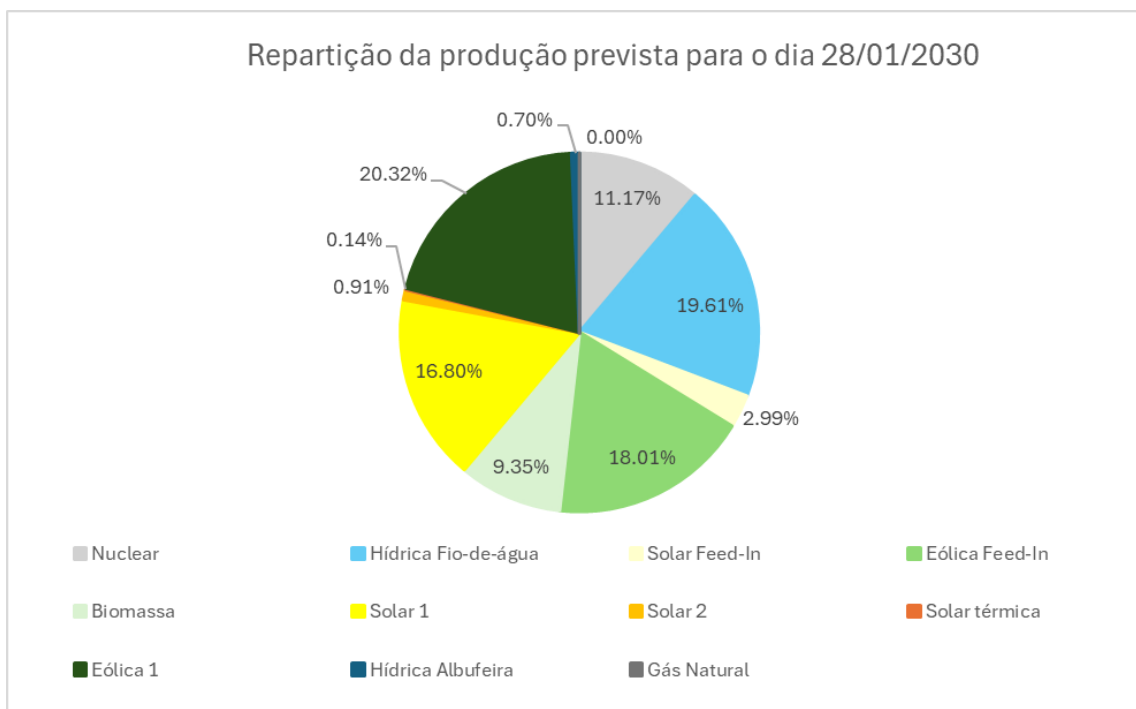


Figura 4.14: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 28/01/2030

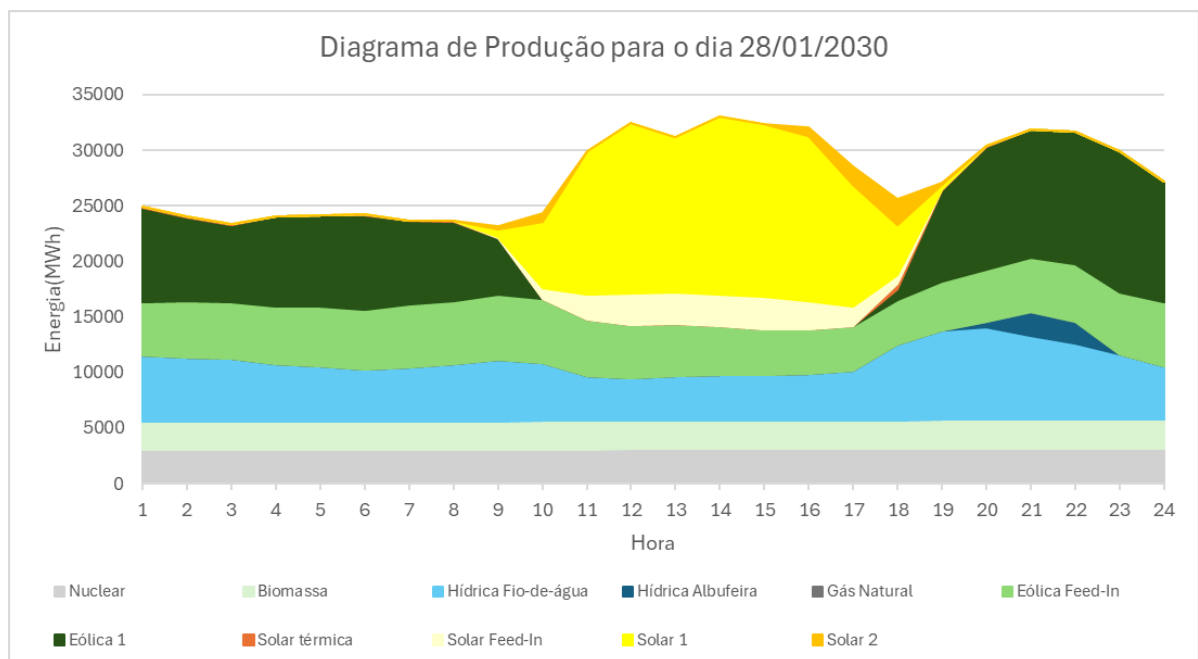


Figura 4.15: Diagrama de produção previsto para o dia 28/01/2030

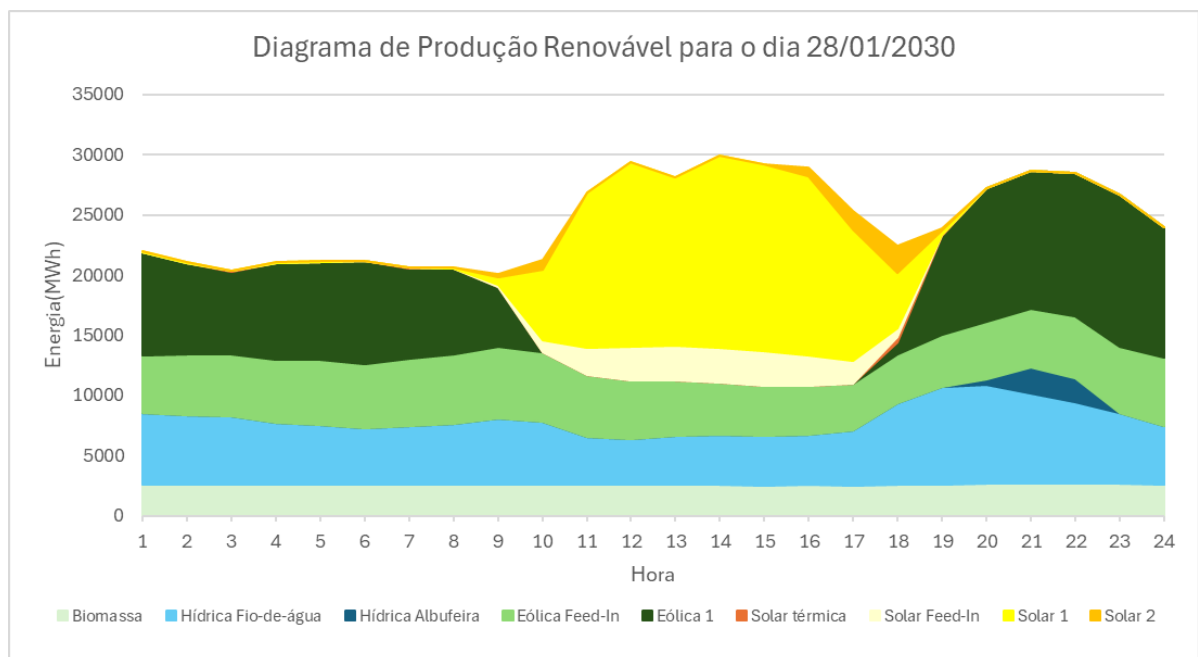


Figura 4.16: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 28/01/2030

4.5 Consideração das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores

Após concluir o cálculo do preço para todas as horas do ano, o processo será repetido, desta vez considerando as tecnologias dos eletrolisadores e das instalações de dessalinização. Para tal, é necessário conhecer a capacidade instalada que cada tecnologia poderá vir a ter em 2030.

Relativamente aos eletrolisadores, esta informação encontra-se disponível no PNEC [12] para Portugal e no PNIEC [11] para Espanha. A capacidade instalada prevista é de 3 GW para Portugal e 12 GW para Espanha, totalizando 15 GW (ou 15000 MW) para a Península Ibérica.

No que diz respeito às unidades de dessalinização, os planos referidos não indicam a capacidade instalada. Por esse motivo, foi efetuada uma estimativa com base em instalações já existentes. Para Portugal, considerou-se que, além da instalação atualmente em construção no Algarve, existirão mais duas com o mesmo consumo e produção. O consumo assumido foi de 0,003 MW/m³ e a produção horária de 2000 m³, resultando num consumo total de energia de 18 MWh.

Para Espanha, que apresenta maior desenvolvimento nesta tecnologia, assumiu-se a construção de 16 novas instalações de dessalinização, cada uma com consumo de 0,003 MW/m³ e produção de 10000 m³ por hora, perfazendo um consumo total aproximado de 480 MWh.

Somando o consumo estimado dos dois países para esta tecnologia, obtém-se um total de 498 MWh, valor que foi arredondado para 500 MWh.

Assim, considerando as duas tecnologias em conjunto, a capacidade instalada total para a Península Ibérica será de aproximadamente 15500 MW.

Estas tecnologias serão utilizadas apenas nas horas em que haja oferta suficiente de energia renovável para suprir a procura. Ou seja, estas tecnologias não serão acionadas quando for necessário recorrer ao gás natural para garantir a oferta energética, uma vez que o objetivo principal é privilegiar o uso de fontes renováveis em detrimento de combustíveis fósseis. Importa ainda referir que, sempre que estas tecnologias entram em funcionamento, operam com carga total, nunca parcial.

Assim, vamos utilizar, novamente, como exemplo, a hora 10 do dia 28 de janeiro de 2030, e também o resto do dia, para verificar em que períodos cada tecnologia é utilizada.

Na Figura 4.15 vemos a energia que será necessária considerando apenas a dessalinização e considerando as unidades de dessalinização e os eletrolisadores.

Tabela 4.15: Energia necessária para a hora 10 do dia 28/01/2030 com as tecnologias

Data	Hora	Energia com Dessalinização (MWh)	Energia com Dessalinização e Eletrolisadores (MWh)
28/01/2030	10	24845,40	39845,40

Mais uma vez, a Tabela 4.16 detalha a contribuição de cada Tecnologia ou patamar para o despacho horário de modo a perceber se existirá energia suficiente para as unidades de dessalinização e os eletrolisadores serem ativados sem a necessidade do uso do Gás Natural.

Tabela 4.16: Quantidade de energia, preços e contribuição para o despacho energético horário no mercado diário referente à hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Tecnologia		Quantidade (MWh)	Preço (€/MWh)	Contribuição para o despacho energético horário (%)
Hídrica	Fio de água	5225,43	0,00	13,11
	Albufeira	0,00	104,55	0,00
Eólica	<i>Feed-in</i>	5784,79	0,00	14,52
	1	13328,59	60,00	33,45
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	986,19	0,00	2,47
	1	5917,17	20,00	14,85
	2	2958,58	35,00	7,43
Solar Térmica		17,74	45,00	0,04
Gás Natural		0,00	123,00	0,00
Biomassa		2564,76	10,00	6,44
Nuclear		3062,15	0,00	7,69

Com esta Tabela, é possível verificar que a utilização das duas tecnologias é viável, uma vez que apenas é necessária energia renovável para garantir a oferta energética, sem necessidade de se recorrer ao gás natural.

De seguida foram construídas, como foi feito anteriormente, as Tabelas 4.17 e 4.18 com os pontos necessários para a construção das curvas de oferta e de procura, respetivamente.

Tabela 4.17: Dados de energia e preço para construir a curva de oferta para a hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia(MW)	Preço (€/MWh)
0,00	0,00
3062,15	0,00
8287,58	0,00
9273,77	0,00
15058,56	0,00
15058,56	10,00
17623,32	10,00
17623,32	20,00
23540,49	20,00
23540,49	35,00
26499,07	35,00
26499,07	45,00
26516,81	45,00
26516,81	60,00
39845,40	60,00
39845,40	104,55
39845,40	104,55
39845,40	123,00
39845,40	123,00

Tabela 4.18: Dados de energia e preço para construir a curva de procura para a hora 10 do dia 28/01/2025 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia(MW)	Preço (€/MWh)
39845,40	0,00
39845,40	140,00

Com as Tabelas 4.17 e 4.18 procede-se à construção do gráfico de modo a obter-se a interseção entre as curvas das ofertas de compra e de venda, obtendo-se a Figura 4.17.

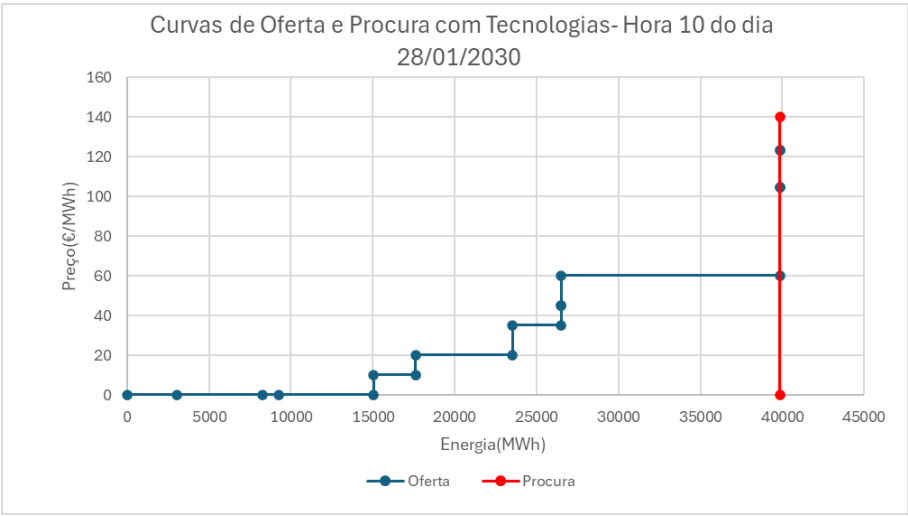


Figura 4.17: Curvas das ofertas de produção e da procura prevista para a hora 10 do dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Com a interseção das curvas, obtém-se o preço horário para o mercado e a energia prevista, como se verifica na Tabela 4.19.

Tabela 4.19: Energia e preço de mercado previstos para a hora 10 do dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Prevista (MWh)	Preço (€/MWh)
39845,40	60,00

Com base nos dados, é possível elaborar a Figura 4.18, que mostra a distribuição da produção para a hora 10 do dia 28/01/2030.

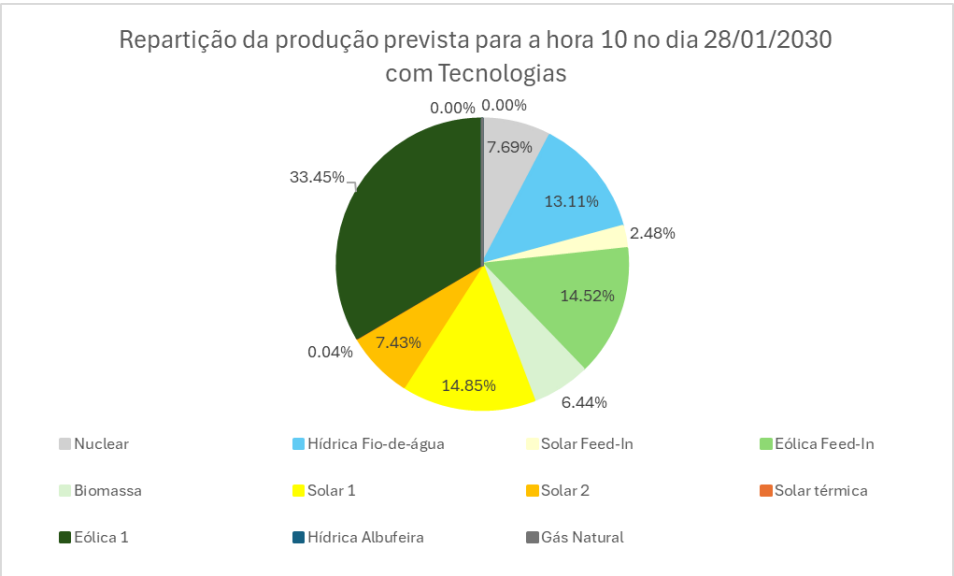


Figura 4.18: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para a hora 10 no dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Assim, é possível fazer uma análise ao dia 28 de janeiro de 2030 com a ativação destas duas tecnologias, calculando o preço para cada hora. Estes valores encontram-se na Tabela 4.20, onde também se identifica a fonte que definiu o preço para cada hora e também as tecnologias ativas para cada hora. Como se observa nas horas 21 e 22, nenhuma destas tecnologias foi ativada porque tal obrigaria a recorrer a unidades a gás natural.

Tabela 4.20: Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e tecnologias ativas para cada hora do dia

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal	Tecnologias Ativas
1	25460,79	60,00	Eólica 1	Dessalinização
2	24558,22	60,00	Eólica 1	Dessalinização
3	23876,04	60,00	Eólica 1	Dessalinização
4	24574,05	60,00	Eólica 1	Dessalinização
5	24660,28	60,00	Eólica 1	Dessalinização
6	24739,31	60,00	Eólica 1	Dessalinização
7	24170,13	60,00	Eólica 1	Dessalinização
8	24153,43	60,00	Eólica 1	Dessalinização
9	23661,99	60,00	Eólica 1	Dessalinização
10	39845,40	60,00	Eólica 1	Ambas
11	45444,05	60,00	Eólica 1	Ambas
12	47599,29	60,00	Eólica 1	Ambas
13	46726,07	60,00	Eólica 1	Ambas
14	48526,02	60,00	Eólica 1	Ambas
15	47811,45	60,00	Eólica 1	Ambas
16	47598,55	60,00	Eólica 1	Ambas
17	28994,33	35,00	Solar 2	Dessalinização
18	26079,34	60,00	Eólica 1	Dessalinização
19	27562,60	60,00	Eólica 1	Dessalinização
20	30901,52	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
21	31840,44	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
22	31690,30	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
23	30385,32	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
24	27661,64	60,00	Eólica 1	Dessalinização

Com base nestes dados é possível calcular o preço médio diário bem como a energia total necessária tal como se indica na Tabela 4.21. Além disso, observa-se igualmente o número de períodos horários em que cada uma destas duas tecnologias foi usada ao longo do dia, o que se encontra na Figura 4.19.

Tabela 4.21: Energia total e preço médio para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
778,88	66,38

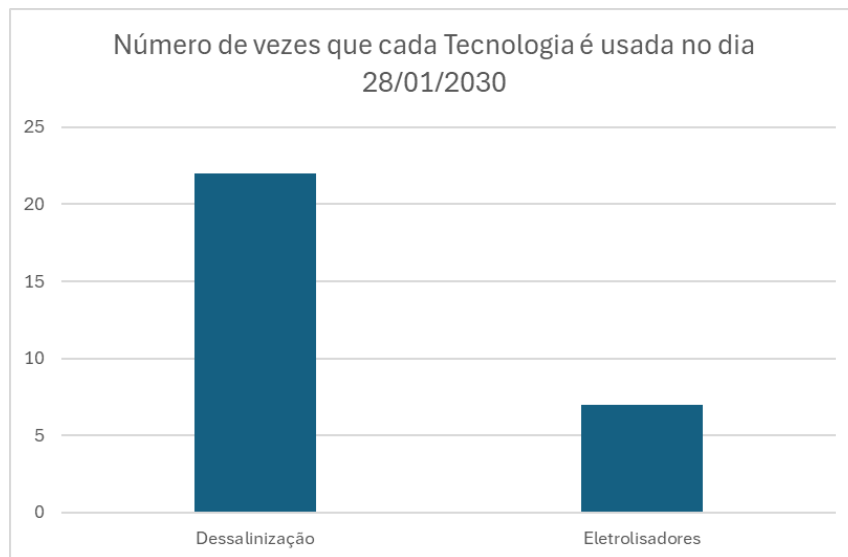


Figura 4.19: Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 28/01/2030

De seguida e com os dados da Tabela 4.20, é possível construir o gráfico que se encontra na Figura 4.20.

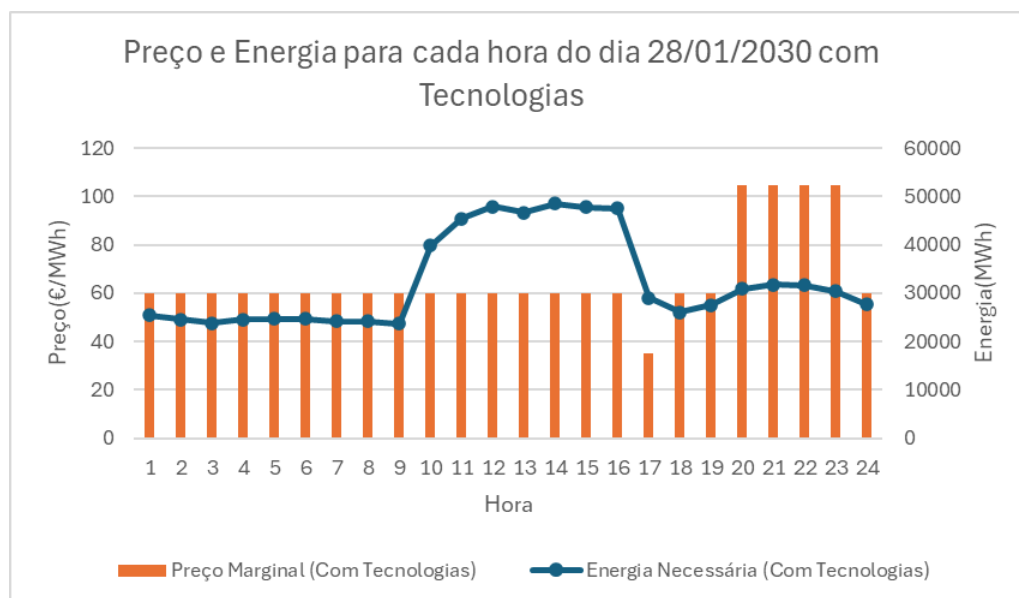


Figura 4.20: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

A análise da produção por hora, separada por fonte, possibilita extrair informações adicionais sobre este dia, refletindo os valores totais diários, conforme ilustrado nas Figuras 4.21 a 4.23.

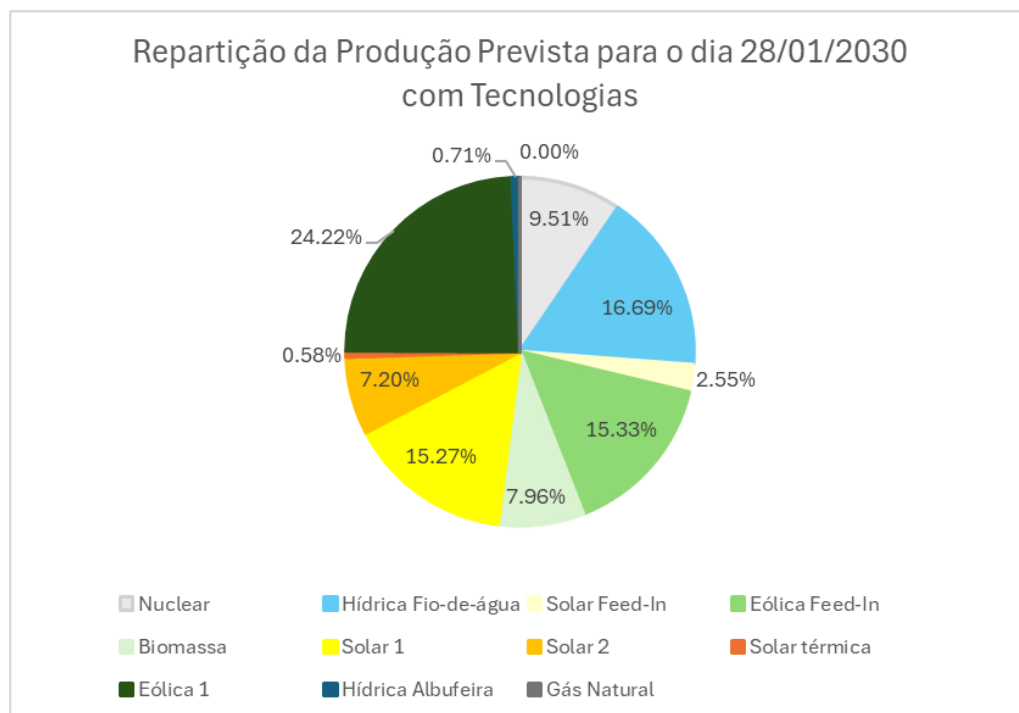


Figura 4.21: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

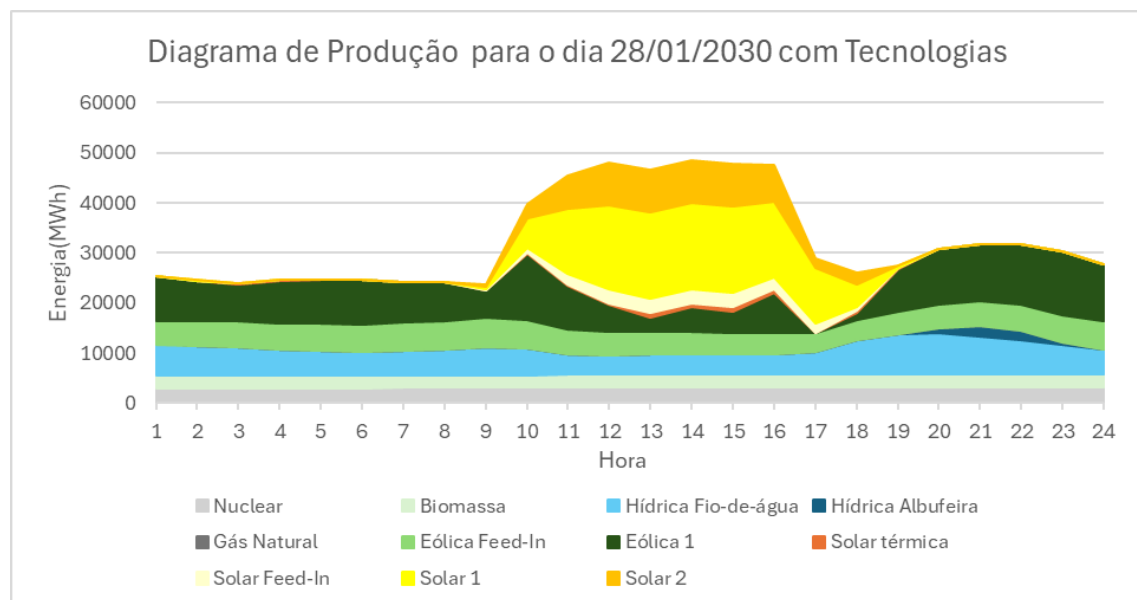


Figura 4.22: Diagrama de produção previsto para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

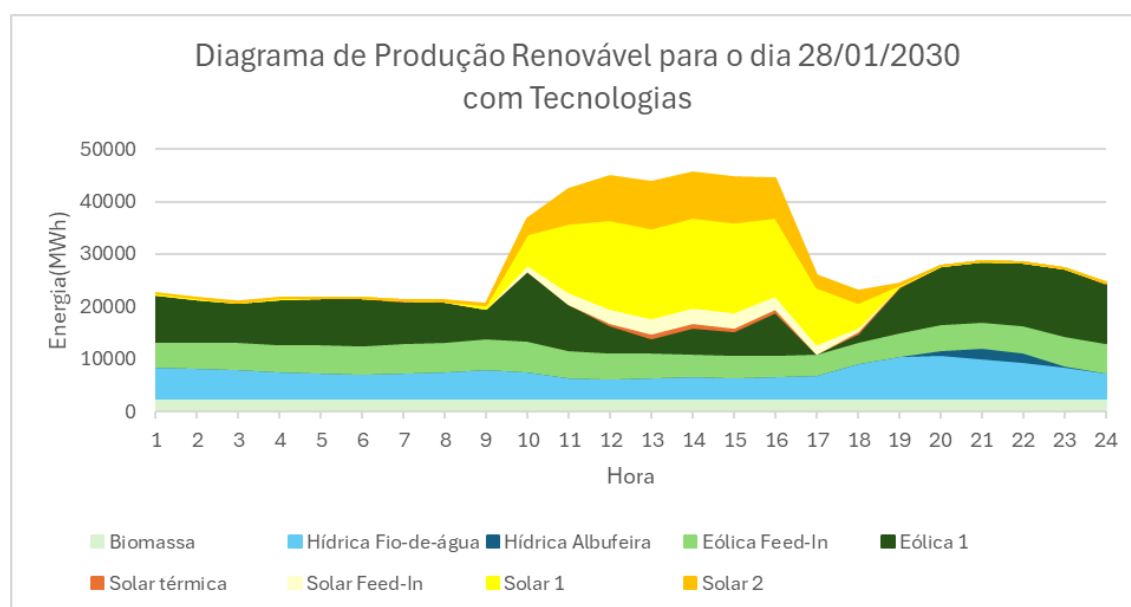


Figura 4.23: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 28/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Depois de se analisar o dia antes de se considerar tecnologias e após a sua ativação, foi construída a Tabela 4.22, que compara a energia necessária, o preço médio e a energia proveniente de fontes renováveis nos dois casos.

Tabela 4.22: Comparação sem e com unidades de dessalinização e eletrolisadores

	Energia Necessária (GWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Proveniente de Renováveis (%)
Sem Tecnologias	662,88	56,59	88,83%
Com Tecnologias	778,88	66,38	90,49%

Os valores indicados nesta Tabela indicam um aumento de 17,48% na procura de energia quando se usa as tecnologias, um aumento de 17,29% no preço médio diário e um aumento de 1,66% na energia proveniente de fontes renováveis.

Capítulo 5

Resultados das simulações realizadas

Neste capítulo serão descritos os três diferentes cenários tidos em conta na elaboração desta dissertação, com base na metodologia exposta no Capítulo 4. Serão apresentados os resultados obtidos através da simulação de cada um desses cenários. Os resultados obtidos em cada um dos cenários apresentados serão objeto de uma análise rigorosa e aprofundada, com o objetivo de extrair conclusões relevantes. Tratam-se de cenários considerados pertinentes tendo em vista o futuro do Mercado Ibérico de Eletricidade.

