

# Armazenamento de Energia em Portugal



Agência para a Energia



## Equipa responsável pelo estudo:

Prof. Paulo Ferrão, IST (coordenador)

Prof. Jorge Maia Alves, FCUL

Prof. Carlos Santos Silva, IST

Prof. Miguel Centeno Brito, FCUL

Dra. Raquel Figueiredo, FCUL

Prof. Fátima Montemor, IST

Prof. Jorge Vasconcelos, IST

Prof. António Vallêra, FCUL

Prof. Guilherme Carrilho da Graça, FCUL

Prof. Marta Panão, FCUL

Dr. Alberto Adán Más, IST

Dr. João Mendes Silva, FCUL

# Índice

Sumário Executivo .....	7
1 Introdução .....	10
2 Estado da arte relativo às soluções e tecnologias de armazenamento de energia .....	19
2.1 Armazenamento mecânico .....	20
2.1.1 Hídrica de bombagem.....	20
2.1.2 Ar comprimido .....	23
2.1.3 Volante de inércia.....	28
2.2 Armazenamento eletromagnético .....	30
2.2.1 Supercondensadores .....	30
2.2.2 Bobinas supercondutoras .....	31
2.3 Armazenamento eletroquímico .....	32
2.3.1 Baterias primárias.....	33
2.3.2 Baterias secundárias .....	35
2.3.3 Células de fluxo Redox .....	39
2.3.4 Células de Combustível .....	41
2.4 Armazenamento químico .....	42
2.4.1 Produção de Hidrogénio .....	45
2.4.2 Produção de Combustíveis Sintéticos .....	48
2.4.3 Metanação de CO <sub>2</sub> .....	49
2.4.4 O uso combinado de energias renováveis e hidrogénio .....	50
2.5 Armazenamento térmico .....	53
2.5.1 Armazenamento térmico na Indústria e Edifícios.....	53
2.5.2 Bombas de calor (power2heat) .....	56
2.5.3 Tanques para armazenamento de energia térmica.....	56
2.5.4 Armazenamento térmico em redes de energia .....	59

2.6	Áreas de aplicação de tecnologias de armazenamento.....	61
2.7	Visão atual dos sistemas de armazenamento no mundo .....	69
2.7.1	A evolução dos sistemas de armazenamento no mundo .....	69
2.7.2	Exemplos de aplicação de tecnologias de armazenamento.....	71
2.8	Síntese.....	78
3	Caracterização da capacidade instalada de armazenamento de energia em Portugal... ..	80
3.1	Contexto do armazenamento em Portugal.....	80
3.2	Identificação dos principais sistemas de armazenamento em Portugal .....	81
3.3	Síntese.....	85
4	Avaliação das necessidades de armazenamento do sistema energético nacional .....	86
4.1	Ferramenta de modelação do sistema energético nacional .....	86
4.1.1	Tecnologias consideradas no modelo .....	88
4.1.2	Otimização técnica versus otimização económica.....	89
4.1.3	Análise de incerteza .....	89
4.2	Cenários considerados no modelo.....	90
4.2.1	Cenários de referência.....	92
4.2.2	Caracterização dos dados do modelo.....	94
4.3	Pressupostos da modelação .....	98
4.3.1	Eletricidade .....	99
4.3.2	Calor .....	102
4.3.3	Rede de gás e biocombustíveis .....	103
4.3.4	Tecnologias de desfasamento produção-consumo.....	105
4.3.5	Abordagem de modelação ao armazenamento centralizado vs distribuído ..	110
4.3.6	Emissões de dióxido de carbono.....	112
4.3.7	Fração renovável no sistema elétrico e na rede de gás .....	114
4.4	Resultados dos cenários.....	114
4.4.1	Emissões de dióxido de carbono equivalente .....	114
4.4.2	Percentagem de renováveis no consumo bruto de eletricidade.....	115
4.4.3	Percentagem de energia renovável na rede de gás .....	116

4.4.4	Utilização do sistema de interligação .....	117
4.4.5	Geração de eletricidade.....	119
4.4.6	Consumo bruto de eletricidade total .....	120
4.4.7	Consumo total de gás natural.....	121
4.4.8	Armazenamento .....	121
4.4.9	Diagramas de carga diários .....	126
4.5	Análise de sensibilidade.....	128
4.5.1	Bombagem hidroelétrica.....	128
4.5.2	Armazenamento eletroquímico .....	132
4.5.3	Impacto da capacidade de bombagem hidroelétrica na utilização do armazenamento eletroquímico.....	134
4.6	Armazenamento de Energia nas Regiões Autónomas.....	136
4.6.1	Contexto atual .....	136
4.6.2	Plano para 2030.....	138
4.7	Síntese.....	141
5	Caracterização do quadro estratégico e regulatório em Portugal e na União Europeia	143
5.1	Análise do quadro regulatório relativamente ao armazenamento de energia .....	149
5.1.1	União Europeia.....	149
5.1.2	Portugal .....	153
5.2	Síntese.....	155
6	Identificação preliminar de linhas de atuação política pública para a promoção do armazenamento de energia em Portugal .....	156
6.1	Linhas de atuação preconizadas ao nível da comissão europeia .....	156
6.2	Ações específicas sugeridas para Portugal .....	157
6.2.1	Setor industrial .....	157
6.2.2	Setor dos transportes .....	157
6.2.3	Setor dos edifícios .....	158
6.2.4	Setor de gestão dos sistemas de energia .....	158
6.3	Síntese.....	160

7	Formulação de recomendações relativas a estudos futuros adicionais .....	162
7.1	Estudo sobre a evolução da procura energética.....	162
7.2	Estudo sobre novos desenhos de mercados de energia.....	164
7.3	Estudo sobre novos quadros tarifários e regulatórios.....	164
7.4	Análise custo-benefício das estratégias de armazenamento.....	164
7.5	Estudo integrado de Portugal, Espanha e Europa.....	164
7.6	Estudo sobre a evolução das redes de energia.....	165
7.7	Estudo com maior aprofundamento da modelação da capacidade hídrica de bombagem.....	165
7.8	Estudo com modelação pormenorizada do armazenamento distribuído.....	165
7.9	Estudo com modelação pormenorizada da Região Autónoma dos Açores .....	166
8	Bibliografia .....	167

## Sumário Executivo

O armazenamento de energia tem um papel fundamental no atual contexto de transição energética. A implementação de níveis consideráveis de diferentes tipos de armazenamento de energia no sistema energético implica fortes investimentos e mudanças no quadro regulatório dos mercados de energia. Dada a relevância deste tópico, tendo em conta o cumprimento das ambiciosas metas nacionais para as próximas décadas (Plano Nacional Energia-Clima, para o período 2021-2030 (PNEC 2030) e Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)), o presente trabalho foi proposto pelo Observatório da Energia da ADENE, tendo o seu desenvolvimento sido articulado com a Direção-Geral de Energia e Geologia e com o Laboratório Nacional de Energia e Geologia. O principal objetivo deste estudo é traçar um quadro conceptual coerente que forneça aos decisores políticos as bases de conhecimento necessárias à formatação dos processos conducentes à elaboração de uma estratégia nacional de armazenamento de energia.

Este estudo começa por identificar as tecnologias de armazenamento de energia mais relevantes para o sistema energético português e caracteriza a situação atual da capacidade de armazenamento em Portugal. O estudo analisa as necessidades de armazenamento do sistema energético através da simulação de diversos cenários para o horizonte temporal 2030 e 2040, explorando-se o seu impacto na evolução de diferentes opções de armazenamento de energia. O foco do estudo centra-se na flexibilidade do sistema elétrico e a sua interação com o sistema de energia. Está fora do âmbito deste estudo a análise às tecnologias de armazenamento de combustíveis líquidos e gasosos.

É efetuada uma contextualização do quadro estratégico e regulatório do setor energético em Portugal e na União Europeia, com o objetivo de permitir a identificação de lacunas num contexto de transição energética. Segue-se a identificação preliminar de medidas de política pública para promover uma atualização do atual quadro regulatório vigente no setor energético. O trabalho termina com a formulação de recomendações de futuros estudos que possam dar continuidade ao trabalho apresentado de forma a explorar com melhor detalhe alguns aspetos mais críticos.

Relativamente às tecnologias de armazenamento de energia, as suas aplicações são muito diversificadas. As tecnologias com maior capacidade para armazenamento a larga escala são a bombagem hídrica e o ar comprimido, podendo ambas ser utilizadas para armazenamento a médio/longo prazo. Para fins de qualidade do serviço da rede elétrica e apoio às redes de transporte e distribuição, destacam-se o armazenamento eletroquímico e volantes de inércia. O armazenamento químico oferece a possibilidade conversão de energia com recurso a vários vetores energéticos, os quais poderão acrescentar flexibilidade ao sistema, dada a sua

versatilidade: podem ser armazenados, injetados na rede de gás, oferecerem serviços à rede elétrica (produzidos com excesso de renováveis e convertidos em eletricidade se necessário) e possibilitam ainda a sua utilização direta em alguns setores (indústria, mobilidade, rede de gás). Entre estes, o hidrogénio parece ser o vetor energético mais promissor, essencialmente por poder ser livre de emissões (caso a eletrólise seja feita utilizando eletricidade de origem renovável).

A nível local ou regional, o tipo de armazenamento mais viável depende das características da região (e.g. recursos endógenos e medidas de política pública), por isso é fundamental analisar especificamente as circunstâncias do sistema energético no contexto local. Em Portugal continental, o principal mecanismo de armazenamento de energia é a bombagem hidroelétrica, cuja capacidade atual já existente é muito significativa (acima de 3 GW). Porém, o potencial desta capacidade de armazenamento não está a ser totalmente explorado.

A avaliação das necessidades de armazenamento para os horizontes de 2030 e 2040 nos diferentes cenários explorados, mostra que não existe um obstáculo à maior penetração de renováveis não-despacháveis no sistema elétrico português. A bombagem hidroelétrica, a flexibilidade do consumo de energia (nomeadamente a mobilidade elétrica) e, quando se aplicar, a geração de hidrogénio limpo, são suficientes para acomodar a penetração de energias renováveis não-despacháveis prevista sem necessidade adicional de armazenamento. Nestas condições, o "*curtailment*" de energia tem valores inferiores a 2% e a capacidade de importação verifica valores muito abaixo dos limites da interligação com Espanha. Contudo, para apoiar a flexibilização e descentralização do sistema energético será necessária a implementação de sistemas de gestão de energia.

Nos cenários analisados, uma maior aposta na produção de hidrogénio cria uma oportunidade para utilizar o excedente de energia renovável do sistema elétrico. Apenas nos cenários mais ambiciosos em termos de produção de hidrogénio será necessário providenciar capacidade de armazenamento de hidrogénio significativa (até seis milhões de metros cúbicos). O armazenamento atual existente para gás natural poderá ser parcialmente adaptado para satisfazer o armazenamento do hidrogénio comprimido.

Os cenários em estudo consideram elevada penetração de energia renovável no sistema elétrico. Esta elevada penetração renovável implica, em alguns dos cenários, uma grande dependência das interligações transfronteiriças, sobretudo para exportação de energia (até 9,5 GW). A semelhança de operação do sistema elétrico espanhol (atualmente a única interligação do sistema português com o exterior) poderá condicionar a sua capacidade de absorver o excedente de energia de Portugal, sendo importante garantir a ligação da Península Ibérica com o exterior.

A introdução de maior flexibilidade, mais descentralização da produção, novas cargas, armazenamento de energia e novos agentes no sistema energético requererá um ajuste à

estrutura do sistema energético que permita gerir da melhor forma todos estes intervenientes. O quadro regulatório do setor energético atual é desadequado para acomodar a introdução destes novos componentes do sistema energético. É necessário um redesenho dos mercados de energia para permitir e fomentar a integração de todos os agentes emergentes, eliminando as atuais barreiras existentes à sua entrada nos mercados. A atualização do quadro regulatório do setor energético poderá incidir também em mecanismos que incentivem, facilitem e agilizem o processo de descarbonização de alguns setores. No caso da indústria, estas medidas podem traduzir-se em incentivos à produção e utilização local de gases renováveis. Nos transportes, o foco poderá passar pela eletrificação do transporte (veículos elétricos a baterias e ferrovia), eventualmente aliada a incentivos à utilização de hidrogénio como combustível em transportes pesados ou marítimos de longa distância.

A digitalização da energia e a agilização de todos os novos componentes do sistema energético serão fundamentais, pelo que as medidas de política pública deverão estar focadas também nestes aspetos. A promoção da gestão ativa da procura e/ou a implementação de tarifas dinâmicas são também mecanismos que introduzem flexibilidade e poderão permitir uma melhor gestão do sistema. Relativamente à rede de gás, é importante aprofundar o esforço de definição de condições técnicas de injeção de gases renováveis na rede de gás para incentivar uma rápida descarbonização de vários setores.

Este trabalho permitiu identificar algumas orientações para uma estratégia nacional para o armazenamento de energia. No entanto, o trabalho permitiu também identificar várias oportunidades para dar continuidade a esta análise e explorar em maior detalhe alguns aspetos. Assim, recomenda-se um conjunto de futuros estudos focados na evolução do consumo, em novos desenhos de mercado, em novos elementos do quadro regulatório, numa análise custo-benefício das tecnologias, no estudo integrado do sistema energético da Península Ibérica-Europa ou na evolução das redes de energia.

# 1 Introdução

O presente estudo deve ser entendido como um exercício de análise do papel de diferentes tecnologias de armazenamento no sistema energético nacional para apoio à decisão na definição de estratégias e orientações por parte dos órgãos competentes para o efeito. Por maioria de razão, não pode, um estudo desta natureza e realizado em poucos meses, ter a pretensão de determinar metas quantitativas de armazenamento para 2040, mas antes apresentar resultados para alguns cenários que possam ilustrar o impacto da política energética nas necessidades de armazenamento.

Tendo em conta os objetivos pretendidos, as boas práticas recomendáveis para a prossecução de tais objetivos e os recursos disponíveis, é apresentado um quadro conceptual que possa contribuir para apoiar o processo de decisão, aportando os elementos essenciais à formatação dos processos conducentes à elaboração de uma estratégia nacional de armazenamento de energia.

Os documentos enquadradores da transição energética portuguesa - Plano Nacional Energia-Clima, para o período 2021-2030 (PNEC 2030), A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) - estabelecem princípios gerais e metas globais, nomeadamente em matéria de emissões de gases com efeito de estufa e de eletrificação da economia. Contudo, estes documentos deixam, prudentemente, uma considerável latitude na definição das trajetórias setoriais relevantes. A incerteza que caracteriza a evolução de algumas variáveis fundamentais, como o custo de certas tecnologias e equipamentos chave, incluindo no domínio do armazenamento, ou a resposta dos consumidores a determinados incentivos, aconselha uma implementação gradual e prudente da transição energética, na perspetiva de “no regrets policy”.

Como exemplo desta incerteza, a 20 de abril de 2020, pela primeira vez na história, o preço do principal “benchmark” de petróleo bruto (WTI - West Texas Intermediate) foi negativo, significando que os produtores pagaram para que os compradores aceitassem ficar com barris de petróleo. Nesse dia, tornou-se ainda mais evidente a importância do armazenamento em todos os vetores energéticos, incluindo o petróleo. Com efeito, a falta de capacidade de armazenamento disponível, num período de queda acentuada e abrupta da procura mundial, foi condição determinante para fazer emergir este evento extraordinário e disruptivo, carregado de consequências.

Este episódio associado a preços de petróleo negativos revela também, exemplarmente, duas características críticas do armazenamento de energia – de todos os tipos de energia: capacidade e localização.

O papel do armazenamento é fortemente influenciado não só pela capacidade instalada, como também pela legislação, pela regulamentação, pelo desenho dos mercados de eletricidade e energia, a par com condicionalismos físicos como o nível de interligação entre sistemas elétricos/energéticos vizinhos e a sua integração multissetorial/vetorial.

Obviamente, quanto maior for a capacidade de armazenamento existente, para um dado nível de oferta/procura, maior será a importância do armazenamento na atenuação da volatilidade dos preços. Contudo, o armazenamento tem um custo e ninguém constrói e opera instalações de armazenamento de energia se não tiver a garantia ou, pelo menos, a expectativa razoável, de poder recuperar custos e obter lucro. Portanto, num quadro de mercado, a capacidade de armazenamento existente resulta do equilíbrio entre, por um lado, os custos do armazenamento e, por outro lado, o diferencial de preços do produto armazenado em diferentes momentos. Neste sentido, quando aumenta a capacidade disponível, diminui o diferencial de preços, logo o incentivo à construção de novas instalações de armazenamento; o mercado determina, portanto, o valor “ótimo” da capacidade de armazenamento instalada. Na realidade, como a adição de nova capacidade de armazenamento é discreta (e não contínua) - dependendo dos tempos de decisão, licenciamento, construção, etc. – e, por outro lado, como as dinâmicas da oferta e da procura comportam várias incertezas, existe quase sempre um desajustamento transitório entre a capacidade efetivamente instalada e a capacidade “ótima”.

No caso do petróleo, além da capacidade de armazenamento comercial, existe também, nos países membros da Agência Internacional da Energia, a chamada reserva estratégica, que mais não é do que uma determinada capacidade de armazenamento, pública ou privada, destinada a garantir a segurança de abastecimento desses países (esta obrigação não se aplica aos países membros da Agência que são exportadores de petróleo)<sup>1</sup>. A diretiva 2009/119/CE, que obriga os Estados-Membros da EU a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo bruto e/ou de produtos petrolíferos, define que cada Estado Membro está obrigado a “*manutenção por*

---

<sup>1</sup> *“In accordance with the Agreement on an International Energy Programme (I.E.P.), each IEA country has an obligation to hold emergency oil stocks equivalent to at least 90 days of net oil imports. In case of a severe oil supply disruption, IEA members may decide to release these stocks to the market as part of a collective action.*

*There are three approaches to guarantee overall stock levels to meet a country's 90 days requirement: industry stocks, government stocks and agency stocks. Several countries use only one category of stocks while most use a combination of the three. Along with other emergency policies, IEA members' stockholding structure is assessed every 5 years as part of a peer-to-peer review process.”*

<https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security/oil-security>

*sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio*". Em Portugal, a gestão desta capacidade é garantida a dois níveis – a monitorização da segurança do abastecimento, da responsabilidade da DGEG, e a garantia da reserva, da responsabilidade da ENSE – Entidade Nacional para o Setor Energético.<sup>2</sup>.

Mas não só a capacidade, absoluta ou relativa, do armazenamento que é relevante, a sua localização é também fundamental. Embora o mercado do petróleo seja um mercado mundial, e cerca de 62% do petróleo extraído seja transportado por navio<sup>3</sup>, o que representa uma enorme capacidade de armazenamento flutuante, há zonas onde o transporte se realiza por terra, através de oleodutos. É o caso, nomeadamente, na América do Norte, onde, por razões históricas, o centro de gravidade do sistema interligado – incluindo o armazenamento – se encontra em *Cushing*. Em torno deste centro operacional, os sentidos dos fluxos e as capacidades de armazenamento têm variado ao longo do tempo, em função de múltiplos fatores.

Nestas condições, o fator determinante é a localização do armazenamento. Com efeito, no dia 20 de abril de 2020, existia capacidade de armazenamento disponível na Europa, como demonstrado pelo facto de a referência europeia (Brent) não ter acompanhado o WTI em território negativo. Contudo, esta capacidade de armazenamento não está fisicamente ligada à rede de oleodutos norte-americana, pelo que não podia ser utilizada para resolver os problemas de congestionamento naquela infraestrutura. Portanto, o valor do armazenamento não é determinado apenas pelo seu volume, numa perspetiva de pura arbitragem inter-temporal de preços sem restrições físicas, mas também pelo papel que pode desempenhar na criação ou na resolução de estrangulamentos numa rede congestionada, permitindo assim, potencialmente, o aparecimento de sofisticadas estratégias de exercício de poder de mercado.

---

<sup>2</sup> A DGEG é responsável pela monitorização da segurança de abastecimento, incluindo a avaliação das necessidades do sistema (elétrico, gás) no médio e longo prazo – da qual resulta o RMSA (relatório de monitorização em cada setor), numa colaboração com o operador da rede de transporte, e tendo em consideração as linhas de orientação do Governo para a política energética; A ENSE - Entidade Nacional para o Setor Energético é responsável pela garantia da reserva (Decreto-lei nº 69/2018, de 27 de agosto). "Através do Decreto-lei nº 69/2018, de 27 de agosto,

<sup>3</sup> Rodrigue, J-P et al. (2017) *The Geography of Transport Systems*, Hofstra University, Department of Global Studies & Geography, <https://transportgeography.org>

Num contexto de escassez de capacidade de transporte, surge, como é fácil de perceber, concorrência entre duas atividades distintas: transporte e armazenamento. Qual é o investimento mais rentável: a ampliação da capacidade de transporte do oleoduto ou o aumento da capacidade de armazenamento? A resposta a esta questão depende de muitos fatores, mas, num ambiente de mercado, é fundamental que exista um “*level playing field*”, isto é, que sejam criadas condições equivalentes às duas abordagens, sem privilegiar uma em relação à outra (por exemplo, através da atribuição de subsídios ou de garantias de preço; da imposição de exigências ambientais ou de segurança não equivalentes; etc.).

As considerações que se teceram a propósito do petróleo, nos parágrafos anteriores, podem ser aplicadas a outras indústrias de rede, nomeadamente ao gás natural e à eletricidade.

Nos países onde a procura de gás natural apresenta uma marcada variação sazonal, mormente por corresponder a necessidades de aquecimento nos meses de Inverno, é habitual a constituição de importantes capacidades de armazenamento de gás natural, tanto por razões de segurança de abastecimento (as crises de 2006 e 2009 constituíram ensinamentos dramáticos, sobretudo na Europa central e oriental), como por razões económicas (o preço do gás é normalmente inferior quando a procura é menor, isto é, no Verão). Na União Europeia, a capacidade de armazenamento de gás natural representa 21% da procura anual total de gás natural<sup>4</sup>. Em Portugal, este valor é inferior, cerca de 5%<sup>5</sup>.

O consumo de gás natural em Portugal tem sido bastante estável nos últimos anos, contrariamente ao consumo nas centrais elétricas, que apresenta uma grande volatilidade e perdeu aquela função de âncora que teve aquando da introdução desta fonte de energia, no final do século passado. Em Portugal, na primeira década deste século, graças às centrais de ciclo combinado a gás natural, a capacidade térmica instalada de geração de eletricidade aumentou 50%.

Num documento submetido à União Europeia em 2017<sup>6</sup>, a ERSE precisava nos seguintes termos o estado do mercado de gás natural em Portugal:

---

<sup>4</sup> Gas Infrastructure Europe. <https://www.gie.eu/index.php/qie-media/press-releases/13-news/qie/379-press-release-existing-gas-storage-capacity-in-europe-exceeded-one-petawatthour-in-2018-shrunked-against-2016>

<sup>5</sup> REN, Dados Técnicos 2019. [https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-18181207\\_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$\\$ebb69f10-6bdf-42e0-bcc4-a449cddf60ca\\$\\$storage\\_image\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-18181207_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$$ebb69f10-6bdf-42e0-bcc4-a449cddf60ca$$storage_image$$pt$$1.pdf)

<sup>6</sup> ERSE, Self-assessment of the current state of wholesale market functioning – Portugal, janeiro 2017. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/ki1l3jvt/qtm-portugal-self-assessment-final-jan17.pdf>

*“The Portuguese wholesale gas market lacks liquidity and transparency, which hinders the efficient allocation of resources, risk hedging and new entries. Portugal is not a transparent market, in the sense of a “market” whereby the sum of gas trading activities with delivery is agreed on a specific delivery point and is concluded using a transparent trading venue. Considering the above, it is not possible to calculate the Gas Target Model (GTM) metrics related to market participants’ needs such as: order book volume; bid- offer spread; order book price sensitivity and number of trades.”*

A liberalização dos mercados de eletricidade e de gás natural, na União Europeia, coincidiu com a expansão do gás natural na geração de eletricidade, tendo este facto, não só reforçado a concorrência em ambos os setores, mas também criado uma forte ligação entre os respetivos preços grossistas. Atualmente, o acoplamento entre os dois setores (“setor coupling”) é estudado sobretudo na perspetiva de poder utilizar o gás natural como armazenamento para a eletricidade renovável variável no tempo (“power-to-gas”), aproveitando as capacidades de armazenamento existentes no setor do gás natural.