O primeiro corresponde ao cenário base, que considera o aumento da potência instalada no parque eletroprodutor de Portugal e Espanha, bem como a capacidade instalada nas unidades de dessalinização e nos eletrolisadores, de acordo com as metas definidas pelo PNEC [12] e pelo PNIEC [11] para o ano de 2030. Este cenário incorpora ainda a evolução projetada do consumo de energia. Neste cenário será realizada uma análise diária, mensal e anual.

O segundo cenário analisa alterações na capacidade instalada das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores. Avalia-se o impacto de uma redução de 20% e, em alternativa, de um aumento de 20% na capacidade destas duas tecnologias, em relação ao cenário base. Neste cenário será apresentada uma análise mensal e anual.

O terceiro e último cenário contempla uma distribuição assimétrica do consumo. Neste caso, o novo consumo previsto para 2030 é distribuído de forma não uniforme ao longo das horas do dia, permitindo analisar os efeitos dessa variação em relação ao cenário base. Neste cenário será realizada uma análise anual.

Tal como mencionado no Capítulo 4, sempre que as unidades de dessalinização e os eletrolisadores estão ativos, operam sempre à sua capacidade máxima instalada, não sendo considerada a possibilidade de funcionarem em carga parcial. Além disso, estas unidades apenas podem estar ativas quando há disponibilidade de energia elétrica de origem renovável, ou seja, não são ativadas em períodos onde seja necessário recorrer ao gás natural. O objetivo é garantir que o seu funcionamento contribui efetivamente para um sistema energético mais sustentável.

5.1 Cenário Base

O Cenário Base representa a evolução da capacidade instalada por tecnologia no parque eletroprodutor Ibérico, em articulação com a potência necessária para satisfazer o consumo. Esta definição resulta da integração dos valores previstos nos Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal [12] e de Espanha [11]. Neste subcapítulo, serão portanto analisados e discutidos os resultados projetados para o ano de 2030, através de uma análise diária, mensal e anual antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores.

5.1.1 Análise Diária

Na análise diária, com o intuito de realizar uma avaliação sazonal e detalhada, foram selecionados quatro dias representativos, cada um correspondente a uma das quatro estações do ano. Para cada um destes dias, será analisado o comportamento do mercado antes da introdução das unidades de dessalinização e eletrolisadores, bem como após a sua ativação, permitindo comparar os seus impactos. Os 4 dias escolhidos correspondem a dias de semana de cada uma das estações e são os seguintes:

- Dia 23 de Janeiro de 2030 - Corresponde a um dia de Inverno;
- Dia 10 de Abril de 2030 - Corresponde a um dia de Primavera;
- Dia 1 de julho de 2030 - Corresponde a um dia de Verão;
- Dia 7 de Novembro de 2030 - Corresponde a um dia de Outono.

5.1.1.1 Dia 23 de Janeiro de 2030

Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

Primeiro foi analisado este dia sem unidades de dessalinização e eletrolisadores. Na Tabela 5.1 observa-se a energia necessária, o preço marginal e a fonte marginal para cada hora deste dia.

Tabela 5.1: Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 23/01/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal
1	29459,51	104,55	Hídrica Albufeira
2	28937,40	104,55	Hídrica Albufeira
3	28154,32	104,55	Hídrica Albufeira
4	26785,06	104,55	Hídrica Albufeira
5	27240,95	123,00	Gás Natural
6	27745,35	123,00	Gás Natural
7	26936,50	104,55	Hídrica Albufeira
8	30907,07	123,00	Gás Natural
9	34633,51	123,00	Gás Natural
10	35478,64	60,00	Eólica 1
11	34932,49	35,00	Solar 2
12	35335,41	20,00	Solar 1
13	35858,23	20,00	Solar 1
14	36347,95	20,00	Solar 1
15	34566,43	20,00	Solar 1
16	34076,28	20,00	Solar 1
17	34224,83	35,00	Solar 2
18	34461,63	104,55	Hídrica Albufeira
19	36252,08	123,00	Gás Natural
20	38512,96	123,00	Gás Natural
21	38893,71	123,00	Gás Natural
22	37883,90	123,00	Gás Natural
23	33895,19	123,00	Gás Natural
24	29896,11	123,00	Gás Natural

Considerando os valores da Tabela 5.1, obtém-se a Tabela 5.2 e o gráfico da Figura 5.1.

Tabela 5.2: Energia Total e preço médio para o dia 23/01/2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
791,42	86,97

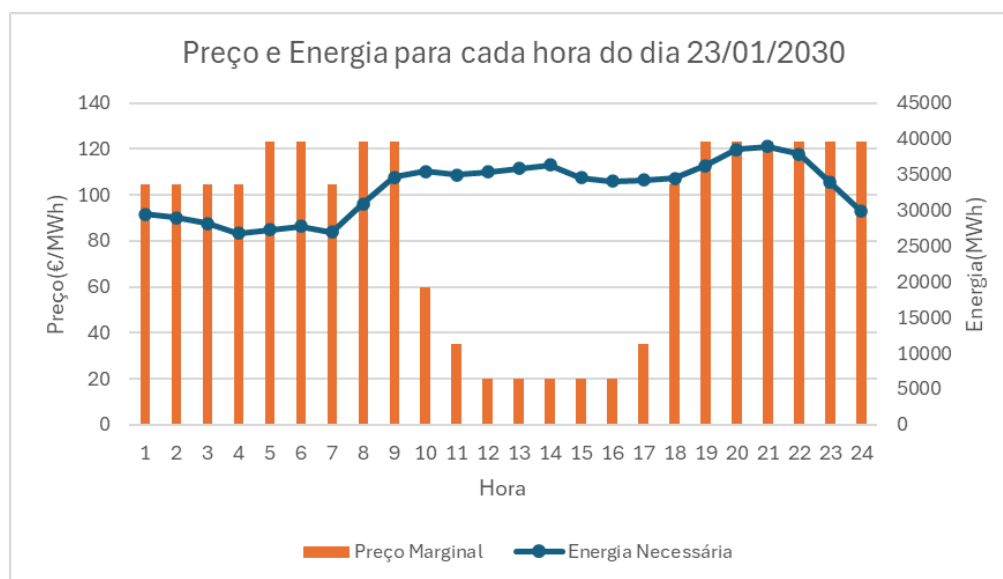


Figura 5.1: Preço e Energia do mercado para cada hora do dia 23/01/2030

A análise da Tabela 5.1 e da Figura 5.1 permite verificar que, durante as primeiras nove horas do dia, o preço marginal é determinado pelas centrais a gás natural e pelas hídricas de albufeira, fontes de produção associadas a preços mais elevados. Entre as 10 e as 17 horas, observa-se uma redução no preço marginal, que passa a ser fixado por fontes de energia renovável, nomeadamente pela produção das centrais eólica 1 e solar 1 e 2. No período entre as 18 e as 24 horas, repete-se o padrão observado nas horas iniciais do dia: o preço marginal volta a ser influenciado predominantemente pelo gás natural e pela hídrica de albufeira. O preço médio do mercado neste dia foi de 86,97 €/MWh, conforme apresentado na Tabela 5.2.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.2 e 5.3.

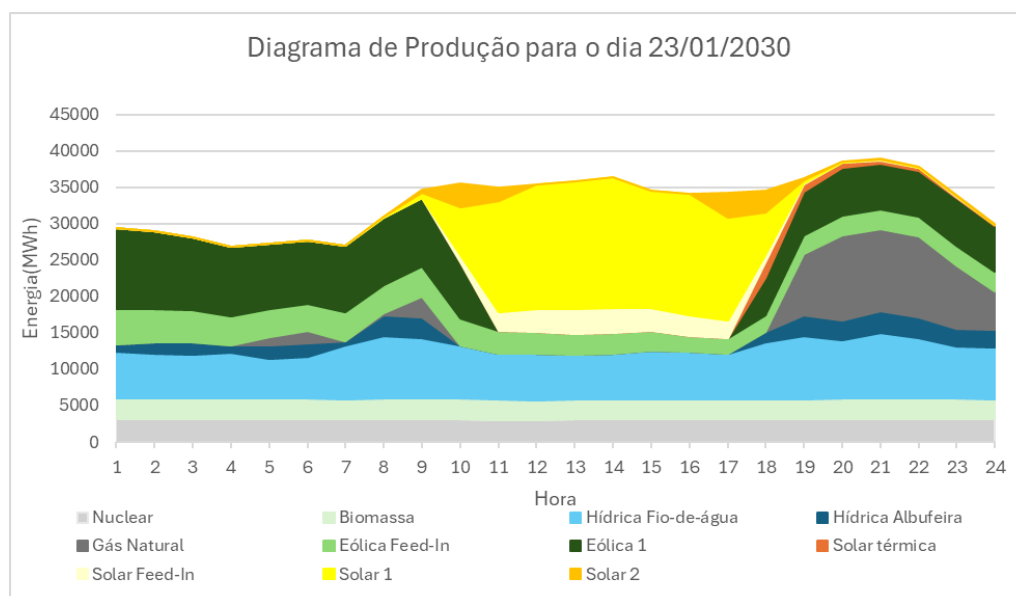


Figura 5.2: Diagrama de produção previsto para o dia 23/01/2030

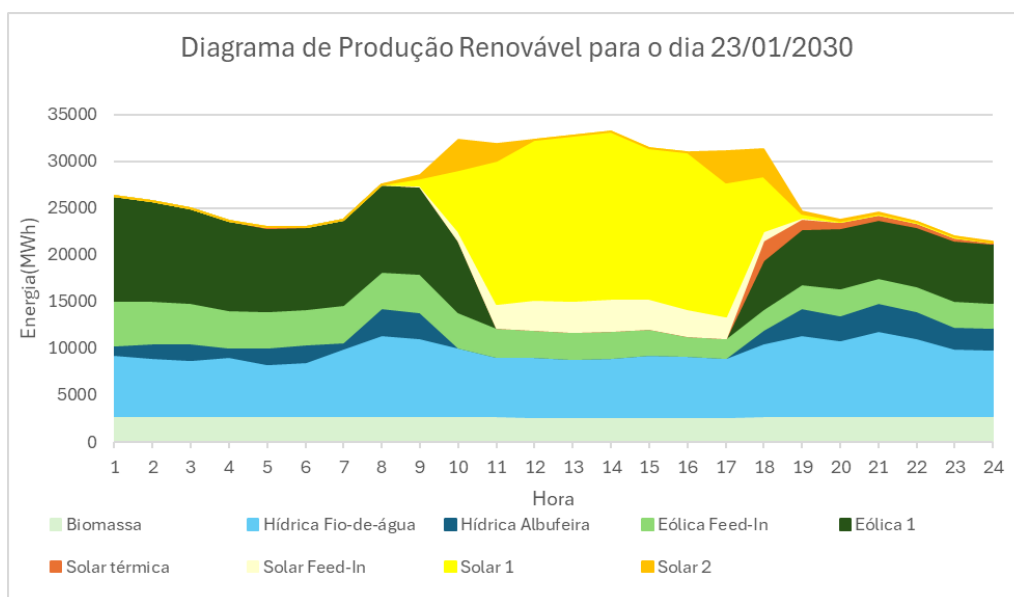


Figura 5.3: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 23/01/2030

A análise das Figuras 5.2 e 5.3 permite concluir que a produção de eletricidade a partir das centrais nucleares e de biomassa se manteve constante ao longo de todo o dia. Este comportamento é expectável, dado que estas tecnologias são tradicionalmente utilizadas como fontes de base, assegurando um fornecimento contínuo e estável de energia elétrica.

Adicionalmente, a produção hídrica proveniente de albufeira também se mantém constante nas primeiras horas do dia, registando, no entanto, picos de produção nas horas 8, 9 e 21. Estes picos refletem uma gestão flexível da produção, com resposta às necessidades da procura nesses períodos. A produção hídrica de fio de água, embora também registe ligeiros aumentos nas horas 8, 9 e 21, apresenta-se de forma geral relativamente estável, o que sugere a manutenção de um caudal fluvial constante.

Em contraste, as restantes tecnologias apresentam uma maior variabilidade ao longo do dia. No que respeita à produção solar, esta inicia-se por volta da hora 9, atingindo o seu pico por volta das 14 horas. A partir desse momento, a produção solar fotovoltaica diminui gradualmente, sendo nula a partir da hora 20, de acordo com a disponibilidade de radiação solar. A produção usando unidades solares térmicas, embora seja relativamente reduzida ao longo do dia, quando comparada com as restantes fontes, apresenta uma contribuição maior no período entre as 18 e as 22 horas.

A energia eólica está presente ao longo de todo o dia, com um pico de produção nas primeiras três horas. Contudo, entre as horas 11 e 17, período de maior produção solar, verifica-se que a necessidade de recorrer à eólica 1 foi eliminada. Após o declínio da produção solar, observa-se um novo aumento da produção eólica a partir da hora 18, que se prolonga até ao final do dia, contribuindo para compensar a diminuição da geração solar.

Por fim, a produção a partir do gás natural ajusta-se às flutuações do sistema, sendo mobilizada nos períodos de menor disponibilidade das fontes renováveis. A sua contribuição é mais acentuada

entre as horas 19 e 24, embora também se registre alguma produção nas primeiras horas do dia, ainda que em menor escala de forma a compensar a diminuição da geração solar.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.4 onde se observa a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

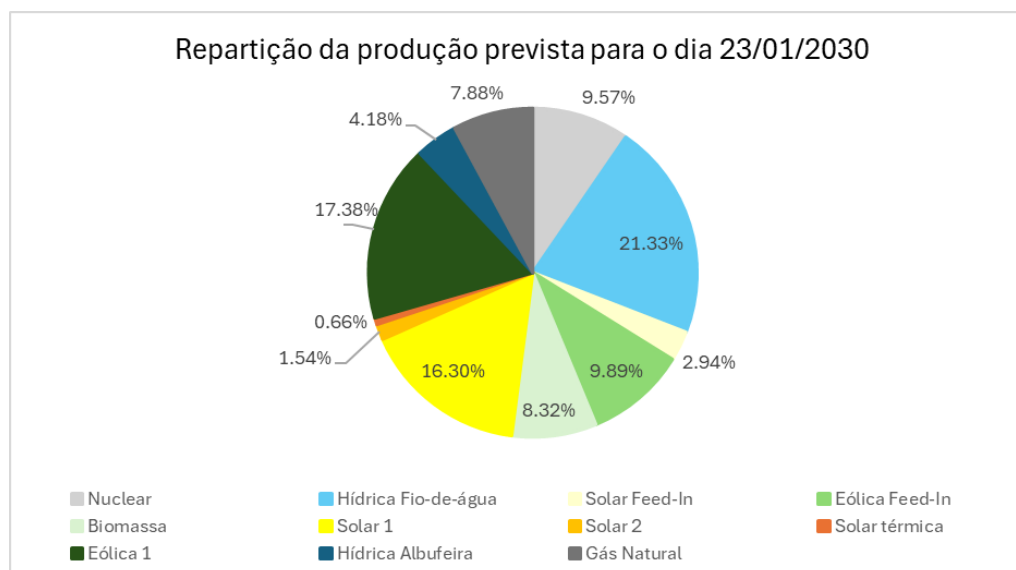


Figura 5.4: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 23/01/2030

Esta Figura evidencia um sistema fortemente dominado por fontes de energia renovável, com especial destaque para a energia eólica, solar e hídrica, que, em conjunto, representam 73,55% da produção diária de eletricidade.

A produção a partir de gás natural contribui com 7,88%, refletindo a sua utilização sobretudo nos períodos de menor disponibilidade renovável, o que revela alguma dependência residual de fontes fósseis.

A energia nuclear assume-se como a principal fonte não renovável, com um contributo de 9,57%, garantindo um fornecimento estável e contínuo ao longo do dia.

A produção a partir de biomassa, embora de menor expressão, representa 8,32% da produção diária, resultado da sua operação constante e previsível ao longo das 24 horas.

No total, 82,55% da eletricidade produzida neste dia teve origem em fontes renováveis.

Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Em seguida irá analisar-se o dia quando as unidades de dessalinização e eletrolisadores são ativadas de modo a avaliar o seu impacto. Na Tabela 5.3 observa-se a energia necessária, o preço marginal, a fonte marginal e as tecnologias ativas para cada hora deste dia.

Tabela 5.3: Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e tecnologias ativas para cada hora do dia 23/01/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal	Tecnologias Ativas
1	29959,51	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
2	29437,40	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
3	28154,32	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
4	27285,06	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
5	27240,95	123,00	Gás Natural	Nenhuma
6	27745,35	123,00	Gás Natural	Nenhuma
7	27436,50	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
8	30907,07	123,00	Gás Natural	Nenhuma
9	34633,51	123,00	Gás Natural	Nenhuma
10	35978,64	60,00	Eólica 1	Dessalinização
11	35432,49	35,00	Solar 2	Dessalinização
12	50835,41	60,00	Eólica 1	Ambas
13	51358,23	60,00	Eólica 1	Ambas
14	51847,95	60,00	Eólica 1	Ambas
15	50066,43	60,00	Eólica 1	Ambas
16	49576,28	60,00	Eólica 1	Ambas
17	34724,83	35,00	Solar 2	Dessalinização
18	34961,63	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
19	36252,08	123,00	Gás Natural	Nenhuma
20	38512,96	123,00	Gás Natural	Nenhuma
21	38893,71	123,00	Gás Natural	Nenhuma
22	37883,90	123,00	Gás Natural	Nenhuma
23	33895,19	123,00	Gás Natural	Nenhuma
24	29896,11	123,00	Gás Natural	Nenhuma

Com a Tabela 5.3, obtém-se a Tabela 5.4 e os gráficos das Figuras 5.5 e 5.6.

Tabela 5.4: Energia Total e preço médio para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
872,92	95,30

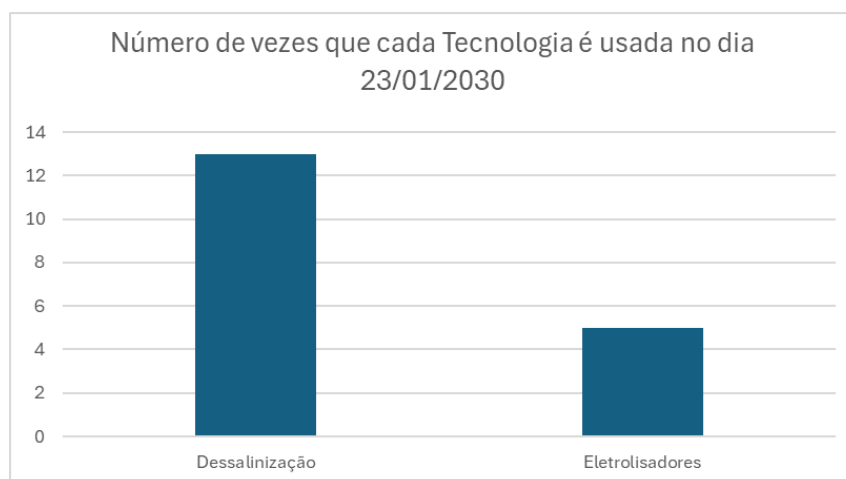


Figura 5.5: Número de horas em que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 23/01/2030

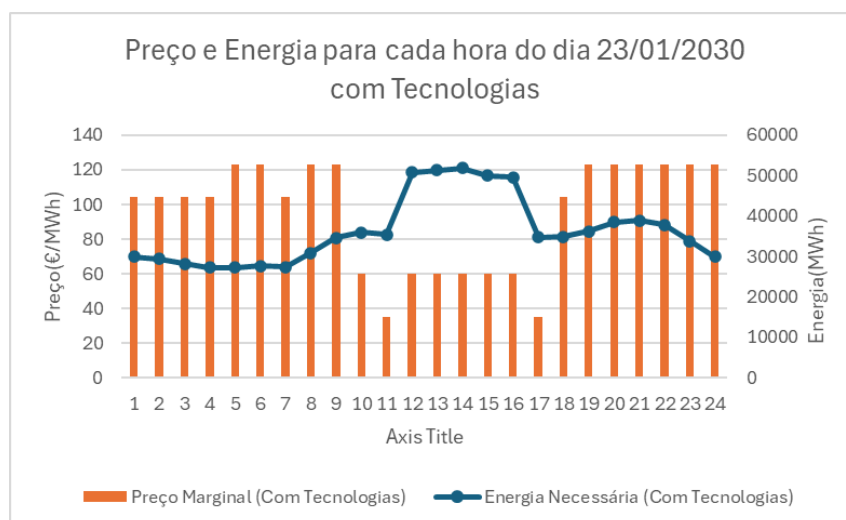


Figura 5.6: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

A análise da Tabela 5.4 e das Figuras 5.5 e 5.6 revela os impactos da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores. O principal impacto observa-se no aumento da energia total necessária, que cresce em cerca de 81,50 GWh, o que leva a um aumento do preço marginal médio diário.

Verifica-se ainda que a dessalinização está ativa durante 13 horas do dia, e os eletrolisadores durante 5 horas. Esta limitação deve-se ao facto de ambas as tecnologias só poderem ser ativas quando não é necessário recorrer ao gás natural como fonte marginal. No entanto, a dessalinização consegue operar durante mais horas porque o seu consumo energético é significativamente inferior ao dos eletrolisadores, permitindo que seja ativada sem ultrapassar os limites de capacidade das fontes renováveis disponíveis.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.7 e 5.8.

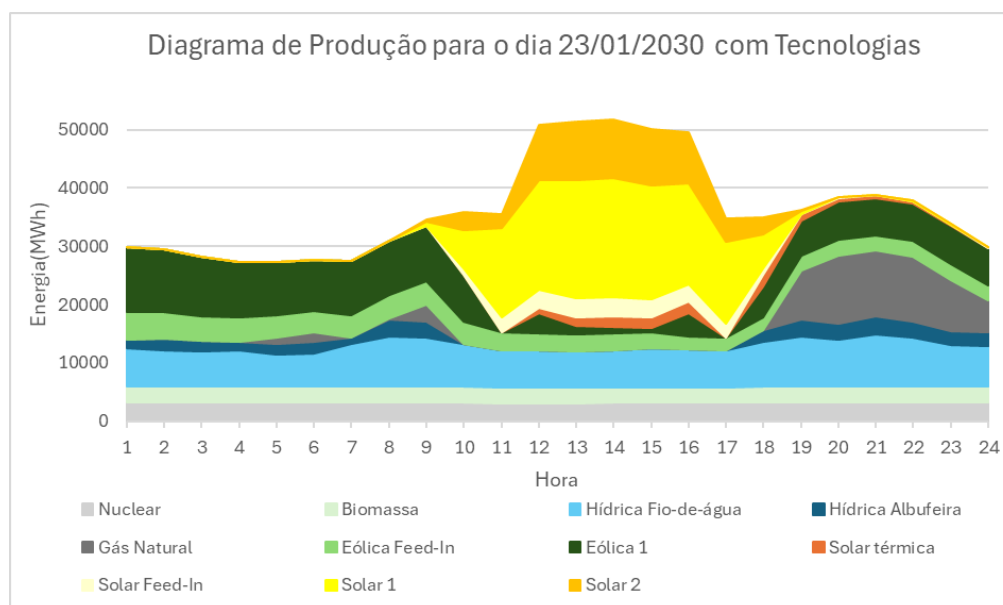


Figura 5.7: Diagrama de produção previsto para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

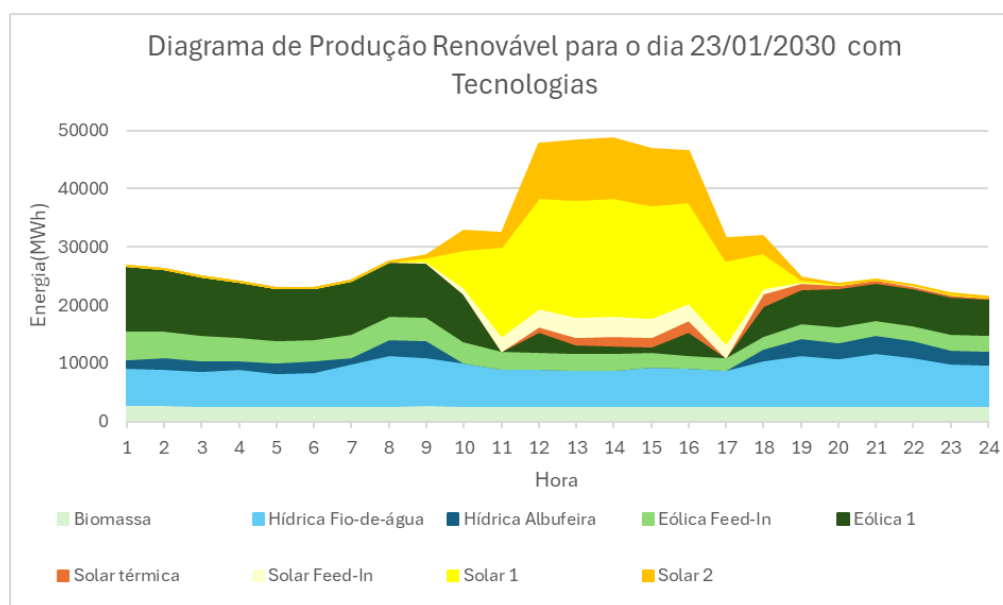


Figura 5.8: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam um padrão de produção semelhante à verificada antes da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores, com exceção de algumas horas. Nas horas 12 a 16, regista-se um aumento considerável do consumo de energia elétrica devido ao funcionamento dos eletrolisadores. Este acréscimo leva à necessidade de recorrer a fontes de produção que anteriormente não eram utilizadas, como a solar 2, a solar térmica e eólica 1 para alimentar o consumo.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.9 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

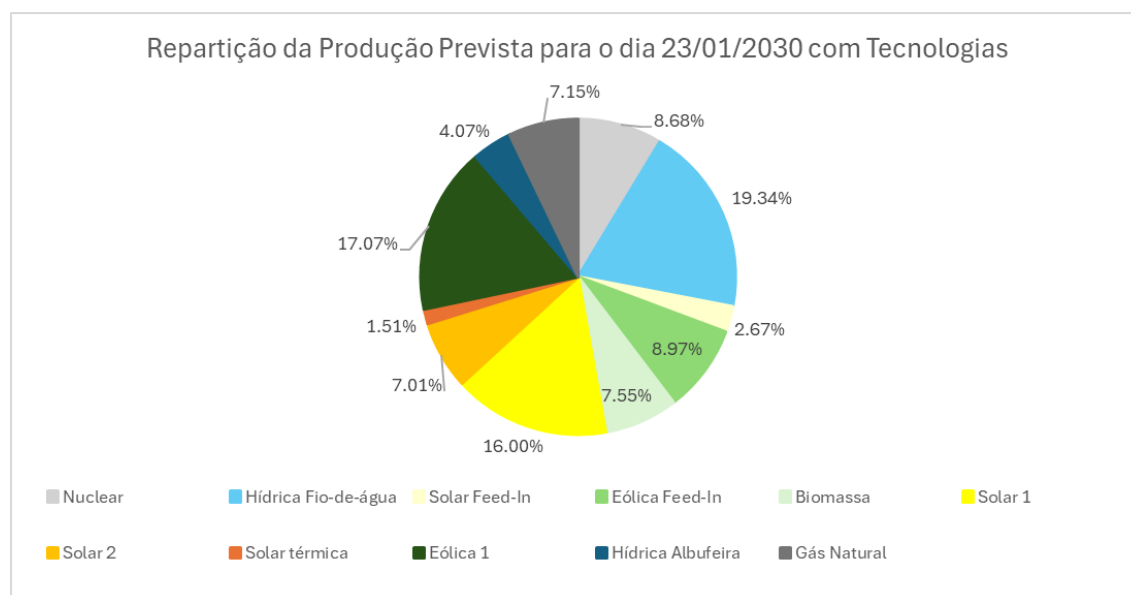


Figura 5.9: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 23/01/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Relativamente ao gráfico da repartição da produção prevista sem a utilização das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores, observa-se um aumento percentual da produção de energia elétrica solar fotovoltaica de 4,89% e da produção de solar térmica de 0,85%. As restantes fontes registam uma redução percentual na produção para este dia. No total, 84,17% da energia elétrica produzida teve origem em fontes renováveis.

Depois de se analisar o dia antes das tecnologias serem usadas e após a sua ativação, foi construída a Tabela 5.5, que compara a energia necessária, o preço médio e a energia proveniente de fontes renováveis, antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

Tabela 5.5: Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 23/01/2030

	Energia Necessária (GWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Proveniente de Renováveis (%)
Sem Tecnologias	791,42	86,97	82,54%
Com Tecnologias	872,92	95,30	84,17%

Os valores indicados nesta Tabela indicam um aumento de 10,30% na procura de energia quando se usa as tecnologias, um aumento de 9,58% no preço médio diário e um aumento de 1,63% na energia proveniente de fontes renováveis.

5.1.1.2 Dia 10 de Abril de 2030

Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

Primeiro será analisado este dia sem unidades de dessalinização e eletrolisadores. Na Tabela 5.6 observa-se a energia necessária, o preço marginal e a fonte marginal para cada hora deste dia.

Tabela 5.6: Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 10/04/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal
1	29001,17	104,55	Hídrica Albufeira
2	27062,74	104,55	Hídrica Albufeira
3	25459,86	104,55	Hídrica Albufeira
4	24979,69	104,55	Hídrica Albufeira
5	24437,67	104,55	Hídrica Albufeira
6	25128,78	104,55	Hídrica Albufeira
7	27670,29	104,55	Hídrica Albufeira
8	32475,26	123,00	Gás Natural
9	35541,68	104,55	Hídrica Albufeira
10	37528,77	35,00	Solar 2
11	37637,31	35,00	Solar 2
12	36665,36	35,00	Solar 2
13	35605,46	20,00	Solar 1
14	35107,68	20,00	Solar 1
15	34216,63	20,00	Solar 1
16	33528,83	20,00	Solar 1
17	32891,71	20,00	Solar 1
18	33155,14	35,00	Solar 2
19	34444,50	35,00	Solar 2
20	35923,87	60,00	Eólica 1
21	37722,82	104,55	Hídrica Albufeira
22	39257,04	123,00	Gás Natural
23	35652,38	104,55	Hídrica Albufeira
24	31855,70	60,00	Eólica 1

Usando os valores da Tabela 5.6, obtém-se a Tabela 5.7 e o gráfico da Figura 5.10.

Tabela 5.7: Energia total e preço médio para o dia 10/04/2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
782,70	70,27

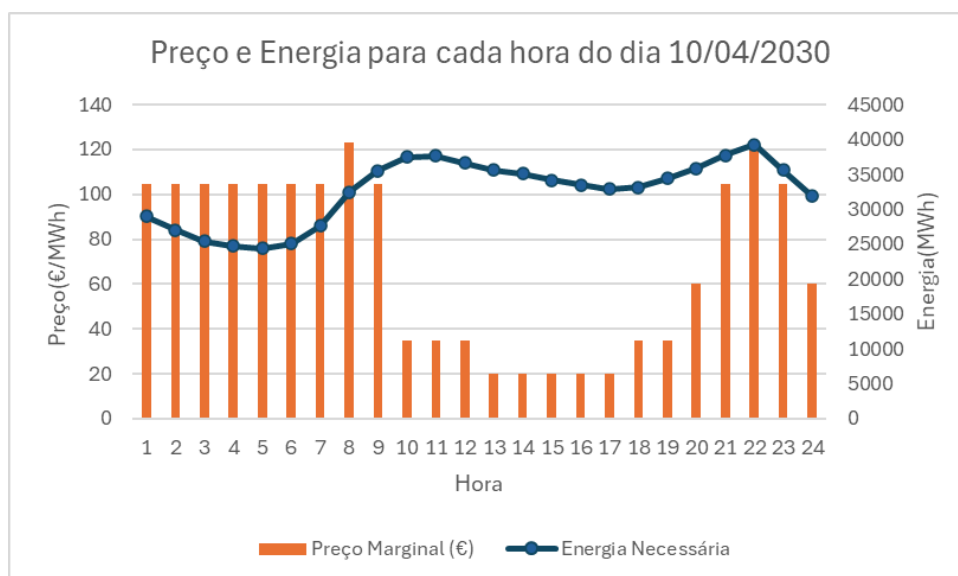


Figura 5.10: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 10/04/2030

A análise da Tabela 5.6 e da Figura 5.10 permite verificar que, durante as primeiras nove horas do dia, o preço marginal é determinado pelas hídricas de albufeira, com exceção da hora 8, em que o preço foi definido pelas centrais a gás natural. Entre as 10 e as 19 horas o preço marginal passa a ser definido pela produção de energia elétrica a partir da solar 1 e 2. No período entre as 20 e as 24 horas, o preço volta a aumentar, sendo definido por eólica 1, nas horas 20 e 24, pela hídrica de albufeira, nas horas 21 e 23 e pelo gás natural na hora 22. O preço médio do mercado neste dia foi de 70,27 €/MWh, conforme apresentado na Tabela 5.7.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.11 e 5.12.

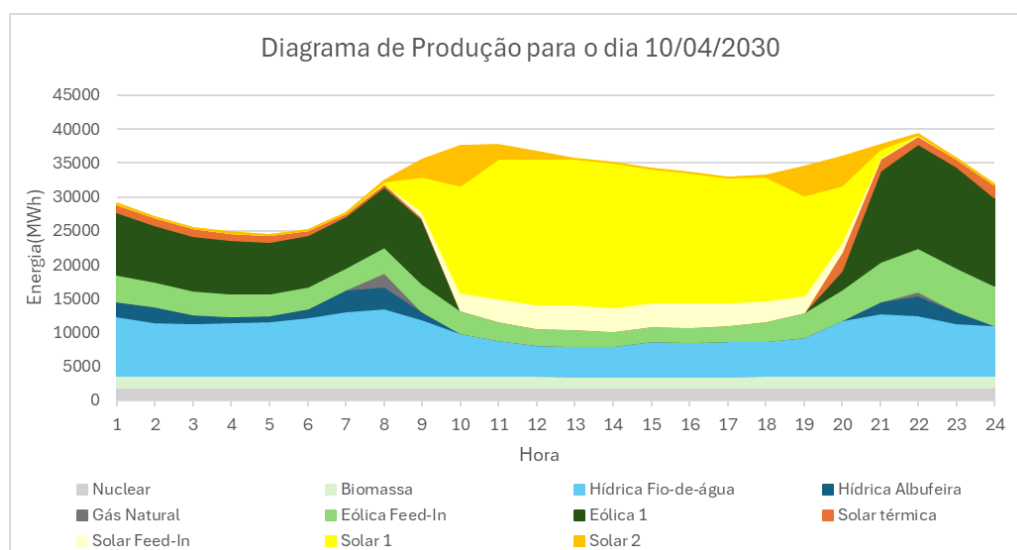


Figura 5.11: Diagrama de produção previsto para o dia 10/04/2030

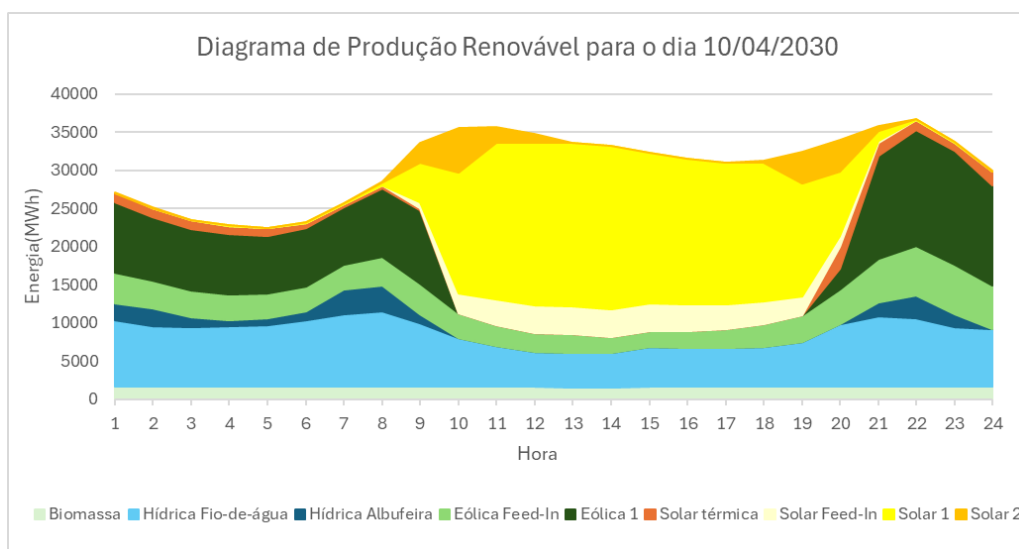


Figura 5.12: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 10/04/2030

A análise das Figuras 5.11 e 5.12 permite concluir que, mais uma vez, a produção de eletricidade a partir das centrais nucleares e de biomassa se manteve constante ao longo de todo o dia.

A produção hídrica proveniente de albufeiras varia ao longo do dia, registando picos de produção nas horas 7, 8 e 22. Estes picos, mais uma vez refletem uma gestão flexível de produção. A produção hídrica de fio de água, regista picos de produção de energia elétrica nas horas 7, 8 e 21, tendo uma diminuição de produção entre as horas 11 a 18.

A produção solar tem um papel dominante durante o período diurno, com destaque para os escalões solar 1 e solar 2. A geração inicia-se por volta das hora 9, atingindo o seu pico entre as horas 12 e 14, altura em que cobre uma parte significativa da procura. Esta fonte apresenta um perfil típico da primavera, com produção intensa nas horas centrais do dia e nula durante a noite. A produção usando unidades solares térmicas, embora seja relativamente reduzida ao longo do dia, torna-se relevante entre as horas 20 e 24, momento em que a produção solar fotovoltaica já não está disponível. Este comportamento deve-se ao facto de, durante o dia, a energia solar fotovoltaica ser suficiente para satisfazer a procura, não sendo necessário recorrer à solar térmica.

A energia eólica marca presença ao longo de todo o dia, mas a sua contribuição é mais expressiva durante as horas noturnas e de madrugada. Durante o período de maior incidência solar, a sua produção é mais reduzida, o que demonstra uma boa complementaridade entre ambas as fontes. A variabilidade da eólica é evidente, refletindo a intermitência típica desta fonte.

Por fim, a produção a partir de gás natural ajusta-se às flutuações do sistema, sendo acionada nos momentos em que a geração renovável não é suficiente para satisfazer a procura. No caso em análise, esta situação verifica-se nas horas 8 e 22, em que o gás natural atua como fonte marginal, definindo o preço de mercado da eletricidade.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.13 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

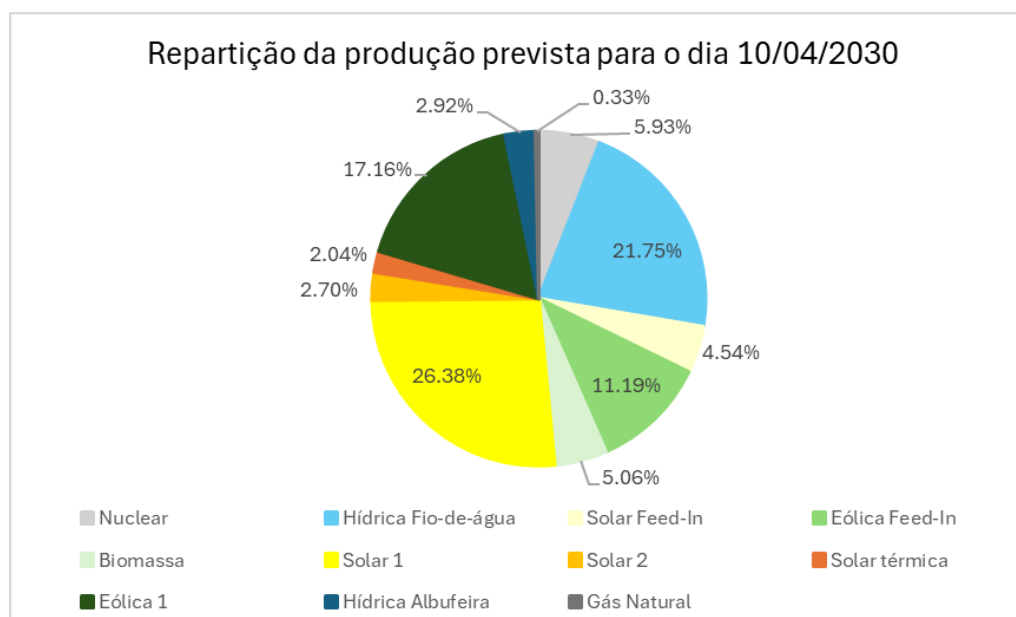


Figura 5.13: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 10/04/2030

Esta Figura evidencia um sistema fortemente dominado por fontes de energia renovável, com especial destaque para a energia eólica, solar e hídrica, que, em conjunto, representam 86,65% da produção diária de eletricidade.

A produção a partir de gás natural tem uma contribuição quase nula de 0,33%, refletindo a pouca necessidade de recorrer a esta fonte ao longo do dia.

A energia nuclear assume-se como a principal fonte não renovável, com um contributo de 5,93%, garantindo um fornecimento estável e contínuo ao longo do dia.

A produção a partir de biomassa, embora de menor expressão, representa 5,06% da produção diária, resultado da sua operação constante e previsível ao longo das 24 horas.

No total, 93,74% da eletricidade produzida neste dia teve origem em fontes renováveis.

Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Agora será analisado este dia quando as unidades de dessalinização e eletrolisadores são ativadas de modo a avaliar o seu impacto. Na Tabela 5.8 observa-se a energia necessária, o preço marginal, a fonte marginal e as tecnologias ativas para cada hora deste dia.

Tabela 5.8: Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 10/04/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal	Tecnologias Ativas
1	29501,17	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
2	27062,74	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
3	25959,86	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
4	25259,69	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
5	24937,67	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
6	25628,78	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
7	27640,56	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
8	32475,26	123,00	Gás Natural	Nenhuma
9	36041,26	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
10	38028,77	35,00	Solar 2	Dessalinização
11	53137,31	60,00	Eólica 1	Ambas
12	52165,36	60,00	Eólica 1	Ambas
13	51105,46	60,00	Eólica 1	Ambas
14	50607,68	60,00	Eólica 1	Ambas
15	49716,63	45,00	Solar Térmica	Ambas
16	49028,83	45,00	Solar Térmica	Ambas
17	48391,71	60,00	Eólica 1	Ambas
18	48655,14	60,00	Eólica 1	Ambas
19	49944,50	104,55	Hídrica Albufeira	Ambas
20	36423,87	60,00	Eólica 1	Dessalinização
21	38222,82	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
22	39257,04	123,00	Gás Natural	Nenhuma
23	36152,38	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
24	32355,70	60,00	Eólica 1	Dessalinização

Com a Tabela 5.8, obtém-se a Tabela 5.9 e os gráficos das Figuras 5.14 e 5.15.

Tabela 5.9: Energia Total e preço médio para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
927,70	83,38

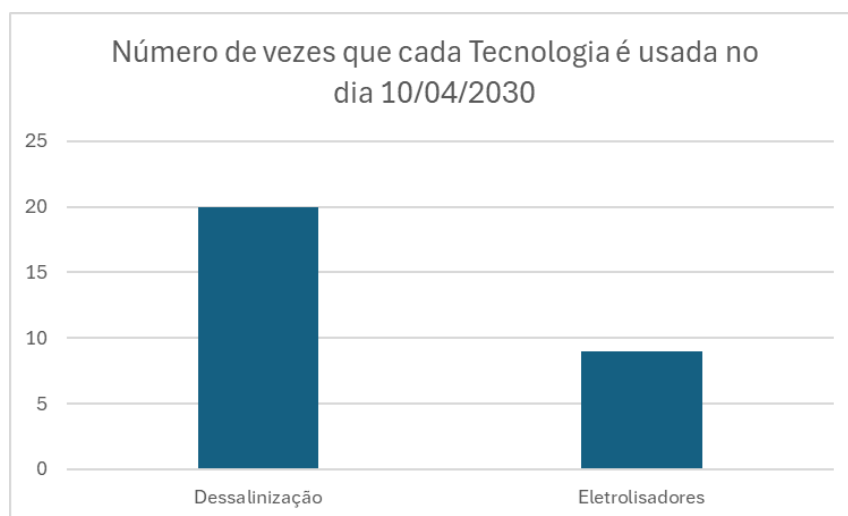


Figura 5.14: Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 10/04/2030

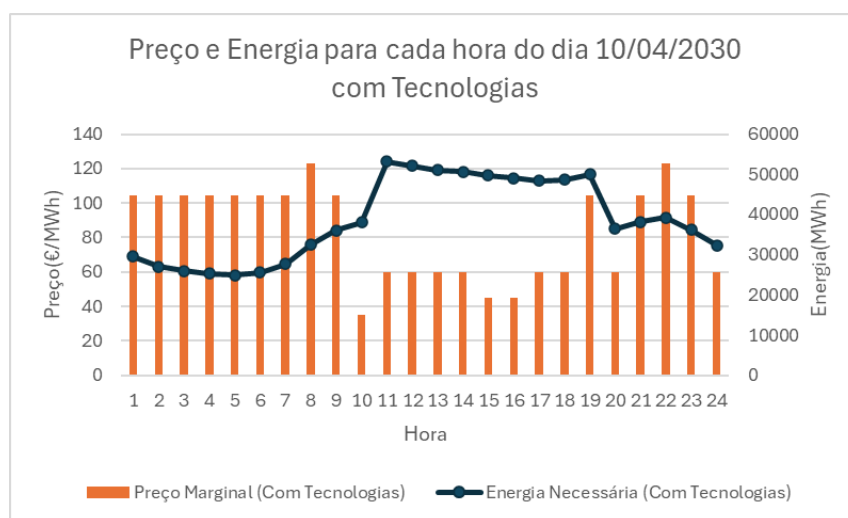


Figura 5.15: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

A análise da Tabela 5.9 e das Figuras 5.14 e 5.15 revela os impactos decorrentes da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores. O maior impacto observa-se no aumento da energia total necessária, que cresce em cerca de 145,00 GWh e no preço marginal médio diário que aumenta em 10,11 €/MWh em relação ao caso sem unidades de dessalinização e eletrolisadores.

Verifica-se ainda que a tecnologia de dessalinização está ativa durante 20 horas, demonstrando um papel relevante na flexibilidade do sistema elétrico. Já os eletrolisadores funcionaram durante 9 horas, principalmente nas horas de menor preço marginal, aproveitando a maior disponibilidade de fontes renováveis. A dessalinização consegue manter-se em funcionamento durante mais horas devido ao seu consumo energético ser consideravelmente mais baixo do que o dos eletrolisadores, o que permite a sua ativação sem exceder a capacidade disponível das fontes renováveis.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.16 e 5.17.

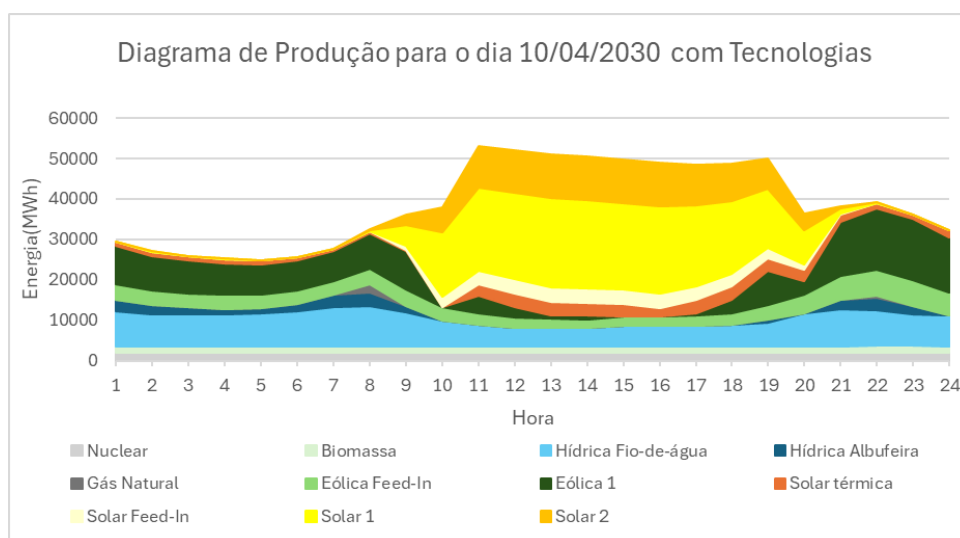


Figura 5.16: Diagrama de produção previsto para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

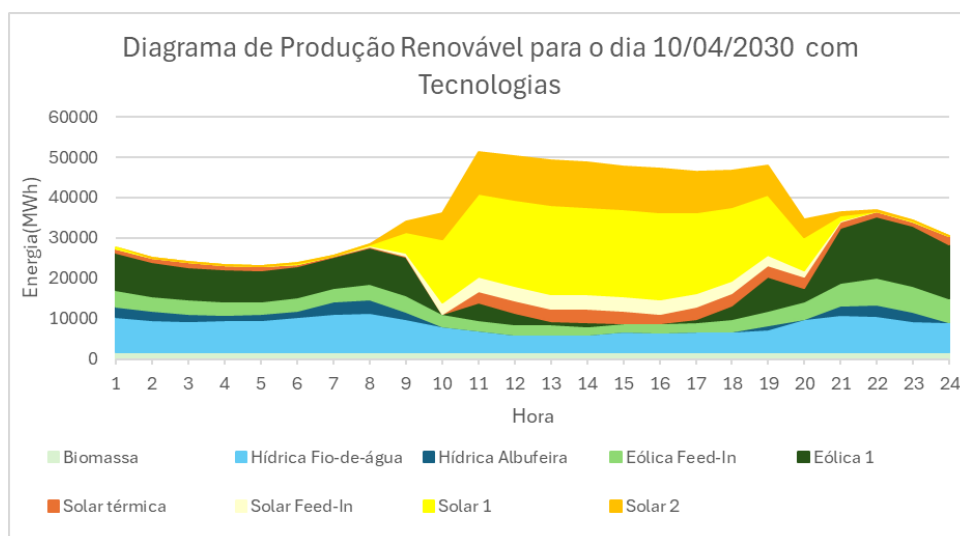


Figura 5.17: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

As Figuras 5.16 e 5.17 apresentam um padrão de produção semelhante à verificada antes da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores nas horas em que os eletrolisadores não estão ativos. Entre as horas 11 e 19, os eletrolisadores estão a funcionar, o que leva a um aumento considerável do consumo de energia elétrica. Este acréscimo torna necessário recorrer a fontes de produção que anteriormente não eram necessárias, como a solar 2, a solar térmica, a eólica 1 e a hídrica de albufeira de modo a garantir a alimentação da procura energética com as Tecnologias ativas.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.18 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

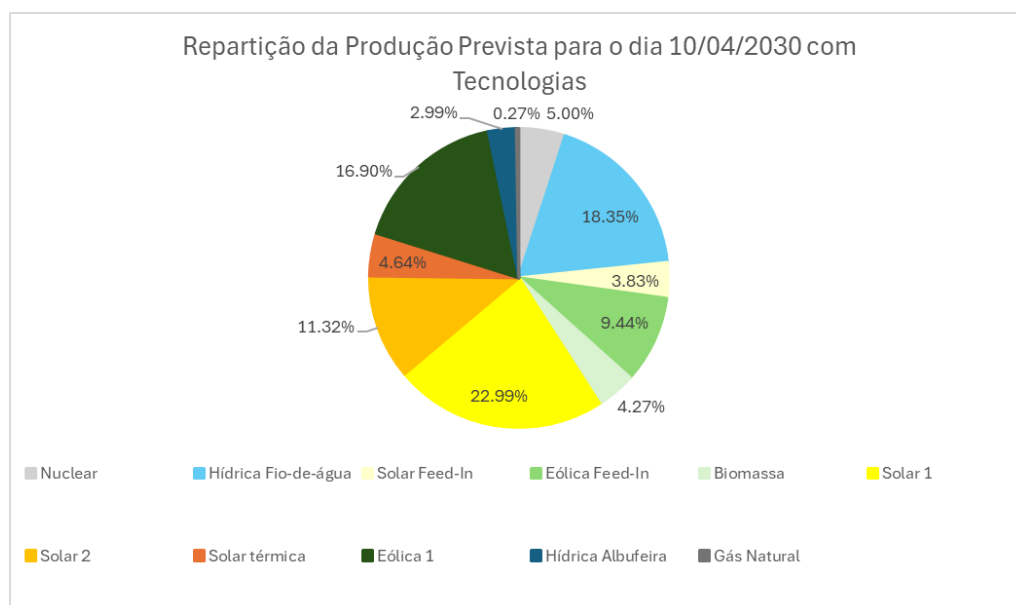


Figura 5.18: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 10/04/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Relativamente ao gráfico da repartição da produção prevista, observa-se que, com a utilização das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores, a percentagem de produção de energia elétrica solar fotovoltaica aumentou 4,51%, enquanto a solar térmica registou um acréscimo de 2,6%. As restantes fontes apresentaram uma redução percentual na produção para este dia. No total, 94,72% da energia elétrica produzida teve origem em fontes renováveis, o que indica que quase a totalidade da procura foi satisfeita com energia limpa, reduzindo significativamente a necessidade de recorrer a combustíveis fósseis.

A Tabela 5.10 apresenta uma comparação entre a energia necessária, o preço médio e a quota de energia proveniente de fontes renováveis, antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

Tabela 5.10: Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 10/04/2030

	Energia Necessária (GWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Proveniente de Renováveis (%)
Sem Tecnologias	782,70	70,27	93,74%
Com Tecnologias	927,70	83,38	94,72%

Os valores indicados nesta Tabela indicam um aumento de 18,53% na procura de energia quando se usa as tecnologias, um aumento de 18,65% no preço médio diário e um aumento de 0,98% na energia proveniente de fontes renováveis.

5.1.1.3 Dia 1 de Julho de 2030

Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

Em primeiro lugar será analisado este dia sem unidades de dessalinização e eletrolisadores. Na Tabela 5.11 observa-se a energia necessária, o preço marginal e a fonte marginal para cada hora deste dia.

Tabela 5.11: Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 01/07/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal
1	28102,06	123,00	Gás Natural
2	26759,15	123,00	Gás Natural
3	25523,49	123,00	Gás Natural
4	26740,88	123,00	Gás Natural
5	26329,46	123,00	Gás Natural
6	26828,54	123,00	Gás Natural
7	27165,09	104,55	Hídrica Albufeira
8	29120,51	104,55	Hídrica Albufeira
9	30744,49	60,00	Eólica 1
10	36737,05	35,00	Solar 2
11	40109,80	35,00	Solar 2
12	39129,78	20,00	Solar 1
13	39495,99	20,00	Solar 1
14	40509,11	20,00	Solar 1
15	40660,53	20,00	Solar 1
16	40998,83	20,00	Solar 1
17	40849,70	35,00	Solar 2
18	40882,81	35,00	Solar 2
19	41119,32	35,00	Solar 2
20	39022,11	35,00	Solar 2
21	35934,53	60,00	Eólica 1
22	35520,38	104,55	Hídrica Albufeira
23	33928,01	104,55	Hídrica Albufeira
24	30992,15	104,55	Hídrica Albufeira

Considerando os valores da Tabela 5.11, obtém-se a Tabela 5.12 e o gráfico da Figura 5.19.

Tabela 5.12: Energia total e preço médio para o dia 01/07/2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
823,20	70,45

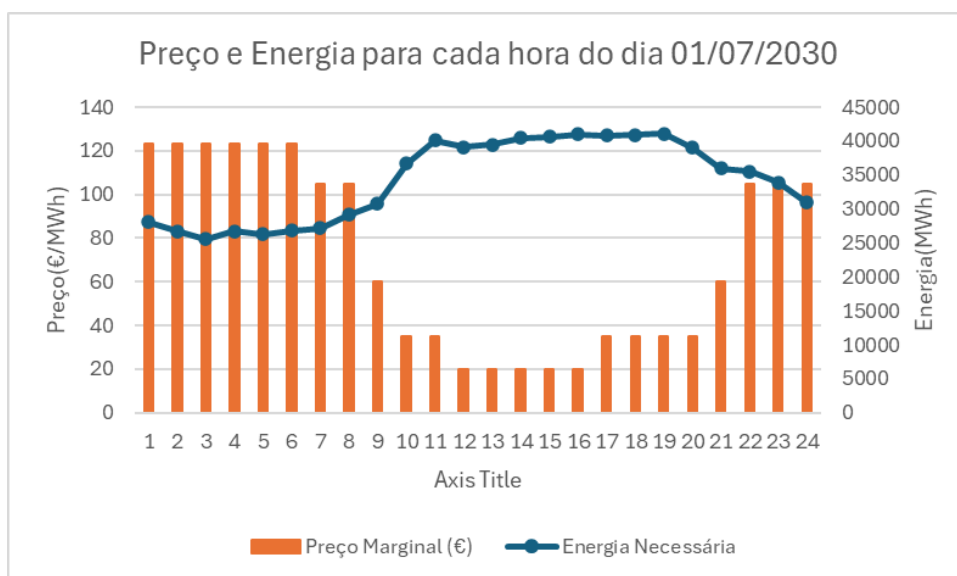


Figura 5.19: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030

A análise da Tabela 5.11 e da Figura 5.19 permite verificar que, nas primeiras seis horas do dia, o preço marginal é determinado por fontes não renováveis, nomeadamente centrais a gás natural, apesar do consumo ser inferior ao registado no restante período. A partir da hora 7, o preço passa a ser definido por fontes renováveis. Nas horas 7 e 8, são as centrais hídricas de albufeira que fixam o preço marginal. Entre as horas 9 e 20, observa-se uma redução gradual do preço, sendo este estabelecido pelas fontes solar 1, solar 2 e eólica 1. Já nas horas 21 a 24, o preço volta a subir, voltando a ser definido pela eólica 1 na hora 21 e pelas hídricas de albufeira nas restantes horas.

De acordo com a Tabela 5.12, o preço médio do mercado neste dia foi de 70,45 €/MWh.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.20 e 5.21.

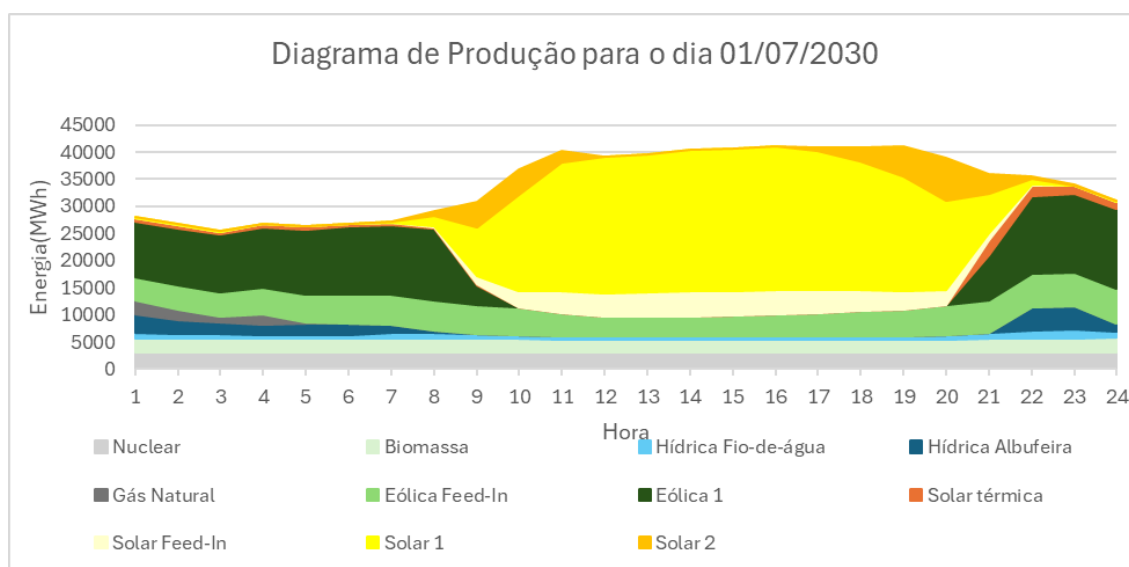


Figura 5.20: Diagrama de produção previsto para o dia 01/07/2030

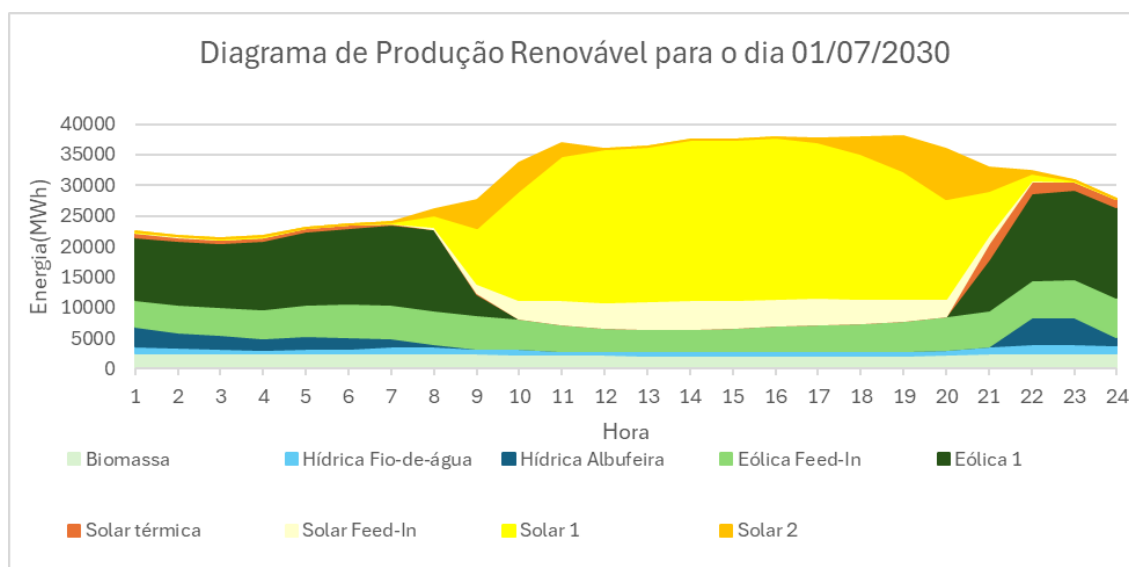


Figura 5.21: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 01/07/2030

Ao analisar as Figuras 5.20 e 5.21 observa-se que a produção de energia elétrica a partir das centrais nucleares e de biomassa se manteve constante ao longo de todo o dia.