A transição energética em curso está a evoluir, nas regiões mais desenvolvidas, num sentido caracterizado por: *i)* uma eletrificação progressiva da utilização final da energia, *ii)* uma maior interação entre todos os setores relacionados com energia (edifícios, mobilidade, etc.); *iii)* uma utilização crescente de recursos renováveis endógenos com um elevado grau de variabilidade; *iv)* uma mudança progressiva do paradigma de uma rede elétrica essencialmente unidirecional e centralizada para uma rede elétrica bidirecional e descentralizada, em que o consumidor adquire um novo protagonismo ao ser ele próprio um produtor; *v)* e uma crescente digitalização dos sistemas de energia. Qualquer destas alterações terá certamente impactos profundos, tanto ao nível da fiabilidade e estabilidade das redes de transporte e distribuição de energia elétrica, como ao nível dos próprios mercados de energia, a começar pelos mercados de eletricidade.

O aumento do peso da eletricidade na procura e na oferta de energia, combinado com a crescente complexificação dos sistemas e dos mercados elétricos, não significa de todo que a transição energética seja, ou deva ser, um processo eletrocêntrico. A eletrificação não é um fim em si mesmo - ela é consequência da convergência de novas políticas públicas (nomeadamente, descarbonização e circularização da economia) com novas tecnologias, e um meio para atingir determinados objetivos, coletivos e individuais.

A transição elétrica é parte da transição energética, mas esta é muito mais vasta do que aquela: nos desígnios propostos, nos domínios abrangidos e na caixa de ferramentas utilizada. Quando se pensa a transição energética e se ponderam estratégias setoriais – por exemplo, uma estratégia nacional para o armazenamento de energia - importa ter sempre presente esta visão holística e não cair na tentação eletrocêntrica. Isto significa, concretamente, que não se deve proceder a uma avaliação das tecnologias de armazenamento disponíveis hoje, no

mercado ou nos laboratórios, apenas na perspectiva da sua potencial aplicação em sistemas elétricos. Importa, sim, apreciar as suas características em associação com diferentes vetores energéticos os quais, por sua vez, devem ser analisados em diferentes contextos de utilização. Na perspectiva de uma moderna arquitetura energética multissetorial e multinível, a questão não é como estabelecer o *ranking* da adequação das tecnologias de armazenamento ao funcionamento do sistema elétrico, logo como definir um critério de exclusão, mas, antes pelo contrário, como combinar diferentes tecnologias de armazenamento, associadas a vários níveis, a vários setores e a vários vetores – logo, como definir critérios de inclusão.

Uma avaliação das tecnologias de armazenamento subordinada à visão eletrocêntrica depara-se, aliás, com um problema que não pode ser ignorado: ela pressupõe, com efeito, a definição prévia de um modelo concreto de funcionamento do sistema e dos mercados elétricos. Só podemos qualificar a adequação de uma tecnologia ao funcionamento do sistema elétrico se tivermos definido previamente qual é esse modelo de funcionamento. É um modelo centralizado ou descentralizado? Que grau de agregação de recursos energéticos (procura, armazenamento, oferta) é permitido, proibido ou imposto? Como se articula o sistema elétrico com a rede de mobilidade elétrica? Que grau de responsabilização é imposto ao distribuidor e que funções permanecem monopólio do operador da rede de transporte? etc. Cada resposta a cada uma destas questões introduz complexas ramificações naquilo que parecia ser uma árvore de decisão simples, avaliando linearmente a adequação de diferentes tecnologias a “um” modelo de funcionamento. A verdade é que, se não quisermos impor conceptualmente “um” modelo de funcionamento do sistema elétrico, devemos aceitar que a – inevitável - evolução do atual modelo depende, não apenas de incertezas relativas a fatores técnicos e económicos, mas também das respostas políticas que forem dadas a algumas questões cruciais (por exemplo: quem vai gerir e como as redes de transporte e distribuição de energia elétrica em baixa tensão nos próximos 20 anos?). Nestas circunstâncias, o espaço de escolha alarga-se consideravelmente, e o risco da criação de “*path dependences*” pela aplicação de critérios demasiado restritivos – e não fundamentados - torna-se evidente.

Daqui resulta a recomendação de que importa avaliar o armazenamento de energia de vários ângulos e tendo em conta diferentes cenários de evolução das infraestruturas e dos mercados de energia, a nível local e a nível nacional.

Neste contexto, o armazenamento de energia é e será uma, e apenas uma, das ferramentas de flexibilização importantes numa nova lógica que urge construir para manter a estabilidade das diferentes redes de transporte e distribuição de energia nas diferentes escalas temporais otimizando o custo desse processo. No caso da rede elétrica, estas escalas temporais vão desde o curto prazo, que permita, por exemplo, fazer regulação de frequência, e assim garantir a qualidade da energia elétrica (“*Dynamic/transient stability*”), ao médio prazo, visando a compatibilização necessária entre os diagramas de carga intradiários que melhor

servem as necessidades dos utilizadores e uma produção de energia elétrica feita exclusivamente a partir de fontes caracterizadas por possuírem uma elevada variabilidade e um perfil intradiário de produção característico ("*Net-load – following*"), como acontece, por exemplo, no caso da energia solar, ou mesmo até ao longo prazo, em que será necessário poder fazer face a flutuações sazonais ou anuais de eletricidade ou de energia térmica ("*Security of supply*").

A indefinição sobre qual será o futuro papel das restantes ferramentas de flexibilização, como sejam a capacidade de interligação da rede elétrica nacional com países vizinhos, ou, por exemplo, a gestão da geração ou da procura de diferentes tipos de energia, torna difícil, senão impossível, prever com rigor as reais necessidades de armazenamento de energia de qualquer sistema eletroprodutor, e muito menos a melhor lógica para a sua localização dominante (centralizada *versus* descentralizada). Naturalmente, uma tão grande variedade de necessidades, tanto em termos de energia armazenada, como de potência disponível por unidade de energia armazenada, não poderá nunca ser coberta eficientemente por um único tipo de tecnologia de armazenamento, sendo assim compreensível que diferentes tipos de tecnologias vão competindo e se venham definitivamente a afirmar em cada um dos diferentes segmentos de mercado.

Em termos gerais, para além do armazenamento de combustíveis, um sistema de armazenamento de energia pode ser descrito como sendo um sistema que permita converter uma qualquer forma de energia noutra forma de energia passível de ser armazenada, para, posteriormente, vir a converter essa energia armazenada noutra forma de energia que, nesse momento, nos possa ser útil, o que claramente demonstra a enorme variedade de sistemas suscetíveis de serem incluídos nesta definição.

No contexto do presente trabalho, tal como definido no caderno de encargos, pretende-se criar um documento de suporte à tomada de decisões que consolidem uma aposta em medidas de reforço do sistema elétrico nacional, contrariando desequilíbrios entre a oferta e a procura de energia. Para isso, assumem especial relevância os sistemas de armazenamento de energia com impacto direto ou indireto no sistema elétrico, seja pela via da utilização de excedentes elétricos durante a fase da carga, seja pela contribuição que possam dar para a satisfação da procura na fase de descarga. Assim, estão incluídos todos os sistemas de armazenamento de energia elétrica, mas também, por exemplo, o armazenamento de calor sensível em edifícios ou a produção de metano para posterior queima ou de hidrogénio para utilização em células de combustível, já que têm um potencial impacto na procura de energia elétrica.

Mesmo com esta definição alargada de armazenamento, não devemos nunca perder de vista que a palavra-chave é a flexibilidade, e que o armazenamento é apenas uma ferramenta para

a flexibilização dos sistemas de energia, como já afirmado acima, que compete com, ou complementa, outras formas de estabilização do sistema elétrico.

Neste contexto, a metodologia adotada procura assegurar o estabelecimento de uma visão holística sobre o setor da energia em Portugal, a qual integra:

- a análise de tecnologias de conversão e armazenamento de energia, do seu estado da arte e das perspetivas para a sua evolução;
- a consideração da dimensão e dispersão dos sistemas de conversão de energia e produção de eletricidade existentes em Portugal e das suas perspetivas de evolução, sendo que atualmente há uma grande tendência para a instalação de sistemas distribuídos de geração de eletricidade, de relativamente baixa potência;
- a articulação dos sistemas mencionados no ponto anterior, no contexto das redes de distribuição de energia existentes, pois um contexto de produção distribuída associada a fontes de energias renováveis, implica uma atenção muito especial ao enquadramento regulatório e às tecnologias associadas à monitorização dos consumos e produção de eletricidade para evitar problemas de segurança de abastecimento;
- a análise da intermutabilidade de fontes de energia para satisfazer os vários serviços energéticos;
- a análise de diferentes cenários e a sua implicação na estratégia de descarbonização da economia.

Para servir este imperativo de assegurar o estabelecimento de uma visão holística sobre o setor da energia em Portugal, a metodologia adotada combina a caracterização rigorosa das tecnologias energéticas analisadas, a consideração de diferentes cenários de evolução do sistema energético, incluindo a adoção de energias renováveis distribuídas (a qual decorre essencialmente dos estímulos que existem para que os cidadãos e as empresas adotem soluções baseadas em energias renováveis). Podendo um estudo com esta natureza constituir-se como uma base para uma análise mais aprofundada do sistema energético nacional, são ainda sugeridos estudos e trabalhos de investigação a desenvolver, para apoiar a definição de políticas públicas na área da energia em Portugal.

O presente estudo assume os seguintes objetivos:

- Contribuir para o estudo dos sistemas de armazenamento de energia em Portugal, no contexto do PNEC 2030;
- Contribuir para o aprofundar o enquadramento legal para a implementação de sistemas de armazenamento de energia, possibilitando e fomentando a implementação de sistemas específicos, em particular para o setor da eletricidade;

- Promover a realização de um mapa de desenvolvimento dos sistemas de armazenamento de energia em Portugal, com o objetivo principal de fornecer uma análise prática, independente e objetiva das várias trajetórias possíveis para a sua implementação, alinhada com os objetivos de promoção de energias renováveis, tendo em conta a segurança do abastecimento, qualidade de serviço e a sustentabilidade económica das opções a adotar;
- Identificar as tecnologias de armazenamento mais adequadas para o sistema energético português e capacidades instaladas, à luz dos cenários analisados;
- Caracterizar sumariamente o quadro regulatório;
- Recomendar medidas de políticas públicas.

## 2 Estado da arte relativo às soluções e tecnologias de armazenamento de energia

As soluções e tecnologias de armazenamento de energia são frequentemente associadas em grandes grupos, de acordo com a natureza do tipo de energia armazenada. É assim comum falar de armazenamento mecânico (e.g. hídrica de bombagem, ou volantes de inércia), eletromagnético (e.g. supercondensadores ou bobines supercondutoras), eletroquímico (e.g. baterias convencionais ou novas baterias, incluindo baterias de fluxo), químico (e.g. hidrogénio ou combustíveis sintéticos) ou térmico (e.g. calor ou frio). Nos seguintes subcapítulos são apresentadas as tecnologias mais relevantes de cada um destes grandes grupos, emergentes e convencionais, com maior aplicabilidade em Portugal, e far-se-á para cada uma delas uma descrição sumária do seu princípio de funcionamento, caracterizando-as, sempre que possível, no que se refere a um conjunto de atributos relevantes, tanto do ponto de vista técnico (e.g. densidade de energia e potência, rendimento energético do ciclo, ou taxa de auto-descarga), como do ponto de vista do seu estado de maturidade tecnológica e comercial, e do ponto de vista económico (e.g. custos de investimento e manutenção). Para cada uma das tecnologias é também caracterizado o nível de disseminação e aplicação no terreno ao nível internacional, em particular, nos países da União Europeia, nomeadamente, em termos de capacidade instalada.

O foco do estudo centra-se na flexibilidade do sistema elétrico e a sua interação com o sistema de energia. Está fora do âmbito deste estudo a análise às tecnologias de armazenamento de combustíveis líquidos e gasosos (e.g. tanques ou caverna).

No subcapítulo 2.6 é discutida a adequação das diferentes tecnologias de armazenamento aos diferentes setores (de procura) de energia.

Recorde-se que o armazenamento já hoje está presente, em diferentes graus e com recurso a diferentes tecnologias, em muitos setores, tais como:

- residencial (acumulação de água quente para uso sanitário ou aquecimento ambiente ou, crescentemente, baterias acopladas a painéis fotovoltaicos);
- serviços (armazenamento de calor e de frio – e.g. em supermercados);
- redes de abastecimento local de calor ou de calor e frio;
- indústria (sobretudo calor – papel, química, cerâmica, etc. -, mas também frio – e.g. conservas);
- mobilidade elétrica (através das baterias em cada veículo);
- elétrico (armazenamento hídrico em albufeira).

Importa analisar as necessidades de cada setor e reavaliar a adequação das tecnologias dominantes, em cada um, ao estado atual da arte e às novas políticas públicas de clima e energia.

Por outro lado, e atendendo mais uma vez ao objetivo a atingir com este documento, é relevante classificar e caracterizar os diferentes tipos de serviços que as tecnologias de armazenamento podem prestar ao sistema elétrico no quadro da transição energética em curso. Só assim será possível entender quais as tecnologias que, pelo conjunto de características que possuem (e.g. densidade de energia, densidade de potência, tempo de resposta, ou mesmo grau de potencial descentralização), mais se adequam aos diferentes segmentos de mercado existentes na área dos serviços a prestar pelos sistemas de armazenamento de energia ao sistema elétrico, tendo em vista o reforço da eficiência, resiliência, segurança e redução de custos de funcionamento da rede elétrica. Esta classificação/caracterização será apresentada no subcapítulo 2.6.

Salienta-se, mais uma vez, o elevado grau de interdependência das necessidades de armazenamento, e mesmo da sua localização preferencial, com a evolução dos restantes mecanismos de flexibilização. Isto limita severamente a opção de vir a obter estimativas absolutas para as necessidades de armazenamento, apontando por isso para a necessidade de vir a realizar estudos para um conjunto diversificado de cenários caracterizados por diversos estados de evolução desses mesmos mecanismos.

## 2.1 Armazenamento mecânico

Os sistemas de armazenamento mecânico são aqueles que armazenam a energia sob a forma de energia cinética ou potencial. Incluem a bombagem hídrica, volantes de inércia, sistemas de ar comprimido e ainda sistemas gravíticos<sup>7</sup>.

### 2.1.1 Hídrica de bombagem

O armazenamento hídrico por bombagem é a tecnologia de armazenamento mais utilizada no mundo e das mais antigas (o primeiro sistema, ainda em operação, foi instalada em Shaffhausen, Suíça em 1910<sup>8</sup>). O armazenamento hídrico por bombagem, aqui designado por bombagem hídrica, representa, em 2020, 95% de toda a capacidade mundial de

---

<sup>7</sup> Não considerados neste estudo por não terem expressão a nível mundial.

<sup>8</sup> Pumped Storage: Proceedings of the Conference Organized by the Institution of Civil Engineers at Imperial College of Science, Technology and Medicine, London on 2-4 April 1990, Institution of Civil Engineers (Great Britain), Editor: Thomas Telford

armazenamento em sistemas elétricos num total de 181 GW<sup>9</sup>, e 95% na Europa, num total de 61,5 GW<sup>10</sup>. Em Portugal, a capacidade instalada desta tecnologia representa 99,8% da capacidade nacional de armazenamento, num total de 3,4 GW instalados.

O armazenamento hídrico de bombagem consiste em bombear água de um reservatório/curso de água para outro localizado a uma cota superior. A energia é armazenada sob a forma de energia potencial e posteriormente transformada em energia elétrica através de uma turbina hidráulica. A eficiência do ciclo depende da combinação das eficiências de bombas e turbinas, em geral acima dos 80% e 90%, respetivamente, sendo, em geral elevada, tipicamente acima dos 75%. Utilizando-se sistemas de turbinas reversíveis, no estado da arte atual, já é possível obter eficiências globais até 85%<sup>11</sup>.

Em geral, utilizam-se reservatórios e cursos de água já existentes, pelo que a sua aplicação e escala dependem da geografia do local. Contudo, é bastante comum a construção de um reservatório artificial a uma cota superior à de um curso ou reserva de água natural. A ligação entre reservatórios pode ser feita recorrendo a duas condutas independentes - uma para bombear água e outra para turbinar a água permitindo o armazenamento em simultâneo com a geração de energia - ou a uma única conduta, sendo que neste caso o sistema só pode armazenar ou gerar energia alternadamente. No caso de ter uma única conduta, é possível usar turbinas reversíveis, ou seja, turbinas que podem funcionar como bombas.

A potência de armazenamento varia desde entre algumas dezenas de kW até alguns GW (os maiores sistemas europeus são os de La Muela, Valência, Espanha, e de Grand Maison, França, ambos de 1,8 GW). Relativamente à energia armazenada, depende da dimensão dos reservatórios, e pode variar entre centenas de kWh a dezenas de GWh.

Este tipo de tecnologia é utilizado sobretudo para armazenamento de longo prazo, para armazenamento sazonal ou até inter-anual, mas também para médio prazo, para diferir o consumo de energia por períodos de horas/dias e até semanas. Contudo, o tempo de resposta deste tipo de sistemas pode variar entre minutos e alguns segundos - dependendo do

---

<sup>9</sup> DOE Global Energy Storage Database. [www.energystorageexchange.org](http://www.energystorageexchange.org). Retrieved 18 de February 2020. <https://www.sandia.gov/ess-ssl/download/4440>

<sup>10</sup> 90%, de acordo com a fonte Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, EU Commission, Directorate-General for Energy, March 2020

<sup>11</sup> Hydropower Technologies, The State of the Art. Hydropower Europe, August 2019. [https://consultation.hydropower-europe.eu/assets/consultations/2019.08.13%20HydropowerTechnology\\_State%20of%20the%20Art%20FINAL.pdf](https://consultation.hydropower-europe.eu/assets/consultations/2019.08.13%20HydropowerTechnology_State%20of%20the%20Art%20FINAL.pdf)

comprimento e secção das condutas, tipos de bombas e/ou turbinas - pelo que é possível a sua utilização também para armazenamento de curto prazo, logo para serviços de sistema, o que se verifica frequentemente, com benefícios em questões de mercado e na otimização de proveitos.

O grau de maturidade tecnológica e comercial é muito elevado, pois é uma tecnologia utilizada comercialmente há mais de um século.

As principais vantagens são:

- a elevada eficiência de ciclo de carga e descarga (acima de 75%);
- a grande capacidade de armazenamento com tempo de resposta adequada e flexível;
- tecnologia madura e amplamente instalada no mundo;
- pode ser utilizada em centrais hidroelétricas já existentes.

As principais desvantagens são:

- dependência da geografia local;
- custos de instalação;
- impacto ambiental, numa construção de raiz.

Os custos de investimento podem variar entre 1 500 a 3 000 €/kW e 100 a 200€/kWh<sup>12</sup>, e a sua variabilidade está sobretudo associada aos custos dos trabalhos de construção civil, decorrentes da geografia do local e do tipo de central, Tabela 1.

*Tabela 1 - Principais características dos sistemas de armazenamento de hídrica de bombagem.*

Tecnologia	Densidade energia (Wh/l)	Potência (MW)	Duração armazenamento	Tempo de vida (anos)	Tempo de descarga	Limite de ciclos	Tempo de Resposta
Larga escala	0,5- 1,5	100- 5 000	Horas- meses- anos	>25	1h a dias	15 000*	segundos a minutos

*Nota \*: entre ciclos de manutenção.*

Mesmo sem bombagem, todas as albufeiras têm a capacidade de reter ou turbinar mais ou menos caudal. A fonte primária de energia é, neste caso, a afluência natural de água às albufeiras (por oposição à água bombeada), e é armazenada ou usada respondendo a sinais do sistema energético e/ou do mercado. As grandes albufeiras podem fazer gestão da água

<sup>12</sup> Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Pacific Northwest National Laboratory, Argonne National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory, July 2019

de médio-longo prazo (tendo em conta também outros critérios, como o de reserva estratégica), mas também as albufeiras de pequena capacidade, também designadas por fio-de-água têm capacidade de resposta muito significativa, sobretudo intradiária, e até as mini-hídricas respondem a sinais do sistema gerando a geração e a reserva de água ajudando ao equilíbrio do sistema elétrico.

A dependência das características do ano hidrológico repercute-se obviamente mais nestes sistemas puros do que naqueles que dispõem de bombagem.

### 2.1.2 *Ar comprimido*

Com uma capacidade total ligada à rede de cerca de 450 MW<sup>13</sup>, a tecnologia de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido é a segunda tecnologia de armazenamento de energia em termos de capacidade instalada, correspondendo a cerca de 0,3% do total mundial. Esta capacidade instalada está praticamente na sua totalidade concentrada em apenas duas centrais: Huntorf (Alemanha), com 321 MW, e McIntosh (USA, Alabama) com 110 MW. Como ficará claro adiante, em qualquer destes dois casos, o funcionamento deste tipo de sistemas de armazenamento implica a queima de um combustível fóssil, uma vez que na fase de descarga o ar comprimido é apenas utilizado para alimentar uma turbina a gás, ainda que com ganhos no que se refere à sua eficiência pois evita a necessidade de comprimir o ar. Deve, no entanto, referir-se que estão atualmente em curso diferentes tentativas para desenvolver outro tipo de tecnologias de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido na verdadeira aceção do termo, ou seja, sem necessidade de qualquer queima de combustíveis fósseis.

O princípio de funcionamento de uma central tradicional de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido baseia-se na utilização de energia elétrica para comprimir ar durante os períodos de vazio, no seu armazenamento a alta pressão em espaços confinados, e na produção de energia elétrica nos períodos de cheia, aproveitando o ar previamente comprimido para alimentar uma turbina que, por sua vez atua um gerador elétrico. Nas centrais de grande capacidade, como é o caso de Huntorf e McIntosh, o armazenamento do ar comprimido é feito em cavernas construídas em cavidades salinas, em ambos os casos. No entanto, é possível, e tem sido explorada, a utilização de outro tipo de ambientes geológicos para este tipo de armazenamento, nomeadamente, através da utilização de cavidades em rocha dura ou através do armazenamento subterrâneo em meios porosos. Para aplicações de menor capacidade, é igualmente explorada a utilização de depósitos (tubos) à superfície. No

---

<sup>13</sup> Technology Roadmap: Energy storage, IEA, 2014

entanto, como fica patente na Tabela 2, o custo destas alternativas, exceto no caso dos reservatórios em meio poroso, é significativamente mais elevado<sup>14</sup>. A estes custos de investimento associados ao reservatório acrescem custos de investimento relativos às restantes componentes que, para uma central de armazenamento deste tipo, são de cerca de 350 €/kW.