A produção hídrica de fio de água ao longo deste dia é pequena. Isto pode ser explicado por ser um dia de verão e de não ter havido precipitação. A produção hídrica de Albufeira é usada de forma estratégica, com reforço da produção em momentos específicos do dia. Verifica-se um aumento da sua contribuição no início da manhã e no final do dia, coincidindo com períodos de menor produção solar e de preço mais elevado.

A produção solar tem um papel dominante nas horas de maior produção. A geração inicia-se por volta da hora 8, atingindo o seu pico na hora 16, altura em que produz maior parte da energia elétrica para alimentar a procura. A produção solar térmica é relativamente reduzida ao longo do dia, mas contribui nas horas 1 a 9 e nas horas 21 a 24, quando a produção solar fotovoltaica não está disponível. Este comportamento deve-se ao facto de, durante o dia, a energia solar fotovoltaica ser suficiente para satisfazer a procura, não sendo necessário recorrer à solar térmica.

As fontes eólicas têm uma presença relevante durante todo o dia, com destaque para eólica 1, que exibe maior variabilidade. A eólica *feed-in* mantém-se mais constante, com exceção das horas 22 e 23, onde a sua produção atinge o pico. A sua produção depende das condições do vento, sendo intermitente, mas importante para a matriz renovável.

Por fim, a produção através de gás natural adapta-se às variações do sistema, sendo acionada sempre que a geração renovável se revela insuficiente para cobrir a procura. No dia em estudo, esta situação ocorre entre as horas 1 e 6, período durante o qual as unidades a gás natural assumem o papel de fontes marginal.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.22 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

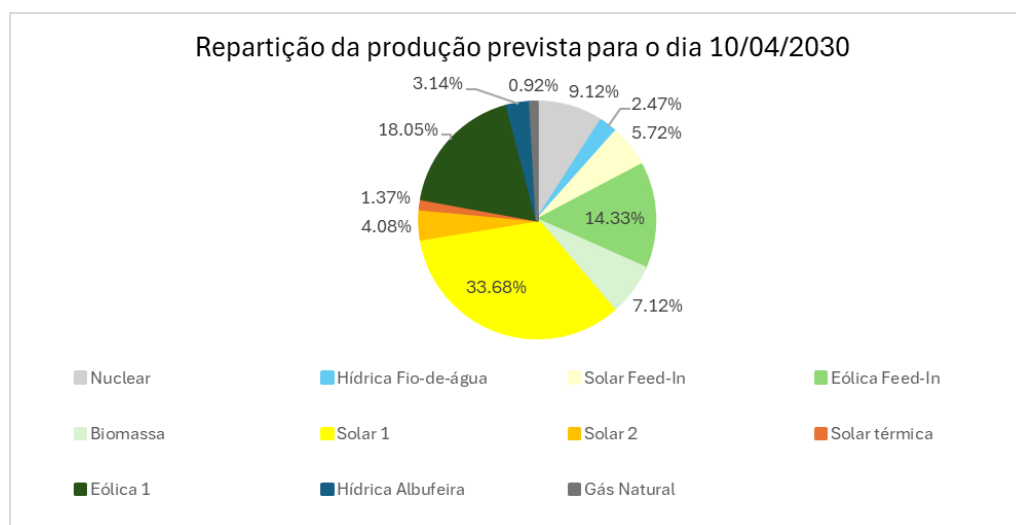


Figura 5.22: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 01/07/2030

Esta Figura evidencia um sistema predominantemente sustentado por fontes de energia renovável, com especial destaque para a energia eólica e solar, que, em conjunto, representam 75,86% da produção diária de eletricidade.

A produção hídrica registou um valor reduzido de apenas 5,61%, o que se justifica por se tratar de um dia de verão, com baixa ou nula precipitação e pouca necessidade de acionar as centrais hídricas de albufeira, excetuando os períodos de início e fim do dia.

A produção a partir de gás natural foi residual, correspondendo a apenas 0,92% do total diário. Apesar de esta fonte ter sido responsável por definir o preço de mercado nas primeiras seis horas do dia, o seu contributo efetivo em termos de energia gerada foi muito limitado.

A energia nuclear voltou a destacar-se como a fonte não renovável com maior expressão, assegurando 9,12% da produção total, graças à sua operação contínua e estável ao longo de todo o dia.

A biomassa, embora com um peso mais modesto, contribuiu com 7,12% da produção diária, resultado da sua capacidade de funcionamento constante e previsível nas 24 horas.

No total, 89,96% da eletricidade gerada neste dia teve origem em fontes renováveis, refletindo um sistema fortemente orientado para a sustentabilidade.

Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Este dia será agora analisado quando as unidades de dessalinização e eletrolisadores são ativadas de modo a avaliar o seu impacto. Na Tabela 5.13 observa-se a energia necessária, o preço marginal, a fonte marginal e as tecnologias ativas para cada hora deste dia.

Tabela 5.13: Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 01/07/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal	Tecnologias Ativas
1	28102,06	123,00	Gás Natural	Nenhuma
2	26759,15	123,00	Gás Natural	Nenhuma
3	25523,49	123,00	Gás Natural	Nenhuma
4	26740,87	123,00	Gás Natural	Nenhuma
5	26329,46	123,00	Gás Natural	Nenhuma
6	26828,54	123,00	Gás Natural	Nenhuma
7	27665,09	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
8	29620,51	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização
9	31244,41	60,00	Eólica 1	Dessalinização
10	52237,05	60,00	Eólica 1	Ambas
11	55609,80	60,00	Eólica 1	Ambas
12	54629,78	45,00	Solar Térmica	Ambas
13	54995,99	45,00	Solar Térmica	Ambas
14	56009,11	45,00	Solar Térmica	Ambas
15	56160,69	45,00	Solar Térmica	Ambas
16	56498,83	45,00	Solar Térmica	Ambas
17	56349,70	45,00	Solar Térmica	Ambas
18	56382,81	60,00	Eólica 1	Ambas
19	56619,32	60,00	Eólica 1	Ambas
20	54522,11	60,00	Eólica 1	Ambas
21	36434,53	60,00	Eólica 1	Dessalinização
22	35520,38	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
23	33928,01	104,55	Hídrica Albufeira	Nenhuma
24	31492,15	104,55	Hídrica Albufeira	Dessalinização

Considerando os valores da Tabela 5.13, obtém-se a Tabela 5.14 e os gráficos das Figuras 5.23 e 5.24.

Tabela 5.14: Energia total e preço médio para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
996,20	81,28

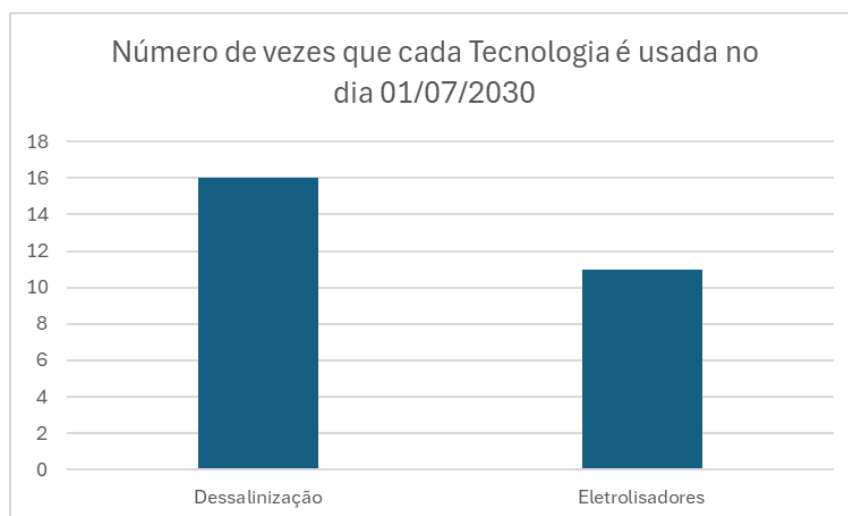


Figura 5.23: Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 01/07/2030

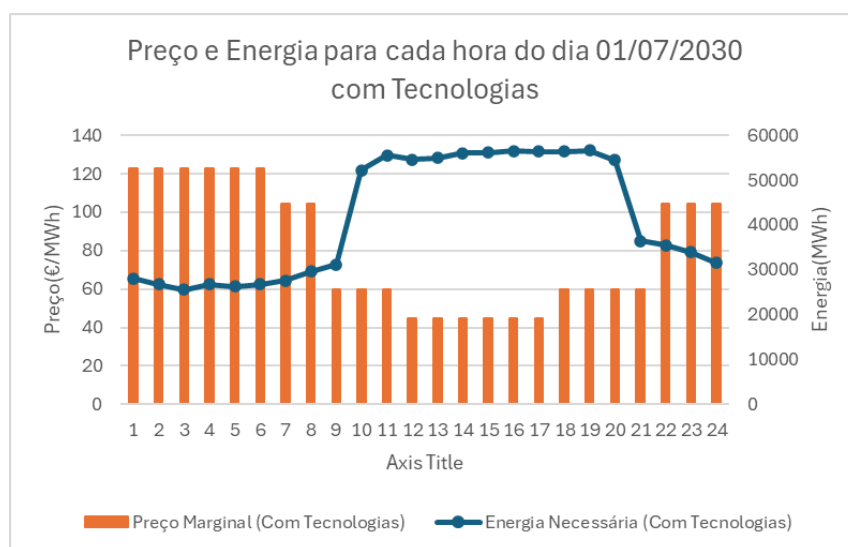


Figura 5.24: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

A análise da Tabela 5.14 e das Figuras 5.23 e 5.24 evidencia os efeitos da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores. O impacto mais significativo verifica-se no aumento da energia total necessária, que cresce cerca de 173,00 GWh, e no acréscimo do preço marginal médio diário, que sobe 10,83 €/MWh face ao cenário sem estas tecnologias.

Constata-se também que a tecnologia de dessalinização esteve ativa durante 16 horas, assumindo um papel importante na flexibilidade do sistema. Por sua vez, os eletrolisadores operaram durante 11 horas, concentrando-se sobretudo nos períodos de menor preço marginal, aproveitando a elevada disponibilidade de energia renovável, em especial de origem solar fotovoltaica.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.25 e 5.26.

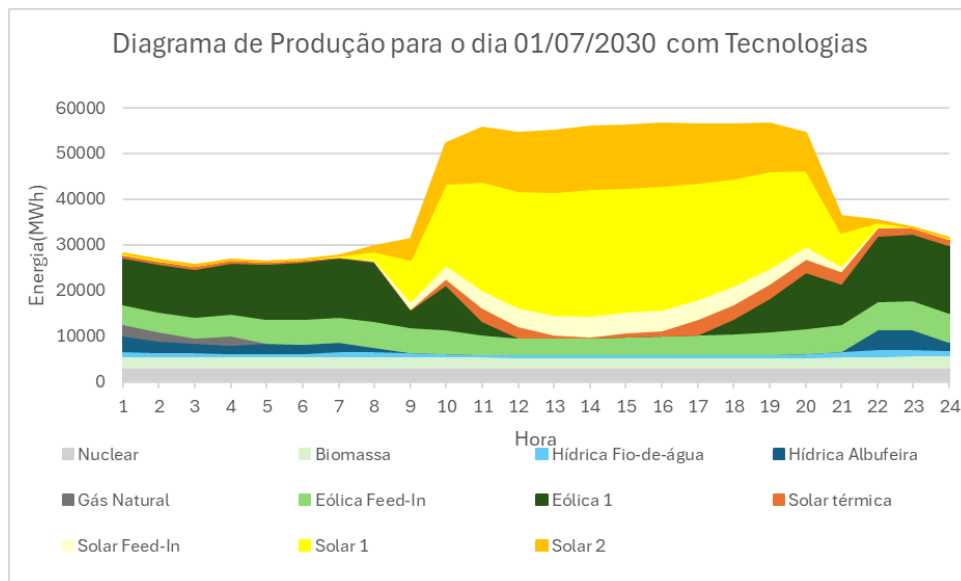


Figura 5.25: Diagrama de produção previsto para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

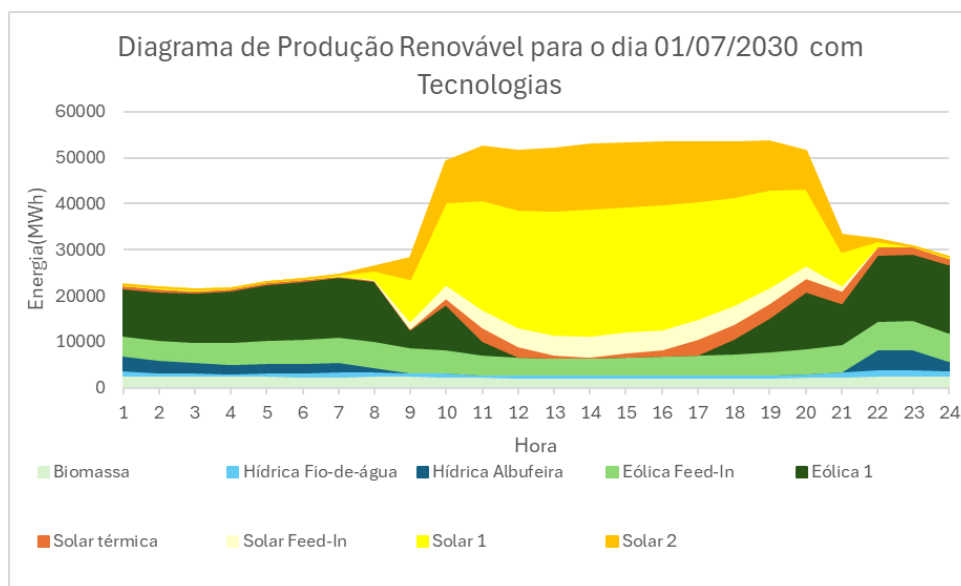


Figura 5.26: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

As Figuras 5.25 e 5.26 apresentam um padrão de produção semelhante à verificada antes da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores nas horas em que os eletrolisadores não estão ativos. Entre as horas 10 e 20, tanto as unidades de dessalinização como os eletrolisadores estão a funcionar, o que leva a um aumento considerável do consumo de energia elétrica. Este acréscimo torna necessário recorrer a fontes de produção renovável que anteriormente não eram necessárias, como a solar 2 em algumas das horas, a solar térmica e a eólica 1 de modo a conseguir ter as unidades de dessalinização e os eletrolisadores a funcionar.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.27 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

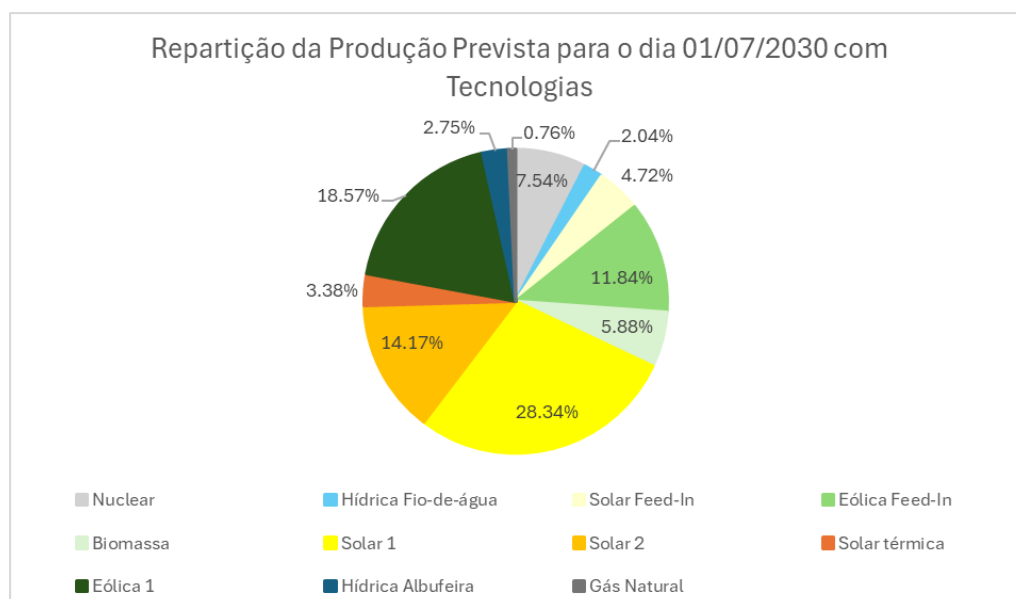


Figura 5.27: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Relativamente ao gráfico da repartição da produção prevista, observa-se que com a ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores, a produção percentual de energia elétrica solar fotovoltaica aumentou 3,76%, sendo que a contribuição da solar 2 aumentou 10,09% para a totalidade da produção diária. A solar térmica registou um acréscimo de 2,01%. As restantes fontes apresentaram uma redução percentual na produção para este dia. No total, 91,70% da energia elétrica produzida teve origem em fontes renováveis, o que significa que houve pouca produção de energia a partir de fontes não renováveis.

A Tabela 5.15 apresenta uma comparação entre a energia necessária, o preço médio e a quota de energia proveniente de fontes renováveis, antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

Tabela 5.15: Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 01/07/2030

	Energia Necessária (GWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Proveniente de Renováveis (%)
Sem Tecnologias	823,20	70,45	89,96%
Com Tecnologias	996,20	81,28	91,70%

Os valores indicados nesta Tabela indicam um aumento de 21,02% na procura de energia quando se usa as tecnologias, um aumento de 15,38% no preço médio diário e um aumento de 1,74% na energia proveniente de fontes renováveis.

5.1.1.4 Dia 7 de Novembro de 2030

Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

Em primeiro lugar será analisado este dia sem unidades de dessalinização e eletrolisadores. Na Tabela 5.16 observa-se a energia necessária, o preço marginal e a fonte marginal para cada hora deste dia.

Tabela 5.16: Energia necessária, preço marginal e fonte marginal para cada hora do dia 07/11/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal
1	28616,68	123,00	Gás Natural
2	26826,23	123,00	Gás Natural
3	25980,53	123,00	Gás Natural
4	25097,39	123,00	Gás Natural
5	24844,76	123,00	Gás Natural
6	25403,58	123,00	Gás Natural
7	27709,08	123,00	Gás Natural
8	31660,79	123,00	Gás Natural
9	34297,81	123,00	Gás Natural
10	34157,75	35,00	Solar 2
11	34413,55	20,00	Solar 1
12	34735,14	20,00	Solar 1
13	35008,64	20,00	Solar 1
14	35224,42	20,00	Solar 1
15	34753,56	20,00	Solar 1
16	34445,08	35,00	Solar 2
17	34843,67	60,00	Eólica 1
18	35416,02	123,00	Gás Natural
19	37617,30	123,00	Gás Natural
20	38663,96	123,00	Gás Natural
21	39442,16	123,00	Gás Natural
22	37553,10	123,00	Gás Natural
23	33321,98	123,00	Gás Natural
24	30446,43	123,00	Gás Natural

Considerando os valores da Tabela 5.16, obtém-se a Tabela 5.17 e o gráfico da Figura 5.28.

Tabela 5.17: Energia total e preço médio para o dia 07/11/2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
780,48	91,58

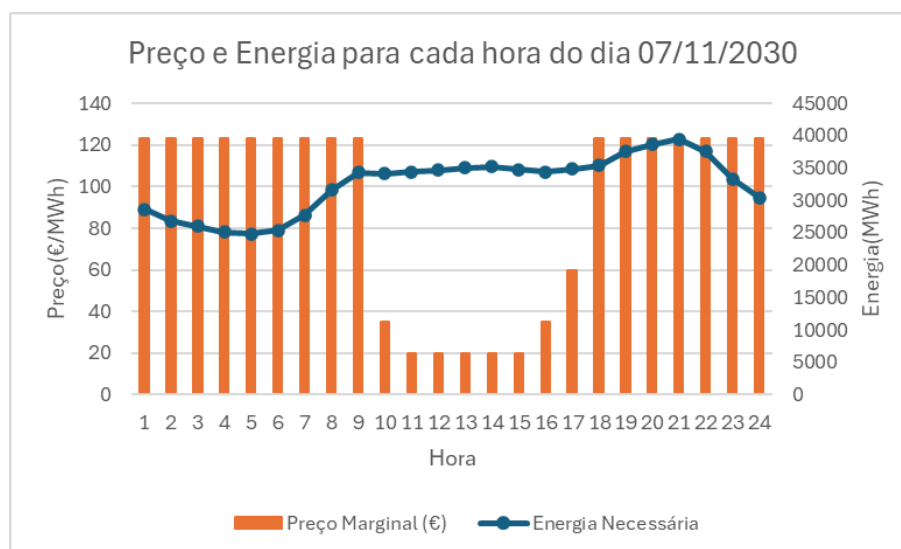


Figura 5.28: Preço e energia do mercado para cada hora do dia 07/11/2030

A análise da Tabela 5.16 e da Figura 5.28 permite verificar que, nas primeiras 9 horas do dia, o preço marginal é determinado por centrais a gás natural.

A partir da hora 10, o preço passa a ser definido por fontes renováveis. Em concreto, nas horas 10 e 16, a tecnologia marginal é a solar 2. Entre as horas 11 e 15, é a solar 1 que define o preço, enquanto na hora 17 essa função é desempenhada pela eólica 1.

A partir das 18 horas e até ao final do dia, repete-se o cenário das primeiras horas: as centrais a gás natural voltam a ser necessárias para satisfazer a procura, voltando assim a ser a fonte marginal que determina o preço de mercado.

De acordo com a Tabela 5.17, o preço médio do mercado neste dia foi de 91,58 €/MWh.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.29 e 5.30.

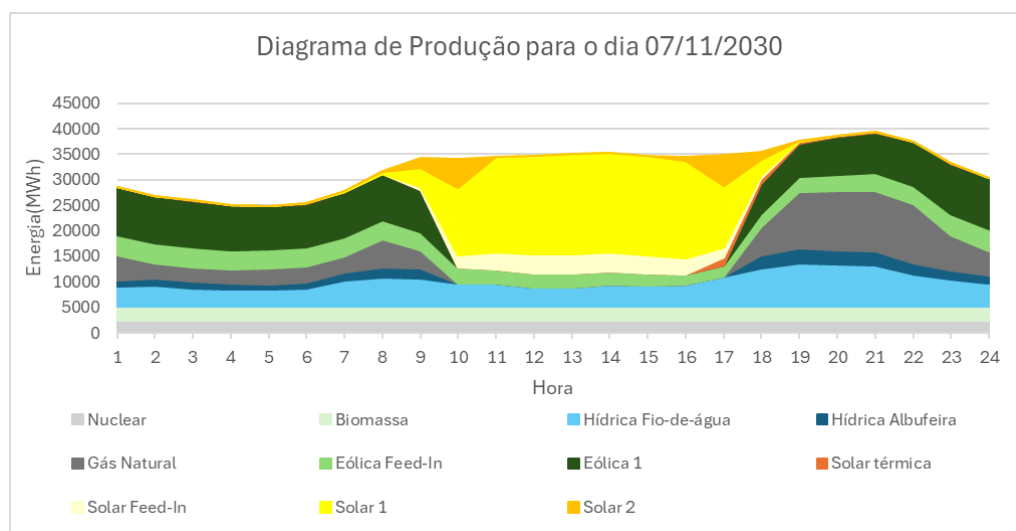


Figura 5.29: Diagrama de produção previsto para o dia 07/11/2030

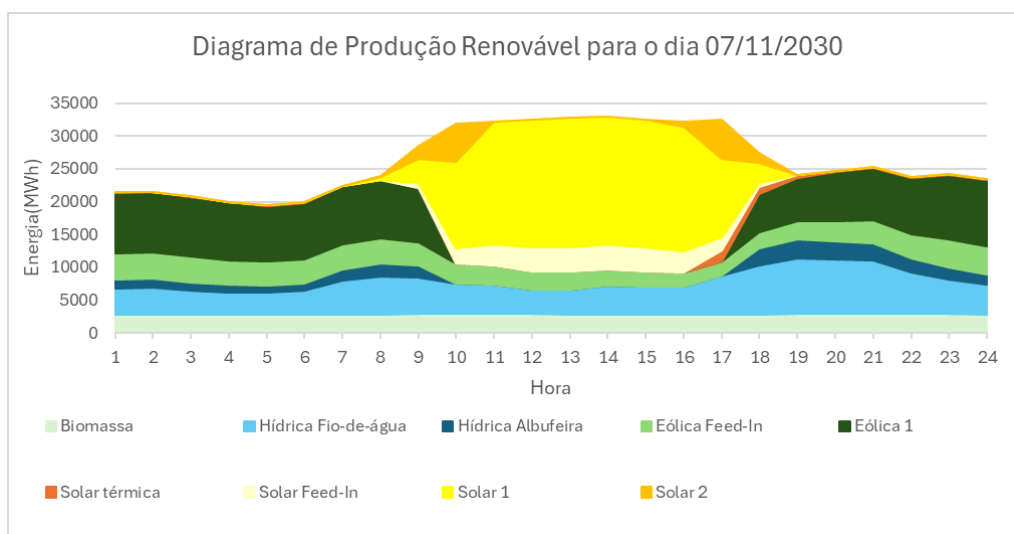


Figura 5.30: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 07/11/2030

A análise das Figuras 5.29 e 5.30 permite concluir que a produção de eletricidade a partir das centrais nucleares e de biomassa se manteve constante ao longo de todo o dia.

A produção hídrica varia ao longo do dia. A hídrica de fio de água mantém-se em operação contínua durante todo o período, atingindo o seu pico entre as horas 19 e 21. Por sua vez, a produção hídrica proveniente de albufeiras é gerida de forma estratégica, com um reforço na produção no início e no final do dia, coincidindo com os períodos de menor produção solar. Tal como a hídrica de fio de água, também esta atinge o seu pico entre as horas 19 e 21.

A produção solar assume um papel dominante nas horas de maior irradiação. A produção tem início por volta da hora 9, alcançando o seu pico entre as horas 13 e 14, período em que é responsável por grande parte da energia elétrica necessária para satisfazer a procura. A produção das unidades solares térmicas é residual ao longo do dia, mas regista alguma contribuição nas horas 17 e 18. Este comportamento deve-se ao facto de, nas horas de maior potencial para a solar térmica, a produção fotovoltaica ser suficiente para cumprir com a procura.

As fontes eólicas têm uma presença relevante ao longo de todo o dia, com especial destaque para a eólica 1, que desempenha um papel fundamental no fornecimento de energia durante grande parte do dia. A eólica *feed-in* apresenta maior produção nos início e fim do dia, atingindo o pico nas horas 23 e 24.

Por fim, a produção a partir de gás natural ajusta-se às necessidades do sistema, sendo acionada sempre que a geração renovável se revela insuficiente para satisfazer a procura. No caso em análise, esta situação verifica-se entre as horas 1 e 9, e novamente entre as horas 18 e 24, período em que o gás natural assume o papel de fonte marginal e regista uma elevada produção de energia elétrica.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.31 onde se vê a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

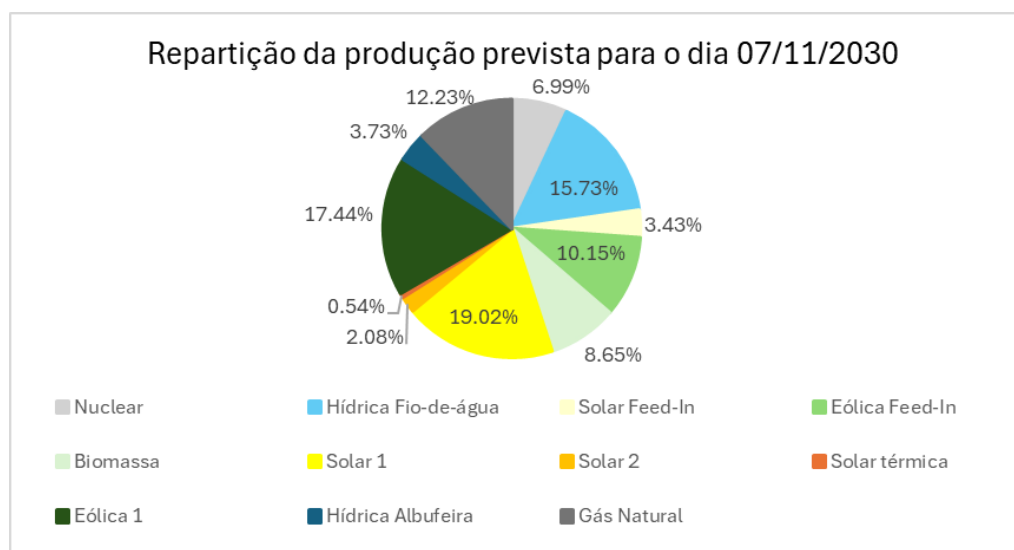


Figura 5.31: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 07/11/2030

Esta Figura evidencia um sistema predominantemente sustentado por fontes de energia renovável, com especial destaque para a energia eólica, solar e hídrica, que, em conjunto, representam 71,59% da produção diária de eletricidade.