*Tabela 2 - Custo de reservatórios para armazenamento de ar comprimido.*

Reservatório	Custo investimento (€/kWh)
Cavidade salina	1
Meio poroso	0,1
Rocha dura	30
Depósito Superfície	30

No Caso de Huntorf, a primeira central de armazenamento comercial a entrar em operação, que começou a ser explorada pela Northwest Deutsche Kraftwerke (NDK) em 1978, é feito o aproveitamento de uma central de energia nuclear para realizar a compressão do ar à noite, durante um período de oito horas. O armazenamento é feito em duas cavidades salinas com um volume total de cerca 310 000 m<sup>3</sup> localizadas a cerca de 600 m de profundidade. Uma das cavidades é utilizada em ciclos de carga/descarga diurnos, funcionando normalmente entre os 43 bar e os 70 bar, podendo operar durante um período máximo de 4 horas, alimentando uma turbina, sendo a outra reservada para um eventual apoio ao arranque em vazio, em caso de falha da central nuclear<sup>15</sup>.

A segunda central deste tipo a entrar em funcionamento, explorada pela Alabama Electric Co-operative Inc., McIntosh, Alabama, USA desde (1991), utiliza uma cavidade salina com um volume de cerca de 560 000 m<sup>3</sup>, operando entre os 45 bar (no estado descarregado) e os 75 bar (no estado carregado), e funciona associada a uma central a carvão de 100 MW. A central a carvão é permanentemente operada no ponto de máxima eficiência, sendo o armazenamento gerido por forma a flexibilizar a produção, adequando-a à carga: durante as horas de vazio o excesso de produção é utilizado para a fase de carregamento (compressão),

---

<sup>14</sup> JidaiWang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, *Energies* 10, 991 (2017)

<sup>15</sup> Fritz Crotofino, Klaus-Uwe Mohmeyer and Roland Scharf, *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*, Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 15-18 April 2001

e durante as horas de pico o ar comprimido é usado para alimentar uma turbina de 110 MW, podendo operar por períodos até 24 horas. O calor produzido por esta turbina é utilizado no pré-aquecimento do ar após expansão, o que contribui para diminuir a utilização de combustível em cerca de 25%<sup>16</sup>.

A compressão ou expansão de um gás segue uma equação de estado politrópica caracterizada pela relação  $pV^n = \text{constante}$ , onde  $p$  representa a pressão,  $V$  o volume ocupado pelo gás, e  $n$  o índice politrópico, que caracteriza o tipo de processo de compressão/expansão. No contexto da utilização de ar comprimido para armazenamento de energia são especialmente relevantes dois casos particulares de processos politrópicos: os processos isotérmicos e os processos adiabáticos.

No caso em que  $n=1$ , o processo é um processo isotérmico, ou seja, a temperatura do gás não sofre qualquer alteração, sendo a totalidade do trabalho de compressão, que corresponde à energia utilizada na fase de carga do sistema de armazenamento, convertida em calor e transferida para o ambiente circundante, não ocorrendo, portanto, qualquer variação da energia interna do gás. Uma boa aproximação a este tipo de compressão/expansão só é em geral possível se o processo for muito lento, o que limita à partida a potência disponível por unidade de energia armazenada. Em contrapartida, um sistema de armazenamento que funcione através de processos de compressão e expansão isotérmicos garante, à partida, uma eficiência de ciclo completo de 100%, ou seja, permite, teoricamente, recuperar a totalidade da energia armazenada.

Outro tipo de processo politrópico especialmente relevante em termos de armazenamento de energia é o que corresponde a um índice politrópico igual ao quociente entre os calores específicos (a pressão e a volume constantes) do gás,  $n=C_p/C_v$ , o que, para os gases ideais, corresponde a um valor compreendido no intervalo  $1 < n < 5/3$ . Neste caso, o processo de compressão/expansão diz-se adiabático, não ocorrendo qualquer troca de calor com o exterior durante o processo. Num processo deste tipo a totalidade do trabalho de compressão durante a fase de carga do sistema é convertido em calor e transformado em energia interna do gás, que sofre variações muito significativas de temperatura: por exemplo, para um ratio de compressão de 70, como o utilizado na central de Huntorf, a temperatura do gás após a compressão atingirá cerca de 700 °C, razão pela qual neste tipo de centrais a compressão é normalmente feita em estágios sucessivos com razões de compressão muito mais baixas, o mesmo acontecendo no caso da expansão, para evitar um arrefecimento muito elevado. A eficiência de ciclo completo de um processo deste tipo depende criticamente da

---

<sup>16</sup> JidaiWang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, *Energies* 10, 991 (2017)

perda de calor que ocorrer no intervalo de tempo entre o processo de compressão (carga do sistema) e de expansão (descarga do sistema) e, naturalmente, do ratio de compressão utilizado. De facto, no caso da central de Huntorf, que opera como referido com um ratio de compressão de 70, com base num processo adiabático sem qualquer recuperação de calor, o limite termodinâmico para a eficiência de ciclo completo é da ordem de 30%<sup>17</sup>.

Neste contexto, tem-se vindo a assistir nos últimos anos a um número significativo de desenvolvimentos através dos quais se procura<sup>18</sup>:

- i) um aumento da eficiência de ciclo completo deste tipo de tecnologia através do armazenamento (em contentores adiabáticos, dentro do depósito ou no exterior) do calor gerado durante a compressão adiabática, para posterior utilização no pré-aquecimento do gás antes da expansão, o que tem vindo a dar origem a diversas tecnologias conhecidas pelo acrónimo *AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage)*, que se estima que possam vir a conduzir a eficiências de ciclo completo próximas de 70%, ainda por demonstrar;
- ii) um aumento da eficiência de ciclo completo através da aproximação a processos isotérmicos, utilizando líquidos para a realização indireta da compressão e da expansão, ou para absorção do calor, o que fará diminuir a densidade de energia armazenada;
- iii) um aumento da densidade de energia armazenada, através do recurso à utilização de tanques criogénicos para o armazenamento de ar liquefeito após a compressão (*LAES – Liquid Air Energy Storage*), ou mesmo à utilização de ar no estado supercrítico utilizando pressões superiores a 39,9 bar e temperaturas acima de 132K (*SC-CAES Supercritical Compressed Air Energy Storage*), tentando combinar o aumento da densidade de energia armazenada com o armazenamento de calor.

No entanto, em qualquer dos casos anteriormente mencionados, e apesar de diversos estudos apontarem para eficiências de ciclo completo da ordem de 70% e/ou densidades de armazenamento da ordem de 18 vezes superiores às que se obtêm com as tecnologias

---

<sup>17</sup> João Silva, Pedro M. A. Miranda, and J. Maia Alves, *Compressed Air Energy Storage Technologies: a thermodynamic overview*, submitted to Applied Energy (2020)

<sup>18</sup> Jidai Wang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, Energies 10, 991 (2017)

tradicionais, está-se ainda apenas na fase de estudo conceptual ou de protótipos de pequena escala<sup>19</sup>.

Uma outra via que está ativamente a ser ensaiada, visando uma diminuição muito significativa de custos de investimento, procura explorar a utilização de reservatórios constituídos por estruturas flexíveis de baixo custo instaladas em profundidade, no mar ou em lagos<sup>20</sup>.

Na Tabela 3 sintetizam-se as principais características dos sistemas de armazenamento com ar comprimido<sup>21</sup>.

*Tabela 3 - Principais características dos sistemas de armazenamento de ar comprimido.*

Tecnologia	Densidade energia (Wh/l)	Potência (MW)	Duração armazenamento	Tempo de vida (anos)	Tempo descarga (h)	Limite de ciclos
CAES (larga escala)	2-6	110-290	Horas-meses	20-40	1-24h	800-12 000
AA-CAES	2-6	110-290	Horas-meses	20-40	1-24	-
LAES	8-24	0,3-2,5	-	20-40	1-12	-
SC-CAES	8-24	11-290	Horas-meses	20-40	1-24	-
CAES (peq. escala)	2-6	0,003-3	Horas-meses	23+	Até 1	Teste: 30 000

Atualmente, as principais aplicações dos sistemas de armazenamento de ar comprimido correspondem a serviços ao sistema eletroprodutor de alisamento de pico (*“peak shaving”*), seguimento de carga, apoio à integração de renováveis e apoio ao arranque em vazio (*“black start”*). Do ponto de vista do consumidor final, este tipo de tecnologia, se se vier a atingir um desenvolvimento significativo no mercado das pequenas centrais de armazenamento, poderá

<sup>19</sup> Abdo, R. F., Pedro, H. T. C., Koury, R. N. N., Machado, L., Coimbra, C. F. M., & Porto, M. P. (2015). Performance evaluation of various cryogenic energy storage systems. *Energy*, 90, 1024–1032

<sup>20</sup> Andrew J. Pimm, Seamus D. Garvey, Maxim de Jong, Design and testing of Energy Bags for underwater compressed air energy storage. *Energy* 66 (2014) 496-508

<sup>21</sup> Jidai Wang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, *Energies* 10, 991 (2017)

ser uma contribuição do ponto de vista do apoio à gestão da procura (“*demand side management*”).

### 2.1.3 *Volante de inércia*

O armazenamento de energia em volantes de inércia é um sistema de armazenamento de energia utilizado há milénios (existem registos de utilização na China em 6 000 AC e na Mesopotâmia em 4 000 AC)<sup>22</sup>. Esta tecnologia foi muito utilizada durante o período da revolução industrial, acoplada aos motores a vapor para garantir estabilidade de potência. A primeira aplicação exclusiva como sistema de armazenamento de energia surge em 1883 para a propulsão de um torpedo. Nos anos 50 do século XX é usada em sistemas de transporte, e foi aplicada em sistemas de energia pela primeira vez associada à operação de um parque eólico em ilhas<sup>23</sup>. Contudo, representa em 2020 apenas 0,5% de toda a capacidade mundial de armazenamento em sistemas elétricos, num total de 973 MW<sup>9</sup>, sendo que a maior parte está instalada na Europa, onde representa 1,8% da capacidade, num total de 864 MW<sup>24</sup>. Em Portugal, a capacidade instalada é de apenas 0,5 MW numa instalação, na ilha das Flores, sendo que até 2005 chegou a haver um outro sistema de 0,5 MW na ilha Graciosa nos Açores. O armazenamento em volantes de inércia consiste em acelerar um corpo em movimento rotativo (volante), mantendo o mesmo em rotação com um mínimo de perdas e desacelerando o volante quando é necessário extrair energia. Desta forma, a energia é armazenada sob a forma de energia cinética e quanto maior for a velocidade de rotação, maior a capacidade de armazenamento. Atualmente, a generalidade dos sistemas utiliza a energia elétrica para acelerar o volante, mas existe a possibilidade de acoplar diretamente um sistema mecânico. Nos sistemas atuais, as velocidades de rotação variam entre os 20 000 e as 50 000 rpm em câmaras de vácuo para minimizar as perdas por atrito aerodinâmico e recorre-se a rolamentos magnéticos para minimizar a fricção (atrito mecânico). A potência de conversão é muito elevada (acima dos 80%), mas a eficiência diminui com o tempo de armazenamento de forma muito rápida.

---

<sup>22</sup> <http://gerotor.tech/history-of-flywheel-energy-storage-systems/>

<sup>23</sup> A.Ruddell, G.Schönnenbeck, R.Jones, “Flywheel Energy Storage Systems,” Rutherford Appleton Lab, UK.

<sup>24</sup> 90%, de acordo com a fonte “Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, EU Commission, Directorate-General for Energy, March 2020

A potência de armazenamento varia desde algumas centenas de kW (100) até alguns MW (2)<sup>25</sup>. Relativamente à energia armazenada, é apenas possível manter a energia armazenada durante segundos a minutos, pelo que em geral a capacidade é de apenas alguns kWh.

Este tipo de sistemas é utilizado para armazenamento de muito curto prazo, em geral para controlo de frequência e capacidade de reserva durante alguns minutos. O grau de maturidade tecnológica e comercial é muito elevado, mas têm sido observados desenvolvimentos tecnológicos recentes. Do ponto de vista comercial, esta tecnologia é utilizada há décadas, mas existem muito poucos fabricantes no mercado (dominado atualmente pela ABB). Este tipo de sistemas é utilizado, essencialmente, em sistemas elétricos isolados (e.g. ilhas, laboratórios autossuficientes, instalações militares) como apoio à regulação de frequência.

As principais vantagens são:

- a elevada eficiência de carga e descarga (acima de 80%) para curtos períodos de tempo;
- maturidade da tecnologia com larga aplicação no mundo industrial e transportes.

As principais desvantagens são:

- custos elevados de aquisição e operação.

O custo de investimento pode variar entre 1 000 a 2 500 €/kW e os 4 000 a 11 000€/kWh)<sup>26</sup>, estando outras características representadas na Tabela 4.

*Tabela 4 - Principais características dos sistemas de armazenamento de volante de inércia*

Densidade energia (Wh/l)	Potência (MW)	Duração armazenamento	Tempo de vida (anos)	Tempo descarga (h)	Limite de ciclos	Tempo de Resposta
5 – 130	0,002 – 20	Segundos a minutos (<5MWh)	>20 anos	segundos a minutos	>200 000	segundos a minutos

<sup>25</sup> Existem 3 instalações na europa associados à investigação física nuclear que atingem as centenas de MW (70 - 400).

<sup>26</sup> Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Pacific Northwest National Laboratory, Argonne National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory, July 2019

## 2.2 Armazenamento eletromagnético

Os sistemas de armazenamento eletromagnéticos são aqueles que armazenam a energia sob a forma de campos elétricos (supercondensadores eletrostáticos, nos quais a carga elétrica é armazenada eletrostaticamente sem a ocorrência de reações redox ou transferência de carga entre os elétrodos e os íões do eletrólito), ou de campos magnéticos (bobinas supercondutoras). Têm, no entanto, vindo a ganhar expressão outro tipo de supercondensadores, os supercondensadores eletroquímicos (nos quais se verifica a existência de reações redox ou transferência de carga entre os elétrodos e o eletrólito), o que poderia justificar a classificação deste tipo de sistemas de armazenamento de energia na categoria do armazenamento eletroquímico. Optou-se, neste documento, por manter a classificação original, incluindo assim estes dispositivos na categoria do armazenamento eletromagnético.

### 2.2.1 Supercondensadores

Os supercondensadores armazenam energia graças à acumulação de espécies carregadas, presentes num eletrólito, na superfície de um material de elevada área específica, tipicamente carbono ativado. Esta interação, puramente física, armazena pouca energia, mas envolve processos muito rápidos pelo que os supercondensadores tipicamente apresentam elevada densidade de potência e baixa densidade de energia, podendo ser carregados/descarregados inúmeras vezes. Estes supercondensadores possuem forte expressão comercial. Existem ainda outras formas de supercondensadores, que conseguem armazenar energia sob a forma química, através de reações rápidas de superfície. Destacam-se entre estes os supercondensadores redox de óxido de manganês. Existem outros que combinam um eletrodo tipo bateria (chumbo, lítio ou hidróxido de níquel) com um eletrodo de carbono. Estes dispositivos designam-se por supercondensadores redox assimétricos ou ultrabaterias. Possuem menos expressão comercial, mas são cada vez mais procurados porque podem providenciar uma resposta muito flexível em termos de tempo de resposta onde se combina potência superior a uma bateria secundária convencional e energia superior a um supercondensador convencional de carbono.

Num supercondensador convencional de carbono, os dois elétrodos de carbono ativado encontram-se isolados um do outro por um separador e a sua voltagem é elevada graças à utilização de um eletrólito orgânico. Estes supercondensadores são produzidos em diferentes formas e tamanhos e a sua capacidade vai de alguns microFarads até milhares de Farads. A sua densidade de energia é tipicamente inferior a 10 Wh/kg enquanto que a sua potência é superior a 1 kW/kg. O seu tempo de vida garante até milhões de ciclos com perdas

de eficiência inferiores a 10%. Os supercondensadores de dupla camada são uma tecnologia perfeitamente implementada no mercado e são utilizados numa larga variedade de aplicações. O seu mercado tem vindo a crescer significativamente graças às aplicações no setor automóvel (sistema start/stop, recuperação de energia da travagem, auxiliares de baterias) e no setor da eletrónica de consumo (*smatphones*, câmaras portáteis), sistemas de emergência e mesmo em transportes pesados (autocarros, escavadoras e comboios, especialmente para suportar picos de potência, salvaguardando a vida da bateria). Possuem bastante interesse para gestão da rede e para redução de picos ("*peak shaving*"). A sua implementação em sistemas de conversão, armazenamento e gestão de energia é ainda pouco expressivo. Estima-se que o seu mercado venha a crescer entre 12% e 20% ao ano<sup>27</sup> e que a Europa venha a absorver 25% deste mercado. Em termos ambientais o seu impacto não é desprezável porque utilizam eletrólitos orgânicos que possuem alguma toxicidade. Os restantes componentes são recicláveis embora este negócio tenha pouca expressão na Europa. A União Europeia tem estimulado mecanismos que visam a substituição destes eletrólitos por outros mais amigos do ambiente.

No contexto europeu existem algumas empresas em franca expansão, como a Skeleton, por exemplo. No setor da produção em massa, a Maxwell é a maior produtora mundial, com forte expressão na Europa. Recentemente parte desta empresa foi adquirida pela Tesla. O mercado dos supercondensadores está também representado em Portugal, através da empresa C2C-NewCap que visa implementar no mercado novas soluções de hibridização utilizando para o efeito supercondensadores assimétricos, de Níquel essencialmente para aplicações no setor automóvel. Estes possuem a vantagem de utilizar eletrólitos aquosos mais amigos do ambiente e um elevado índice de reciclabilidade.

### 2.2.2 Bobinas supercondutoras

O armazenamento de energia em bobinas supercondutoras (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES), inicialmente proposto em 1979, baseia-se na possibilidade de armazenar energia elétrica sob a forma de um campo magnético gerado por uma corrente contínua que circula numa bobina de material supercondutor, ou seja, com resistência nula. A supercondutividade, caracterizada por ser um estado no qual os materiais apresentam uma resistência elétrica nula, observa-se em vários materiais, por exemplo nos metais, abaixo da sua temperatura crítica, que ocorre a muito baixas temperaturas. Nestas circunstâncias, uma

---

<sup>27</sup> Intelligence, MORDOR: Supercapacitors Market: Growth, Trends & Forecast (2019 - 2024) <https://www.mordorintelligence.com>, 2020

corrente que seja introduzida numa bobina supercondutora manter-se-á em circulação, sem quaisquer perdas, durante um período ilimitado, enquanto o material onde circula se mantiver no estado supercondutor. A operação deste tipo de sistema de armazenamento de energia obriga, portanto, à manutenção de temperaturas criogénicas no seu principal componente, a bobina, o que, em última análise, pode ser entendido como um efeito de auto-descarga, já que, apesar de a corrente elétrica, uma vez introduzida na bobina, não decair no tempo, não deixa de ser necessário despender energia para manter a bobina no estado supercondutor. Salienta-se, por exemplo, que a temperatura crítica de um dos materiais utilizado para este tipo de aplicação, a liga Nb-Ti, possui uma temperatura crítica de cerca de 4 K, ou seja, de cerca de -269°C.

Este tipo de sistema de armazenamento de energia caracteriza-se por uma elevada densidade de armazenamento de energia (da ordem de 13kJ/kg) e de potência (da ordem de 2kW/kg), um tempo de resposta muito baixo (da ordem dos milissegundos) e um número teoricamente ilimitado de ciclos de carga/descarga (tempo de vida superior a 30 anos). Apresenta igualmente uma eficiência de ciclo completo muito elevada (superior a 90%), se não for tomada em consideração a energia necessária para manter as temperaturas criogénicas necessárias à sua operação. Caracteriza-se ainda por elevados custos de investimento e de operação (arrefecimento), e por um processo de instalação muito demorado, sendo necessários cerca de quatro meses para arrefecimento da bobina supercondutora<sup>28</sup>.

### 2.3 Armazenamento eletroquímico

O armazenamento de energia por via eletroquímica cobre um conjunto de tecnologias onde se destacam as diversas famílias de baterias, primárias e secundárias, células de fluxo redox, células de combustível e supercondensadores eletroquímicos. Todas estas tecnologias se encontram implementadas no mercado, embora com diferentes estados de maturidade, e com valores de mercado muito distintos. As baterias encontram-se na linha da frente da transição energética e são uma solução muito competitiva ao longo de toda a cadeia de produção e distribuição descentralizada. As tecnologias de armazenamento de energia por via eletroquímica são vistas como uma prioridade em qualquer agenda relacionada com a transição energética e constituem uma forte preocupação na União Europeia. Esta

---

<sup>28</sup> CPE 610 Mini Project Final Report, A.W. Zimmerman (2017); An Overview of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) and Its Applications, Md. Abdullah Al Zaman, Sabbir Ahmed, Nusrath Jahan Monira, Proceedings International Conference on Nanotechnology and Condensed Matter Physics 2018 (ICNCMP 2018)

preocupação está bem patente na iniciativa EBA250 (*European Battery Alliance*) (<https://www.eba250.com/>) na qual Portugal está fortemente envolvido e que visa estabelecer a liderança da Europa na produção de baterias. Assim, nos próximos pontos serão descritas as tecnologias eletroquímicas de maior relevância para a implementação da transição energética em Portugal e na Europa. A Figura 1 evidencia a organização destas tecnologias (inclui a tecnologia dos supercondensadores pois as novas gerações de supercondensadores assimétricos também envolvem processos eletroquímicos).

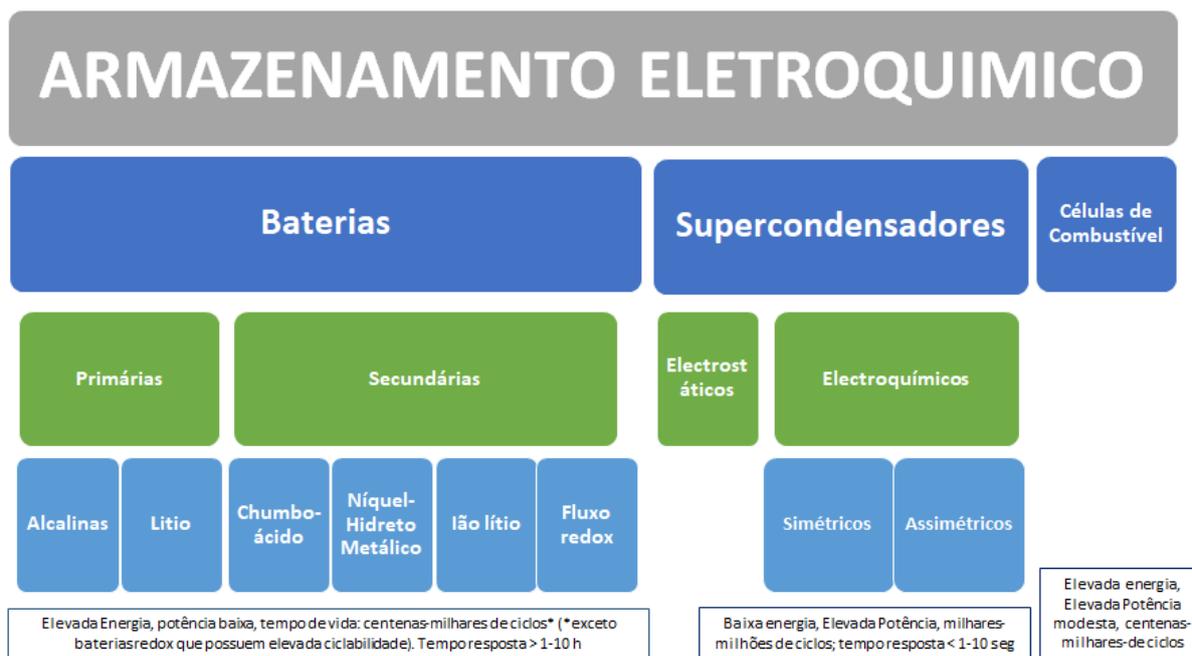


Figura 1 - Organização das tecnologias de armazenamento de energia por via eletroquímica.

### 2.3.1 Baterias primárias

As baterias primárias, também conhecidas como baterias não recarregáveis possuem uma elevada densidade de energia e boa capacidade de armazenamento. Na prática, a energia é armazenada sob a forma química e é libertada quando ocorre uma reação espontânea que fornece uma corrente elétrica. Enquanto a reação decorrer, a bateria produz energia e uma vez consumido o material a bateria cessa a sua função, pelo que estas baterias não são recarregáveis. Devido à sua elevada densidade de energia são essenciais em determinadas aplicações para as quais é necessária estabilidade e durabilidade.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Handbook of Battery Materials: Second Edition, Edited by Claus Daniel Claus and Jürgen Otto Besenhard, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KgaA, (2008) 978-3-527-32695-2, 10.1002/9783527637188

Nesta categoria de baterias (muitas vezes vulgarmente designadas como “pilhas”) incluem-se as baterias de carbono-zinco, zinco-ar, baterias alcalinas de manganês, de óxido de prata-zinco baterias primárias de lítio, entre muitas outras. As mais comuns são as baterias primárias alcalinas, à base de manganês e as baterias primárias de lítio. São comercializadas em larga escala e não existe uma estimativa exata de produção acumulada destes dispositivos.

A tecnologia envolvida na construção de uma bateria primária é muito simples. O dispositivo consiste num eletrólito (sólido, líquido ou em pasta), num eletrodo positivo (ânodo), num eletrodo negativo (cátodo) e num separador. São baterias descartáveis, i.e., de usar e deitar fora.

As baterias alcalinas são as mais comuns no mercado e possuem uma voltagem de 1,5V, uma boa densidade de energia e uma auto-descarga de quase 10 anos. As matérias-primas são abundantes e o seu baixo preço e estabilidade permite-lhes uma vasta gama de aplicações, fiabilidade e bom desempenho. As baterias primárias de lítio destacam-se pela sua elevada voltagem (> 3 V) e boa densidade energética, excelentes características de descarga, boa resistência a auto-descarga, segurança e estabilidade térmica. As baterias primárias de Li possuem cerca de 200-400 W/kg e a sua energia específica situa-se entre 100-400 Wh/kg. Os valores para as baterias de manganês possuem cerca de 50 W/kg e a sua energia específica varia entre 50 e 100 Wh/kg<sup>30</sup>.

As baterias primárias, nomeadamente as baterias alcalinas de manganês são um dos dispositivos de armazenamento de energia mais utilizados em equipamento portátil (rádios, eletrodomésticos, aparelhos de controlo, ferramentas, relógios, brinquedos, sistemas de medida apenas para citar alguns dos mais importantes. As baterias de lítio são utilizadas em muitos equipamentos de grande consumo como computadores portáteis, câmaras digitais ou relógios. Pela sua estabilidade, bom desempenho, segurança e fiabilidade as baterias primárias são ainda muito utilizadas em aplicações biomédicas (pacemakers), dispositivos médicos portáteis, equipamento militar ou de segurança e telecomunicações. Não são utilizadas de forma expressiva em sistemas de produção, gestão ou armazenamento de energia elétrica.

As baterias primárias são uma tecnologia amplamente comercializada e em contínuo desenvolvimento desde que foram construídas, pela primeira vez, em 1791. À presente data, representam cerca de 35% da procura global de baterias, dos quais 65% correspondem a baterias alcalinas. As baterias alcalinas de manganês devem atingir uma receita de mais de 9

---

<sup>30</sup> Julien, C.; Mauger, Alain; VijnKarim, Ashok; Zaghbi, Karim, *Lithium Batteries*; Springer International Publishing Switzerland, (2015) 10.1007/978-3-319-19108-9\_2

mil milhões de dólares durante 2018-2022, sendo que os fabricantes dominantes no mercado são a Duracell, Energizer, Panasonic, Spectrum Brands e Toshiba.

A Associação Europeia de Baterias Portáteis (EPBA) estima que cerca de 11 mil milhões destas baterias portáteis foram colocadas no mercado europeu em 2017 das quais 0,1 mil milhões no mercado português. Os fabricantes com mais expressão na Europa são a Cegasa International, Energizer, GP Batteries Europe, Eastman Kodak Company, Panasonic Energy Europe N.V., Procter & Gamble International Operations, Renata AG, Sony Europe Ltd, Systems Sunlight SA, VARTA Consumer Batteries GmbH & Co. KgaA. Em Portugal, as linhas de negócio mais relevantes (para além da venda a retalho) prendem-se com a reciclagem e recuperação de materiais utilizados na construção destas baterias. As empresas que se dedicam a promover a sua reciclagem e processamento em fim de vida incluem a Ecopilhas, AMB3e e ERP. As baterias primárias de lítio, são responsáveis por uma parcela de mercado muito mais reduzida a nível mundial, facto que também se reflete no mercado europeu. Não existem linhas de negócio suficientemente documentadas no que diz respeito à produção, gestão e armazenamento de energia elétrica.

### 2.3.2 Baterias secundárias

As baterias secundárias transformam a energia química em elétrica quando descarregam. O processo é reversível e na descarga a energia fornecida por uma fonte elétrica externa força a inversão da reação original, restaurando a composição original dos materiais de eletrodo. Ou seja, a energia fornecida pela fonte exterior é armazenada sob a forma química. Por conseguinte, estas baterias podem ser recarregadas e reutilizadas.

As baterias secundárias mais comuns são as de chumbo-ácido, as de íão lítio e as de níquel-hidreto metálico (Ni-MH). No passado foram bastante utilizadas outras baterias como as de níquel-cádmio (abandonadas devido ao preço e toxicidade do cádmio) ou as de níquel-ferro (muito robustas, mas suscetíveis a problemas de corrosão). Estas baterias encontram-se fortemente implementadas no mercado<sup>31</sup>.

As baterias de lítio são muito utilizadas na atualidade e podem ser classificadas consoante a sua química de cátodo. As mais utilizadas comercialmente são as de óxido de cobalto e lítio (LCO), óxido de manganês e lítio (LMO), óxido de manganês, lítio e níquel (LMNO), fosfato de

---

<sup>31</sup> Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding, Yulong, *Progress in electrical energy storage system: A critical review*, Progress in Natural Science, 19, 3 (2016) 291-321, 10.1016/j.pnsc.2008.07.014

ferro e lítio (LFPO), titanato de lítio (LTO) e óxido de alumínio, cobalto e lítio (LCAO). Todas estas baterias de lítio possuem elevada expressão comercial, mas existem muitos projetos de investigação e desenvolvimento vocacionados quer para a extensão do tempo de vida destas baterias quer para o desenvolvimento de químicas alternativas. De entre estas destacam-se pelo seu grande potencial as baterias de sulfureto de lítio, as baterias de ião sódio e as baterias de ião potássio que se destacam como possíveis tecnologias pós lítio, mas que se encontram ainda em fase de investigação<sup>32</sup>.

As baterias secundárias incluem na sua célula de base um ânodo, um cátodo, uma membrana separadora e um eletrólito. Nas pilhas de chumbo-ácido, o ânodo é um material poroso (tipo espuma) de chumbo metálico; o cátodo é composto por dióxido de chumbo e utilizam uma solução aquosa de ácido sulfúrico como eletrólito. No processo de descarga ambos os elétrodos são convertidos em sulfato de chumbo e este processo é revertido durante a carga. A sua voltagem é ligeiramente superior a 2V e possuem um tempo de descarga superior a 10h. A sua energia específica situa-se entre 25-50 Wh/kg e a sua eficiência entre 50 e 90%<sup>33</sup>. Nas baterias de níquel-hidreto metálico as células de base são constituídas por um elétrodo positivo composto por um hidreto metálico, por um ânodo de hidróxido de níquel, um separador e um eletrólito alcalino. São baterias robustas, mas sofrem de um problema associado a perda de capacidade à medida que vão sendo carregadas e descarregadas. A sua voltagem é inferior a 1,5 V. São produzidas com diferentes capacidades, tipicamente entre 30 mAh e 250 Ah. A produção anual estima-se acima de 1 bilhão de células. A sua energia específica situa-se entre 50-120 Wh/kg e a sua eficiência entre 60 e 90%

As baterias de ião lítio, são compostas por um cátodo cujo material reativo é baseado num óxido de um dado metal e lítio. O ânodo é composto por um material que permita fácil intercalação de iões lítio, normalmente, carbono (grafite), compósitos de carbono e silício ou um óxido metálico de lítio e titânio. Os eletrólitos podem variar muito e vão desde eletrólitos líquidos, eletrólitos de gel, poliméricos ou mesmo sólidos. A sua voltagem situa-se tipicamente entre 3,5 e 4V e a sua energia específica situa-se entre 100-300 Wh/kg e a sua eficiência entre 80 - 95%<sup>34</sup>.

---

<sup>32</sup> Nitta, Naoki; Wu, Feixiang; Lee, Jung Tae; Yushin, Gleb, *Li-ion battery materials: Present and future*; *Materials Today*, 18, 5 (2015) 252-264, 10.1016/j.mattod.2014.10.040

<sup>33</sup> TR Crompton, *Battery reference book*, Newnes, 978-0-7506-4625-3, 10.1016/B978-0-7506-4625-3.X5000-8

<sup>34</sup> Dominik Schledde, Tatjana Dabrowski, Matthias Puchta, Benjamin Munzel, Charlotte Hussy, Marvin Lipphardt, Lena Hartmann, Anirudh Kshemendranath, " *Support to R&D Strategy for battery based energy*

O mercado atual é dominado pelas baterias de chumbo, com aproximadamente 80-90% da quota de mercado, e pelas baterias de íões de lítio cujo crescimento está a acelerar em consequência da explosão do mercado da eletrónica portátil e da procura para veículos elétricos. As baterias de chumbo-ácido são dominantes no mercado automóvel e também no mercado dos sistemas de emergência, sistemas de backup e diversas aplicações estacionárias. São também uma tecnologia atrativa para armazenamento de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Os dados fornecidos pela união europeia projetam que nos últimos 5 anos apenas 5% da capacidade instalada (superior a 90 GW) é utilizada em armazenamento de energia elétrica renovável. Apesar da controvérsia associada ao chumbo (elemento pesado, tóxico), como benefício salienta-se que estas baterias são facilmente recicláveis e que este processo está muito bem estabelecido a nível mundial. A maior parte do chumbo em circulação é proveniente de sistemas reciclados<sup>35</sup>.

As baterias de níquel-hidreto metálico têm sido utilizadas no armazenamento estacionário de energia, mas a sua principal aplicação é a eletrónica de consumo de pequena dimensão e os veículos híbridos elétricos. Foram bastante utilizadas nas primeiras gerações de veículos elétricos e, atualmente, em fim de vida podem ser recicladas ou reconvertidas para segunda vida em aplicações estacionárias embora esta última aplicação não tenha expressão relevante no mercado e tem vindo a ser abandonada.

As baterias de íão lítio apesar do seu preço mais elevado podem ser utilizadas em sistemas de reserva de energia e em sistemas de emergência. O seu maior mercado, em número e em valor é o que inclui toda a eletrónica portátil: telemóveis, computadores portáteis e dispositivos eletrónicos comuns. O mercado dos veículos elétricos está também em franca expansão e estas baterias estão a ser consideradas para aplicações estacionárias, para armazenamento de energia renovável. O crescimento anual é elevado e estima-se que mais de 60% da capacidade instalada atualmente está afeta ao mercado automóvel, enquanto apenas 7% está afeto a armazenamento de energia renovável. Dependendo da evolução do preço da energia (kWh) armazenada, a sua taxa de utilização em armazenamento renovável pode vir a subir. Com a redução de custos das baterias de lítio estima-se que a capacidade instalada atinja 11 GW (atualmente é de aproximadamente 1 GW) afetando a flexibilidade de todo o sistema energético<sup>36</sup>. Existe um forte interesse na definição de métricas e requisitos

---

*storage Technical analysis of ongoing projects (D12)"; Ecofys and European Commission Directorate General Energy, (2016)*

<sup>35</sup> May, Geoffrey; Davidson, Alistar; Monahov, Boris, " *Lead batteries for utility energy storage: A review*"; Journal of Energy Storage, 15 (2018) 145-157, 10.1016/j.est.2017.11.008

<sup>36</sup> [https://ec.europa.eu/energy/access\\_2020](https://ec.europa.eu/energy/access_2020)

para aplicação destas baterias em segunda vida para aplicações estacionárias e estão a ser desenvolvidos vários projetos piloto nesse sentido, inclusivamente em Portugal. Na Europa destaca-se a atividade da Nissan e da Empresa Eaton que instalaram um sistema de armazenamento de energia solar com baterias usadas Nissan, no estádio do Ajax em Amesterdão<sup>37</sup>. Em Portugal destaca-se o projeto 2Life liderado pela EDP.<sup>38</sup>

O mercado de baterias de chumbo-ácido era de aproximadamente 36,5 milhões de euros em 2018 e prevê-se que cresça para valores próximos de 55 milhões de euros até 2026. Os principais intervenientes neste negócio são: Exide Industries, Crown Battery, East Penn, EnerSys, NorthStar, Hitachi Chemical, C&D Technologies, HOPPECKE, Hankook AltasBX, e Teledyne Technologies. Destas, a Exide Industries tem presença em Portugal, com 97% da produção exportada e 95% do material dedicado ao setor industrial<sup>39</sup>.

Os maiores fabricantes de baterias de níquel-hidreto metálico com sede na Europa incluem a Saft (França), Arts Energy (França), Varta (Alemanha), Nilar (Suecia), Alcatel (França), Hoppecke (Alemanha), GfE (Alemanha), Trebacher (Áustria), SciMat (Reino Unido) e Freudenberg (Alemanha). Em Portugal não há fabricação expressiva destas baterias<sup>40</sup>.

As baterias de íões de lítio são consideradas uma das tecnologias mais promissoras no futuro próximo, com investimentos multimilionários dedicados à construção de Mega-Fábricas. Neste contexto está contemplada toda a cadeia de valor das baterias e os principais objetivos são alcançar e otimizar a extração e processamento de matérias-primas, a criação de materiais de eletrodo mais eficientes e mais limpos, otimizar os processos de fabricação e montagem de células, criar tecnologias de gestão da bateria, e soluções viáveis para reciclagem e segunda vida. Estas iniciativas estão a ser implementadas no âmbito da EBA - Aliança Europeia de Baterias ([www.eba250.com](http://www.eba250.com)) onde foram definidos sete pilares que resultaram no estabelecimento de dezoito linhas de trabalho prioritárias para consolidar a independência da Europa em baterias de lítio. As metas económicas desta iniciativa, que já envolve mais de 400 atores relevantes, são claras: o mercado terá um valor anual estimado até 250 mil milhões de euros até 2025. A investigação e desenvolvimento na Europa segue este interesse crescente

---

<sup>37</sup> <https://www.wattson.pt/2018/07/21/5632/>

<sup>38</sup> <https://www.edp.com/pt-pt/a-2a-vida-das-baterias>

<sup>39</sup> Controlo logístico no processo de produção de baterias de chumbo-ácido, Sérgio Miguel Rodrigues, Tese mestrado Instituto Superior Técnico (2016)

<sup>40</sup> Chang, Shiuan; Young, Kwo-Hsiung; Lien, Yu-Ling, "Reviews of European Patents on Nickel/Metal Hydride Batteries"; Batteries, 3 (2017) 10.3390/batteries3030025.

e estima-se um investimento de 2,3 mil milhões de euros da União Europeia para projetos de I&D relacionados com baterias de íão lítio<sup>41</sup>.

Em 2018 foram anunciadas sete fábricas de baterias de íões de lítio na Europa e em 2020 foram propostas 14 fábricas, com as seguintes capacidades: Noruega (32 GWh), Suécia (32 GWh), Polónia (60-70 GWh), Reino Unido (2 GWh), 6 na Alemanha (1, 2, 6, 16, 24 e 48 GWh), 3 na Hungria (15, 7,5 e 10-16 GWh) e uma com 24 GWh. Estas são apoiadas por empresas como a Freyr, NorthVolt, LG Chem, PSA-Saft, Panasonic ou CATL. Neste contexto Portugal está a ser considerado como um dos maiores produtores de lítio na Europa devido às suas reservas minerais<sup>42</sup>.

A reciclagem de grandes volumes de baterias usadas de íões de lítio e o seu armazenamento seguro são alguns dos desafios a enfrentar no futuro. Portugal está a avaliar algumas iniciativas nesse sentido, e algumas empresas já estão a desenvolver projetos relevantes como é o caso da Valorcar e da Zeev.

### 2.3.3 Células de fluxo Redox

As baterias de fluxo redox também são baterias secundárias que armazenam energia graças à oxidação e redução de espécies eletroativas solúveis num eletrólito, tipicamente ácido, que é armazenado em tanques. Este eletrólito é bombeado através de elétrodos onde ocorrem as reações que armazenam energia quando a bateria é carregada ou que fornecem energia quando a bateria é descarregada.

As baterias de fluxo redox mais comuns, e num estado de maturidade comercial são as de vanádio, embora existam muitas outras químicas alternativas, mas ainda em estados de maturidade pré-comercial. São simples de operar, robustas e possuem uma boa densidade de energia. Para aumentar a sua capacidade basta aumentar a quantidade de material ativo em solução. São uma tecnologia muito fiável e podem ser carregadas e descarregadas durante

---

<sup>41</sup> Lebedeva, Natalia; Di Persio, Franco; Boon-Brett, Lois; *"Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe"*, JRC Science for Policy Report, European Commission, European Union (2017) 978-92-79-66948-4, 10.2760/6060

<sup>42</sup> Steen, M.; Lebedeva, N.; Di Persio, F.; Boon-Brett, L. *"EU Competitiveness in Advanced Li-ion Batteries for E-Mobility and Stationary Storage Applications –Opportunities and Actons,"*; JRC Science for Policy Report, European Commission, European Union (2017) 978-92-79-74292-7, 10.2760/75757

milhares de ciclos, o que lhes confere tempos de vida muito longos e custos de operação mais baixos<sup>43</sup>.

As baterias de fluxo redox são mais baratas, mais fiáveis e mais seguras do que as baterias à base de lítio e a sua potência e a energia podem ser definidas de forma independente, o que as torna muito competitivas, quer do ponto de vista de flexibilidade quer do ponto de vista de investimento inicial, face a outras tecnologias. Quando paradas durante um longo período, estas baterias não envelhecem de forma significativa e não são afetadas por problemas de auto-descarga.

Os componentes destas baterias podem ser totalmente reutilizados após a vida útil da bateria, tornando esta tecnologia muito amiga do ambiente e economicamente atrativa. As baterias de fluxo Redox são uma tecnologia muito promissora para armazenamento estacionário de energia. São muito adequadas para aplicações que requerem tempos de armazenamento de algumas horas e constituem uma solução economicamente viável para armazenamento de energia fotovoltaica, em especial para aplicações residenciais. Podem ser ainda acopladas em aplicações estacionárias para armazenamento durante períodos de pico. Uma das maiores vantagens destas baterias, que as torna únicas, é que quando devidamente dimensionadas podem ser usadas para várias aplicações simultâneas, o que as torna muito competitivas no contexto industrial. Existem alguns estudos que apontam para a utilização no mercado automóvel, mas os projetos existentes não possuem expressão relevante.

Os fabricantes de baterias de fluxo redox, e em particular as baterias de vanádio têm vindo a demonstrar o potencial desta tecnologia ao longo dos anos, atingindo-se uma instalação global de cerca de 70 MW de potência e 250 MWh de energia. Os maiores fabricantes no mercado de baterias de fluxo redox de vanádio encontram-se na Alemanha onde se destacam a VoltStorage GmbH, e Pinflow Energy Storage, Vanadis Power GmbH. Na Dinamarca destaca-se a VisBlue. A implementação no contexto Europeu e Nacional é ainda pouco expressiva. No entanto, o possível mercado para aplicações residenciais e estacionárias com baterias de fluxo redox é elevado e são uma opção muito competitiva para acoplar com produção fotovoltaica. No mercado Europeu a empresa VisBlue estima vir a produzir em Portugal, em 2025 cerca de 25 MW/ano, o que corresponde a um mercado de cerca de 10 milhões de euros. Estas baterias possuem um tempo de vida estimado superior a 20 anos, o que as torna muito competitivas no que a investimento vs. longevidade diz respeito. Espera-se que nos próximos 10 anos o mercado para estas baterias venha a crescer cerca de 50%.

---

<sup>43</sup> Seungbum Ha , Kevin G. Gallagher, "*Estimating the system price of redox flow batteries for grid storage*", Journal of Power Sources 296 (2015) 122-132

#### 2.3.4 Células de Combustível

As células de combustível (sendo o conjunto de diversas células de combustível designado por pilha de combustível) são um dispositivo de conversão de energia implementado no mercado há várias décadas. Estas células são compostas por 2 eletrodos, o ânodo e o cátodo, e um eletrólito. No cátodo o principal reagente é o oxigénio do ar enquanto no ânodo se pode alimentar por exemplo hidrogénio, sendo estas as células mais atrativas. O principal produto obtido é a água, daí que sejam consideradas dispositivos amigos do ambientalmente. Podem operar a diferentes temperaturas e utilizam diferentes tipos de eletrólitos (aquosos ou sólidos). O interesse crescente na economia do hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis tem vindo a estimular novos desenvolvimentos a nível das células de combustível de hidrogénio no sentido de aumentar a sua eficiência e, simultaneamente, reduzir os seus custos. As métricas são muito variadas, dependem do tipo de célula de combustível, mas podem ser encontrados no mercado sistemas de alguns W até sistemas mais vocacionados para aplicações industriais na ordem dos MW. A sua eficiência situa-se em média nos 50% e o seu tempo de vida estende-se por alguns anos.

As principais aplicações incluem: o setor dos transportes, nomeadamente automóvel e transportes públicos citadinos, o setor residencial e comercial e aplicações ao nível da rede elétrica.

Em termos de implementação no mercado Europeu, a nível de aplicações estacionárias, a expressividade é baixa. As células de combustível têm sido comercializadas para aplicações estacionárias a nível de gestão de energia, com sistemas que se situam entre 100 e 250 kW. A nível residencial os sistemas mais utilizados permitem potências entre 2 e 10 kW. O mercado da eletrónica portátil tem vindo também a adotar esta tecnologia, mas com muito pouco impacto.

No setor residencial tem-se assistido a um bom crescimento na Europa embora nos últimos anos a taxa de crescimento tenha vindo a abrandar<sup>44</sup>. As projeções apontam, no entanto, para um crescimento relevante.

A tecnologia das células de combustível possui maior expressão comercial a nível do mercado automóvel. No mercado são várias as marcas que comercializam soluções baseadas em células de combustível, nomeadamente várias marcas japonesas e alemãs. Em 2018, o total de

---

<sup>44</sup> Iain Staffell, Daniel Scamman, Anthony Velazquez Abad, Paul Balcombe, Paul E. Dodds, Paul Ekins, Nilay Shahdand Kate R. Ward "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system", Energy Environ. Sci., 2019, 12, 463

veículos em circulação na Europa atingia algumas centenas. Os custos associados a veículos movidos a células de combustível são significativamente mais altos que os das baterias, mas poderão vir a decrescer com a dinamização do mercado de hidrogénio. No entanto, o custo do hidrogénio (considerando produção e armazenamento) ainda não é suficientemente competitivo. Para mais, a implementação a larga escala requer uma rede de distribuição de hidrogénio que na maior parte dos países da Europa, incluindo Portugal, não está devidamente implementada. Destaca-se a Alemanha onde existe documentado o maior número de pontos de abastecimento de hidrogénio.

Em alguns países foram já lançados projetos a nível dos transportes públicos, com uma implementação bastante importante quer na Europa, quer nos USA e China, particularmente no transporte rodoviário de passageiros, já com centenas de autocarros a circular a nível global. Adicionalmente, por exemplo, a Alstom tem vindo a desenvolver soluções de comboios elétricos para algumas zonas onde a via ferroviária não está devidamente eletrificada <sup>45</sup>e prevê-se que na Alemanha venha a ser implementada a maior frota de comboios elétricos movidos a células de combustível de hidrogénio.