A produção a partir de gás natural foi significativa, correspondendo a 12,23% do total diário. Esta fonte foi responsável por definir o preço de mercado durante as primeiras 9 horas do dia e novamente nas últimas 7 horas, tendo, assim, um contributo efetivo considerável tanto na formação de preços como na geração de energia elétrica. Representou, ainda, a maior contribuição entre as fontes não renováveis ao longo do dia.

A energia nuclear assegurou 9,12% da produção total, graças à sua operação contínua e estável ao longo de todo o dia.

A biomassa, embora com um peso mais modesto, contribuiu com 8,65% da produção diária, resultado da sua capacidade de funcionamento constante e previsível nas 24 horas.

No total, 80,78% da eletricidade gerada neste dia teve origem em fontes renováveis, refletindo um sistema fortemente orientado para a sustentabilidade.

Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Agora será analisado este dia quando as unidades de dessalinização e eletrolisadores são ativadas de modo a avaliar o seu impacto. Na Tabela 5.18 observa-se a energia necessária, o preço marginal, a fonte marginal e as tecnologias ativas para cada hora deste dia.

Tabela 5.18: Energia necessária, preço marginal, fonte marginal e Tecnologias ativas para cada hora do dia 07/11/2030

Hora	Energia Necessária (MWh)	Preço Marginal (€/MWh)	Fonte Marginal	Tecnologias Ativas
1	28616,68	123,00	Gás Natural	Nenhuma
2	26826,23	123,00	Gás Natural	Nenhuma
3	25980,53	123,00	Gás Natural	Nenhuma
4	25097,39	123,00	Gás Natural	Nenhuma
5	24844,76	123,00	Gás Natural	Nenhuma
6	25403,58	123,00	Gás Natural	Nenhuma
7	27709,08	123,00	Gás Natural	Nenhuma
8	31660,79	123,00	Gás Natural	Nenhuma
9	34297,81	123,00	Gás Natural	Nenhuma
10	34657,75	35,00	Solar 2	Dessalinização
11	49913,55	60,00	Eólica 1	Ambas
12	50235,14	60,00	Eólica 1	Ambas
13	50508,64	45,00	Solar Térmica	Ambas
14	50724,42	45,00	Solar Térmica	Ambas
15	50253,56	60,00	Eólica 1	Ambas
16	49945,08	60,00	Eólica 1	Ambas
17	35343,67	60,00	Eólica 1	Dessalinização
18	35416,02	123,00	Gás Natural	Nenhuma
19	37617,30	123,00	Gás Natural	Nenhuma
20	38663,96	123,00	Gás Natural	Nenhuma
21	39442,16	123,00	Gás Natural	Nenhuma
22	37553,10	123,00	Gás Natural	Nenhuma
23	33321,98	123,00	Gás Natural	Nenhuma
24	30446,43	123,00	Gás Natural	Nenhuma

Com a Tabela 5.18, obtém-se a Tabela 5.19 e os gráficos das Figuras 5.32 e 5.33.

Tabela 5.19: Energia total e preço médio para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
874,48	99,71

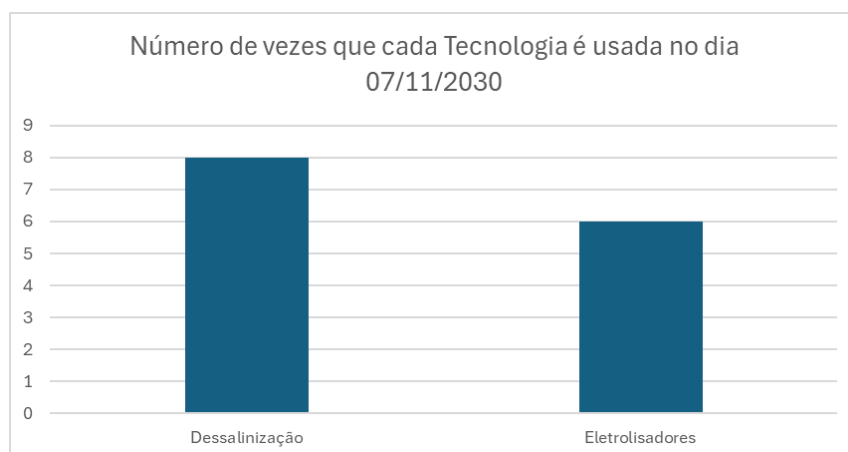


Figura 5.32: Número de horas que cada Tecnologia é utilizada ao longo do dia 07/11/2030

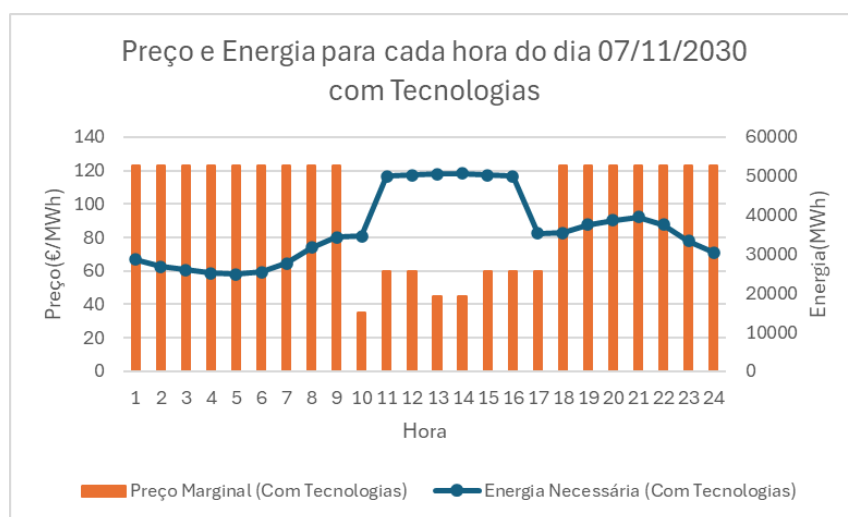


Figura 5.33: Preço e Energia do mercado para cada hora do dia 01/07/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

A análise da Tabela 5.19 e das Figuras 5.32 e 5.33 evidencia os efeitos decorrentes da ativação das unidades de dessalinização e os eletrolisadores no mercado de eletricidade. Os impactos mais significativos são o aumento da energia total necessária, que cresce cerca de 94,00 GWh, e no acréscimo do preço marginal médio diário, que sobe 8,13 €/MWh face ao cenário sem as tecnologias ativas.

Constata-se igualmente que a tecnologia de dessalinização esteve ativa durante 8 horas, enquanto os eletrolisadores operaram durante 6 horas. A dessalinização funcionou entre as horas 10 e 17, e os eletrolisadores entre as horas 11 e 16. Neste dia, não foi possível prolongar o funcionamento destas tecnologias para além desses períodos, uma vez que, nas restantes horas, a produção de energia teria de ser assegurada por centrais a gás natural.

De seguida, procede-se à análise da produção ao longo do dia, com base nas Figuras 5.34 e 5.35.

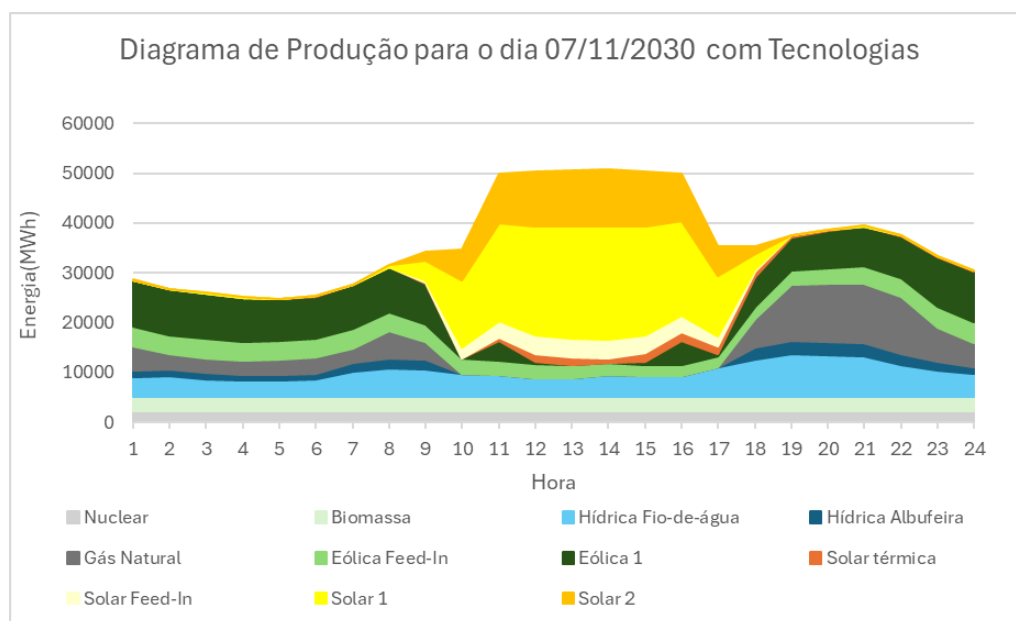


Figura 5.34: Diagrama de produção previsto para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

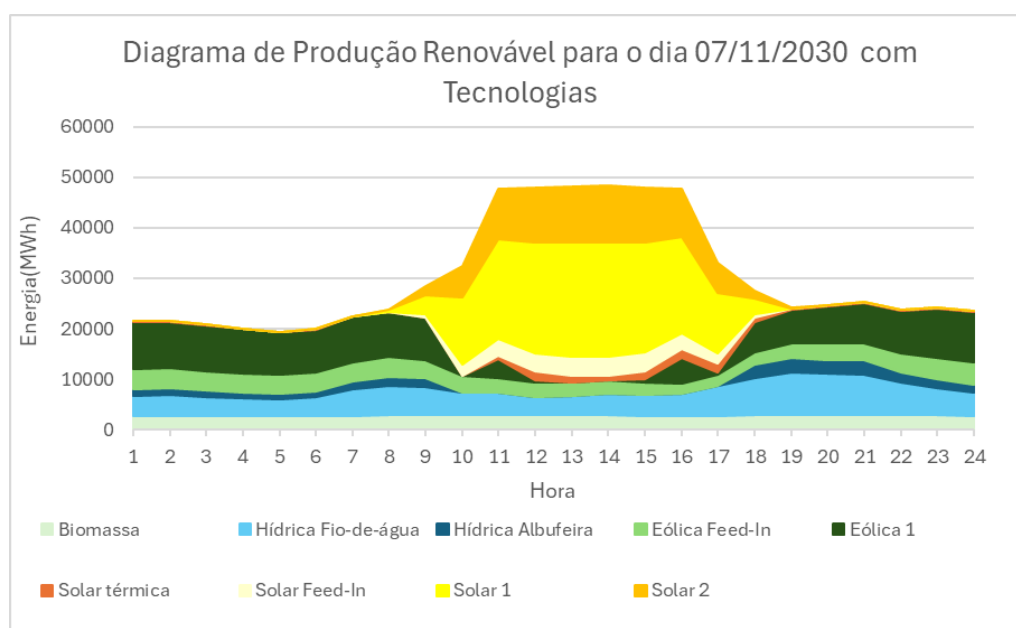


Figura 5.35: Diagrama de produção renovável previsto para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

As Figuras 5.34 e 5.35 apresentam um padrão de produção semelhante à verificada antes da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores nas horas em que os eletrolisadores não estão ativos. Entre as horas 11 a 16, tanto as unidades de dessalinização como os eletrolisadores estão a funcionar, o que leva a um aumento considerável do consumo de energia elétrica. Este acréscimo torna necessário recorrer a fontes de produção renovável que anteriormente não eram

necessárias, como a solar 2, a solar térmica e a eólica 1 de modo a conseguir assegurar a operação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

A repartição desta produção encontra-se na Figura 5.36 onde se verifica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para este dia.

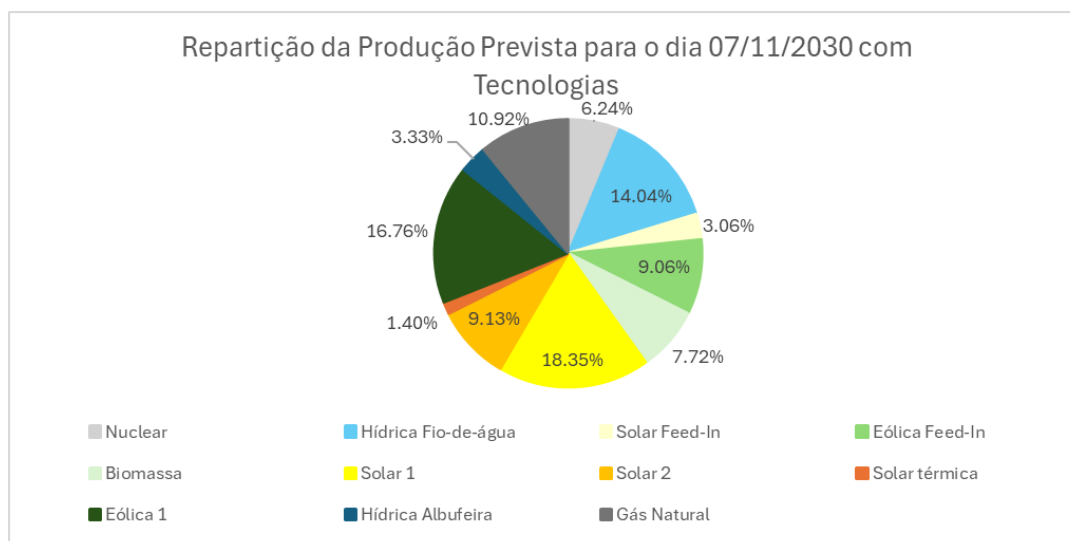


Figura 5.36: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o dia 07/11/2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Relativamente ao gráfico da repartição da produção prevista, observa-se que com a ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores, a produção percentual de energia elétrica solar fotovoltaica aumentou 6,01%. A solar térmica registou um acréscimo de 0,86%. As restantes fontes apresentaram uma redução percentual na produção para este dia. No total, 82,84% da energia elétrica produzida teve origem em fontes renováveis, o que significa que houve pouca produção de energia a partir de fontes não renováveis.

A Tabela 5.20 apresenta uma comparação entre a energia necessária, o preço médio e a quota de energia proveniente de fontes renováveis, antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

Tabela 5.20: Comparação antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores para o dia 07/11/2030

	Energia Necessária (GWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia Proveniente de Renováveis (%)
Sem Tecnologias	780,48	91,58	80,78%
Com Tecnologias	874,48	99,71	82,84%

Os valores indicados nesta Tabela indicam um aumento de 12,04% na procura de energia quando se usa as tecnologias, um aumento de 8,88% no preço médio diário e um aumento de 2,06% na energia proveniente de fontes renováveis.

5.1.1.5 Comparação entre os 4 dias analisados

De seguida, serão comparados os quatro dias analisados. A comparação entre estes dias do ano de 2030, representando diferentes estações e condições de operação do sistema elétrico, permite tirar conclusões relevantes sobre os efeitos da sazonalidade e da integração das tecnologias de dessalinização e de eletrolisadores no Mercado Ibérico de Eletricidade.

No dia 23 de janeiro a produção solar foi limitada, levando a uma maior dependência da hídrica de albufeira, da eólica e do gás natural. A hídrica de albufeira e o gás natural assumiram o papel de fontes marginais no início e no final do dia, contribuindo para preços de mercado mais elevados. As unidades de dessalinização e os eletrolisadores registaram menor tempo de operação, operando apenas nas horas com maior produção solar, devido à menor disponibilidade de energia renovável.

No dia 10 de abril a produção solar aumenta e consequentemente deixa de ser necessário recorrer tão fortemente à produção de hídrica de albufeira e de gás natural, que em conjunto produzem apenas 3,25% da produção total neste dia, embora definam o preço marginal em algumas horas. As unidades de dessalinização e os eletrolisadores aumentam as horas em que estão a operar pois as fontes renováveis têm uma maior contribuição. Neste dia as fontes renováveis, antes de ativar as tecnologias fornecem 93,74% da energia e depois de as ativar este valor sobe para 94,72%.

No dia 1 de julho registou-se uma elevada produção solar, especialmente nas horas centrais do dia, o que contribuiu para uma redução significativa do preço marginal durante esse período. A energia solar fotovoltaica foi suficiente para satisfazer grande parte da procura, reduzindo a necessidade de recorrer a fontes convencionais. Esta abundância de energia renovável criou condições favoráveis para o funcionamento das tecnologias de dessalinização e eletrólise, que operaram de forma contínua durante várias horas. Adicionalmente, a reduzida participação do gás natural neste dia evidencia a importância das fontes renováveis durante o Verão.

No dia 7 de novembro observou-se uma redução na produção solar face ao Verão, o que levou a um aumento da participação do gás natural para satisfazer a procura. Esta substituição refletiu-se num acréscimo do preço marginal em várias horas do dia, bem como numa menor produção de energia elétrica de origem renovável para alimentar as tecnologias de dessalinização e eletrólise, que estão ativas em menos horas.

A sazonalidade, para além de influenciar o consumo previsto, tem também impacto na produção de energia a partir de fontes renováveis. Como consequência, verificam-se alterações na distribuição da produção entre as diferentes fontes, o que se traduz em variações nos preços de mercado.

5.1.2 Análise Anual

Após a análise e comparação de quatro dias representativos ao longo do ano, procede-se agora a uma análise global do ano de 2030. Esta abordagem é essencial para compreender a evolução do Mercado Ibérico de Eletricidade ao longo desse período. Tal como foi feito nos dias previamente estudados, serão inicialmente apresentados os resultados sem a ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores, seguindo-se a análise dos resultados após a sua ativação.

5.1.2.1 Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

O objetivo central desta dissertação é determinar o preço médio anual do mercado diário do MIBEL para o ano de 2030. Para isso, pretende-se analisar não só o valor desse preço sem a influência de novas tecnologias, mas também perceber de que forma a introdução das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores pode impactar esse preço. Na Tabela 5.21 apresenta-se o preço médio anual bem como o consumo total de energia elétrica para o ano todo, antes de serem ativadas as Tecnologias.

Tabela 5.21: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
309564,94	78,48

O preço médio do mercado diário é influenciado por vários fatores. As condições meteorológicas, a procura de energia elétrica prevista e o preço a que cada fonte disponibiliza energia no mercado são, em geral, os elementos com mais impacto nas variações observadas. Nesta dissertação, os preços das fontes foram definidos de forma fixa ao longo do ano, logo as alterações no clima e no consumo esperado provocam as principais variações ao longo do tempo.

Em relação à energia total prevista, a Tabela 5.22 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030.

Tabela 5.22: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030

Tecnologia		Energia Fornecida (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12
	Albufeira	10507,06
Eólica	<i>Feed-in</i>	43046,74
	1	62009,41
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	11632,34
	1	69103,82
	2	17026,83
Solar Térmica		3338,79
Gás Natural		21151,07
Biomassa		21188,71
Nuclear		23324,06

Com os dados da Tabela 5.22 foi construída a Figura 5.37 que apresenta a repartição desta produção onde se indica a percentagem de energia que cada fonte ou patamar contribui para o ano 2030.

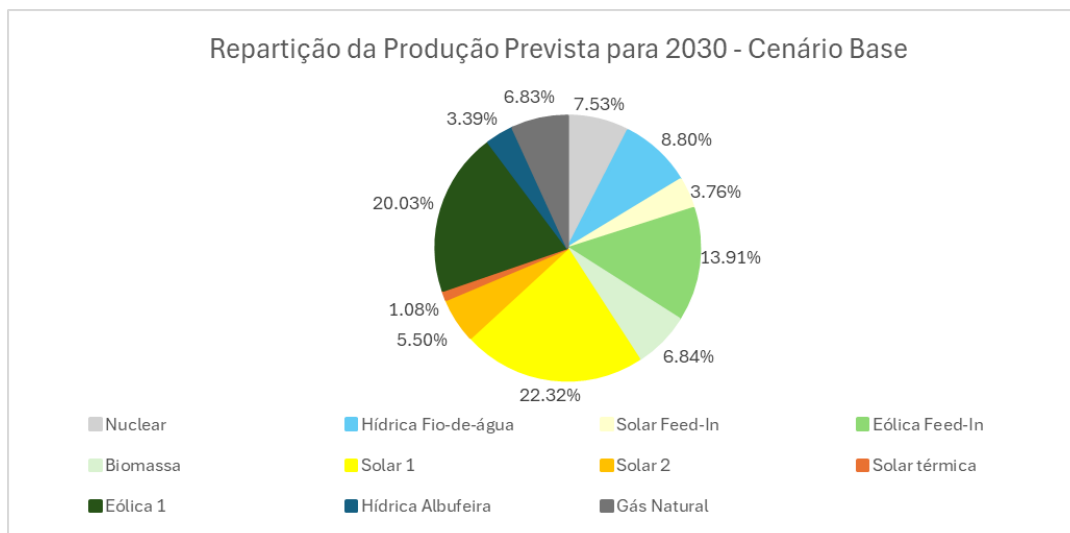


Figura 5.37: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o ano de 2030

Na Figura 5.37 e na Tabela 5.22 verifica-se que a fonte de produção com maior contributo ao longo do ano foi a solar 1, responsável por 22,32% da energia fornecida. Seguem-se a eólica 1, com 20,03%, e a eólica *feed-in*, com 13,91%. Em posições intermédias surgem a hídrica de fio de água, com 8,80%, a nuclear, com 7,53%, a biomassa, com 6,84%, e o gás natural, que contribuiu com 6,83%. As fontes com menor peso relativo foram a solar 2 (5,50%), a solar *feed-in* (3,76%), a hídrica de albufeira (3,39%) e, por fim, a solar térmica, com apenas 1,08%.

No total, as fontes de produção que mais contribuíram foram a eólica com 33,94%, o que equivale a uma produção de 105056,15 GWh e a solar fotovoltaica com uma produção de 97762,99 GWh que equivale a 31,58%.

Com base na simulação realizada para o cenário base sem unidades de dessalinização e eletrolisadores, prevê-se que cerca de 85,63% da energia fornecida ao mercado diário em 2030 tenha origem em fontes renováveis. Este resultado é bastante encorajador, pois reflete uma baixa dependência de combustíveis fósseis, como o gás natural e evidencia um avanço consistente rumo à neutralidade carbónica em 2045.

A Figura 5.38 representa a contribuição de cada fonte, excluindo os patamares associados a determinadas fontes no mercado diário do MIBEL em 2030.

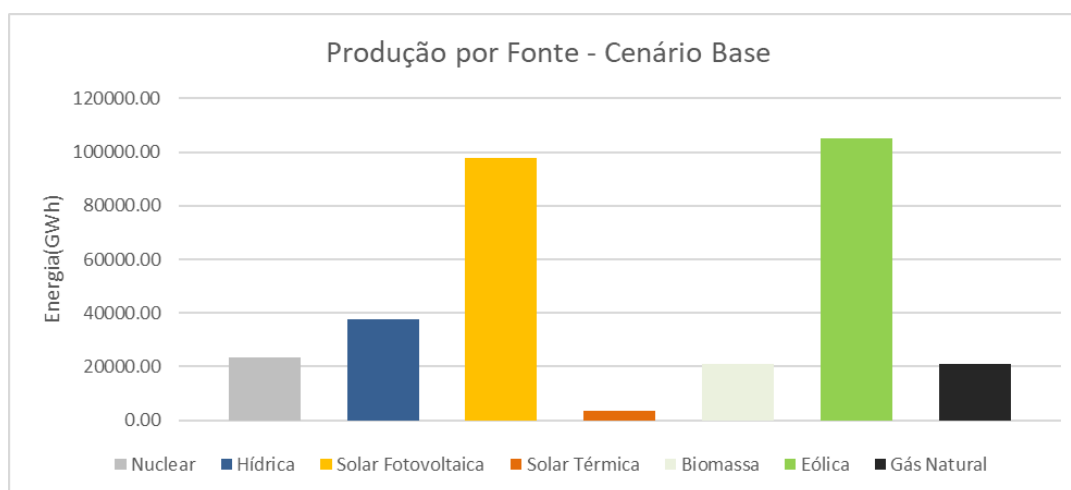


Figura 5.38: Energia produzida por fonte para 2030

O contributo energético de cada fonte de produção e os seus respetivos patamares nem sempre correspondem ao preço do mercado diário. Por esse motivo, procede-se à análise do número de horas em que cada tecnologia definiu o preço de mercado, conforme apresentado na Tabela 5.23.

Tabela 5.23: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base

Tecnologia		Número de horas que definem o preço de mercado
Hídrica	Fio de água	0
	Albufeira	639
Eólica	Feed-in	0
	1	2494
Solar Fotovoltaico	Feed-in	0
	1	402
	2	1946
Solar Térmica		108
Gás Natural		3171
Biomassa		0
Nuclear		0

Na Tabela 5.23 verifica-se que as tecnologias com preço nulo, nomeadamente a energia nuclear, a hídrica de fio de água, bem como a eólica e a solar em regime *feed-in*, nunca definem o preço do mercado. Para além destas, também a biomassa não assume, em nenhuma hora, o papel de fonte marginal.

A hídrica de albufeira define o preço em 639 horas ao longo do ano, o que corresponde a 7,29% do total anual.

A eólica 1 marca o preço em 2494 horas, representando 28,47% do ano.

A solar 1 define 402 vezes e a solar 2 define 1946 o que equivale a 4,59% e 22,21%, respetivamente.

A solar térmica estabelece o preço em 108 horas, o que corresponde a 1,23% do total.

Por fim, o gás natural é a tecnologia que mais vezes assume o papel de fonte marginal, definindo o preço em 3171 horas, o que equivale a 36,20% das horas do ano de 2030.

Com o objetivo de evidenciar a disparidade entre as fontes que definem o preço de mercado e a sua contribuição energética global, construiu-se a Tabela 5.24.

Tabela 5.24: Comparação entre a produção de cada fonte ou patamar e as horas que definem o preço do mercado

Tecnologia		Repartição anual da produção (%)	Horas que definem o preço de mercado (%)
Hídrica	Fio de água	8,80	0,00
	Albufeira	3,39	7,29
Eólica	<i>Feed-in</i>	13,91	0,00
	1	20,03	28,47
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,76	0,00
	1	22,32	4,59
	2	5,50	22,21
Solar Térmica		1,08	1,23
Gás Natural		6,83	36,20
Biomassa		6,85	0,00
Nuclear		7,53	0,00

Com base na Tabela 5.24, verifica-se que o preço de mercado nem sempre reflete diretamente a repartição da produção energética entre as diferentes fontes. Por exemplo, o gás natural, responsável por apenas 6,83% da produção anual, define o preço em 36,20% das horas do ano. Também a solar 2, com uma contribuição de 5,50%, marca o preço em 22,21% das horas. Estas são fontes de produção que muitas vezes entram em mercado mas não contribuem com uma produção elevada.

Em sentido oposto, a eólica *feed-in*, que representa 13,91% da produção anual, não define o preço em nenhuma hora do ano. Já a solar 1, a fonte com maior peso na produção total com 22,32% da produção total, apenas fixa o preço em 4,59% das horas.

Estes exemplos ilustram a disparidade entre o volume de energia produzida por uma tecnologia e a sua influência direta na formação do preço do mercado diário.

Na Tabela 5.25 apresenta-se o preço médio em cada mês, bem como o consumo total desse mês

Tabela 5.25: Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030

Mês	Preço médio mensal (€/MWh)	Consumo (GWh)
Janeiro	76,54	23891,70
Fevereiro	68,99	24048,86
Março	74,19	28168,35
Abril	74,64	26085,15
Maio	76,94	26934,44
Junho	75,84	24550,54
Julho	79,43	28078,23
Agosto	79,48	26745,29
Setembro	79,96	25164,24
Outubro	84,67	25399,99
Novembro	81,88	23520,38
Dezembro	88,23	26977,78

Com os dados da Tabela 5.25 foi construído o gráfico da Figura 5.39.

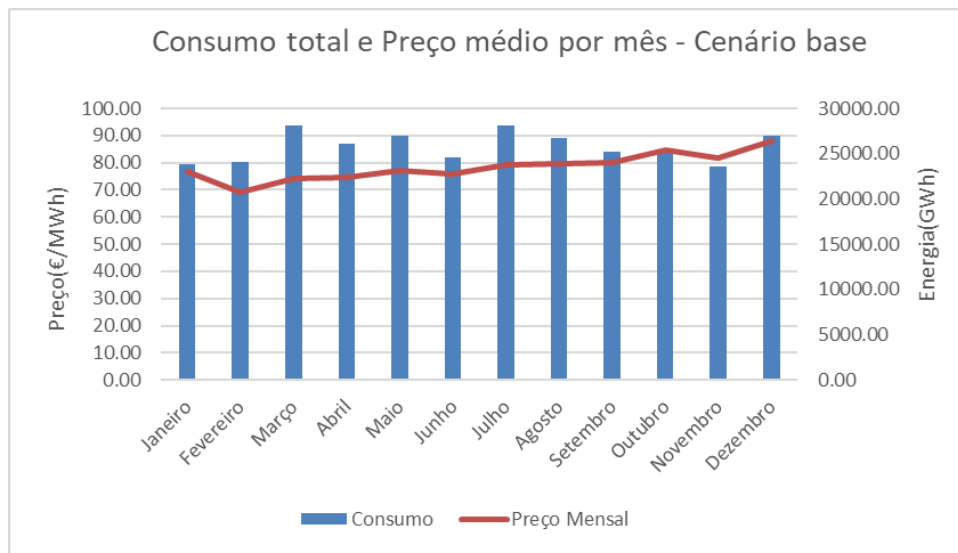


Figura 5.39: Consumo total e preço médio por mês no ano de 2030

A Tabela 5.25 apresenta a evolução mensal do preço médio da eletricidade e do consumo em 2030, sendo essa informação representada graficamente na Figura 5.39. Verifica-se que o preço mais baixo ocorreu em fevereiro (68,99 €/MWh) e o mais elevado em dezembro (88,23 €/MWh), com uma tendência de subida nos últimos meses do ano.

O consumo mensal variou entre um mínimo em novembro (23520,38 GWh) e um máximo em março (28168,35 GWh). No entanto, a Figura 5.39 demonstra que não existe uma relação direta entre o consumo e o preço médio mensal, o que indica que outros fatores, como a disponibilidade de produção renovável e a repartição de produção em cada mês, têm um peso significativo na formação do preço de mercado.

Esta análise reforça a importância de uma gestão eficiente dos recursos energéticos, em particular das fontes renováveis, para assegurar a estabilidade do mercado de eletricidade ao longo do ano.

Na Tabela 5.26 apresenta-se o preço médio e o consumo total no ano de 2030 para cada hora do dia.

Tabela 5.26: Preço médio e consumo total por hora do dia

Hora	Preço médio (€/MWh)	Consumo Total (GWh)
1	103,19	11511,23
2	100,94	10896,50
3	99,78	10480,25
4	100,37	10229,03
5	100,50	10136,01
6	100,60	10153,67
7	101,60	10587,30
8	104,16	11436,61
9	93,10	12280,54
10	63,35	13377,12
11	44,66	14230,93
12	39,14	14726,55
13	37,30	15001,70
14	37,16	15209,24
15	37,73	15119,13
16	40,15	14813,19
17	46,49	14460,94
18	57,61	14186,12
19	69,42	13973,81
20	83,00	13792,89
21	100,94	13950,16
22	110,69	13898,12
23	107,56	13055,28
24	104,11	12058,67

Com os dados da Tabela 5.26 foi construído o gráfico da Figura 5.40.

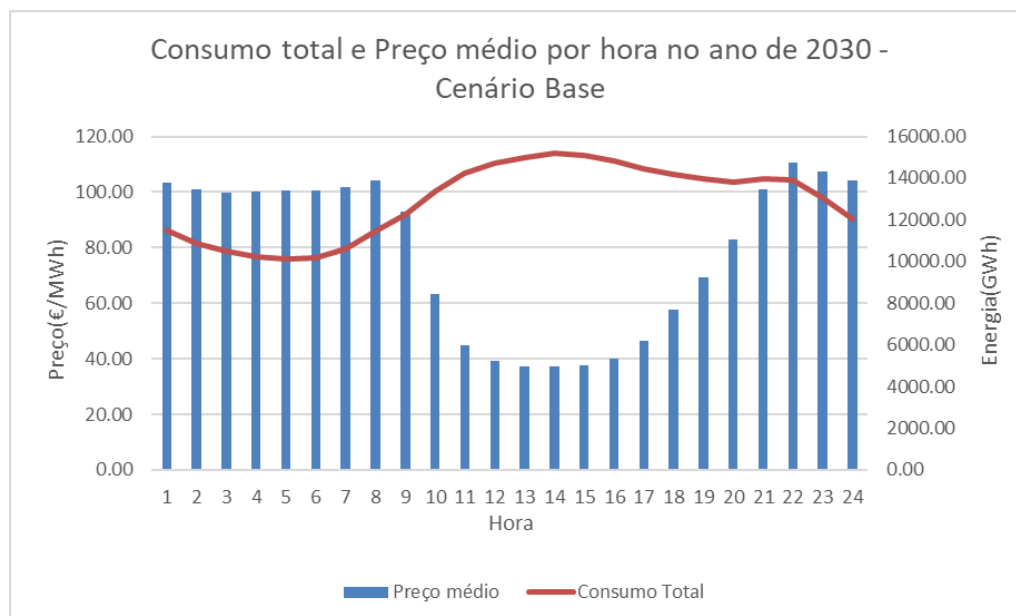


Figura 5.40: Consumo total e preço médio por hora no ano de 2030

Na Tabela 5.26 e na Figura 5.40 é possível observar que o preço médio atinge os seus valores mais baixos entre as horas 12 e 16, com o mínimo absoluto na hora 14 em que a energia elétrica custa em média 37,16 €/MWh. Este período coincide com as horas de maior produção solar fotovoltaica, o que contribui para uma redução significativa do custo marginal da eletricidade.

Por outro lado, os preços mais elevados ocorrem durante a madrugada e nas últimas horas do dia, com destaque para a hora 22, em que o preço atinge 110,69 €/MWh. Estas horas estão geralmente associadas à menor disponibilidade de renováveis e maior necessidade de recorrer a fontes mais caras como a hídrica de albufeira e ao gás natural, o que se traduz num aumento do preço.

No que diz respeito ao consumo, verifica-se que os valores mais elevados ocorrem entre as horas 12 e 16, com o pico registado na hora 14. Este padrão está de acordo com o comportamento típico da procura diária.

Já durante o final do dia e início da noite, observa-se uma redução no consumo, mas com preços bastante mais elevados, evidenciando que a formação do preço de mercado está mais dependente na repartição de produção do que apenas da procura.

5.1.2.2 Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Na Tabela 5.27 apresenta-se o preço médio anual bem como o consumo total de energia elétrica para o ano todo depois de serem ativadas as unidades de dessalinização e os eletrolisadores.

Tabela 5.27: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
346198,94	86,17

Estes valores mostram que com as unidades de dessalinização e os eletrolisadores a energia total aumenta 36634,00 GWh e o preço médio tem um aumento de 7,68 €/MWh.

Na Figura 5.41 observa-se o número de horas que cada Tecnologia foi usada no ano de 2030.

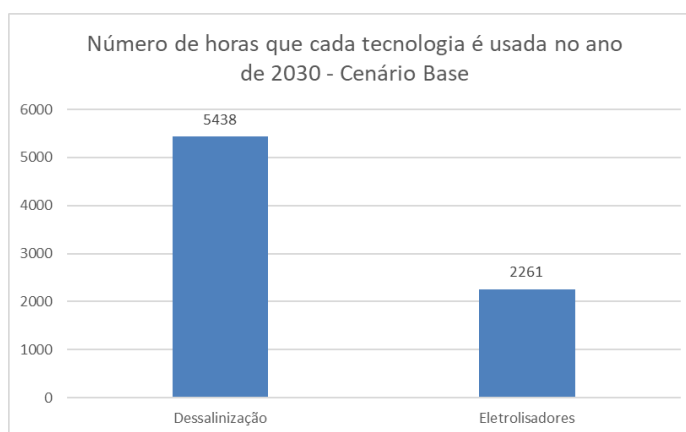


Figura 5.41: Número de horas que cada tecnologia está ativa no ano de 2030

Em relação à energia total prevista, a Tabela 5.28 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030.

Tabela 5.28: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Tecnologia		Energia Fornecida (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12
	Albufeira	11241,54
Eólica	Feed-in	43046,74
	1	77632,06
Solar Fotovoltaico	Feed-in	11632,34
	1	69785,07
	2	33065,87
Solar Térmica		6895,36
Gás Natural		21151,07
Biomassa		21188,71
Nuclear		23324,06

Relativamente à produção sem as tecnologias ativas, verifica-se que a produção da hídrica a fio de água, da eólica e solar *feed-in*, da biomassa, da nuclear e do gás natural se mantêm inalteradas. Este resultado era expectável, uma vez que a ativação das novas tecnologias implica um aumento da procura, mas sem recurso adicional ao gás natural. Assim, tanto esta fonte como os patamares que nunca definiram o preço de mercado mantêm a mesma produção.

Por outro lado, as restantes fontes ou patamares registam um aumento na produção. Destacam-se, em particular, a solar 2 e a eólica 1, que, em conjunto, asseguram 31660 GWh dos 36630 GWh adicionais necessários. Complementarmente, também se regista um acréscimo na produção da solar térmica de 3560 GWh, da solar 1 de 680 GWh e da hídrica de albufeira de 730 GWh.

Com os dados da Tabela 5.28 foi construída a Figura 5.42 que apresenta a repartição desta produção para o ano 2030 quando as Tecnologias estão ativas.

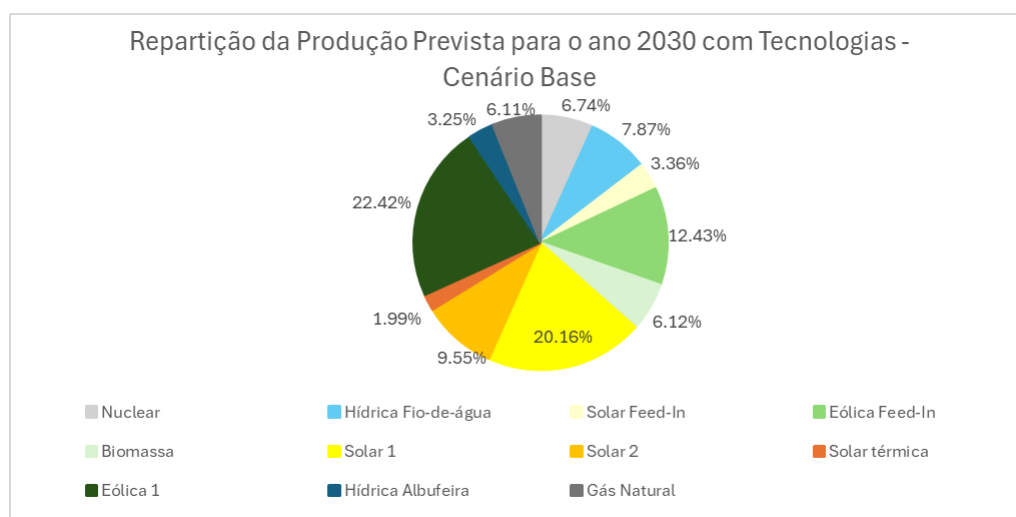


Figura 5.42: Repartição por fonte ou patamar da produção prevista para o ano de 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Relativamente à produção sem as tecnologias ativas, observa-se um aumento na percentagem de produção na solar 2 de 4,05%, solar térmica de 0,91% e na eólica 1 de 2,39%. A hídrica de albufeira mesmo tendo produzido mais energia diminuiu a sua percentagem de produção total em 0,14%. As restantes fontes ou patamares diminuem a sua percentagem de produção de energia elétrica pois mantêm a mesma produção, mas face a um total de produção mais elevado.

Com base na simulação realizada para o cenário base com unidades de dessalinização e eletrolisadores, prevê-se que cerca de 87,15% da energia fornecida ao mercado diário em 2030 tenha origem em fontes renováveis. Isto é um aumento de 1,52% em relação ao cenário sem as tecnologias ativas.

A Tabela 5.29 contém o número de horas em que cada fonte definiu o preço de mercado depois de serem ativadas as tecnologias.

Tabela 5.29: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Tecnologia		Número de horas que definem o preço de mercado
Hídrica	Fio de água	0
	Albufeira	1116
Eólica	<i>Feed-in</i>	0
	1	3531
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	0
	1	5
	2	603
Solar Térmica		334
Gás Natural		3171
Biomassa		0
Nuclear		0

Verifica-se que, após a ativação das tecnologias, ocorre uma redução significativa no número de horas em que a solar 1 e a solar 2 definem o preço do mercado. Isto deve-se ao facto de ser precisamente durante essas horas que as unidades de dessalinização e os eletrolisadores estão mais frequentemente em funcionamento. Assim, essas horas passam a ter o preço maioritariamente definido por outras fontes, nomeadamente a solar térmica, a eólica 1, que se torna o patamar que mais vezes define o preço do mercado, e a hídrica de albufeira.

Com o objetivo de evidenciar a disparidade entre as fontes que definem o preço de mercado e a sua contribuição energética global, foi construída a Tabela 5.30.

Tabela 5.30: Comparação entre a produção de cada fonte ou patamar e as horas que definem o preço do mercado com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Tecnologia		Repartição anual da produção (%)	Horas que definem o preço de mercado (%)
Hídrica	Fio de água	7,87	0,00
	Albufeira	3,25	12,74
Eólica	<i>Feed-in</i>	12,43	0,00
	1	22,42	40,31
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,36	0,00
	1	20,16	0,06
	2	9,55	6,88
Solar Térmica		1,99	3,81
Gás Natural		6,11	36,20
Biomassa		6,12	0,00
Nuclear		6,74	0,00

A produção de gás natural correspondente a 6,11% da produção anual é relativamente baixa para o número de vezes que define o preço do mercado, 36,20% das horas do ano, tal como a eólica 1 que embora produza 22,42%, define o preço em 40,31% das horas do ano. No total, estas duas fontes definem o preço em 76,51% das horas do ano quando as unidades de dessalinização e os eletrolisadores estão ativos.

Por outro lado, a solar 1 produz 20,16% da energia elétrica total e só define o preço em 0,06% das horas devido ao aumento da procura nas horas em que esta tecnologia definia o preço.

Estes exemplos mostram a diferença entre o volume de energia produzida por uma tecnologia e a sua influência direta na formação do preço do mercado diário.

Na Tabela 5.31 apresenta-se o preço médio em cada mês, bem como o consumo total desse mês com as unidades de dessalinização e os eletrolisadores e também se apresenta o número de horas que cada tecnologia está ativa durante cada mês.

Tabela 5.31: Preço médio mensal, consumo de eletricidade, e operação de tecnologias por mês em 2030

Mês	Preço mensal com tecnologias (€/MWh)	Consumo Mensal (GWh)	Dessalinização (horas)	Eletrolisadores (horas)
Janeiro	83,88	26557,70	502	161
Fevereiro	76,13	27388,86	530	205
Março	80,78	30501,85	557	137
Abril	83,53	28992,15	474	178
Maio	87,59	30483,44	468	221
Junho	86,17	28203,04	465	228
Julho	87,95	32339,73	393	271
Agosto	88,16	30956,29	382	268
Setembro	87,85	28470,74	403	207
Outubro	92,13	27728,99	488	139
Novembro	86,91	25842,88	415	141
Dezembro	91,93	28733,28	361	105

Com base na Tabela 5.31, verifica-se que, em todos os meses do ano, houve um aumento tanto no consumo de energia como no preço médio, consequência da ativação das unidades de dessalinização e dos eletrolisadores.

Com os valores das Tabelas 5.25 e 5.31 foram construídos os gráficos das Figuras 5.43 e 5.44.

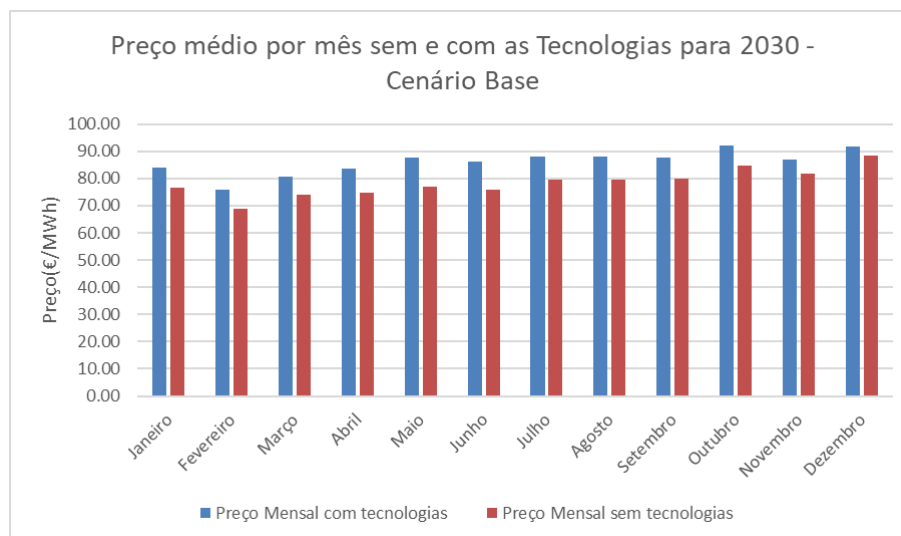


Figura 5.43: Comparação entre o preço médio por mês antes e depois de se ativar as Tecnologias

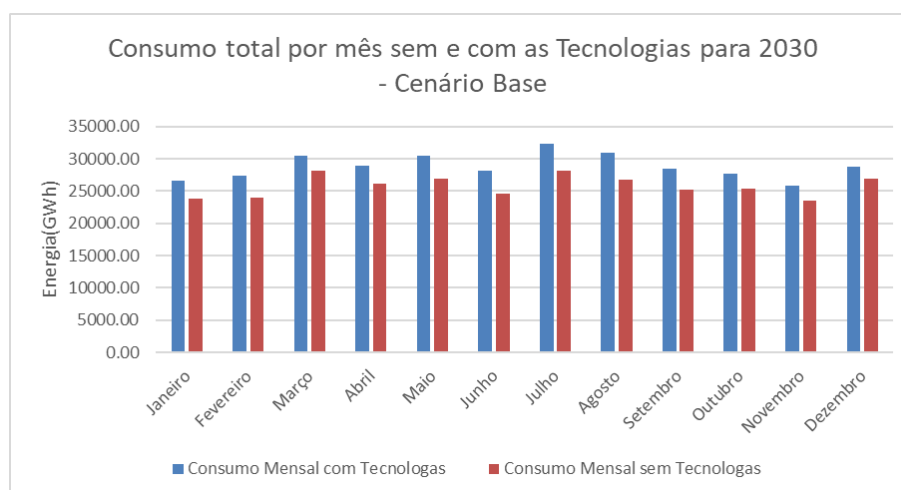


Figura 5.44: Comparação entre o consumo total por mês antes e depois de se ativar as Tecnologias

As Figuras 5.43 e 5.44 permitem perceber, de forma clara, o impacto da ativação das tecnologias de dessalinização e eletrolisadores ao longo do ano de 2030, tanto no preço da eletricidade como no consumo total mensal.

Na Figura 5.43, verifica-se que, em todos os meses, o preço médio mensal com tecnologias é superior ao preço sem tecnologias, o que mostra que a operação destas tecnologias leva a um aumento nos preços. Este efeito é mais evidente em meses como maio e junho, enquanto em novembro e dezembro a diferença é menor, provavelmente porque as tecnologias são menos utilizadas nesses períodos.

Já na Figura 5.44 nota-se que o consumo total de eletricidade também sobe em todos os meses quando as tecnologias estão a funcionar. Isto é especialmente visível em julho e agosto, meses em

que especialmente os eletrolisadores operam durante mais tempo. Por outro lado, em dezembro, o aumento é mais pequeno, o que coincide com uma menor utilização das tecnologias.

Estas duas Figuras, no seu conjunto, mostram bem como a introdução destas tecnologias tem um efeito direto no sistema elétrico, aumentando o consumo e os preços. Reforçam ainda a necessidade de uma gestão estratégica da sua operação, de forma a mitigar o impacto económico e maximizar o aproveitamento de fontes de energia renovável.

Na Tabela 5.32 apresenta-se o preço médio, o consumo total e o número de vezes que cada tecnologia está ativa no ano de 2030 para cada hora do dia.

Tabela 5.32: Preço médio, consumo total e operação de tecnologias por hora do dia com tecnologias ativas

Hora	Preço (€/MWh)	Consumo Total (GWh)	Dessalinização (horas)	Eletrolisadores (horas)
1	103,68	11666,23	130	6
2	101,79	11042,00	141	5
3	100,75	10627,75	145	5
4	100,86	10377,03	146	5
5	101,72	10282,01	142	5
6	102,31	10284,67	142	4
7	102,33	10719,30	144	4
8	105,01	11562,11	131	4
9	94,08	12501,03	201	8
10	70,87	14614,62	315	72
11	61,96	17346,43	351	196
12	58,66	18745,55	358	256
13	57,42	19275,68	358	273
14	58,13	19664,24	360	285
15	57,67	19484,13	360	279
16	59,15	18936,69	357	263
17	63,34	18038,44	345	227
18	71,58	16906,62	311	171
19	81,29	16017,31	277	127
20	87,79	14585,89	236	45
21	102,77	14103,66	157	5
22	110,94	14004,13	92	4
23	108,53	13200,78	111	6
24	105,33	12212,67	128	6

Esta Tabela mostra que as tecnologias de dessalinização e eletrolisadores são maioritariamente ativadas nas horas centrais do dia, entre as horas 11 e 18, quando há maior disponibilidade de energia renovável e os preços de mercado são mais baixos. A dessalinização regista o maior número de ativações nas horas 14 e 15, enquanto os eletrolisadores atingem o pico entre as horas 12 e 16, com destaque para as horas 14 e 15. Estes resultados estão de acordo com o que era expectável, uma vez que, durante as horas do dia, existe produção de energia solar que as tecnologias de dessalinização e eletrólise tendem a aproveitar para funcionar de forma mais eficiente.

Com os dados das Tabelas 5.26 e 5.32 foram construídos os gráficos das Figuras 5.45 e 5.46.

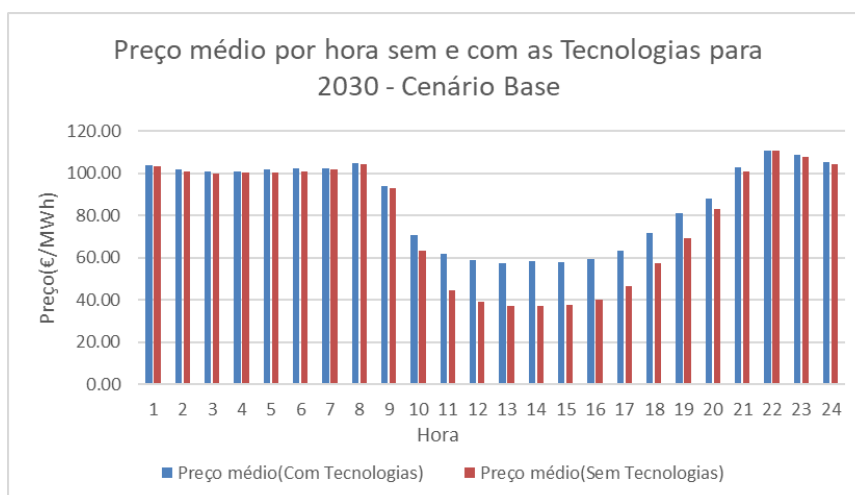


Figura 5.45: Comparação entre o preço médio por hora antes e depois de se ativar as Tecnologias

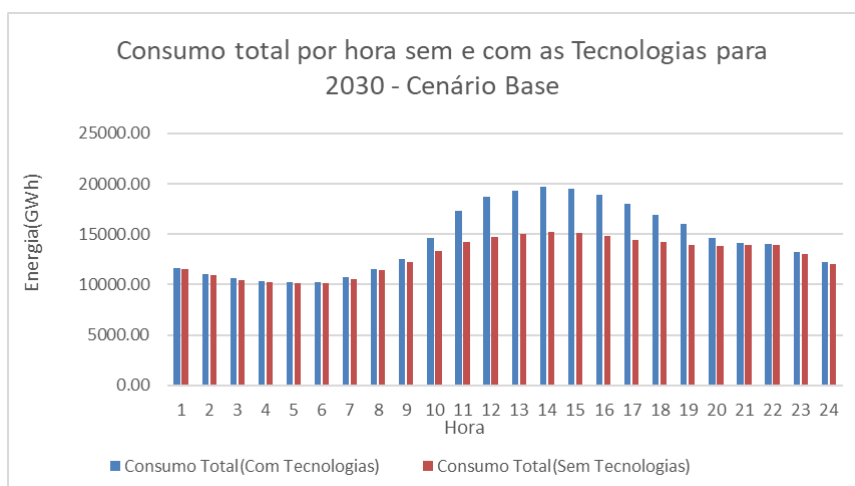


Figura 5.46: Comparação entre o consumo total por hora antes e depois de se ativar as Tecnologias

As Figuras 5.45 e 5.46 permitem comparar o comportamento do sistema elétrico ao longo do dia, antes e depois da ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores. Observa-se que, com a introdução destas tecnologias, há um aumento do consumo total sobretudo entre as horas 10 e 19, coincidindo com os períodos de maior produção renovável, em particular solar. Nas restantes horas, o consumo também aumenta, mas de forma significativamente mais reduzida.

Este aumento da procura conduz a um acréscimo do preço médio nessas horas, como se observa na Figura 5.45. As horas 12 a 16 registam os maiores aumentos, variando entre 19,00 €/MWh e 20,97 €/MWh, sendo este último verificado na hora 14. Nas restantes horas, embora também se verifique um aumento, este é consideravelmente mais reduzido, existindo períodos em que a diferença é inferior a 1,00 €/MWh.

Estas Figuras demonstram a importância de uma operação coordenada das novas tecnologias, de forma a aproveitar os períodos com maior disponibilidade de energia renovável, minimizando o impacto nos preços e garantindo maior eficiência do sistema.

5.2 Cenário com Alteração da Capacidade Instalada das Tecnologias

Com o intuito de aprofundar a análise do impacto das tecnologias de dessalinização e eletrolisadores no MIBEL, foi realizada uma avaliação de sensibilidade à capacidade instalada destas unidades. Pretende-se, assim, perceber o que poderá acontecer caso a capacidade efetivamente implementada seja diferente da prevista nos principais documentos de planeamento estratégico, nomeadamente o PNEC [12] e o PNIEC [11].

Este tipo de análise é especialmente relevante dada a incerteza que caracteriza o planeamento de infraestruturas tecnológicas a médio e longo prazo. Diversos fatores, como a evolução da procura energética, os custos de investimento, o avanço tecnológico ou mudanças no enquadramento legal e regulatório podem condicionar a concretização das metas definidas. Por isso, testar cenários com variações plausíveis na capacidade instalada permite avaliar a flexibilidade do sistema e antecipar eventuais necessidades de ajustamento.

Foram, por isso, consideradas duas situações alternativas:

- **Redução da Capacidade instalada das Tecnologias:** contempla uma diminuição de 20% face à capacidade instalada definida no cenário base. Neste caso, os eletrolisadores terão uma capacidade de 12000 MW e as unidades de dessalinização de 400 MW.
- **Aumento da Capacidade instalada das Tecnologias:** representa um acréscimo de 20% relativamente ao cenário base, com os eletrolisadores a atingirem 18000 MW de capacidade instalada e as unidades de dessalinização 600 MW.

Dado que estas Tecnologias só operam com a capacidade máxima, a comparação entre estes dois cenários e o cenário base permitirá perceber de que forma estas alterações influenciam o comportamento global do mercado. Em particular, serão analisadas as variações do preço médio da eletricidade, do consumo anual, da produção por tipo de fonte e na percentagem de eletricidade de origem renovável. Desta forma, é possível compreender com maior clareza o impacto direto que ajustes na dimensão destas tecnologias podem ter sobre os resultados do sistema energético.

5.2.1 Redução na Capacidade instalada das Tecnologias

Na Tabela 5.33 compara-se o preço médio anual e o consumo anual de energia elétrica quando se tem a capacidade das tecnologias prevista e quando se tem a capacidade reduzida. Na Figura 5.47 vemos o número de horas que cada tecnologia esteve ativa em cada situação.

Tabela 5.33: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com capacidade prevista e capacidade reduzida

	Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
Capacidade Prevista	346198,94	86,17
Capacidade Reduzida	345865,34	85,88

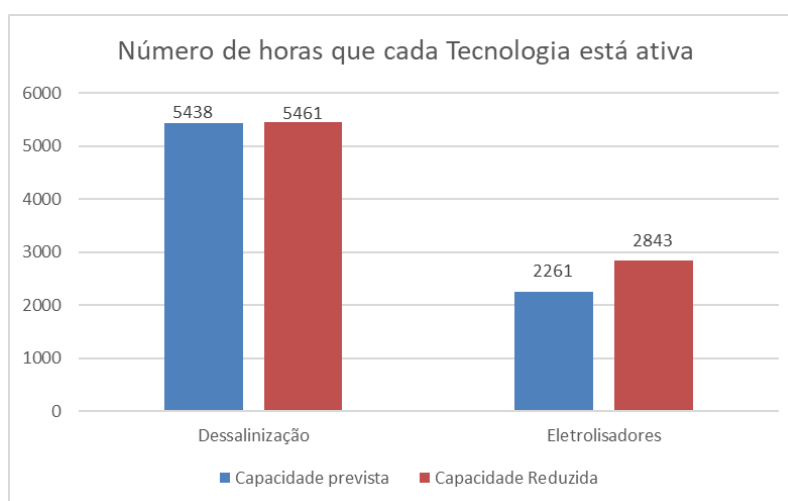


Figura 5.47: Número de horas que cada tecnologia está ativa para a capacidade prevista e para a capacidade reduzida

A Tabela 5.33 mostra os valores da energia total produzida e do preço médio de mercado diário para o ano de 2030, comparando dois cenários: um com a capacidade instalada prevista e outro com a capacidade reduzida. Apesar da redução de capacidade, a diferença na energia total produzida é pouco significativa, apenas 333,60 GWh a menos, e o preço médio da eletricidade também desce ligeiramente, de 86,17 €/MWh para 85,88 €/MWh. Estes valores indicam que o sistema consegue adaptar-se relativamente bem à redução de capacidade, sem impactos relevantes na produção total ou no custo médio da eletricidade.

A Figura 5.47 ajuda a perceber melhor como essa adaptação acontece. Com a capacidade reduzida e como quando as unidades de dessalinização e os eletrolisadores operam é com a carga total, então quando se reduz a capacidade vão existir mais horas com energia renovável disponível para estas serem ativadas ao longo do ano. A diferença é mais notória nos eletrolisadores, que passa de 2261 horas para 2843 horas de funcionamento. Já a dessalinização regista uma ligeira subida, de 5438 para 5461 horas. No total, as tecnologias tiveram um consumo de 36300,00 GWh com a capacidade reduzida.

Em relação à energia total prevista, a Tabela 5.34 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030 com a capacidade prevista e quando há uma redução.

Tabela 5.34: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 para a capacidade prevista e para a capacidade reduzida

Tecnologia		Energia fornecida com capacidade prevista (GWh)	Energia fornecida com capacidade reduzida (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12	27236,12
	Albufeira	11241,54	11256,31
Eólica	<i>Feed-in</i>	43046,74	43046,74
	1	77632,06	76012,77
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	11632,34	11632,34
	1	69785,07	69762,55
	2	33065,87	31367,74
Solar Térmica		6895,36	6873,93
Gás Natural		21151,07	21151,07
Biomassa		21188,71	21188,71
Nuclear		23324,06	23324,060

A Tabela 5.34 mostra que, com a redução da capacidade instalada das tecnologias, verifica-se uma diminuição na produção das centrais solares fotovoltaicas do tipo 1 e tipo 2, da solar térmica e da eólica 1, havendo um pequeno aumento na produção das hídricas de albufeira.

A Tabela 5.35 mostra a repartição da produção de cada fonte ou patamar com as Tecnologias com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida.

Tabela 5.35: Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com a capacidade prevista e capacidade reduzida

Tecnologia		Repartição anual da produção com capacidade prevista (%)	Repartição anual da produção com capacidade reduzida (%)
Hídrica	Fio de água	7,87	7,88
	Albufeira	3,25	3,24
Eólica	<i>Feed-in</i>	12,43	12,45
	1	22,42	22,44
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,36	3,36
	1	20,16	20,18
	2	9,55	9,62
Solar Térmica		1,99	1,84
Gás Natural		6,11	6,12
Biomassa		6,12	6,13
Nuclear		6,74	6,74

A análise da Tabela 5.35 mostra que a redução da capacidade instalada das tecnologias de dessalinização e eletrólise tem um impacto muito limitado na repartição da produção por fonte. Observa-se um ligeiro aumento na produção da eólica 1 e da solar 1 e 2, enquanto a solar térmica

registra uma pequena redução. As restantes fontes, como a hídrica, o gás natural, a biomassa e a nuclear, mantêm-se praticamente inalteradas. Estes resultados indicam uma boa capacidade de adaptação do sistema a variações moderadas na capacidade instalada, sem alterações significativas no perfil de produção elétrica. Em relação à percentagem de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis, esta fica praticamente igual, descendo de 87,15% para 87,14%, ou seja, grande parte da energia produzida continua a ser produzida a partir de fontes renováveis.