Estudos recentes de avaliação de ciclo de vida, ou seja do impacte ambiental ao longo do ciclo de vida destes produtos, incluindo estudos realizados na DGEG e dos quais existem publicações com resultados adaptados ao enquadramento nacional, indicam que a tecnologia das células de combustível, especialmente, para o setor automóvel (e de transportes públicos) apenas se tornarão competitivas se a produção de hidrogénio for feita a partir de fontes renováveis a baixo custo<sup>46</sup>. Em termos ambientais as células de combustível são muito atrativas, primeiro porque as emissões são isentas de gases poluentes e porque grande parte dos seus componentes é quase totalmente reciclável.

## 2.4 Armazenamento químico

O armazenamento químico, no contexto deste estudo, ocorre quando se convertem fontes de energias renováveis em gases combustíveis, incluindo combustíveis sintéticos, os quais podem ser armazenados ou usados diretamente em diferentes aplicações, como por exemplo

---

<sup>45</sup><https://www.alstom.com/press-releases-news/2019/10/alstom-test-its-hydrogen-fuel-cell-train-netherlands>, access 2020

<sup>46</sup> Dominic A. Notter, Katerina Kouravelou, Theodoros Karachalios, Maria K. Daletou and Nara Tudela Haberland, "Life cycle assessment of PEM FC applications: electric mobility and  $\mu$ -CHP", Energy Environ. Sci., 8 (2015) 1969-1985

veículos, ou ainda introduzidos na rede de gás. Estes combustíveis, quando armazenados, podem a qualquer momento ser convertidos novamente em eletricidade para ser disponibilizada à rede elétrica num momento de maior procura, contribuindo assim para a sua gestão.

Este armazenamento é particularmente relevante quando a eletricidade tiver sido produzida por energias renováveis em períodos nos quais se verificaria excesso de produção relativamente à sua procura na rede elétrica, pois permite aproveitar uma energia que, não sendo armazenada, seria desperdiçada.

A capacidade de armazenamento associada à rede de gás pode ser muito significativa, particularmente se se considerar a produção de hidrogénio verde (obtido através de fontes de energia renovável) mesmo considerando que há limites à percentagem de H<sub>2</sub> que se pode injetar na rede, normalmente entre 2 e 10%<sup>47</sup> (em volume). Ainda que outros autores sugiram a possibilidade de atingir percentagens superiores, tal está sujeito a validação técnica do gestor da rede.

Este sistema de conversão e armazenamento de energia pode ser relativamente complexo e abrangente, pois enquadra diferentes fontes de energia renovável e também diferentes utilizações, que vão para além da eletricidade, dado que podem incluir um conjunto significativo de combustíveis líquidos e gasoso, conforme ilustrado na Figura 2.

O sistema representado na Figura 2 inclui a utilização de energias renováveis com grande variação temporal na sua capacidade de produção, como a energia solar e eólica, as quais podem produzir hidrogénio com recurso à eletrólise da água. Considera-se ainda como relevante a gaseificação de biomassa, incluindo resíduos como os resíduos sólidos urbanos, agrícolas ou da pecuária, os quais podem ainda produzir diretamente metano por biodigestão. A gaseificação da biomassa, conduz à produção de um gás de síntese que inclui monóxido de carbono e hidrogénio, o qual pode depois ser usado para produzir hidrogénio ou combustíveis líquidos, que podem ser facilmente armazenados. Para além dos combustíveis representados na Figura 2 há ainda a referir a preparação de biocombustíveis a partir de biomassa.

---

<sup>47</sup> NREL “Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services” (2015)

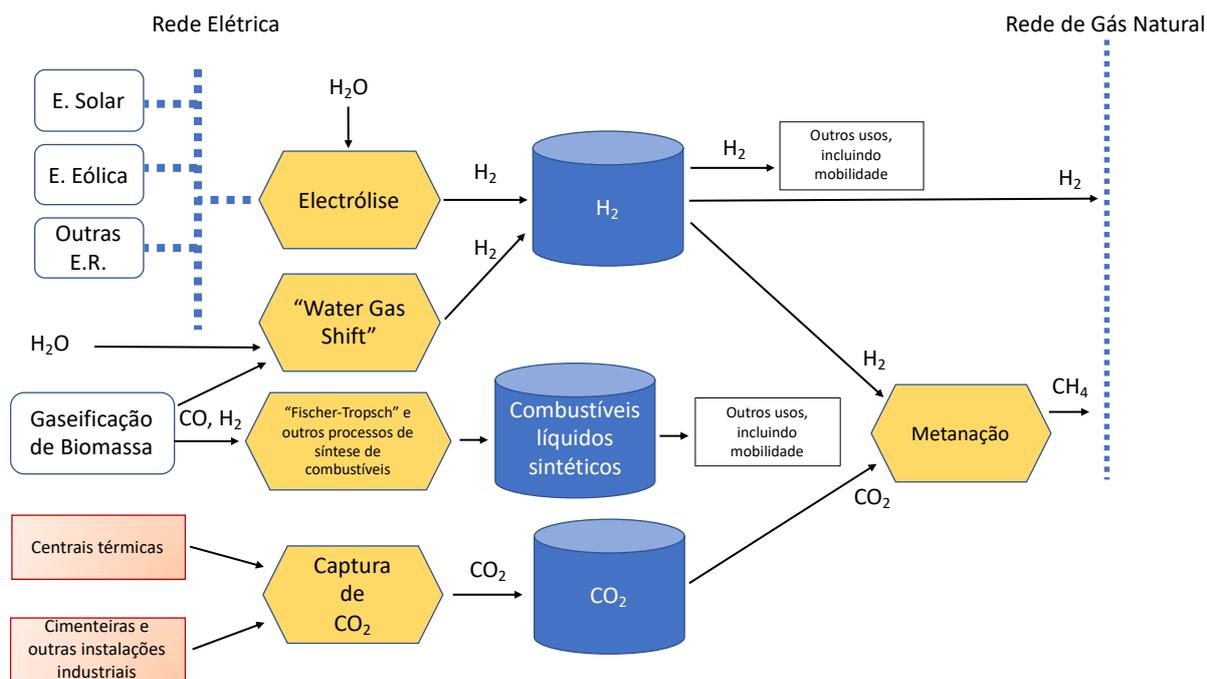


Figura 2 - Representação do sistema de armazenamento químico associado a energias renováveis.

A produção de hidrogénio por eletrólise com base em energia solar e/ou eólica, tem vindo a ganhar relevo, na medida em que a eletrólise é um processo de uso frequente na indústria e a sua eficiência energética varia entre 70% e 80%, quantificada como a razão entre a energia contida no hidrogénio a energia consumida para a sua produção. A produção de eletricidade com base em hidrogénio pode recorrer a células de combustível ou a turbina a gás, com rendimentos entre 50% e 55%, o que resulta numa eficiência global entre 35% e 45%, desde a conversão de energia renovável em hidrogénio à sua transformação em eletricidade.

A Figura 2 contempla ainda a possibilidade de combinar o hidrogénio com emissões de dióxido de carbono de vários processos industriais, através da sua captura por exemplo de efluentes de centrais térmicas ou de cimenteiras, para produção de diversos combustíveis designados como sintéticos, pois são sintetizados sem recursos a hidrocarbonetos. A utilização dos combustíveis sintetizados em substituição dos combustíveis fósseis, ainda que também possa gerar emissões de CO<sub>2</sub>, permite uma redução das emissões líquidas de GEE por via das emissões evitadas associadas aos processos de combustão, por exemplo, nas cimenteiras e centrais térmicas.

Neste caso, considerando que os processos de produção dos combustíveis sintéticos podem ter rendimentos energéticos até 80%, e que a produção de eletricidade através destes combustíveis pode ter rendimentos até 60%, teríamos também uma eficiência global da re-eletrificação na ordem de 35% a 40%.

Estes valores são tão mais relevantes quanto na sua ausência se verificaria um desperdício significativo de energias renováveis nos períodos em que estejam disponíveis em excesso, o qual é assim evitado.

Nas próximas secções são detalhados os processos de produção de hidrogénio e de combustíveis sintéticos e finalmente de metanação de CO<sub>2</sub>, sendo certo que os objetivos de descarbonização definidos no PNEC2030, bem como as análises energética e de impactes ambientais no ciclo de vida para as cadeias de valor do hidrogénio realizadas pela DGEG (2019b<sup>48</sup>; 2019c<sup>49</sup>), demonstram que as estratégias de produção de hidrogénio devem ser criteriosamente escolhidas.

#### 2.4.1 Produção de Hidrogénio

Atualmente, segundo Franchi et al. (2020)<sup>50</sup>, a produção de hidrogénio encontra-se disseminada por muitos processos industriais, sendo usado com objetivos energéticos ou enquanto matéria prima, como na refinação de petróleo, na produção de amónia e na síntese de metanol, ou na produção de aço, sendo que no total, a produção mundial de hidrogénio é de cerca de 115 Mton/ano. A produção de hidrogénio com recurso a combustíveis fósseis representa 95% do total e é, por isso, responsável pela emissão de 830 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano. Quanto às tecnologias utilizadas para a sua produção, 48% da produção é feita por reforma do vapor ("*steam reforming*") de gás natural, 30% por fracionamento de petróleo, 18% por gaseificação de carvão e só 4% por eletrólise.

Nos parágrafos seguintes descrevem-se as características principais dos processos de produção de hidrogénio por reforma do vapor "*steam reforming*", por eletrólise e por gaseificação de biomassa ou de resíduos com elevado conteúdo de material biodegradável, como sejam os resíduos sólidos urbanos.

---

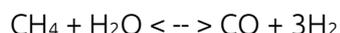
<sup>48</sup> DGEG (2019b). Integração do Hidrogénio nas Cadeias de Valor: Sistemas energéticos integrados, mais limpos e inteligentes. Direção-Geral de Energia e Geologia: Lisboa, Fev 2019.

<sup>49</sup> DGEG (2019c) Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal, Direção Geral de Energia e Geologia: Lisboa, Dez 2019.

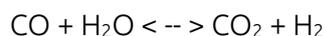
<sup>50</sup> Franchi, G., Capocelli, M., De Falco, M., Piemonte, V. and Barba, D. "Hydrogen production via steam reforming: a critical analysis of MR and RMM technologies". Membranes, 10, (2020) 10

### Produção de hidrogénio por reforma do vapor ("*steam reforming*")

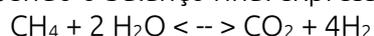
O processo industrial mais comum para a produção de hidrogénio tem como matéria prima o gás natural e designa-se por reforma do vapor, consistindo na conversão endotérmica do metano e vapor de água em hidrogénio e monóxido de carbono numa primeira fase (3 a 25 bar e 700-950 °C), segundo a reação:



Sendo que se promove uma segunda reação exotérmica, denominada por "*water gas shift*" na qual o monóxido de carbono é combinado com vapor de água resultando em dióxido de carbono e hidrogénio (190-210 °C), segundo a reação:



Sendo o balanço final expresso pela reação:



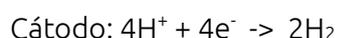
A eficiência energética deste processo de conversão de metano em hidrogénio pode chegar a 85%.

### Produção de H<sub>2</sub> por eletrólise

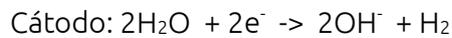
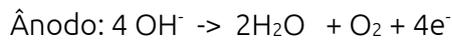
A produção de hidrogénio por eletrólise ocorre quando se induz a separação do hidrogénio (H<sub>2</sub>) e do oxigénio (O<sub>2</sub>), da água (H<sub>2</sub>O). A nível industrial, estas reações são processadas num eletrolisador, sob o efeito de uma fonte de energia elétrica externa que permite aplicar uma diferença de potencial entre dois elétrodos. Esta diferença de potencial promove a decomposição da água e a consequente formação de hidrogénio no elétrodo negativo e oxigénio no elétrodo positivo. A decomposição da água é um processo fortemente endotérmico que obriga à conversão de energia elétrica em energia química.

Os eletrolisadores mais usados recorrem ao uso de membranas permeáveis a determinados iões e a soluções eletrolíticas que variam de acordo com o tipo de eletrolisador (KOH, com cerca de 30% de concentração na solução no caso de eletrolisadores alcalinos) que sob a ação da diferença de potencial entre os elétrodos, separam hidrogénio e oxigénio da água. Os eletrolisadores mais vulgares são os de células de membrana polimérica (PEM- *Proton Exchange Membrane*), os de células alcalinas (CA), e os de células de óxidos em estado sólido (SOEC).

Nos eletrolisadores PEM, a água é introduzida no ânodo, onde sob a ação da corrente elétrica se originam iões H<sup>+</sup>, os quais migram através da membrana até ao cátodo e formam a molécula H<sub>2</sub>, verificando-se as seguintes reações principais:

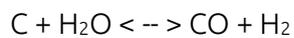


No caso dos eletrolisadores CA ou SOEC, a água é introduzida no cátodo, onde se divide através de um eletrólito aquoso, separando-se os iões OH<sup>-</sup>, que migram para o ânodo, dando origem ao O<sub>2</sub>. Neste caso verificam-se as seguintes reações principais:



### Produção de hidrogénio com base em gaseificação de biomassa

A produção de hidrogénio com base em biomassa começa com a gaseificação da biomassa, a qual resulta na produção de monóxido de carbono e de hidrogénio, que se designa frequentemente como “gás de síntese”, de acordo com uma reação global que de uma forma muito simplista se poderia representar por:



A produção de hidrogénio a partir do gás de síntese envolve processos muito maduros e testados, sendo os mais comuns o uso de reações de “*water gas shift*”, nas quais se dá injeção de vapor de água para reagir com monóxido de carbono e produzir hidrogénio, como referido anteriormente, seguido da purificação do hidrogénio, eventualmente acompanhado da separação e produção de CO<sub>2</sub>, de acordo com o processo ilustrado na Figura 3.

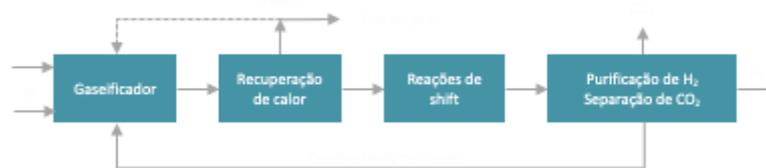


Figura 3 - Produção de Hidrogénio com base em gaseificação de biomassa

A purificação do hidrogénio dá-se geralmente numa unidade designada por “*Pressure Swing Adsorption*”- PSA, na qual se promove a adsorção por oscilação de pressão, sendo as impurezas removidas, as quais podem ser usadas como matéria combustível a ser reintroduzida no gaseificador.

### Armazenamento e transporte de hidrogénio

O armazenamento de hidrogénio é, como referido em NREL (2015)<sup>51</sup>, único no sentido em que permite armazenamento de energia de larga escala, entre 1 GWh e 1 TWh, sendo que, como já foi referido, pode ainda ser armazenado através da sua injeção na rede de gás.

<sup>51</sup> NREL (2015), “Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services”

## 2.4.2 Produção de Combustíveis Sintéticos

A conversão de gás de síntese para combustíveis líquidos pode ser efetuada por várias tecnologias, das quais se destacam as seguintes, segundo E4Tech (2009):

- Síntese por *Fischer-Tropsch*: um processo termoquímico apoiado por catalisadores, que é usado desde os anos 20 do século passado para produzir combustíveis líquidos a partir da gaseificação do carvão e de gás natural.
- Síntese de metanol: um processo termoquímico apoiado por catalisadores, usado para produzir metanol a partir da gaseificação do carvão e de gás natural.

Segue-se uma descrição sucinta das tecnologias de produção de combustíveis líquidos e de H<sub>2</sub> a partir da utilização do gás de síntese analisadas no âmbito do presente estudo.

### Síntese por Fischer-Tropsch (FT)

Na síntese por *Fischer-Tropsch* (FT), o H<sub>2</sub> e o CO reagem com o apoio de um catalisador, que é normalmente à base de ferro, cobalto ou ruténio, para produzir uma diversidade de hidrocarbonetos. A reação tem lugar a pressões compreendidas entre os 20 e os 40 bar e a temperaturas compreendidas entre 200-250 °C (LTFT – “*Low Temperature FT*”) com uso de catalisadores de cobalto, para produzir hidrocarbonetos mais complexos que podem depois ser transformados em diesel ou, para produzir hidrocarbonetos mais leves em gamas de temperatura mais elevadas, compreendidas entre 300-350 °C, (HTFT – “*High Temperature FT*”) geralmente com recurso a catalisadores de ferro. O aumento da pressão conduz a taxas de conversão mais elevadas e também favorece a formação de alcanos de cadeia longa, sendo ambos desejáveis.

Entre os principais requisitos para o processo de FT, salientam-se:

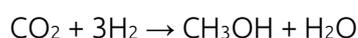
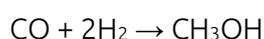
- Um rácio adequado entre H<sub>2</sub> e CO. Quando se usam catalisadores de cobalto, o rácio molar entre o H<sub>2</sub> e CO deve ser perto de 2; quando se recorre a catalisadores de ferro, este valor pode ser inferior, entre 0,6 e 1,7. Se o gás de síntese produzido no gaseificador apresentar rácios inferiores a este, pode-se usar uma reação de “*shift*” do monóxido de carbono, com vapor de água para produzir mais H<sub>2</sub>.
- Um baixo teor de enxofre, na ordem de 10-100 ppb, o que normalmente exige a lavagem dos gases em “*scrubbers*” húmidos.
- Remoção dos alcatrões que tenham pontos de orvalho a temperaturas inferiores às temperaturas de operação, a concentrações inferiores a 10 ppb.
- Baixa concentração de inertes, como azoto, os quais aumentam a dimensão e o custo dos equipamentos.

No estudo da E4Tech (2009)<sup>52</sup>, estima-se que a dimensão mínima para tornar a operação de uma unidade de FT económica corresponda ao processamento de cerca de 100 000 t/ano de biocombustível.

### Síntese de Metanol

O metanol (CH<sub>3</sub>OH), também conhecido como álcool metílico, pode ser produzido a partir de recursos fósseis ou renováveis, podendo ser utilizado diretamente como combustível de transporte ou ser convertido em hidrocarbonetos.

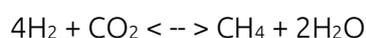
O metanol é produzido a partir do gás de síntese pela hidrogenação de óxidos de carbono sobre um catalisador adequado (e.g. óxido de cobre ou óxido de zinco), através das seguintes reações globais:



### 2.4.3 Metanação de CO<sub>2</sub>

A metanação de CO<sub>2</sub> consiste na obtenção de metano através de uma reação catalítica que combina dióxido de carbono com hidrogénio para produzir metano. Este metano pode ser usado como gás natural sintético (SNG – “*synthetic natural gas*” ou “*syngas*”) e injetado na rede de transporte de gás, ou transformado em outros hidrocarbonetos mais complexos.

A reação global de metanação, a qual inclui muitos passos intermédios, é a seguinte:



A maior dificuldade para promover esta reação prende-se com a estabilidade da molécula de CO<sub>2</sub>, pelo que é necessário recorrer a catalisadores para promover a reação de metanação, os quais são discutidos, por exemplo por Frontera et al. (2017)<sup>53</sup>. O uso desta tecnologia a nível de protótipo ou industrial é discutido por Thema et. al. (2019)<sup>54</sup>.

---

<sup>52</sup> E4tech “Review of Technologies for Gasification of Biomass and Wastes” Final report. NNFCC project 09/008 – a project funded by DECC, project managed by NNFCC and conducted by E4tech (2009)

<sup>53</sup> Frontera, P, Macario, A., Ferraro, M. and Antonucci, P. “Supported catalysts for CO<sub>2</sub> methanation: a review”. *Catalysts*, 7 (2017) 59.

<sup>54</sup> Thema, M., Bauer, F., Stener, M. “Power-to-gas: Electrolysis and methanation status review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112 (2019) 775-787.

#### 2.4.4 O uso combinado de energias renováveis e hidrogénio

A primeira instalação de escala significativa, que combinou o uso de energias renováveis (uma turbina eólica) com a produção e armazenamento de hidrogénio para abastecer uma rede elétrica que servia um conjunto de habitações, localizou-se na ilha de Utsira, na Noruega e foi instalada em julho de 2004.

Tratou-se de um projeto piloto destinado a suprir a necessidade de energia elétrica a 10 famílias exclusivamente através da energia gerada por uma turbina eólica. O projeto foi realizado através de uma parceria estabelecida entre a Norsk Hydro (agora StatoilHydro) e pela Enercon, conforme discutido por Ulleberg et al. (2010)<sup>55</sup>. A instalação envolve duas turbinas eólicas de 600 kW, embora apenas uma seja dedicada a esta instalação, um eletrolisador alcalino com capacidade de produção de 10 Nm<sup>3</sup> / h (12 bar) de hidrogénio, um compressor de hidrogénio de 11 Nm<sup>3</sup> / h (12–200 bar), depósitos de armazenamento de hidrogénio com capacidade de 2400 Nm<sup>3</sup> (200 bar), um motor de combustão interna adaptado de um motor diesel, de 55 kW e uma célula de combustível (PEM) de 10 kW, ambos para converter o hidrogénio armazenado em eletricidade.

Dado que se pretendia uma gestão autónoma e estável da rede elétrica, foi necessário adicionar equipamento de estabilização da rede, como seja um volante de inércia e uma bateria NiCd para redundância.

O sistema de controle desenvolvido estava programado para ligar o eletrolisador somente em períodos de excesso de energia produzida pela turbina eólica, sendo esta energia elétrica em excesso usada para produzir hidrogénio, o qual era acumulado nos depósitos, sendo que quando havia falta de vento e a energia eólica não era suficiente, o eletrolisador era desligado e o motor/célula de combustível eram usados para repor um nível adequado de fornecimento de energia elétrica.

Ao fim de quatro anos de funcionamento, Ulleberg et al. (2010)<sup>56</sup>, analisaram os resultados deste projeto pioneiro concluindo que a eficiência global do sistema de produção de hidrogénio (em condições de produção máxima) ficou em torno de 53%, enquanto que eficiência do eletrolisador foi de cerca de 73%.

A eficiência máxima do motor de hidrogénio foi cerca de 20%, mas o projeto permitiu demonstrar que era possível manter em funcionamento uma rede elétrica autónoma com base em energia renovável com um sistema de produção e armazenamento de hidrogénio.

---

<sup>55</sup> Ulleberg, O., Nakken, T., Eté, A. (2010). "The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools". *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, pp. 1841-1852.

As principais lições que se retiram deste sistema são discutidas em "*IPHE Renewable Hydrogen Report*" (2011)<sup>56</sup>, sendo concluído que apesar da demonstração e operação bem-sucedidas do sistema, se identificaram vários desafios, como seja o facto de apenas se ter aproveitado 20% da energia eólica, o que revelou a necessidade de desenvolvimento de eletrolisadores mais eficientes, além de melhorar a eficiência de conversão de hidrogénio em eletricidade. A célula de combustível teve vários problemas técnicos que não permitiram sua integração total no sistema, tendo sido operada por menos de 100 horas durante a duração do projeto. O motor a hidrogénio forneceu mais de três anos de serviço fiável, mas enfrentou problemas técnicos que determinaram a sua substituição.

Ou seja, a conclusão principal foi a de que embora o sistema tenha funcionado, o custo e a durabilidade precisariam ser melhorados para tornar esse tipo de projeto viável comercialmente. Foi ainda sugerido que projetos futuros incluíssem mais de uma fonte de energia renovável (ou seja, eólica, solar e /ou bioenergia).