De seguida, será comparado o número de horas que cada fonte ou patamar definiu o preço do mercado quando a capacidade é a prevista e quando há uma redução. Estes valores encontram-se na Tabela 5.36.

Tabela 5.36: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida

Tecnologia		Número de horas que definem o preço do mercado com capacidade prevista	Número de horas que definem o preço do mercado com capacidade reduzida
Hídrica	Fio de água	0	0
	Albufeira	1116	1103
Eólica	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	3531	3431
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	5	0
	2	603	639
Solar Térmica		334	416
Gás Natural		3171	3171
Biomassa		0	0
Nuclear		0	0

A Tabela 5.36 permite observar que a redução da capacidade instalada das tecnologias de dessalinização e eletrolisadores tem um efeito limitado na forma como os preços do mercado são definidos em 2030.

A solar 1 passa de 5 horas para 0. A hídrica de albufeira regista uma ligeira diminuição, passando de 1116 para 1103 horas. O mesmo acontece com a eólica 1, que vê o seu contributo reduzir-se de 3531 para 3431 horas. Em contraste, há um ligeiro aumento na participação da solar 2, que passa de 603 para 639 horas, e da solar térmica, que sobe de 334 para 416 horas. O gás natural, por sua vez, mantém-se estável com 3171 horas.

Estas pequenas variações sugerem que, apesar da alteração na capacidade instalada das unidades de dessalinização e de eletrolisadores, o sistema mantém um comportamento relativamente estável na formação de preços do mercado.

Na Tabela 5.37 apresenta-se o preço médio de cada mês, bem como o consumo total com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida. Na Tabela 5.38 apresenta-se o número de vezes que cada tecnologia esteve ativa em cada mês do ano em cada um dos cenários.

Tabela 5.37: Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030 com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida

Mês	Preço mensal com capacidade prevista (€/MWh)	Preço mensal com capacidade reduzida (€/MWh)	Consumo mensal com capacidade prevista (GWh)	Consumo mensal com capacidade reduzida (GWh)
Janeiro	83,88	84,03	26557,69	26840,50
Fevereiro	76,13	74,80	27388,86	27477,26
Março	80,78	81,20	30501,85	30804,35
Abril	83,53	82,82	28992,15	29118,75
Maio	87,59	88,26	30483,44	30517,64
Junho	86,17	85,12	28203,04	28037,34
Julho	87,95	86,18	32339,73	31871,43
Agosto	88,16	86,41	30956,29	30426,89
Setembro	87,85	87,28	28470,74	28242,64
Outubro	92,13	92,78	27728,99	27877,99
Novembro	86,91	87,32	25842,88	25763,18
Dezembro	91,93	93,24	28733,28	28887,38

Tabela 5.38: Número de horas mensais em que as tecnologias estão ativas no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida

Mês	Dessalinização (capacidade prevista)	Dessalinização (capacidade reduzida)	Eletrolisadores (capacidade prevista)	Eletrolisadores (capacidade reduzida)
Janeiro	502	502	161	229
Fevereiro	530	531	205	268
Março	557	560	137	201
Abril	474	474	178	237
Maio	468	468	221	283
Junho	465	467	228	275
Julho	393	393	271	303
Agosto	382	384	268	294
Setembro	403	406	207	243
Outubro	488	495	139	190
Novembro	415	417	141	173
Dezembro	361	364	105	147

Na Tabela 5.37, observa-se que o preço médio mensal da eletricidade tende a ser mais alto com capacidade reduzida nos meses de janeiro, março, maio, outubro e dezembro, enquanto nos restantes meses o preço é ligeiramente mais baixo do que com a capacidade prevista. Já no que diz respeito ao consumo mensal, nota-se que este é inferior nos meses de junho, julho, agosto, setembro e novembro, sendo mais elevado nos restantes. É interessante destacar os meses de fevereiro e abril, nos quais o sistema consegue apresentar um preço mais baixo e um consumo mais elevado com menos capacidade instalada, o que pode indicar um desempenho particularmente eficiente nestes períodos.

A Tabela 5.38 mostra que, com a redução da capacidade instalada, tanto os eletrolisadores como as unidades de dessalinização acabam por funcionar durante mais horas em cada mês o que era, expectável. No caso dos eletrolisadores, esse aumento é bastante claro, especialmente entre janeiro e abril, embora se verifique em todos os meses do ano. Já a dessalinização apresenta um padrão mais equilibrado: em alguns meses regista-se um ligeiro aumento, enquanto noutros o número de horas mantém-se igual. Estes dados mostram que, apesar da redução na capacidade, o sistema compensa através de uma utilização mais intensiva das tecnologias, mantendo um nível de operação eficaz.

Na Tabela 5.39 apresenta-se o preço médio, bem como o consumo total de cada hora ao longo do ano com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida. Na Tabela 5.40 apresenta-se o número de vezes que cada tecnologia esteve ativa em cada hora do dia ao longo do ano.

Tabela 5.39: Preço médio e consumo total por hora do dia no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade reduzida

Hora	Preço por hora com capacidade prevista (€/MWh)	Preço por hora com capacidade reduzida (€/MWh)	Consumo por hora com capacidade prevista (GWh)	Consumo por hora com capacidade reduzida (GWh)
1	103,68	103,55	11666,23	11683,23
2	101,79	101,67	11042,00	11085,30
3	100,75	100,63	10627,75	10659,85
4	100,86	100,98	10377,03	10421,03
5	101,72	101,72	10282,01	10313,21
6	102,31	102,31	10284,67	10330,87
7	102,33	102,21	10719,30	10777,70
8	105,01	105,13	11562,11	11609,41
9	94,08	94,64	12501,03	12580,15
10	70,87	73,27	14614,62	14991,52
11	61,96	62,45	17346,43	17383,33
12	58,66	56,69	18745,55	18421,75
13	57,42	56,22	19275,68	19056,88
14	58,13	54,89	19664,24	19277,24
15	57,67	56,29	19484,13	19187,13
16	59,15	57,20	18936,69	18700,39
17	63,34	62,30	18038,44	17898,94
18	71,58	70,20	16906,62	16878,52
19	81,29	81,12	16017,31	16076,61
20	87,79	89,80	14585,89	14883,29
21	102,77	102,77	14103,66	14145,36
22	110,94	111,06	14004,12	14019,32
23	108,53	108,66	13200,78	13244,48
24	105,33	105,33	12212,67	12239,84

Tabela 5.40: Número de horas por dia em que as tecnologias estão ativas, por hora do dia, no ano de 2030 com capacidade prevista e capacidade reduzida

Hora	Dessalinização (capacidade prevista)	Dessalinização (capacidade reduzida)	Eletrolisadores (capacidade prevista)	Eletrolisadores (capacidade reduzida)
1	130	130	6	10
2	141	142	5	11
3	145	149	5	10
4	146	150	5	11
5	142	143	5	10
6	142	143	4	10
7	144	146	4	11
8	131	132	4	10
9	201	201	8	18
10	315	316	72	124
11	351	351	196	251
12	358	358	256	296
13	358	358	273	326
14	360	360	285	327
15	360	360	279	327
16	357	358	263	312
17	345	345	227	275
18	311	311	171	214
19	277	277	127	166
20	236	236	45	83
21	157	158	5	11
22	92	93	4	7
23	111	113	6	12
24	128	131	6	11

A Tabela 5.39 mostra que o preço médio por hora varia muito pouco entre as duas situações. Em várias horas, o valor mantém-se exatamente igual, o que demonstra uma certa estabilidade no sistema mesmo com menos capacidade instalada. Ainda assim, destacam-se alguns casos pontuais, como na hora 10, onde se regista o maior aumento, com mais 2,41 €/MWh, e na hora 14, onde se verifica a maior descida, com menos 3,24 €/MWh no cenário com capacidade reduzida. Quanto ao consumo total por hora ao longo do ano, nota-se que é superior no cenário com capacidade reduzida durante a madrugada e manhã (horas 1 a 11), bem como no final do dia (horas 19 a 24). Por outro lado, o consumo é mais baixo entre as 12 h e as 18 h, precisamente nas horas em que normalmente há maior produção de energia solar. Este padrão sugere uma adaptação natural do sistema à disponibilidade de renováveis ao longo do dia. É interessante observar que, em algumas horas específicas, nomeadamente às 5, 6, 21 e 24, o consumo aumenta, mas o preço permanece igual. Isto indica uma utilização mais eficiente das tecnologias nessas horas, conseguindo-se fornecer mais energia sem aumentar os custos, mesmo com uma menor capacidade instalada. Estes momentos são exemplos claros de boa gestão operacional no sistema com tecnologias reduzidas.

A Tabela 5.40 mostra com maior detalhe quantas vezes, ao longo do ano, as tecnologias estiveram ativas em cada hora do dia. No caso dos eletrolisadores, observa-se um aumento claro no número de ativações quando a capacidade instalada é reduzida. Ainda assim, a sua utilização continua a ser menos frequente nas primeiras horas da manhã (até às 9 h) e nas últimas horas do dia (após as 20 h). Por outro lado, entre as 12 h e as 18 h, há um pico de atividade, o que está de acordo com o período de maior produção solar, aproveitando de forma mais eficiente a energia disponível.

No que diz respeito à dessalinização, também se verificam ligeiros aumentos no número de ativações ao longo do dia em algumas horas, embora essas variações sejam modestas. Em muitas horas, o número de utilizações mantém-se igual tanto com a capacidade instalada prevista como com a capacidade reduzida, o que indica que esta tecnologia já operava de forma relativamente constante e próxima da sua utilização ideal.

5.2.2 Aumento na Capacidade instalada das Tecnologias

Na Tabela 5.41 compara-se o preço médio anual e o consumo anual de energia elétrica quando se tem a capacidade das tecnologias prevista e quando se tem a capacidade aumentada. Na Figura 5.48 vemos o número de horas que cada tecnologia esteve ativa em cada uma das situações.

Tabela 5.41: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com capacidade prevista e capacidade aumentada

	Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
Capacidade Prevista	346198,94	86,17
Capacidade aumentada	342852,34	85,91

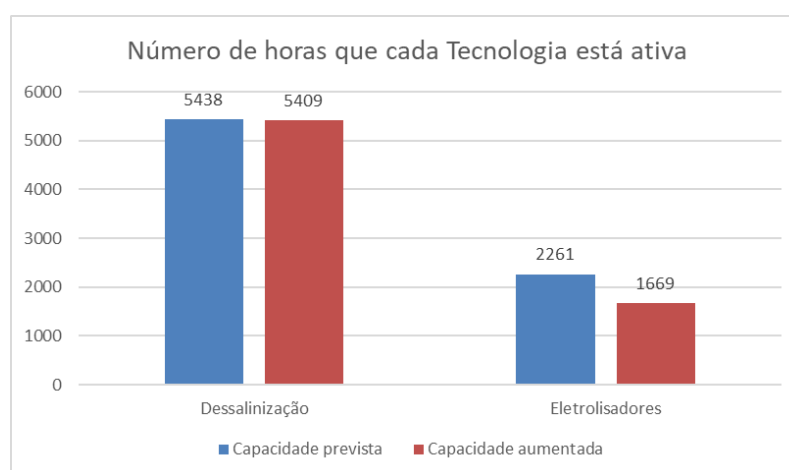


Figura 5.48: Número de horas que cada tecnologia está ativa para a capacidade prevista e para a capacidade aumentada

A Tabela 5.41 mostra os valores da energia total produzida e do preço médio diário da eletricidade ao longo do ano de 2030, comparando dois casos: um com a capacidade instalada prevista

e outro em que essa capacidade foi aumentada. Curiosamente, com mais capacidade disponível, a energia total produzida foi menor em cerca de 3346,60 GWh em relação ao cenário base, e o preço médio da eletricidade baixou ligeiramente, de 86,17 €/MWh para 85,91 €/MWh. Estes dados indicam que com mais capacidade instalada, o sistema utilizou as tecnologias durante menos horas ao longo do ano. Como resultado, o consumo total acabou por ser mais baixo. Embora o preço não varie muito, esta menor utilização mostra que o sistema ficou, de certa forma, menos eficiente com o aumento da capacidade.

A Figura 5.48 ajuda a perceber melhor como essa adaptação acontece. Com o aumento da capacidade e como quando as unidades de dessalinização e os eletrolisadores operam é com a carga total, então quando se aumenta a capacidade vão existir menos horas com energia renovável disponível para estas serem ativadas ao longo do ano. A diferença é mais evidente nos eletrolisadores, que passam de 2261 horas para 1669 horas de funcionamento. Já a dessalinização regista uma ligeira redução, de 5438 para 5409 horas. No total, as tecnologias tiveram um consumo de 33287,40 GWh com o aumento de capacidade, ou seja, menos 3013,00 GWh do que no cenário com a redução de capacidade instalada.

Em relação à energia total prevista, a Tabela 5.42 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030 com a capacidade prevista e quando há um aumento.

Tabela 5.42: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 para a capacidade prevista e para a capacidade aumentada

Tecnologia		Energia fornecida com capacidade prevista (GWh)	Energia fornecida com capacidade aumentada (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12	27236,12
	Albufeira	11241,54	11218,89
Eólica	<i>Feed-in</i>	43046,74	43046,74
	1	77632,06	77623,39
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	11632,34	11632,34
	1	69785,07	69787,18
	2	33065,87	33283,05
Solar Térmica		6895,36	6873,81
Gás Natural		21151,07	21151,07
Biomassa		21188,71	21188,71
Nuclear		23324,06	23324,06

A Tabela 5.42 mostra que, com o aumento da capacidade instalada das tecnologias, verifica-se um aumento na produção das centrais solares fotovoltaicas do tipo 1 e tipo 2, acompanhado por uma diminuição na produção de eletricidade proveniente da solar térmica, da eólica 1 e da hídrica de albufeira.

A Tabela 5.43 mostra a repartição da produção de cada fonte ou patamar com as Tecnologias com a capacidade prevista e com a capacidade reduzida.

Tabela 5.43: Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com a capacidade prevista e capacidade aumentada

Tecnologia		Repartição anual da produção com capacidade prevista (%)	Repartição anual da produção com capacidade aumentada (%)
Hídrica	Fio de água	7,87	7,94
	Albufeira	3,25	3,28
Eólica	<i>Feed-in</i>	12,43	12,56
	1	22,42	22,17
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,36	3,39
	1	20,16	20,35
	2	9,55	9,15
Solar Térmica		1,99	2,01
Gás Natural		6,11	6,17
Biomassa		6,12	6,18
Nuclear		6,74	6,80

A análise da Tabela 5.43 demonstra que o aumento da capacidade instalada tem um impacto limitado na distribuição da produção de energia elétrica por fonte. Observa-se uma ligeira redução na percentagem de produção da eólica 1 e da solar 2, enquanto as restantes fontes registam pequenos aumentos na sua participação relativa. Este aumento na repartição de algumas fontes ocorre pois a sua produção mantém-se constante, apesar de haver uma redução na produção total de eletricidade. Fontes como o gás natural, hídrica de fio de água, renováveis em regime de tarifa *feed-in*, biomassa e nuclear mantêm o mesmo volume de produção, o que, com menor produção, se traduz num acréscimo da sua percentagem total. Em relação à percentagem de energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis, esta fica próxima, descendo de 87,15% para 87,03%, ou seja, grande parte da energia produzida continua a ser proveniente de fontes renováveis.

Na Tabela 5.44 comparara-se o número de horas que cada fonte ou patamar definiu o preço do mercado quando a capacidade é a prevista e quando há um aumento.

Tabela 5.44: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada

Tecnologia		Número de horas que definem o preço do mercado com capacidade prevista	Número de horas que definem o preço do mercado com capacidade aumentada
Hídrica	Fio de água	0	0
	Albufeira	1116	1152
Eólica	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	3531	3403
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	5	25
	2	603	800
Solar Térmica		334	209
Gás Natural		3171	3171
Biomassa		0	0
Nuclear		0	0

A Tabela 5.44 permite observar que o aumento da capacidade instalada das tecnologias de dessalinização e eletrolisadores tem um efeito limitado na forma como os preços do mercado elétrico são definidos em 2030.

A solar 1 passa de 5 horas para 25 e a solar 2 de 603 para 800. A hídrica de albufeira aumenta de 1116 para 1152 horas. Em contraste, a eólica 1 vê o seu contributo reduzir-se de 3531 para 3403 horas. O mesmo acontece com a solar térmica, que desce de 334 para 209 horas. O gás natural, por sua vez, mantém-se estável com 3171 horas.

O aumento na contribuição da solar 1 e da solar 2 explica-se pelo facto de, com mais capacidade instalada, as tecnologias serem utilizadas menos vezes. Como resultado, há mais horas em que estas tecnologias não estão ativas, e nessas alturas são as fontes solares que continuam a definir o preço de mercado. Esta situação também explica a redução no número de vezes que a solar térmica e a eólica 1 definem o preço, já que o papel das várias fontes se redistribui conforme as tecnologias entram ou não em funcionamento.

Quanto à hídrica de albufeira, o seu aumento explica-se pelo facto de que quando as tecnologias estão operacionais, exigem mais energia do que no caso com capacidade prevista. Nessas horas, o sistema precisa de recorrer a produção complementar, e a hídrica de albufeira acaba por ser chamada a intervir com maior frequência para dar resposta à procura.

Na Tabela 5.45 apresenta-se o preço médio de cada mês, bem como o consumo total com a capacidade prevista e com o aumento da capacidade. Na Tabela 5.46 apresenta-se o número de vezes que cada tecnologia esteve ativa em cada mês do ano em cada um dos cenários.

Tabela 5.45: Preço médio mensal e consumo de eletricidade por mês em 2030 com a capacidade prevista e com a capacidade aumentada

Mês	Preço mensal com capacidade prevista (€/MWh)	Preço mensal com capacidade aumentada (€/MWh)	Consumo mensal com capacidade prevista (GWh)	Consumo mensal com capacidade aumentada (GWh)
Janeiro	83,88	82,50	26557,70	26080,50
Fevereiro	76,13	75,99	27388,86	26760,86
Março	80,78	78,84	30501,85	29685,75
Abril	83,53	82,00	28992,15	28726,95
Maio	87,59	86,71	30483,44	30040,64
Junho	86,17	85,31	28203,04	27814,54
Julho	87,95	89,06	32339,73	32542,83
Agosto	88,16	90,64	30956,29	31203,29
Setembro	87,85	88,56	28470,74	28555,44
Outubro	92,13	91,58	27728,99	27382,99
Novembro	86,91	86,57	25842,88	25424,18
Dezembro	91,93	92,11	28733,28	28634,38

Tabela 5.46: Número de horas mensais em que as tecnologias estão ativas no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada

Mês	Dessalinização (capacidade prevista)	Dessalinização (capacidade aumentada)	Eletrolisadores (capacidade prevista)	Eletrolisadores (capacidade aumentada)
Janeiro	502	498	161	105
Fevereiro	530	530	205	133
Março	557	549	137	66
Abril	474	473	178	131
Maio	468	467	221	157
Junho	465	460	228	166
Julho	393	391	271	235
Agosto	382	380	268	235
Setembro	403	402	207	175
Outubro	488	485	139	94
Novembro	415	413	141	92
Dezembro	361	361	105	80

A Tabela 5.45 mostra que o preço médio mensal da eletricidade tende a ser mais elevado quando se aumenta a capacidade instalada, nos meses de julho, agosto, setembro e dezembro. Nos restantes meses, o preço é ligeiramente inferior ao registado com a capacidade prevista. Em relação ao consumo mensal, verifica-se que este é, na maioria dos casos, mais baixo com o aumento de capacidade, exceto nos meses de julho, agosto e setembro, em que há um ligeiro aumento. Vale a pena destacar o caso de dezembro, em que o sistema apresenta um dos preços mais altos e um consumo reduzido, o que pode indicar uma utilização menos eficiente dos recursos nesse mês.

Já a Tabela 5.46 mostra que, com o aumento da capacidade, as tecnologias de dessalinização e eletrólise são utilizadas durante menos horas ao longo dos meses. Nos eletrolisadores, essa diferença é bastante evidente, com destaque para o mês de março, onde o tempo de funcionamento diminui para menos de metade. Esta redução é visível em todos os meses do ano. No caso da dessalinização, o comportamento é mais estável: em alguns meses há uma ligeira redução no número de horas ativas, enquanto noutros, como fevereiro e dezembro, não se verifica qualquer alteração. Estes dados sugerem que, apesar da maior capacidade instalada, o sistema nem sempre consegue tirar pleno partido das tecnologias disponíveis, o que pode comprometer a eficiência global.

Na Tabela 5.47 apresenta-se o preço médio, bem como o consumo total de cada hora ao longo do ano com a capacidade prevista e com o aumento da capacidade. Na Tabela 5.48 apresenta-se o número de vezes que cada tecnologia esteve ativa em cada hora do dia ao longo do ano.

Tabela 5.47: Preço médio e consumo total por hora do dia no ano de 2030 com a capacidade prevista e capacidade aumentada

Hora	Preço por hora com capacidade prevista (€/MWh)	Preço por hora com capacidade aumentada (€/MWh)	Consumo por hora com capacidade prevista (GWh)	Consumo por hora com capacidade aumentada (GWh)
1	103,68	103,55	11666,23	11607,23
2	101,79	102,03	11042,00	11014,10
3	100,75	100,88	10627,75	10602,05
4	100,86	101,22	10377,03	10334,03
5	101,72	101,60	10282,01	10237,41
6	102,31	102,43	10284,67	10255,67
7	102,33	102,33	10719,30	10670,70
8	105,01	105,01	11562,11	11550,01
9	94,08	93,84	12501,03	12421,15
10	70,87	68,04	14614,62	14141,52
11	61,96	60,08	17346,43	16871,53
12	58,66	59,17	18745,55	18595,35
13	57,42	57,97	19275,68	19302,48
14	58,13	58,41	19664,24	19583,24
15	57,67	58,95	19484,13	19421,13
16	59,15	59,44	18936,69	18663,39
17	63,34	62,36	18038,44	17637,94
18	71,58	71,32	16906,62	16730,12
19	81,29	79,21	16017,31	15580,01
20	87,79	86,02	14585,89	14239,89
21	102,77	102,77	14103,66	14061,16
22	110,94	110,94	14004,12	13971,32
23	108,53	108,66	13200,78	13175,28
24	105,33	105,58	12212,67	12185,64

Tabela 5.48: Número de horas por dia em que as tecnologias estão ativas, por hora do dia, no ano de 2030 com capacidade prevista e capacidade aumentada

Hora	Dessalinização (capacidade prevista)	Dessalinização (capacidade aumentada)	Eletrolisadores (capacidade prevista)	Eletrolisadores (capacidade aumentada)
1	130	130	6	1
2	141	136	5	2
3	145	143	5	2
4	146	145	5	1
5	142	139	5	1
6	142	140	4	1
7	144	139	4	0
8	131	129	4	2
9	201	199	8	1
10	315	314	72	32
11	351	351	196	135
12	358	358	256	203
13	358	358	273	227
14	360	360	285	231
15	360	360	279	227
16	357	357	263	202
17	345	345	227	165
18	311	310	171	131
19	277	277	127	80
20	236	235	45	17
21	157	155	5	1
22	92	92	4	1
23	111	110	6	3
24	128	127	6	3

A Tabela 5.47 mostra que o preço médio por hora ao longo do ano varia pouco com o aumento da capacidade instalada. Em algumas horas o valor mantém-se igual, o que indica uma certa estabilidade no sistema. Destacam-se, no entanto, algumas horas, como a hora 10, com uma descida de 2,83 €/MWh, e a hora 15, com um aumento de 1,27 €/MWh, sendo estes os maiores desvios registados. Quanto ao consumo total por hora, verifica-se que este é mais baixo na maioria das horas com capacidade aumentada, exceto na hora 13, onde há um ligeiro aumento. Curiosamente, em horas como 7, 8, 21 e 22, o consumo total diminui mas o preço permanece inalterado, o que poderá indicar menor aproveitamento da capacidade adicional e alguma ineficiência operacional.

A Tabela 5.48 mostra que, com mais capacidade instalada, os eletrolisadores são ativados menos vezes, com destaque para a hora 7, onde não são utilizados em nenhum período do ano. Já no caso da dessalinização, o número de ativações mantém-se semelhante, com pequenas reduções em algumas horas. Isto mostra que esta tecnologia tem um perfil de operação estável, o que se justifica por não exigir grandes quantidades de energia elétrica por hora.

5.3 Cenário com Distribuição Assimétrica do Consumo

O cenário de Distribuição Assimétrica do Consumo previsto para 2030 surge com o objetivo de redistribuir o consumo de energia, concentrando-o nas horas em que, tendencialmente, ocorre uma maior produção solar. Esta abordagem procura perceber qual é o impacto que o aumento da produção de energia elétrica através das instalações solares fotovoltaicas poderá ter devido a um acréscimo do consumo nessas horas específicas.

A produção de energia solar fotovoltaica é mais significativa durante o período entre as 11 h e as 17 h, altura em que a incidência solar atinge níveis mais elevados. Assim, a distribuição assimétrica do consumo surge como uma estratégia para alinhar esta elevada produção com os padrões de utilização da eletricidade.

Para além do aspeto técnico, há também uma motivação económica. Quando há mais produção solar, os preços da eletricidade tendem a ser mais baixos, o que naturalmente pode levar as pessoas e as empresas a preferirem consumir nesses horários. Esta combinação entre maior disponibilidade de energia e menor custo pode ser decisiva para, de forma progressiva, mudarmos os nossos hábitos de consumo.

Neste cenário, pretende-se também avaliar que impacto esta nova distribuição do consumo poderá ter noutras áreas fundamentais, como o funcionamento de unidades de dessalinização e de eletrolisadores. Estas tecnologias, que dependem fortemente do fornecimento de eletricidade, poderão ser influenciadas por esta mudança de padrão.

Para implementar a mudança no perfil de consumo ao longo do dia, foram seguidos os seguintes passos na simulação:

- O primeiro passo consistiu em estimar a quantidade total de energia que se espera consumir ao longo de um ano, tendo como referência os valores praticados no mercado diário de eletricidade.
- Com esse valor anual determinado, procedeu-se à sua divisão em dois blocos: um correspondente ao período entre as 11 h e as 17 h, horas do dia em que a intensidade da radiação solar é normalmente mais elevada, e outro relativo ao resto do dia.
- Para avaliar os efeitos de uma eventual alteração nos hábitos de consumo, simulou-se um cenário em que o consumo entre as 11 h e as 17 h aumentava 10%. Com esse acréscimo, foi recalculada a nova quantidade de energia consumida especificamente nesse período de maior produção solar.
- Como o objetivo era manter o total de energia anual inalterado, foi necessário reajustar o consumo nas restantes horas do dia. Para tal, subtraiu-se o novo valor das horas centrais ao total anual inicialmente previsto, obtendo-se o valor remanescente para distribuir nas restantes horas.
- De seguida, calculou-se o rácio entre este novo valor e o consumo originalmente previsto fora do pico solar fotovoltaica, permitindo obter um fator de ajustamento.

- Por fim, esse fator foi aplicado ao consumo original das horas fora do intervalo solar fotovoltaica mais intenso, ajustando-o proporcionalmente. Desta forma, garantiu-se que, apesar do aumento do consumo durante as horas de maior produção solar, o total anual de energia consumida se mantinha inalterado.

Tal como foi feito no cenário base, serão inicialmente apresentados os resultados sem a ativação das unidades de dessalinização e eletrolisadores, seguindo-se a análise dos resultados após a sua ativação.

5.3.1 Sem unidades de dessalinização e eletrolisadores

Na Tabela 5.49 compara-se o preço médio anual de energia elétrica para o cenário base e para o cenário com consumo assimétrico.

Tabela 5.49: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Cenário	Preço Médio (€/MWh)
Cenário Base	78,48
Cenário com Consumo Assimétrico	77,54

A Tabela 5.49 mostra de forma clara que a alteração no perfil de consumo de energia ao longo do dia tem impacto no preço médio anual da eletricidade. Quando o consumo é redistribuído e passa a estar mais concentrado nas horas de maior produção solar, o preço da energia tende a baixar.

No cenário base, o preço médio anual da eletricidade é de 78,48 €/MWh. Já no cenário com consumo assimétrico, esse valor desce para 77,54 €/MWh. Esta redução está relacionada com o facto de, ao consumir mais energia durante as horas em que há maior produção solar, o sistema tirar melhor partido da eletricidade disponível a preços mais baixos. Assim, evita-se recorrer a fontes mais caras nos períodos de menor produção, o que ajuda a baixar o preço médio final da eletricidade ao longo do ano.

Em relação à energia total prevista para os dois cenários, a Tabela 5.50 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030 e na Figura 5.49 apresenta-se a produção por fonte.