Chegados aos dias de hoje, a evolução tecnológica permite afirmar que fatores como os eletrolisadores mais baratos, períodos mais frequentes de eletricidade renovável de baixo ou zero custo e a penalização de emissões de carbono tornarão o uso de hidrogénio sem carbono (verde) mais viável economicamente<sup>57</sup>. Neste contexto será relevante acompanhar o "Projeto Haeolus"<sup>58</sup> o qual se encontra a desenvolver um piloto em que se usa, na Noruega, um eletrolisador com uma potência de 2,5 MW que produzirá hidrogénio como forma de armazenar energia produzida por um parque eólico com uma potência de 45 MW.

Conforme discutido em<sup>59</sup>, o "*think tank*" alemão 2Energy Brainpool2 alega que o hidrogénio produzido pela energia eólica e solar excedente (hidrogénio verde) poderá ser mais barato que o gás natural como fonte de energia nos anos 2030, e a vice presidente da DNV GL afirma que o hidrogénio verde será um mecanismo essencial para promover a transição energética e que a crescente viabilidade económica do hidrogénio gerado por fontes renováveis será impulsionada por três desenvolvimentos principais:

A diminuição do custo dos eletrolisadores, como consequência dos avanços tecnológicos e das economias de escala, e o aumento da capacidade instalada de armazenamento;

---

<sup>56</sup>[http://www.newenergysystems.no/files/H2\\_Utsira.pdf](http://www.newenergysystems.no/files/H2_Utsira.pdf)

<sup>57</sup><https://www.windpowermonthly.com/article/1578773/green-hydrogen-economically-viable-2035-researchers-claim>

<sup>58</sup> <http://www.haeolus.eu>

<sup>59</sup><https://www.windpowermonthly.com/article/1462904/cost-wind-generated-hydrogen-fall-below-natural-gas>

- Os maiores períodos de baixo preço ou mesmo preço negativo da eletricidade gerada por fontes renováveis;
- A penalização das emissões de carbono.

É neste contexto que atualmente existem vários projetos de demonstração de produção de hidrogénio verde com base em energias renováveis, como por exemplo no Japão, em Fukushima com 10 MW<sup>60</sup>, em Linz na Áustria com 6 MW<sup>61</sup> ou na Alemanha, em Grapzow, em que se instalou, em 2013, um eletrolisador de 1 MW<sup>62</sup> e que surgem vários anúncios de projetos de grande escala para a produção de hidrogénio verde, como sejam:

- As operadoras de rede alemãs Amprion e Open Grid Europe anunciaram a intenção de construir uma unidade com uma potência de 100 MW para converter energia renovável em hidrogénio (verde). Este projeto designado por “Hybridge” deve estar operacional em 2023, dependendo para isso da aprovação da entidade reguladora, segundo<sup>63</sup>. O projeto utilizará eletrolisadores para produzir hidrogénio, o qual poderá ser injetado na rede de gás, contribuindo assim para descarbonizar diversos setores que não têm, para isso, muitas alternativas.
- Um consórcio liderado pela Vattenfal promove o projeto “HySynGas” num parque industrial em Brunsbüttel, no norte da Alemanha, para produzir hidrogénio verde e gases de síntese (SNG) com base em eletricidade gerada por parque eólicos e fotovoltaicos adjacentes<sup>64</sup>. Prevê-se uma potência instalada de 50 MW e os gases gerados destinam-se essencialmente a clientes industriais com instalações no norte da Alemanha, mas também se prevê a sua injeção na rede de gás.

---

<sup>60</sup>News feature, Fuel Cells Bulletin, April 2016, pp. 12-23), em Fukushima <https://www.rechargenews.com/transition/japan-opens-worlds-largest-green-hydrogen-plant-near-fukushima-disaster-site/2-1-769361>

<sup>61</sup> <https://www.h2future-project.eu/>

<sup>62</sup><https://www.hydrogenics.com/2013/10/01/140-mw-wind-park-officially-opens-in-germany-with-energy-storage-facility-using-1-mw-power-to-gas-system-from-hydrogenics/>

<sup>63</sup> <https://www.windpowermonthly.com/article/1525509/new-100mw-power-to-gas-project-planned>

<sup>64</sup><https://www.pv-magazine.com/2019/04/04/vattenfall-led-consortium-plans-50-mw-power-to-gas-project-in-germany/>

- Um consórcio de três empresas alemãs, Gasunie, TenneT e Thyssengas anunciaram<sup>6566</sup> um projeto a iniciar em 2022, para produção de hidrogénio, com base em energia renovável, com uma potência estimada de 100 MW, na Baixa Saxónia, provavelmente perto de Diele.

## 2.5 Armazenamento térmico

O armazenamento térmico de energia pode ser realizado sob a forma de calor sensível, calor latente e energia química.

- O armazenamento sob a forma de calor sensível consiste no aquecimento de materiais que não alteram o seu estado durante a fase de acumulação, utilizando posteriormente o calor armazenado para distribuição térmica direta ou para produzir vapor de água que será utilizado para acionar um sistema turbina-gerador.
- O calor latente das reações de mudança de fase depende da utilização de materiais com elevada temperatura de fusão que, depois de fundidos e solidificados a uma determinada temperatura, são capazes de armazenar e libertar elevadas quantidades de energia. Os materiais com estas características apresentam como desvantagens o elevado custo, os problemas de transferência de calor, a limitada estabilidade a longo prazo e a baixa condutividade térmica.
- Por fim, as reações termoquímicas e a absorção e adsorção de materiais podem também fornecer uma capacidade de armazenamento térmico, sendo essa capacidade superior em relação a todos os outros meios de armazenamento térmico.

Por outro lado, este tipo de armazenamento pode ser efetuado à escala local, por exemplo em edifícios ou na indústria ou em larga escala, por exemplo ao nível das redes de energia, sendo as tecnologias associadas a cada uma destas escalas discutidas nas secções seguintes.

### 2.5.1 Armazenamento térmico na Indústria e Edifícios

A energia térmica representa uma parcela significativa do consumo de energia final na indústria e nos edifícios, sobretudo os comerciais e de serviços, o que não quer dizer que este consumo de energia térmica não possa ser suprido por energia elétrica, de onde resulta a necessidade de distinguir entre energia final e formas de energia usadas para suprir o

---

<sup>65</sup><https://www.tennet.eu/news/detail/gasunie-tennet-and-thyssengas-reveal-detailed-green-sector-coupling-plans-using-power-to-gas-tec/>

<sup>66</sup><https://www.tennet.eu/de/news/news/power-to-gas-projekt-element-eins-fasst-standort-diele-ins-auge/>

consumo de energia final. A conversão entre energia final e formas de energia usadas para a suprir está dependente da tecnologia usada, por exemplo quando se usa um esquentador a gás para suprir necessidades térmicas de água quente ou um aparelho de aquecimento elétrico. Os principais usos térmicos são o uso de calor e frio em processos industriais, e no caso dos edifícios o aquecimento e arrefecimento de espaços fechados e o aquecimento de água sanitária.

Num cenário em que a geração de eletricidade é maioritariamente assegurada por fontes de energia renovável, a descarbonização de parte da geração de calor nos setores da indústria e dos edifícios poderá ser baseada em sistemas de conversão de energia elétrica em calor/frio através de bombas de calor (sistemas “2power2heat”). Na indústria, a conversão recorrerá a outras tipologias de conversão, tendo em conta, nomeadamente, as necessidades dos processos industriais em termos de volume, velocidade e temperatura dos fluxos térmicos. No âmbito industrial, ganham ainda relevância outros critérios de seleção da tecnologia de armazenamento, tais como o volume e a área necessários.

O princípio base dos sistemas que se apresentam neste subcapítulo é a utilização de energia elétrica para a geração de calor/frio, sendo o armazenamento e a distribuição feitos sobre a forma de calor/frio. Em particular, o armazenamento térmico pode ser feito sob a forma de calor sensível ou latente:

- em tanques
  - com materiais líquidos como a água ou sólidos como o aço ou o betão sem que ocorra a mudança de fase;
  - com materiais de mudança de fase líquido/sólido, e.g. bancos de gelo).
- em elementos de construção dos edifícios
  - com materiais sólidos (sem mudança de fase);
  - com materiais onde ocorre mudança de fase líquido/sólido (“*phase change materials*”, PCM).

O armazenamento térmico em elementos de construção pode ser feito de forma:

- passiva - elementos de construção em contacto direto com o ar interior (“*building-as-battery*”, BaB);
- ativa - os elementos são aquecidos (ou arrefecidos) por circulação de um fluido quente (ou frio) ou aquecidos por uma resistência elétrica (“*thermal activated building systems*”, TABS).

Estes sistemas de armazenamento podem servir a rede elétrica através da possibilidade de redução/aumento da carga – “*demand response*” - numa escala de tempo de algumas horas (“*daily flexibility*”) e, em algumas situações, de alguns dias (“*weekly flexibility*”).

O princípio geral da flexibilidade energética dos edifícios diferencia-se de outras estratégias de redução das necessidades de energia ou melhoria da eficiência energética, tal como representado na Figura 4.

No modo de arrefecimento, pode reduzir-se ou mesmo suspender-se temporariamente a carga elétrica do sistema de climatização. Devido à inércia térmica interior, a temperatura do ar interior aumenta de forma não linear, podendo variar entre o limite inferior e o superior no intervalo de temperatura de conforto. O tempo de resposta do sistema é o período de flexibilidade que o edifício disponibiliza ao operador elétrico. Pode existir ou não, um período de pré-arrefecimento do edifício tendo em consideração os limites de conforto estabelecidos, nos períodos de ocupação.

No modo de aquecimento, o edifício é pré-aquecido até ao limite superior do intervalo de temperatura de conforto. Durante o evento de gestão da procura a temperatura do ar diminui entre o limite superior e o limite inferior do intervalo de conforto, com uma redução ou suspensão da carga elétrica dos sistemas de aquecimento.

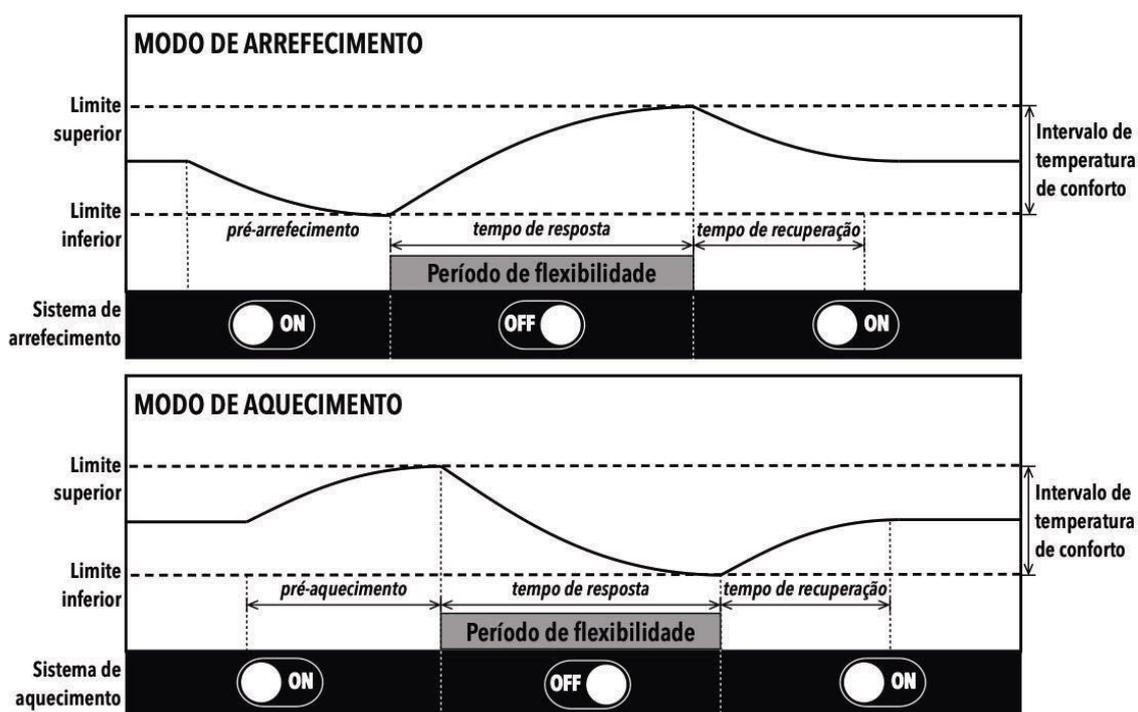


Figura 4 - Modos de funcionamento dos sistemas de armazenamento térmico.

Em ambos os modos, designa-se por evento ativo *de gestão da procura* (“*active demand-response*”, ADR) o período que inclui o pré-arrefecimento/pré-aquecimento, tempo de resposta e tempo de recuperação. Esses podem ser caracterizados fisicamente pela energia total armazenada, eficiência de armazenamento, carga térmica deslocada e período de

flexibilidade<sup>67</sup>. Importa notar que qualquer evento de ADR se traduzirá num aumento de consumo de energia para o edifício (devido a eficiência de armazenamento inferior a 100%).

### *2.5.2 Bombas de calor (power2heat)*

A capacidade de conversão de energia elétrica em energia térmica com muito elevadas prestações, sendo possível multiplicar por mais de quatro a energia térmica gerada quando comparada com a energia elétrica consumida, torna a bomba de calor num instrumento relevante para a descarbonização da produção de calor e frio no setor dos edifícios e indústria. Atualmente existem no mercado bombas de calor com potências entre os 250 W e os vários MW. Verifica-se também a utilização de bombas de calor para aquecimento de água sanitária em novos edifícios ou substituindo esquentadores e caldeiras a gás na reabilitação de edifícios.

Os custos destes equipamentos partem de um valor mínimo de 1 000 €/kW para pequenas potências, variando entre os 700 €/kW (até aos 10 kW) e os 400 €/kW (para potências superiores a 20 kW).

### *2.5.3 Tanques para armazenamento de energia térmica*

O calor e frio produzidos pelas bombas de calor pode ser utilizado imediatamente em aquecimento e arrefecimento de espaços interiores ou em tanques de armazenamento de energia térmica. Tipicamente estes tanques são do tipo vertical (têm a sua maior dimensão a vertical) e utilizam água como fluido de armazenamento térmico, operando de forma estratificada. Estes sistemas de armazenagem têm espessuras de isolamento dependentes da diferença de temperatura entre o fluído e o ar ambiente no compartimento de armazenagem, funcionam em circuito fechado com permutador de calor interno (para pequenos volumes) e externo (para grandes volumes).

Existem ainda muitas instalações com tanques horizontais exteriores (sobretudo sistemas do tipo termossifão), cujo armazenamento e a estratificação são menos eficientes.

Os custos destes equipamentos, medidos em €/m<sup>3</sup>, decrescem com o volume, variando entre os 4 000 €/m<sup>3</sup> (até aos 4 m<sup>3</sup>) e os 3 000 €/kW (acima de 10 m<sup>3</sup>).

---

<sup>67</sup> Reynders G., Diriken J., Saelens D. "Generic characterization method for energy flexibility: Applied to structural thermal storage in residential buildings" *Applied Energy* 198 (2017) 192-202.

### 2.5.3.1 Materiais de mudança de fase (PCM)

Uma forma de aumentar o potencial de armazenamento térmico num edifício é a inclusão nos elementos construtivos (paredes, pavimentos) de materiais de mudança de fase, sob a forma de incorporação direta nos materiais de construção, placas de revestimento interior ou como uma camada adicional com macro encapsulamento do PCM. Os materiais com mudança de fase podem armazenar 5 a 14 vezes mais energia por unidade de volume que os típicos elementos de construção<sup>68</sup>. Uma consequência direta do uso de PCM na construção é a redução da carga térmica necessária para arrefecer e, em menor escala, para aquecer o edifício.

A temperatura de mudança de fase varia nos PCM, pelo que se torna necessário conciliar a escolha do PCM consoante a finalidade. Por exemplo, PCM que mudam de fase a 26 °C são mais adequados para evitar o sobreaquecimento de espaços durante o período de verão. Já os PCM que mudam de fase a 23 °C são aconselhados para estabilização da temperatura no intervalo de conforto térmico.

A utilização dos PCM na construção incrementa o potencial dos edifícios para estratégias de gestão da procura através da possibilidade de pré-aquecimento ou pré-arrefecimento do edifício. Para além da redução da carga térmica, a incorporação de 10 mm de PCM conduz, por exemplo, a um deslocamento do pico de carga de alguns minutos até cerca de uma hora<sup>69</sup>. Esta tecnologia está disponível comercialmente em múltiplos produtos<sup>70</sup> a um preço variável entre 70 a 100 €/m<sup>2</sup>.

### 2.5.3.2 Building-as-battery (BaB)

A utilização da massa térmica estrutural dos edifícios é uma estratégia passiva usada há muitos séculos, para regular as flutuações da temperatura do ar no interior dos edifícios. Recentemente tem sido conjugada como estratégia de gestão da procura para reduzir ou incrementar a carga elétrica dos edifícios, utilizando o intervalo de temperatura de *set-point* favoráveis ao conforto térmico, o que se traduz em variações de 2-3 °C na temperatura do ar. Os indicadores mais utilizados para caracterizar os edifícios que funcionam como baterias térmicas são o tempo de resposta no modo de arrefecimento, o tempo de recuperação no

---

<sup>68</sup> Sharma A., Tyagi V.V., Chen C.R., Buddhi D. "Review on thermal energy storage with phase change materials and application". *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 13 (2009) 318–45.

<sup>69</sup> Rahimpour Z., Faccani A., Azuatalam D., Chapman A., Verbič G. "Using Thermal Inertia of Buildings with Phase Change Material for Demand Response." *Energy Procedia*, 121 (2017) 102-109.

<sup>70</sup> Kośny J. *PCM-Enhanced Building Components: An Application of Phase Change Materials in Building Envelopes and Internal Structures*. Springer (2015).

modo de aquecimento, a energia armazenada e a eficiência de armazenamento. Para o funcionamento do edifício em BaB é necessário existir massa térmica estrutural, mas não menos importante é a forma como essa se encontra distribuída no espaço, parcialmente ativada para armazenamento térmico. Um outro aspeto crucial é o isolamento térmico da envolvente determinante na eficiência de armazenamento. Estudos experimentais apontam para que edifícios residenciais com este tipo de requisitos podem conduzir a eficiências de armazenamento superiores a 80% com tempos de recuperação no aquecimento superiores a 8 horas<sup>71</sup>.

Em edifícios de serviços o tempo de resposta que permite a redução da carga térmica é uma função da massa estrutural do edifício, da inércia do sistema de AVAC, da massa interna do edifício (e.g. mobiliário), ventilação dos espaços e ganhos internos. Os tempos de resposta medidos em edifícios de serviços são, por exemplo, 20 minutos para uma redução da carga de 25%<sup>72</sup>.

A implementação desta estratégia em larga escala dependerá de:

- parque residencial com padrões de isolamento térmico elevados;
- taxa de penetração de bombas de calor para aquecimento e arrefecimento nos edifícios residenciais
- avaliação do potencial de flexibilidade energética dos edifícios de serviços (caso a caso).

O custo associado ao armazenamento térmico BaB está, nos edifícios residenciais, intrinsecamente associado ao investimento de reabilitação do parque residencial. Deve-se ainda notar que grande parte do parque residencial tem uma elevada massa térmica estrutural, mas carece de melhorias significativa ao nível do isolamento térmico da envolvente exterior.

### 2.5.3.3 Thermal activated building systems (TABS)

A ativação dos elementos estruturais do edifício, paredes e lajes, recorrendo à circulação de fluidos, é um processo mais efetivo quando comparado com a transferência de calor direta que o ar interior. A diferença de temperatura entre o fluido circulante (quente ou frio) e o ar

---

<sup>71</sup> Oliveira Panão M., Mateus N.M., Carrilho da Graça G. “Measured and modeled performance of internal mass as a thermal energy battery for energy flexible residential buildings” *Applied Energy*, 239 (2019) 252–267.

<sup>72</sup> Aduda K., Labeodan T., Zeiler W., Boxem G., Zhao Y., “Demand side flexibility: Potentials and building performance implications”, *Sustainable Cities and Society*, 22 (2016) 146–163.

interior é pequena, o que promove uma melhoria do desempenho do funcionamento da bomba de calor. Este tipo de sistemas pode também ser alimentado por redes urbanas de distribuição de calor.

## 2.5.4 Armazenamento térmico em redes de energia

### 2.5.4.1 Apoio à integração de energias renováveis na rede elétrica

O principal exemplo de armazenamento térmico a larga escala para apoio à integração de energias renováveis ocorre nas centrais solares termoelétricas de concentração (CSP). Neste tipo de centrais é possível armazenar energia térmica gerada a partir da energia solar para utilizar durante o período noturno ou manter a potência de injeção na rede em períodos de menor radiação.

O princípio de funcionamento é baseado na conversão de energia solar em energia térmica, utiliza concentradores solares para aquecer um fluido a altas temperaturas (calor sensível) e armazenado o calor na forma de calor latente em sais fundidos. O fluido é posteriormente turbinado sob a forma de vapor de água, com vista a produção de eletricidade.

A capacidade instalada de CSP a nível global é de cerca de 6,5 GW (2019), sobretudo em Espanha (2,3 GW) e EUA (1,7 GW) e com algum dinamismo recente na China, Índia e Médio Oriente/Norte de África. No entanto, o CSP tem apresentado taxas de crescimento inferiores ao assumido na generalidade dos cenários sobretudo devido ao custo elevado de geração de eletricidade quando comparado com o fotovoltaico.

As principais instalações existentes com armazenamento térmico de elevada temperatura caracterizam-se por relativamente baixa eficiência (<60%) e uma potência que é bastante mais elevada quando comparada com outras tecnologias de armazenamento em larga escala, nomeadamente, com as baterias convencionais e as baterias de fluxo regenerativo. No entanto, há projetos em curso na Dinamarca, Finlândia e outros países nórdicos que reportam eficiências, à escala anual, na ordem de 90% cuja adequabilidade a Portugal deve ser avaliada. Esta tecnologia pode apresentar baixos custos de investimento específico de potência e energia (900-1 500 €/kW – 75-125 €/kWh) e reduzidos valores de auto-descarga (~0,1%/dia). Existem ainda projetos de R&D em curso (e.g. RealValue) no qual o excedente de geração renovável (eólica) é convertido em calor e armazenado de forma distribuída em instalações domésticas<sup>73</sup>.

---

<sup>73</sup> <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/storage/realvalue>

#### 2.5.4.2 Armazenamento em redes de calor e frio

As redes de distribuição de calor e frio ("*District Energy or District Heating and Cooling Networks*") é um conceito já utilizado na Europa desde o século XIV, em França, onde um sistema de rede de calor geotérmico continua em operação. Este tipo de tecnologia é atualmente bastante utilizado principalmente nos países do Norte da Europa, embora também em Portugal existam pequenas aplicações geotérmicas e projetos para sua aplicação futura. Por exemplo, na Suécia foi instalado no ano 2000 um sistema de rede de calor com uma capacidade de 40 TWh, que representa mais de metade da capacidade de aquecimento do país [12].

A rede térmica distribui um fluido quente ou frio para o abastecimento de energia térmica para aquecimento e arrefecimento de um conjunto de edifícios. Em geral, o calor é distribuído pela circulação de água quente ou de vapor de baixa pressão e o frio por água fria através de uma rede subterrânea. Assim, esta tecnologia engloba um sistema de tubagens subterrâneo que interliga uma ou mais centrais de produção (e.g. cogeração) a instalações industriais, comerciais e a consumidores residenciais.

A rede de calor e de frio pode utilizar diversas fontes de energia, tais como combustíveis fósseis, resíduos de madeira, resíduos sólidos, (ou uma combinação de mais do que uma fonte de energia).

A flexibilidade associada às redes térmicas resulta de dois fatores:

- pela utilização direta de sistemas de armazenamento térmico nas centrais de geração de calor e frio através de depósitos (ver subcapítulo 2.5.1);
- pela inércia térmica da própria rede de distribuição, ou seja, aumentando ou diminuindo a potência de geração de calor e frio na central e fazendo variar a temperatura e/ou o caudal do fluido que está a ser distribuído.

Os sistemas de rede térmica podem ser caracterizados por diferentes aspetos, nomeadamente pelo fluido de transporte de calor (vapor de baixa pressão, água quente, ar quente) ou pelo tipo de energia térmica transportada (aquecimento, arrefecimento, aquecimento e arrefecimento). Este tipo de sistemas é considerado rentável se estiver em causa o abastecimento de relativamente grandes aglomerados populacionais, com elevada densidade de edifícios ou complexos industriais e com orografia e climas adequados.

Os sistemas de rede térmica apresentam como vantagens a flexibilidade da escolha da fonte de calor (permitindo uma operação mais rentável do ponto de vista económico), a redução do consumo de combustível, ou a redução de emissões. Relativamente às desvantagens destaca-se o facto de serem necessários investimentos elevados, assim como o facto de ser necessário encontrar locais que permitam ter as fontes de aquecimento perto dos utilizadores.

## 2.6 Áreas de aplicação de tecnologias de armazenamento

As tecnologias de armazenamento de energia têm diversas aplicações nos diferentes sistemas de energia, sejam eles o sistema eletroprodutor, ou as redes de calor e frio, tanto do ponto de vista dos sistemas de geração e distribuição (“*utility applications*”) como do ponto de vista dos utilizadores finais (“*behind-the-meter applications*”)<sup>74</sup>. Este último tipo de aplicações terá uma importância crescente no quadro das alterações de paradigma induzidas pela corrente transição energética, como já discutido no primeiro subcapítulo.

O forte crescimento da capacidade de armazenamento de energia instalada mundialmente nos últimos anos demonstra claramente a existência de um mercado cada vez mais relevante para os diferentes tipos de serviços que podem ser prestados pelos sistemas de armazenamento de energia.

Descrevem-se seguidamente, de uma forma muito sucinta, os diferentes tipos de aplicações para as quais os sistemas de armazenamento de energia podem contribuir no sistema elétrico<sup>75</sup>.

**Armazenamento sazonal** – armazenamento destinado à compensação de variações sazonais de conversão ou utilização de energia como, por exemplo, o armazenamento de calor em profundidade durante o verão para utilização em aquecimento durante o inverno.

**Arbitragem (Deslocamento temporal)** – armazenamento de energia durante os períodos de vazio (baixo valor) para posterior venda (ou utilização) durante os períodos de cheia (alto valor) com um objetivo económico.

**Regulação de frequência** – equilíbrio fino (temporalmente) da oferta e procura de energia elétrica, através da compensação de flutuações na oferta ou na procura, sem a qual ocorrerá uma variação da frequência de uma rede elétrica acima dos valores permitidos. Este tipo de regulação é em geral feito automaticamente, em intervalos de tempo até um minuto.

---

<sup>74</sup> Neste subcapítulo seguiremos de muito perto a referência “Technology Roadmap – Energy Storage, International Energy Agency (2014).

<sup>75</sup> “Technology Roadmap – Energy Storage, International Energy Agency (2014).

**Seguimento de carga** – equilíbrio da oferta e procura de energia elétrica numa escala temporal alargada (15 minutos a 24 horas), através de rampas positivas (procura superior à oferta) ou negativas (oferta superior à procura).

**Arranque em vazio** – os sistemas de armazenamento de energia constituem uma reserva de energia e potência que pode ser usada para a energização das redes de transmissão e de distribuição necessária antes da entrada em funcionamento das centrais de produção após uma falha da rede.

**Alívio de congestionamento em Transmissão e Distribuição (T&D)** – a oferta de capacidade para cobrir picos de procura a partir de sistemas de armazenamento de energia pode ser utilizada pelo sistema eletroprodutor para adiar ou mesmo suprimir a necessidade de fazer pedidos de aumento de produção a estações convencionais de produção, ou a aquisição de capacidade no mercado, para fornecer às linhas de transmissão e/ou às linhas de distribuição. Do lado da procura, este tipo de efeito pode, por exemplo, concretizar-se através do armazenamento de eletricidade ou de calor/frio a nível residencial (e.g. climatização de habitações), associado a serviços (e.g. hotéis ou centros comerciais) ou indústrias (e.g. papel, química, cerâmica), aproveitando a inércia térmica, o que terá impactos significativos na procura de eletricidade.

**Diferimento de investimento em T&D** – a oferta de capacidade para cobrir picos de procura a partir de sistemas de armazenamento de energia pode ser utilizada pelo sistema eletroprodutor para adiar investimentos nas linhas de transmissão e/ou nas linhas de distribuição que seriam inevitáveis por falta de capacidade. Também a este nível, do lado da procura, este tipo de efeito pode, por exemplo, concretizar-se através do armazenamento de eletricidade ou de calor/frio a nível residencial (e.g. climatização de habitações), associado a serviços (e.g. hotéis ou centros comerciais) ou indústrias (e.g. papel, química, cerâmica), aproveitando a inércia térmica, o que terá impactos significativos na procura de eletricidade.

**Aplicações isoladas da rede** – no caso de aplicações isoladas da rede alimentadas por fontes renováveis o armazenamento de energia é a única garantia de estabilidade.

**Integração de fontes variáveis** – armazenamento de energia com vista à promoção da integração de fontes renováveis de energia, contrabalançando a sua elevada variabilidade nas diferentes escalas temporais.

**Apoio à cogeração** – armazenamento de energia térmica ou elétrica tendo em vista a cobertura de desajustes temporais da disponibilidade dos dois tipos de energia em clientes abastecidos por centrais de cogeração.

**Reserva Girante e Não Girante** – As redes elétricas estão obrigadas a possuir um conjunto de reservas suscetíveis de poder substituir uma falha de abastecimento imprevisível de uma das centrais de produção. Estas reservas são normalmente classificadas em função do seu grau de prontidão como Reserva Girante (síncrona, com capacidade de resposta desde os 10s até aos 10 minutos após a falha), Reserva não Girante (não síncrona, com capacidade de resposta após 10 minutos e até 1 hora após a falha) e Reserva Suplementar (com capacidade de resposta a partir de uma hora após a falha). A capacidade destas reservas é normalmente da ordem de 10 a 15% da capacidade da rede (ordem de grandeza da maior central de produção ligada à rede), sendo o tempo de resposta imposto pelo tipo de reserva.

**Gestão da Procura** – deslocamento temporal da procura de energia para se adaptar à oferta, como pode acontecer, por exemplo, através do armazenamento de eletricidade ou de calor/frio, a nível residencial (e.g. climatização de habitações), associado a serviços (e.g. hotéis ou centros comerciais) ou indústrias (e.g. papel, química, cerâmica), aproveitando a inércia térmica ou processamento de materiais para utilização posterior, com impactos significativos nos horários de procura de eletricidade. Não sendo estritamente uma tecnologia de armazenamento, é uma tecnologia de flexibilidade.

As necessidades típicas associadas aos diversos tipos de aplicações anteriormente mencionados são sistematizadas na Tabela 5, sendo que a representação gráfica desta informação, em termos de potência versus duração da descarga, e da localização, se apresenta na Figura 5.

*Tabela 5 - Caracterização das principais características de armazenamento por aplicação (NOTA: \*ELÉTRICA (e), TÉRMICA (t); \*\* TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO).*

Aplicação	Tipo de energia entregue*	Potência (MW)	Duração da descarga	Nº de ciclos	Tempo de resposta
Armazenamento sazonal	e,t	500-2 000	dias-meses	1-5 /dia	dia
Deslocamento temporal	e	100-2 000	8h-24h	0,25-1 /dia	>1 h
Regulação de frequência	e	1-2 000	1m-15m	20-40 /dia	1min
Seguimento de carga	e,t	1-2 000	15m-1dia	1-29 /dia	<15 min
Regulação de tensão	e	1-40	1s-1m	10-100 /dia	ms-s
Arranque em vazio	e	0,1-400	1h-4h	<1 /ano	<1h
Alívio de congestionamento T&D**	e,t	10-500	2h-4h	0,14-1,25 /dia	>1h
Diferimento de investimento T&D	e,t	1-500	2h-5h	0,75-1,25 /dia	>1h
Deslocamento de procura e alisamento de picos	e,t	0,001-1	mins-horas	1-29 /dia	<15m
Aplicações isoladas da rede	e,t	0,001-0,01	3h-5h	0,75-1,5 /dia	<1h
Integração de fontes variáveis	e,t	1-400	1m-horas	0,5-2 /dia	<15m
Apoio à cogeração	t	1-5	mins-horas	1-10/dia	<15m
Reserva Girante	e	10-2 000	15m-2h	0,5-2 /dia	<15m
Reserva Não Girante	e	10-2 000	15m-2h	0,5-2 /dia	<15m

A otimização da capacidade de armazenamento instalada dos diferentes tipos anteriormente mencionados, tanto no que se refere às tecnologias a utilizar, como ao seu grau de centralização/descentralização, é uma questão complexa e fortemente dependente, por exemplo, da capacidade de produção instalada a partir dos diferentes tipos de fontes, ou mesmo da evolução esperada de diversos tipos de utilização como, por exemplo, a mobilidade elétrica. É fácil compreender que uma opção possível, por exemplo para um hotel, será a de instalar excesso de potência fotovoltaica, para usar esse excesso de geração para aquecer a água da piscina ou a água no depósito da bomba de calor, ou mesmo carregar a sua frota elétrica, e importa salientar que este tipo de combinações a nível local (estratégias de otimização local), quando, e se, agregadas em larga escala, terão um impacto muito relevante, tanto a nível regional (distribuição elétrica) como nacional (gestão do sistema).

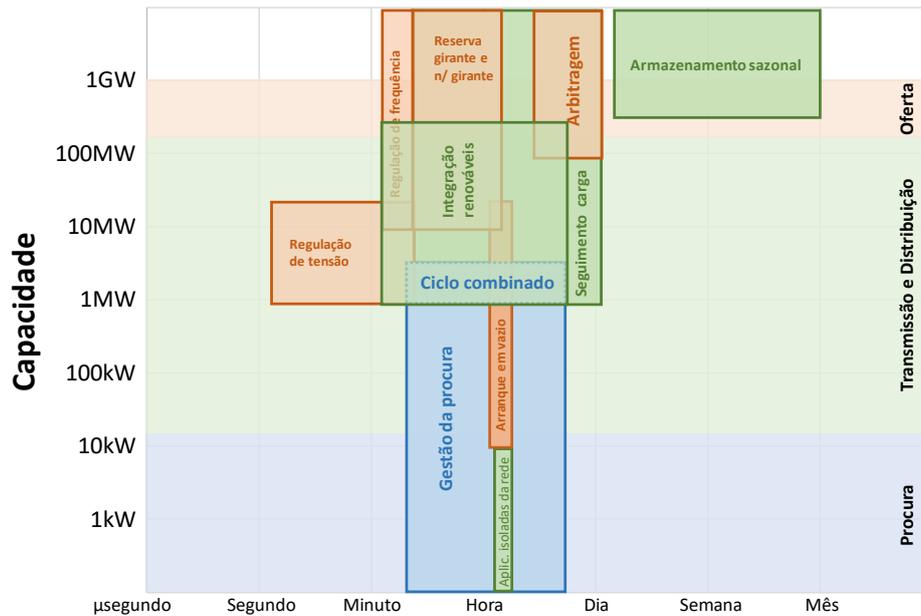


Figura 5 - Caracterização necessidades de potência e tempo de descarga dos diversos tipos de aplicações (laranja-aplicações elétricas; azul-aplicações térmicas; verde-aplicações térmicas ou elétricas). Fonte: Adaptado de <sup>76</sup>.

Naturalmente que o virtuosismo de cada uma das combinações deste tipo em cada local ou região dependerá fortemente, não só dos recursos energéticos endógenos localmente disponíveis, como também dos preços relativos das tecnologias, da política fiscal, ou do tipo de subsidiação à produção a partir de fontes renováveis, o que claramente mostra a importância das políticas públicas nestas áreas, ou mesmo, da procura ativa de complementaridades entre diversos tipos de produção a partir de fonte renovável (e.g. solar versus eólica), ou da exploração de outros efeitos de suavização de produção com origem na agregação de diferentes tipos de centros produtores ou de diferentes localizações geográficas de centros produtores do mesmo tipo (“Virtual Power Plants”).

Na Figura 6 posicionam-se as diferentes tecnologias de armazenamento de eletricidade numa representação densidade volúmica de potência (W/l) versus densidade volúmica de energia (Wh/l).

<sup>76</sup> Technology Roadmap – Energy Storage, International Energy Agency, 2014.

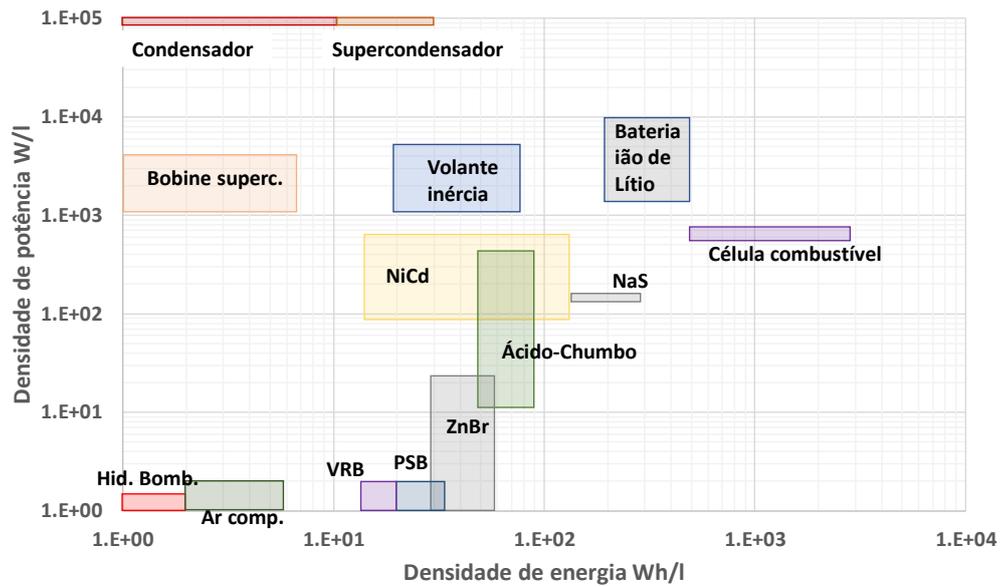


Figura 6 - Posicionamento das diferentes tecnologias de armazenamento de eletricidade numa representação densidade volúmica de potência (W/l) versus densidade volúmica de energia (Wh/l). Fonte: Adaptado de <sup>77</sup>

Conjugando as necessidades dos diferentes tipos de aplicações com as características das diferentes tecnologias de armazenamento de eletricidade, é possível obter um quadro conceptual relativo aos diferentes tipos de aplicação a que cada uma mais se adequa, numa lógica que cobre três grandes áreas: garantia de qualidade de energia, apoio às redes de transporte e distribuição e armazenamento de larga escala. Este quadro conceptual é apresentado na Figura 7.

<sup>77</sup> Luo Xing et al., "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", Applied Energy 137 (2015) 511-536.

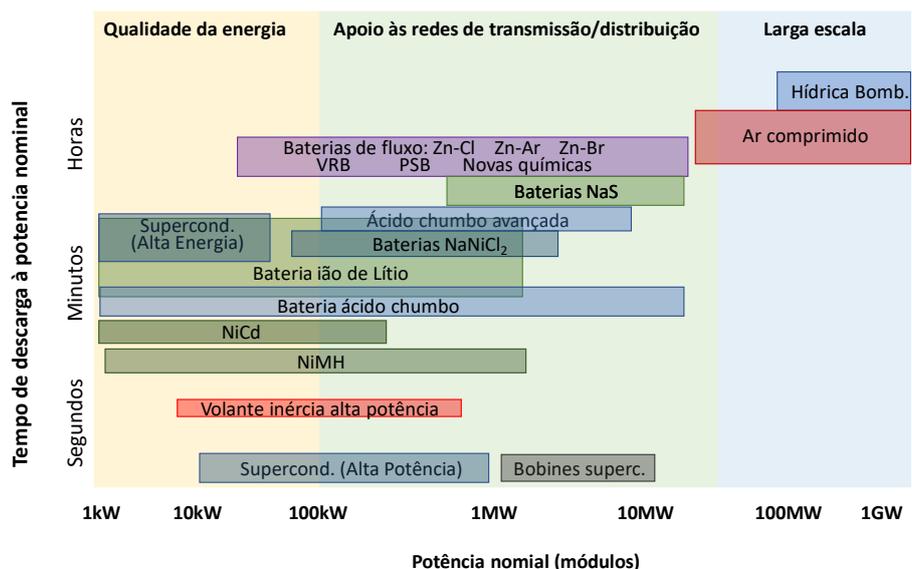


Figura 7 - Quadro conceptual de adequação de tecnologias de armazenamento de energia a três tipologias de aplicações: garantia de qualidade de energia, apoio às redes de transporte e distribuição e armazenamento de larga escala. Fonte: Adaptado de <sup>78</sup>.

Assim, por exemplo, tanto a hídrica de bombagem como o armazenamento (subterrâneo) de ar comprimido, caracterizados por tempos de descarga da ordem das dezenas de horas, com capacidades de 1 000 MW estão especialmente vocacionados para o armazenamento de larga escala, contrastando com o caso de várias tecnologias eletroquímicas, ou de volante de inércia que, por possuírem pequena capacidade e tempos de descarga reduzidos (desde alguns segundos até 6 horas) se adequam melhor à prestação de serviços ligados à estabilidade do sistema elétrico, embora a hídrica de bombagem também apresente grande versatilidade nos seus tempos de resposta e está presente no sistema elétrico nacional enquanto prestadora de serviços de sistema.

Analogamente, o armazenamento de gelo e água fria ou calor em edifícios de serviços de média dimensão, ou em ambiente industrial, ou mesmo em edifícios residenciais, podem promover o deslocamento de procura elétrica para produção de calor/frio, com benefícios mútuos para o sistema eletroprodutor e para o cliente final. Já no que se refere ao armazenamento térmico de alta temperatura, o armazenamento em sais fundidos, em associação com centrais de energia solar concentrada (CSP) é normalmente viável para capacidades da ordem da centena de MW com tempos de armazenamento da ordem de 6 a 8 horas.

Na Tabela 6, sistematizam-se outras características relevantes das diferentes tecnologias de armazenamento, elétricas e térmicas, incluindo uma classificação relativa ao período típico de

<sup>78</sup> Fonte: DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Sandia (2016).

duração da descarga. No que se refere ao grau de maturidade, é feita uma catalogação entre as diferentes tecnologias de armazenamento de energia como estando em dois graus ou estágios: demonstração ou comercialização.

*Tabela 6 - Principais características das diferentes tecnologias de armazenamento elétricas e térmicas, incluindo uma classificação relativa ao período típico de duração da descarga (\* Oferta (O), Procura (P), Oferta ou Procura (O/P), T&D redes de transmissão/distribuição). Adaptado de <sup>79</sup>.*

Tecnologia	Localização (O/P)*	Saída (e/t)	Eficiência de ciclo completo (%)	Custo de Investimento (€/kW)	Tipo de aplicação	Maturidade Tecnológica
Hídrica Bombagem	O	e	75-85	1 500-3 000	Curto/médio/ Longo prazo	Comercial
Armazenamento subterrâneo de calor	O	t	50-90	3 400-4 500	Longo prazo	Comercial
Ar comprimido	O	e	27-70	500-1 500	Longo/médio prazo,	Demonstração
Sais fundidos	O	t	40-93	400-700	Médio prazo, alta temperatura	Comercial
Baterias	O, P	e	75-95	300-3 500	Médio prazo (centralizado ou distribuído)	Comercial (primárias, secundárias) Demonstração (redox)
Hidrogénio	O, P	e	22-50	500-750	Médio/Longo prazo	Demonstração
Volante de inércia	T&D	e	90-95	1 000-2 500	Curto prazo	Comercial
Supercondensador	T&D	e	90-95	130-515	Curto prazo	Comercial
Bobine supercondutoras.	T&D	e	90-95	130-515	Curto prazo	Demonstração
Calor (sólidos)	P	t	50-90	500-3 000	Médio prazo, temperatura média	Demonstração

<sup>79</sup> Technology Roadmap – Energy Storage, International Energy Agency, 2014.

Gelo	P	t	75-90	6 000-15 000	Médio prazo, baixa temperatura	Comercial
Água quente	P	t	50-90	-----	Médio prazo, temperatura média	Comercial
Água fria	P	t	50-90	300-600	Médio prazo, baixa temperatura	Comercial

## 2.7 Visão atual dos sistemas de armazenamento no mundo

### 2.7.1 A evolução dos sistemas de armazenamento no mundo

Na Figura 8 é representada a evolução da capacidade de armazenamento de energia instalada em diferentes países, ao longo de 7 anos, destacando-se a quase duplicação da capacidade de 2017 para 2018.

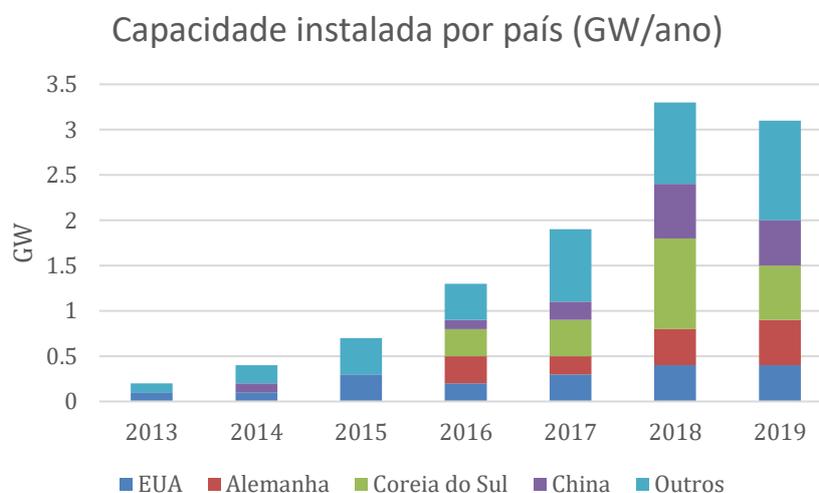


Figura 8 - Evolução da capacidade de armazenamento de energia instalada mundialmente nos últimos anos<sup>80</sup>.

Na Figura 9 é possível observar a capacidade instalada por tipo de aplicação, onde é visível que esse crescimento foi feito sobretudo pela instalação de aplicações do tipo “*behind-the-meter*”, ou seja aplicações nas instalações dos utilizadores finais.

<sup>80</sup> <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration/energy-storage>, IEA, 2020.

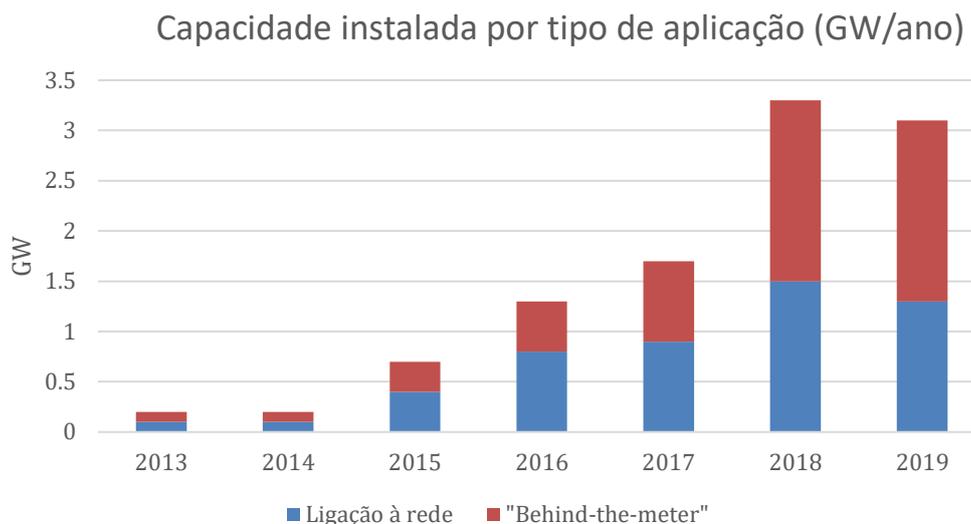


Figura 9 - Capacidade instalada por tipo de aplicação<sup>81</sup>.