Tabela 5.50: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Energia fornecida no cenário base (GWh)	Energia fornecida no cenário com consumo assimétrico (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12	27236,12
	Albufeira	10507,06	9518,91
Eólica	Feed-in	43046,74	43046,74
	1	62009,41	61032,58
Solar Fotovoltaico	Feed-in	11632,34	11632,34
	1	69103,82	69615,43
	2	17026,83	22634,74
Solar Térmica		3338,79	3579,98
Gás Natural		21151,07	16755,33
Biomassa		21188,71	21188,71
Nuclear		23324,06	23324,06

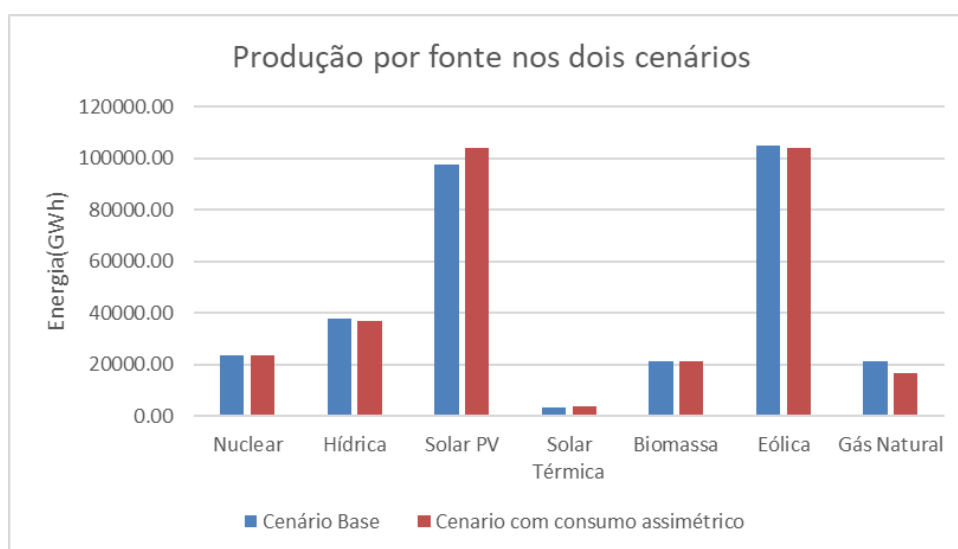


Figura 5.49: Energia produzida por fonte para 2030 no cenário base e no cenário com consumo assimétrico

A Tabela 5.50 e a Figura 5.49 permitem perceber como a mudança no padrão de consumo, prevista no cenário com consumo assimétrico, influencia a forma como a eletricidade é produzida a partir das diferentes fontes de energia. Embora a quantidade total de energia fornecida seja igual nos dois cenários, há mudanças relevantes na distribuição entre tecnologias.

A energia solar fotovoltaica ganha maior destaque neste novo cenário, com um aumento claro da sua participação. Este resultado era esperado, já que o consumo passa a estar mais concentrado nas horas em que há maior produção solar, permitindo aproveitar melhor esta fonte renovável. O sistema passa assim a integrar mais energia solar, sobretudo nos períodos do dia em que está naturalmente mais disponível.

Em sentido contrário, a produção a partir de gás natural diminui. Ao consumir mais energia nas horas de sol, evita-se a necessidade de recorrer a fontes fósseis em momentos de menor produção renovável. Isto traduz-se num sistema mais limpo e eficiente.

Outras fontes de energia mantêm-se relativamente estáveis. A solar térmica regista um ligeiro aumento, enquanto a biomassa, a energia nuclear, a hídrica de fio de água e as fontes ao abrigo das tarifas *feed-in* não sofrem alterações. No caso da hídrica de albufeira, há uma pequena redução na produção, mas sem grande impacto no total.

A Tabela 5.51 apresenta a repartição percentual da produção de cada fonte ou patamar para os dois cenários.

Tabela 5.51: Percentagem de produção de cada fonte ou patamar no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Repartição anual da produção no cenário base (%)	Repartição anual da produção no cenário com consumo assimétrico (%)
Hídrica	Fio de água	8,80	8,80
	Albufeira	3,39	3,07
Eólica	<i>Feed-in</i>	13,91	13,91
	1	20,03	19,72
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,76	3,76
	1	22,32	22,49
	2	5,50	7,31
Solar Térmica		1,08	1,15
Gás Natural		6,83	5,41
Biomassa		6,85	6,85
Nuclear		7,53	7,53

A Tabela 5.51 mostra que a repartição da produção de eletricidade por fonte se mantém, em geral, semelhante entre os dois cenários. No entanto, verifica-se um ligeiro aumento na contribuição da energia solar fotovoltaica e uma pequena redução no peso do gás natural. Estas variações refletem o efeito da concentração do consumo nas horas de maior produção solar, permitindo uma melhor integração das renováveis e uma menor dependência de fontes fósseis. As restantes tecnologias mantêm a sua participação praticamente inalterada, o que confirma que o impacto da mudança no perfil de consumo se concentra essencialmente nestas duas fontes.

Em termos de produção a partir de fontes renováveis, também se verifica uma evolução positiva. A percentagem de energia produzida por fontes renováveis aumenta ligeiramente, passando de 85,63% no cenário base para 87,05% no cenário com consumo assimétrico. Esta variação, ainda que modesta, reforça a ideia de que a concentração do consumo nas horas de maior produção solar contribui para uma maior integração de energia limpa no sistema elétrico.

Na Tabela 5.52 comparara-se o número de horas que cada fonte ou patamar definiu o preço do mercado no cenário base e no cenário com consumo assimétrico.

Tabela 5.52: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Número de horas que definem o preço do mercado no cenário base	Número de horas que definem o preço do mercado no cenário com consumo assimétrico
Hídrica	Fio de água	0	0
	Albufeira	639	762
Eólica	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	2494	2990
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	402	111
	2	1946	1896
Solar Térmica		108	225
Gás Natural		3171	2776
Biomassa		0	0
Nuclear		0	0

A Tabela 5.52 mostra que, no cenário base, é o gás natural que mais vezes define o preço da eletricidade ao longo do ano. No entanto, quando o consumo é redistribuído para as horas de maior produção solar, esse papel do gás natural diminui significativamente. Com essa mudança, a energia eólica passa a ter mais peso na definição do preço e a solar térmica também ganha alguma relevância. Por outro lado, a solar fotovoltaica, especialmente no patamar 1, passa a influenciar o preço em menos horas, devido ao aumento do consumo nas horas em que esta fonte anteriormente definia o preço, o que leva à necessidade de recorrer a outras fontes, como a solar térmica, a eólica 1 e a hídrica de albufeira.

Estas alterações sugerem que a concentração do consumo nas horas de maior produção renovável permite reduzir a influência das fontes fósseis no mix de produção. Ao mesmo tempo, dá-se mais espaço às fontes renováveis na formação do preço da eletricidade. Este comportamento mostra que uma mudança no perfil de consumo não só tem impacto no aproveitamento da energia limpa, como também contribui para reduzir a dependência de combustíveis fósseis, o que é essencial para garantir uma transição energética bem-sucedida.

5.3.2 Com unidades de dessalinização e eletrolisadores

Na Tabela 5.53 compara-se o preço médio anual e o consumo anual de energia elétrica para o cenário base e para o cenário com consumo assimétrico quando são ativadas as tecnologias. Na Figura 5.50 vemos o número de horas que cada tecnologia esteve ativa em cada um dos cenários.

Tabela 5.53: Energia total prevista e preço médio de mercado diário para 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Cenário	Energia Total (GWh)	Preço Médio (€/MWh)
Cenário Base	346198,94	86,17
Cenário com Consumo Assimétrico	340319,94	84,63

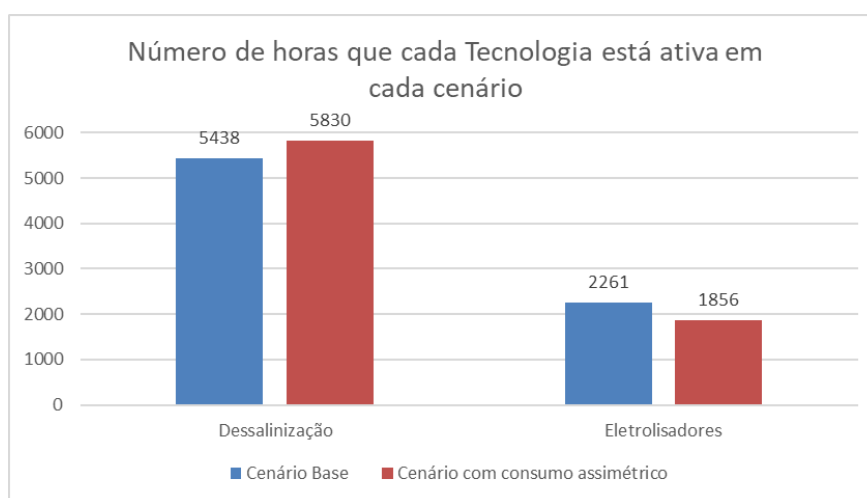


Figura 5.50: Número de horas que cada tecnologia está ativa no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

A análise da Tabela 5.53 e da Figura 5.50 mostram que, no cenário com consumo assimétrico, o preço médio da eletricidade desce em relação ao cenário base. Esta redução está associada ao maior aproveitamento da energia solar nas horas em que está mais disponível, o que ajuda a reduzir a dependência de fontes mais caras, como o gás natural. No entanto, esta descida no preço acontece também num contexto em que o consumo total de eletricidade é ligeiramente mais baixo, o que pode igualmente contribuir para esse resultado. Esta redução do consumo total deve-se às tecnologias terem um consumo de 30760 GWh, menos 5580 GWh do que no cenário base.

No que diz respeito às tecnologias analisadas, as unidades de dessalinização acabam por estar ativas durante mais horas no cenário com consumo assimétrico. Isto acontece porque, ao consumir menos gás natural fora das horas de sol, abre-se espaço para que estas unidades operem mais vezes com energia mais barata. Já os eletrolisadores funcionam durante menos tempo, o que pode indicar que a nova distribuição do consumo não favorece tanto a sua operação. Estes resultados mostram que mudar o perfil de consumo ao longo do dia pode ter efeitos distintos consoante a tecnologia, sendo por isso importante ter isso em conta no planeamento energético.

Em relação à energia total prevista com unidades de dessalinização e eletrolisadores para os dois cenários, a Tabela 5.54 apresenta a energia fornecida por fonte e respetivo patamar, para 2030 e na Figura 5.51 apresenta-se a produção por fonte.

Tabela 5.54: Energia fornecida por fonte ou patamar no ano de 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Energia fornecida no cenário base (GWh)	Energia fornecida no cenário de consumo assimétrico (GWh)
Hídrica	Fio de água	27236,12	27236,12
	Albufeira	11241,54	10349,79
Eólica	<i>Feed-in</i>	43046,75	43046,74
	1	77632,06	76684,14
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	11632,34	11632,34
	1	69785,07	69790,91
	2	33065,87	33127,81
Solar Térmica		6895,36	7183,99
Gás Natural		21151,07	16755,33
Biomassa		21188,71	21188,71
Nuclear		23324,06	23324,06

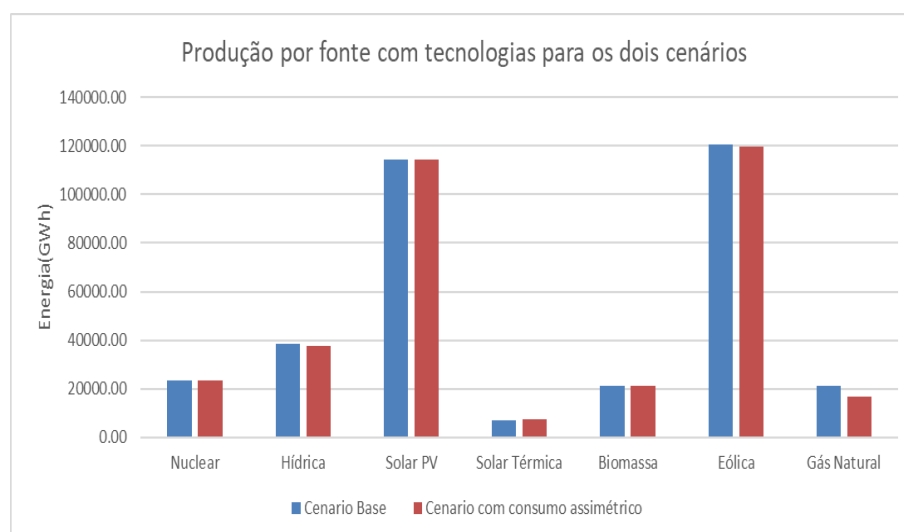


Figura 5.51: Energia produzida por fonte para 2030 com unidades de dessalinização e eletrolisadores no cenário base e no cenário com consumo assimétrico

A Tabela 5.54 e a Figura 5.51 mostram que, apesar da redução no total de energia produzida no cenário com consumo assimétrico, algumas fontes mantêm os mesmos níveis de produção. É o caso da biomassa, da energia nuclear, da hídrica de fio de água e das fontes ao abrigo das tarifas *feed-in*, que apresentam valores iguais nos dois cenários.

Em contrapartida, a produção de energia solar fotovoltaica nos patamares 1 e 2, aumenta, refletindo um maior aproveitamento das horas de maior incidência solar. Por outro lado, a produção

a partir de gás natural regista uma redução significativa, o que demonstra um menor recurso a este combustível fóssil. A produção hídrica proveniente de albufeiras regista uma ligeira redução, o que pode estar relacionado com o facto dos eletrolisadores não serem utilizadas com a mesma frequência. Como resultado, a necessidade de produção hídrica também diminui. A energia solar térmica também cresce ligeiramente, reforçando o papel das renováveis. Estas variações mostram que, ao alterar o perfil de consumo ao longo do dia, é possível favorecer uma maior integração da energia solar, sem comprometer o equilíbrio geral entre as restantes tecnologias.

A Tabela 5.55 apresenta a repartição percentual da produção de cada fonte ou patamar para os dois cenários.

Tabela 5.55: Percentagem de produção de cada fonte ou patamar com unidades de dessalinização e eletrolisadores no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Repartição anual da produção no cenário base (%)	Repartição anual da produção no cenário com consumo assimétrico (%)
Hídrica	Fio de água	7,87	8,01
	Albufeira	3,25	3,04
Eólica	<i>Feed-in</i>	12,43	12,65
	1	22,42	22,53
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	3,36	3,42
	1	20,16	20,51
	2	9,55	9,73
Solar Térmica		1,99	2,11
Gás Natural		6,11	4,92
Biomassa		6,12	6,23
Nuclear		6,74	6,85

A Tabela 5.55 mostra que, apesar da distribuição da produção de eletricidade por fonte se manter, no geral, bastante semelhante entre os dois cenários, há pequenas diferenças que vale a pena destacar. A energia solar fotovoltaica regista um ligeiro aumento no cenário com consumo assimétrico, o que sugere um melhor aproveitamento das horas com maior incidência solar.

Por outro lado, a produção a partir de gás natural diminui de forma clara, o que indica uma menor dependência desta fonte fóssil. Esta mudança está de acordo com o objetivo do cenário assimétrico, que procura dar prioridade às fontes renováveis. Também a energia solar térmica apresenta um pequeno crescimento, reforçando esse caminho. Já as restantes fontes, como a hídrica, a eólica, a biomassa e a nuclear, mantêm valores semelhantes nos dois cenários, o que demonstra alguma estabilidade no seu contributo. No conjunto, estas variações, mesmo sendo discretas, apontam para um sistema energético mais equilibrado e ambientalmente responsável.

Em relação à produção renovável, nota-se também uma evolução positiva. A percentagem de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis sobe ligeiramente, passando de 87,15% no cenário base para 88,22% no cenário com consumo assimétrico. Apesar de ser uma diferença modesta, reforça a ideia de que concentrar o consumo nas horas de maior produção solar ajuda a integrar mais energia limpa no sistema elétrico.

Na Tabela 5.56 é comparado o número de horas em que cada fonte ou patamar definiu o preço do mercado quando as Tecnologias estão ativas no cenário base e no cenário com consumo assimétrico.

Tabela 5.56: Número de horas que cada fonte ou patamar define o preço em 2030 no cenário base e no cenário de consumo assimétrico

Tecnologia		Número de horas que definem o preço do mercado no cenário base	Número de horas que definem o preço do mercado no cenário com consumo assimétrico
Hídrica	Fio de água	0	0
	Albufeira	1116	1318
Eólica	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	3531	3851
Solar Fotovoltaico	<i>Feed-in</i>	0	0
	1	5	1
	2	603	562
Solar Térmica		334	252
Gás Natural		3171	2776
Biomassa		0	0
Nuclear		0	0

A Tabela 5.56 mostra que, no cenário base, é a energia eólica que mais vezes define o preço da eletricidade ao longo do ano. No cenário com consumo assimétrico, esse papel ganha ainda mais relevância, com um aumento no número de horas em que esta fonte influencia o mercado. Este resultado mostra como as renováveis, em particular a eólica, assumem um papel central na definição do preço da eletricidade.

O gás natural, por outro lado, define o preço em menos horas no cenário com consumo assimétrico, o que aponta para uma ligeira redução da sua influência. Além desta, também a solar térmica apresenta uma redução nas horas em que define o preço. Por outro lado, a produção hídrica proveniente de albufeiras ganha algum peso. A solar fotovoltaica, especialmente no patamar 2, passa a definir o preço em menos momentos, o que pode estar ligado a uma maior correspondência entre a produção solar e os períodos de maior consumo.

Estas diferenças, embora subtis, indicam que a forma como o consumo é distribuído ao longo do dia pode influenciar a fonte que define o preço da eletricidade. Concentrar o consumo nas horas de maior produção renovável não só reduz a dependência de fontes fósseis, como também reforça o papel das tecnologias limpas no funcionamento do mercado. Trata-se de um passo importante para tornar o sistema elétrico mais sustentável e alinhado com os objetivos da transição energética pelo que fica claro que devem ser adotadas medidas e incentivos que permitam alterar os hábitos de consumo de modo a atingir este objetivo.

Capítulo 6

Conclusões e perspetivas de desenvolvimento futuro

Perante a crescente urgência de descarbonizar o setor energético e garantir um abastecimento sustentável de recursos essenciais como a energia e a água potável, tem-se intensificado a investigação e o desenvolvimento de soluções que complementem as formas tradicionais de produção. Neste cenário, a produção de hidrogénio verde, obtido através da eletrólise da água, e a dessalinização, como resposta à escassez de água, ganham cada vez mais destaque. Quando integradas num sistema energético cada vez mais dependente de fontes renováveis, estas tecnologias não só ajudam a diversificar a oferta, como também trazem maior flexibilidade ao consumo. Esta flexibilidade é essencial para tirar melhor partido da produção intermitente de energia solar e eólica, contribuindo para um sistema mais eficiente e equilibrado.

A evolução tecnológica, aliada aos compromissos ambientais assumidos pelos países membros da União Europeia, especialmente no âmbito dos Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC e PNIEC), aponta para um aumento significativo da capacidade instalada de energias renováveis até 2030. Para dar resposta aos desafios que essa transição impõe, como o equilíbrio entre a oferta e a procura num sistema cada vez mais dinâmico, torna-se fundamental encontrar soluções inteligentes em que se insere a operação coordenada de eletrolisadores e unidades de dessalinização. Ao funcionarem de forma flexível e adaptada às variações da produção renovável, estas tecnologias podem ajudar a absorver os excedentes de energia, reduzir os picos de produção e reforçar a estabilidade do mercado de eletricidade.

Neste trabalho, procurou-se avaliar de que forma a operação das unidades de eletrólise e dessalinização poderá influenciar o preço da eletricidade no mercado diário em 2030, tendo como base o contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Para isso, foram estimados os preços da eletricidade ao longo das 8760 horas de 2030, comparando os resultados antes e depois da introdução destas tecnologias no sistema.

Como ponto de partida, escolheu-se o ano de 2024, por ser o último com dados consolidados e suficientemente detalhados sobre o funcionamento do mercado. Com base nesses dados, foram construídos perfis típicos de produção para as fontes de energia não despacháveis, como a eólica

e a solar fotovoltaica. Além disso, usou-se a energia total negociada no mercado diário em 2024 como referência para projetar o consumo de 2030, aplicando a taxa de crescimento prevista e garantindo, assim, alinhamento com os objetivos definidos nos planos estratégicos de Portugal e Espanha.

A elaboração da curva de oferta passou pela atribuição de preços representativos a cada fonte de produção. Para tal, analisaram-se os dados históricos do mercado diário, identificando, hora a hora, as fontes que determinaram o preço marginal. Com base nessa análise, foram desenhadas curvas de custo que procuram representar de forma realista o funcionamento do mercado. É importante referir que os preços atribuídos a cada fonte foram definidos numa base anual, adotando uma abordagem simplificada que não contempla as dinâmicas associadas a variáveis específicas ou às estratégias comerciais dos diferentes agentes do mercado. Em alguns casos, certas fontes de produção foram ainda divididas em diferentes patamares, cada um com um preço próprio, de forma a refletir melhor as condições específicas de exploração de diferentes segmentos dentro da mesma fonte primária, como acontece com a solar fotovoltaica e a eólica.

Para avaliar os efeitos da integração das novas tecnologias no sistema elétrico, foram definidos e analisados três cenários distintos: um cenário base, um cenário com variação da capacidade instalada e um cenário com consumo assimétrico.

Os resultados obtidos mostram que, no cenário base, a ativação das tecnologias em estudo leva a um aumento do preço médio da eletricidade de 78,48 €/MWh para 86,17 €/MWh. Em termos concretos, a introdução de eletrolisadores e unidades de dessalinização no sistema resulta num acréscimo da procura horária, que é satisfeita apenas nas horas em que existe disponibilidade suficiente de energia renovável. Isto porque estas tecnologias foram modeladas para operar unicamente em períodos em que o sistema não depende do recurso ao gás natural. Ao funcionarem dessa forma, estas unidades permitem absorver energia excedente proveniente de fontes como a solar fotovoltaica e a eólica, contribuindo para um aumento da produção renovável e para uma maior eficiência global do sistema. Este equilíbrio entre um ligeiro acréscimo no preço da eletricidade e o reforço da sustentabilidade energética evidencia o contributo relevante que estas tecnologias podem ter na transição para um sistema elétrico mais limpo, eficiente e resiliente.

No cenário com variação da capacidade instalada, tanto a redução como o aumento de 20% na potência das tecnologias analisadas resultaram num preço médio da eletricidade ligeiramente inferior ao do cenário base. Quando a capacidade foi reduzida em 20%, o preço médio desceu de 86,17 €/MWh para 85,88 €/MWh. Neste caso, as tecnologias foram ativadas durante mais horas ao longo do ano, já que a menor potência foi mais facilmente acomodada nas horas com produção renovável suficiente, sem necessidade de recorrer ao gás natural. No entanto, como a potência disponível era menor, o volume total de energia consumida acabou por ser inferior ao do cenário base. Por outro lado, no cenário com aumento da capacidade em 20%, o preço médio registou uma descida ligeira para 85,91 €/MWh. Neste caso, a frequência de ativação das tecnologias foi menor, uma vez que a maior potência exigia condições mais favoráveis para operar sem o apoio de fontes fósseis. Também neste caso, o volume total de energia consumida ficou abaixo do observado no cenário base.

O cenário com uma distribuição assimétrica do consumo revelou-se eficaz na redução do preço médio anual da eletricidade. Neste caso, foi simulado um aumento de 10% no consumo entre as 11 e as 17 horas, período correspondente às horas de maior produção solar. Esta redistribuição permitiu aliviar a pressão sobre os períodos tradicionalmente com preços mais elevados, reduzindo a frequência com que as fontes de maior custo definem o preço marginal. Como resultado, o preço médio anual desceu de 78,48 €/MWh para 77,54 €/MWh no caso sem tecnologias, e de 86,17 €/MWh para 84,63 €/MWh quando os eletrolisadores e as unidades de dessalinização foram ativadas. Apesar desta redução no preço, observou-se que, no cenário com as tecnologias ativas, o consumo total foi inferior ao do cenário base. Isto deve-se ao facto do reforço da procura entre as 11 e as 17 horas ter coincidido com o período em que estas tecnologias mais frequentemente operavam. Como a sua ativação depende da existência de excedente renovável e da ausência de recurso ao gás natural, a nova distribuição da procura acabou por reduzir a margem disponível para o seu funcionamento nesses períodos. Ainda assim, verificou-se que as unidades de dessalinização foram ativadas com maior frequência, beneficiando de uma menor exigência de potência e de uma maior flexibilidade. Por outro lado, os eletrolisadores registaram uma utilização mais limitada, já que requerem condições mais favoráveis para operar sem impactar negativamente a curva de oferta.

De forma geral, os resultados mostram que a ativação das unidades de eletrólise e dessalinização contribui para uma maior integração de fontes renováveis no sistema elétrico, sobretudo durante os períodos do dia com elevada disponibilidade de energia solar e eólica. Apesar de o gás natural continuar a ser, em muitas horas, a fonte marginal que define o preço de mercado, especialmente durante a noite e nos momentos de menor produção renovável, a produção de energia elétrica ao longo do ano é, na sua larga maioria, assegurada por fontes renováveis. Este crescimento da presença das renováveis no mix energético reforça a importância de soluções que permitam tirar o máximo partido da sua disponibilidade, ao mesmo tempo que ajudam a garantir a estabilidade e o equilíbrio do mercado.

No que toca a possíveis desenvolvimentos futuros, este trabalho abre caminho para várias áreas de aprofundamento. Uma das possibilidades seria a introdução de preços dinâmicos de produção, que variem ao longo do ano e acompanhem as flutuações sazonais do mercado. Desta forma, evitar-se-ia a utilização de um preço fixo durante todo o ano, permitindo uma representação mais realista e ajustada dos custos associados às diferentes fontes de produção. Outra linha interessante de evolução seria o refinamento da curva de oferta, dividindo algumas fontes de produção em mais patamares de preço. Desta forma, seria possível captar com maior detalhe a diversidade de condições operacionais que existem dentro da mesma fonte de produção. Adicionalmente, a implementação de *market splitting*, ou seja a separação de mercados, permitiria simular um cenário com zonas de preços diferenciados, refletindo a realidade do mercado ibérico, nomeadamente com a separação entre os preços praticados em Portugal e em Espanha. Além disso, vale a pena considerar cenários em que os eletrolisadores e as unidades de dessalinização operem com cargas parciais, ou seja, abaixo da sua capacidade máxima. Esta flexibilidade permitiria aumentar o número de horas em que estas unidades podem funcionar, ajustando-se melhor à variabilidade da

produção renovável e evitando a sua exclusão em momentos em que a potência total não poderia ser integrada sem recurso a fontes fósseis.

Por fim, é importante sublinhar que a integração destas tecnologias deve ser acompanhada por políticas adequadas e por uma estratégia de planeamento bem coordenada entre os setores da energia e da água. Só assim se poderá garantir que o impacto no sistema elétrico seja sustentável, eficiente e alinhado com os objetivos de neutralidade carbónica e de segurança no abastecimento até 2045. Adicionalmente, será fundamental assegurar que a instalação destas unidades esteja em sintonia com as capacidades reais da rede elétrica e com a disponibilidade efetiva de energia renovável. Uma gestão mais flexível e inteligente da procura permitirá evitar sobrecargas e tirar o máximo partido, tanto técnico como económico, destas soluções.

Bibliografia

- [1] *Mibel: Como Funciona o Mercado Ibérico de Energia?* | Edp. URL: <https://www.edp.com/pt/media/historias-edp/mibel-como-funciona-o-mercado-iberico-de-energia>.
- [2] Fernando Olazábal Valiente. *Membros*. Mibel. URL: <https://www.mibel.com/conselho-de-reguladores/membros/>.
- [3] Ricardo Rocha. «Estudo prospetivo da evolução do preço do mercado diário do MIBEL considerando as metas dos Planos Nacionais de Energia e Clima de Portugal e Espanha para 2030». 2023.
- [4] *SISTEMA DE INFORMAÇÃO DE MERCADOS DE ENERGIA*. URL: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel>.
- [5] Conselho de Reguladores do MIBEL. *DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL*. Nov. de 2009. URL: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf.
- [6] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira da Silva e Maria Teresa Ponce de Leão. *Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.
- [7] *Curvas Agregadas de Oferta e Demanda* | OMIE. URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2024-10-03>.
- [8] Jorge Borges. «MIBEL and the Market Splitting - 5th International Conference on the European Electricity Market». Em: *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*. Mai. de 2008.
- [9] *Preço Do Mercado Diário* | OMIE. URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price?scope=daily&date=2024-06-19>.
- [10] *DETALHES DO FUNCIONAMENTO DO MERCADO INTRADIÁRIO*. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo_p.pdf.

- [11] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. 2024. URL: https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitesco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf.
- [12] *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030*. 2024. URL: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/20241030_pnec2030_maen.pdf.
- [13] Ricardo Ferreira Fernandes. «Eletrólise». Em: *Revista de Ciência Elementar* 3.1 (2015). ISSN: 2183-9697. DOI: 10.24927/rce2015.019.
- [14] IBERDROLA CORPORATIVA. *O que é um eletrolisador e por que é essencial para o fornecimento de hidrogênio verde?* og:url:eletrólizador. Iberdrola. URL: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/eletrolisador>.
- [15] IBERDROLA CORPORATIVA. *O hidrogênio verde: uma alternativa para reduzir as emissões e cuidar do nosso planeta*. Iberdrola. URL: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/hidrogenio-verde>.
- [16] Germán Portillo. *Hidrogénio verde: produção, problemas e futuro*. Renovables Verdes. 14 de out. de 2024. URL: <https://pt.renovablesverdes.com/problemas-de-hidrog%C3%AAnio-verde/>.
- [17] *Electrolyzer Comparison*. GRZ Technologies. URL: <https://grz-technologies.com/wiki/brief-electrolyzer-comparison/>.
- [18] IBERDROLA CORPORATIVA. *A dessalinização da água do mar: um método para lutar contra a escassez?* Iberdrola. URL: <https://www.iberdrola.com/inovacao/dessalinizacao>.
- [19] *10 Certezas Sobre Desalación de Agua - AEDyR*. URL: <https://aedyr.com/diez-certezas-desalacion-agua/>.
- [20] *Revista APDA #33 2ºTrimestre 2024*. Issuu. 31 de jul. de 2024. URL: https://issuu.com/ssouzas/docs/revista_apda_33_2_trimestre_2024/42.
- [21] *Ren-Dados-Tecnicos-2024*. URL: <https://www.ren.pt/media/al3nlimk/ren-dados-tecnicos-2024.pdf>.
- [22] *Informe Del Sistema Eléctrico 2024*. URL: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf.
- [23] Redeia. *Potencia instalada*. Red Eléctrica. URL: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [24] *Dgeg-Arr-2025-01*. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/lfmhngdq/dgeg-arr-2025-01.pdf>.
- [25] *Dgeg-Arc-2024-12*. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/txnolt5y/dgeg-arc-2024-12.pdf>.

- [26] *Electricity Demand Tracking in Real Time, Associated Generation Mix and CO2 Emissions.* URL: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/nacionalau/total>.
- [27] *Eletricidade - Balanço Diário.* Ren Website Root. URL: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/?date=2025-05-25>.
- [28] *FE_GEE_Eletricidade_2024_final.* URL: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/FE_GEE_Eletricidade_2024_final.pdf.
- [29] *Tecnologías Que Marcan El Precio Marginal Del Mercado Diario | OMIE.* URL: <https://web.archive.org/web/20240525235637/https://www.omie.es/es/market-results/monthly/daily-market/marginal-price-technologies?scope=monthly&year=2023&month=9&country=1>.
- [30] *Negociação Por Tecnologia | OMIE.* URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/trading-by-technology?scope=daily&date=2023-09-24&system=9>.