Na Figura 10 é apresentado um diagrama de extremos de quartis da capacidade instalada de projetos em operação para diferentes tecnologias de armazenamento. A análise do diagrama permite verificar, em primeiro lugar, que os sistemas de maior capacidade são os sistemas hídricos de bombagem, sendo que a capacidade média é superior aos máximos de capacidade instalada para todas as outras tecnologias (excetuando uma instalação de volantes de inércia). Em seguida, as maiores capacidades instaladas quer em termos médios quer em termos máximos são dos sistemas de ar comprimido e sistemas térmicos.

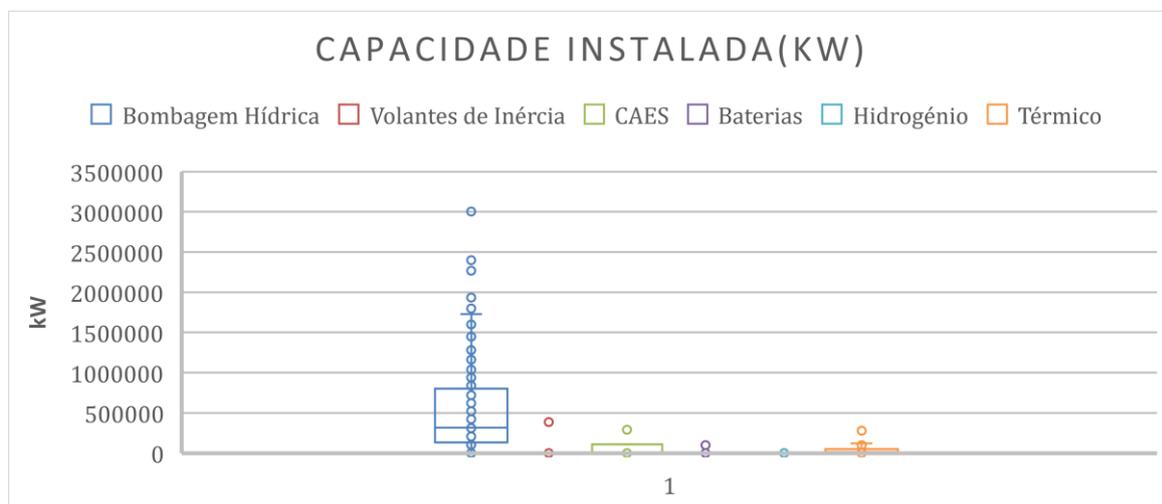


Figura 10 - Diagramas de extremos e quartis da capacidade instalada de diferentes tecnologias de armazenamento. Fonte:<sup>9</sup>.

<sup>81</sup> IEA Energy Storage Tracking - <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration-2019/energy-storage>

Nas subsecções seguintes são dados exemplos de aplicação para estas tecnologias e é feita uma análise mais detalhada da distribuição de instalações operacionais.

## 2.7.2 Exemplos de aplicação de tecnologias de armazenamento

### 2.7.2.1 Bombagem hídrica

Na Figura 11 é apresentado, com maior detalhe, o diagrama de extremos e quartis dos projetos de armazenamento hídrico de bombagem que estão atualmente em operação, num total de 325. A análise da figura permite observar que a capacidade média é da ordem dos 250 MW e que 75% dos projetos apresenta dimensões inferiores a 1 GW. Ainda assim existem diversos projetos com dimensões até 3 GW como o Bath County Pumped Storage Station, Virgínia, EUA.

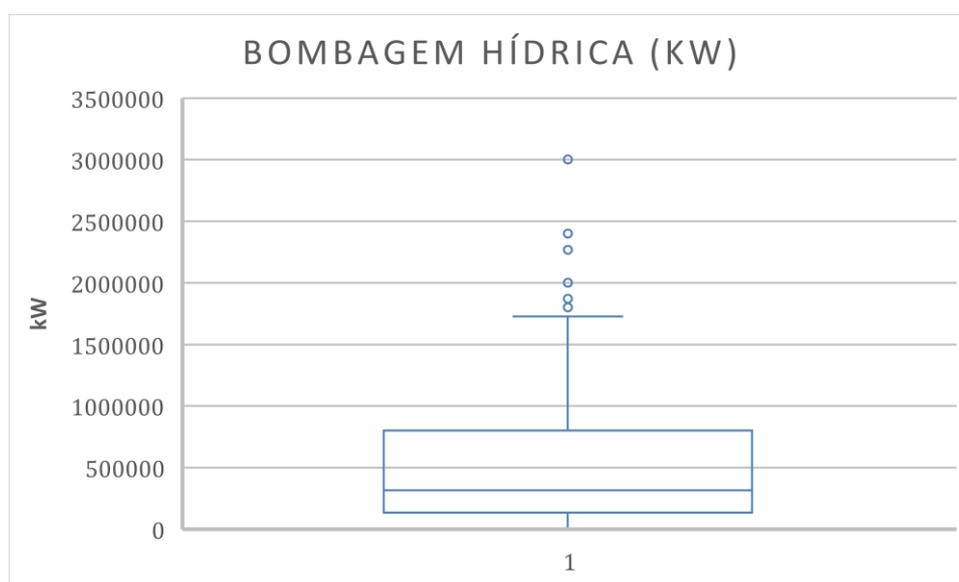


Figura 11 - Diagrama de extremos e quartis de bombagem hídrica no mundo. Fonte:<sup>9</sup>.

Na Figura 12 é apresentada a central de bombagem hídrica de La Muela, com 1,8 GW e capacidade de 5 GWh de armazenamento, uma das duas maiores centrais da Europa. Esta instalação tem como principal objetivo a arbitragem.



Figura 12 - Central de bombagem hídrica de La Muela com 1,8 GW de bombagem e capacidade de 5 GWh de armazenamento, semelhante à futura central do Gouvães/Tâmega.

### 2.7.2.2 Ar comprimido (CAES)

Existem atualmente 11 projetos ativos de armazenamento de ar comprimido, cuja a distribuição pode ser observada na Figura 13, na qual se pode observar que à exceção da central de Bethel Energy Center, Texas, EUA, com 317 MW, e duas outras instalações, a generalidade das centrais tem uma capacidade instalada entre 0,5 e 150 MW.

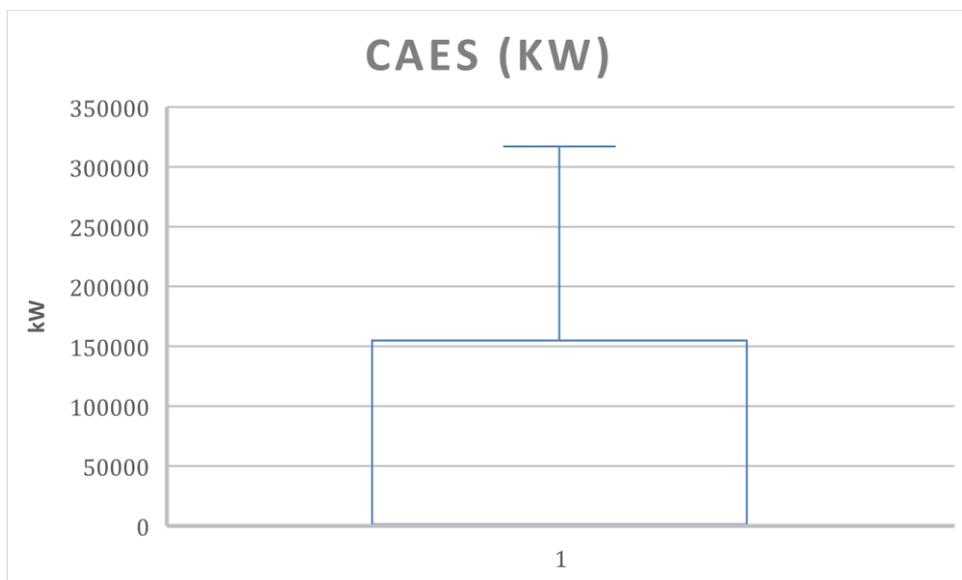


Figura 13 - Diagrama de extremos e quartis de sistemas de armazenamento de ar comprimido no mundo. Fonte:<sup>9</sup>

A Figura 14 representa a central de McIntosh, Alabama, EUA, com uma potência instalada de 110 MW e armazenamento de 2 860 MWh, a terceira maior instalação do mundo, que é utilizada tanto para arbitragem como para regulação de frequência.



*Figura 14 - A central CAES de McIntosh, Alabama, EUA, com 110 MW e 2860MWh.*

### 2.7.2.3 Volante de Inércia

Existem atualmente 41 projetos ativos de armazenamento em volantes de inércia, cuja distribuição pode ser observada na Figura 15. Nesta figura não estão representados os 5 maiores projetos: 3 associados a instalações de investigação nuclear (com 400, 387 e 70 MW respectivamente), que servem fundamentalmente para fornecer potências muito elevadas durante curtos períodos para a realização de experiências científicas. Existem ainda duas instalações de 20 MW da Beacon Power na Pensilvânia e Nova Iorque (ver Figura 16), EUA, para regulação de frequência. Os restantes projetos têm, em média, uma potência de 0,5 MW e estão aplicados em sistemas isolados ou micro-redes para regulação de frequência.

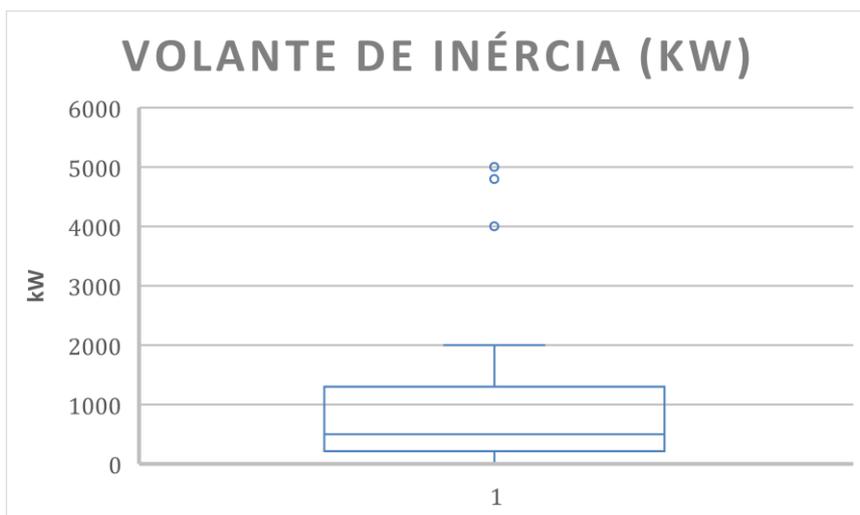


Figura 15 - Diagrama de extremos e quartis de sistemas de armazenamento de volante de inércia no mundo. Fonte:<sup>9</sup>



Figura 16 - Central de armazenamento de Beacon Power's com volantes de inércia em Stephentown, New York, com 2 MW (40 volantes de inércia de 500kW) e 5MWh para controlo de frequência.

#### 2.7.2.4 Baterias

Nos últimos dois anos, a instalação de sistemas de armazenamento de baterias, em geral para aplicações nos utilizadores finais (*"behind-the-meter"*) teve um desenvolvimento muito significativo. Existem vários projetos operacionais para os diferentes tipos de bateria (num total de 662), com potências a variar entre os 100 MW (Hornsedale, Austrália, Figura 18) e as dezenas de kW, mas a generalidade utiliza baterias de ião de lítio (73%). As aplicações são muito diversas e cobrem todas as aplicações detalhadas na subcapítulo 2.6.

A distribuição é muito diferente para cada tecnologia, como se pode observar em detalhe na Figura 17. Relativamente às baterias de fluxo redox, a média dos projetos é de apenas uma dezena de kW, sendo que existem alguns projetos na ordem das centenas de kW. Já para as

baterias de sódio, a média é de 1 MW, existindo uma instalação de 10 MW. No caso das de zinco, a média situa-se em instalações de 100 kW, sendo que uma das instalações atinge 1 MW.

Finalmente, para as baterias de ião de lítio, pode-se observar que existem projetos em diferentes gamas. De forma simplificada pode-se observar que existem vários projetos na gama dos 20 MW, entre 1 e 2 MW, 250 KW e ainda vários projetos para algumas dezenas de kW.

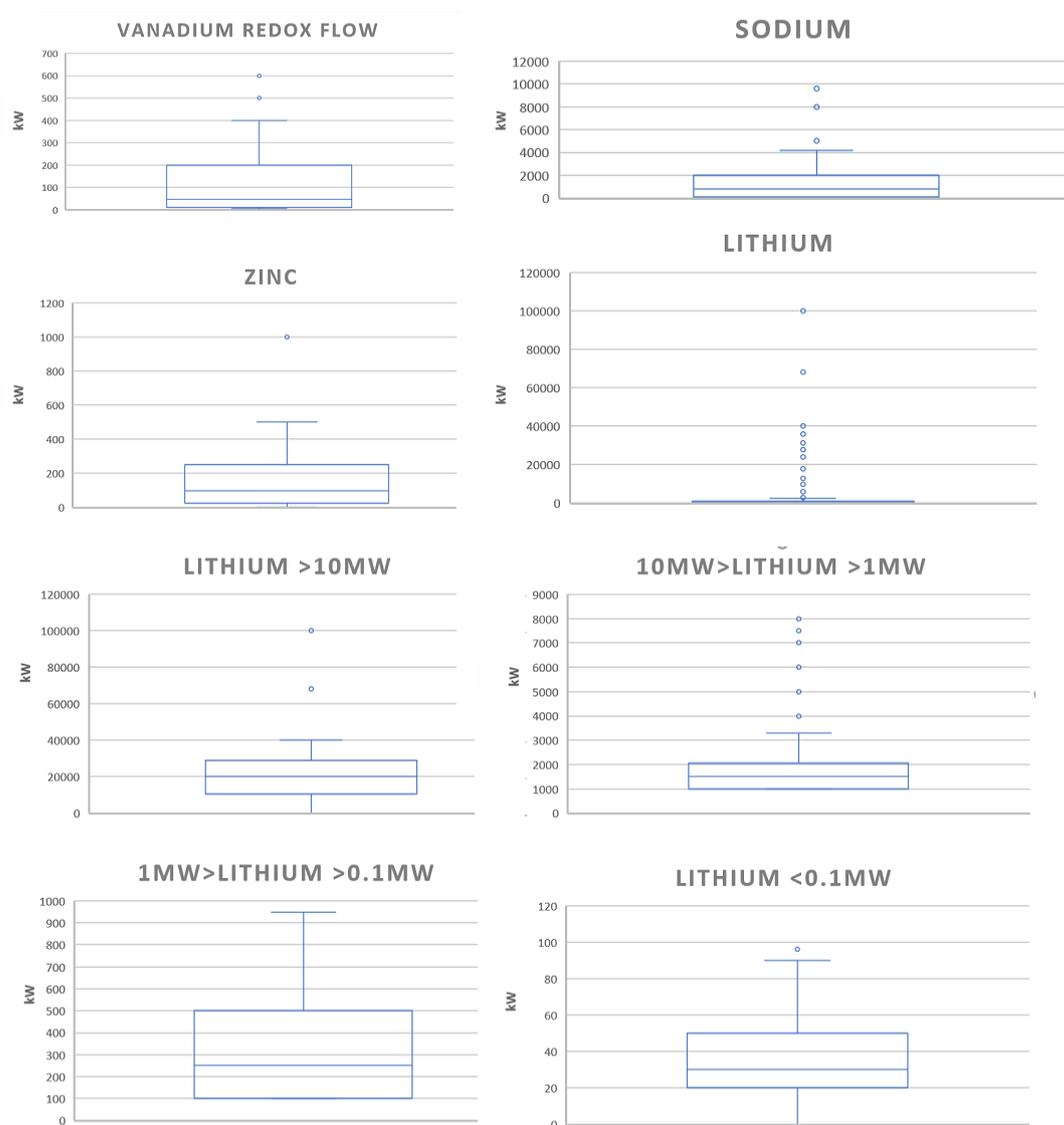


Figura 17 -Diagrama de extremos e quartis para diferentes tecnologias de baterias no mundo. Fonte:<sup>9</sup>



*Figura 18 - Central de armazenamento de baterias de ião de lítio Hornsdale, Austrália, com 100 MW/129 MWh, para controlo de frequência.*

#### 2.7.2.5 Hidrogénio

Foram identificados 9 projetos operacionais de armazenamento de hidrogénio. As aplicações são diversas (integração de renováveis e gestão da procura)<sup>82</sup>. A generalidade das centrais tem uma capacidade que varia entre 200 KW e 4 MW (Figura 19). A maior central que foi identificada é a central de Fukushima, que está acoplada à central solar no local, com 10 MW e se encontra ilustrada na Figura 20.

---

<sup>82</sup> "Hydrogen as a long-term, large-scale energy storage solution when coupled with renewable energy sources or grids with dynamic electricity pricing schemes"; International Journal of Hydrogen Energy Volume 45, Issue 33, 24 June 2020, Pages 16311-16325.

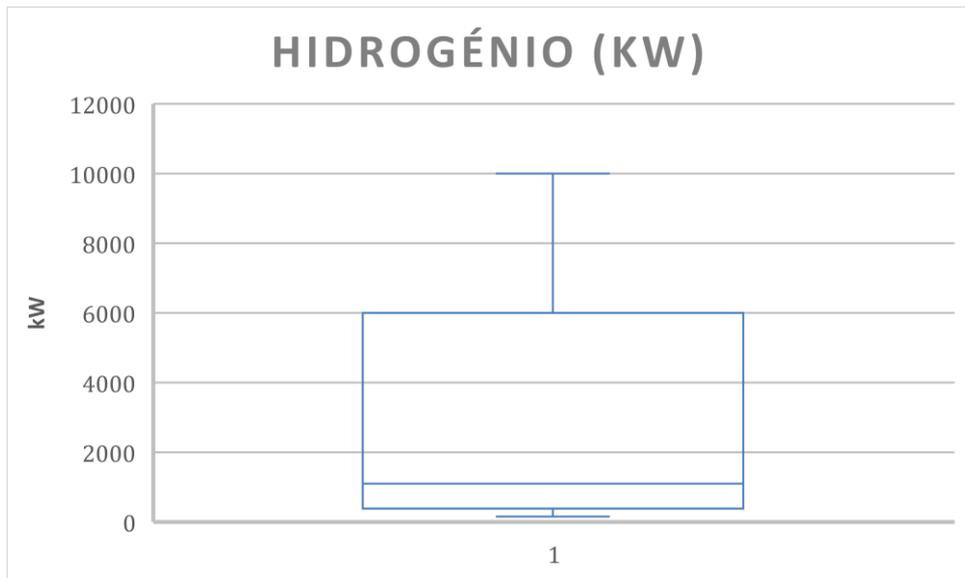


Figura 19 - Diagrama de extremos e quartis para diferentes sistemas de hidrogénio no mundo. Fonte:<sup>9</sup>



Figura 20 - Produção de Hidrogénio em Fukushima, Japão. 10 MW.

#### 2.7.2.6 Térmico

Existem vários projetos operacionais para os diferentes tipos de armazenamento térmico (num total de 219), com potências a variar entre os 280 MW e as dezenas de kW, mas a generalidade corresponde a armazenamento de calor.

A distribuição é muito diferente para cada tecnologia, como se pode observar em detalhe na Figura 21. Os sistemas de sais fundidos apresentam as maiores capacidades instaladas, entre 50 e 280 MW.

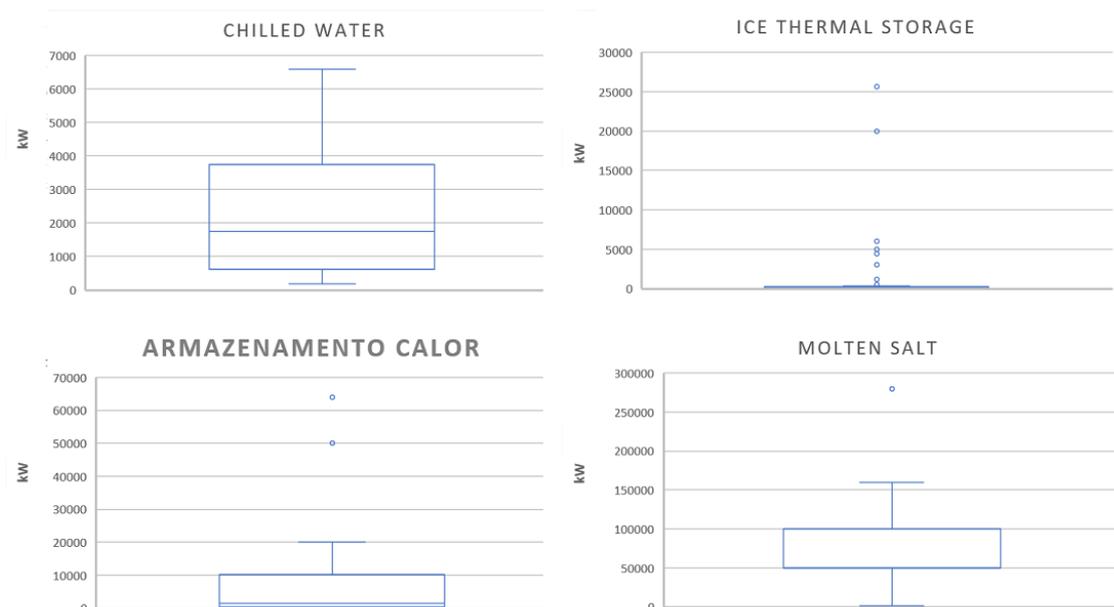


Figura 21 - Diagrama de extremos e quartis para diferentes sistemas de armazenamento térmico no mundo.<sup>9</sup>

Os sistemas de armazenamento de calor situam-se em geral abaixo dos 10 MW, embora existam vários casos com potências superiores. Finalmente os sistemas de armazenamento de água fria situam-se entre os 0,5 mW e os 4 MW. Os sistemas de armazenamento de gelo situam-se entre as dezenas e centenas de kW, mas existem algumas instalações de alguns MW (até 25).

## 2.8 Síntese

O armazenamento de energia tem diversas vertentes dependendo da tecnologia utilizada e suas características. As características de cada tecnologia de armazenamento permitem identificar o seu potencial em diferentes tipos de apoio ao sistema energético. O tempo de resposta exigido pela rede elétrica poderá ir de alguns ms até dias, dependendo do tipo de serviço, por isso é necessário alocar cada tecnologia a diferentes aplicações de acordo com as suas características.

Para uma aplicação de armazenamento a larga escala, a bombagem hídrica e o ar comprimido são as tecnologias mais indicadas, podendo ambas ser utilizadas para armazenamento a médio/longo prazo. Porém, enquanto a hídrica de bombagem apresenta uma tecnologia já muito madura, a tecnologia de ar comprimido encontra-se ainda em fase de demonstração, sendo que grande parte da sua capacidade atualmente ligada à rede recorre à utilização de combustíveis fósseis.

Para fins de qualidade da energia e apoio às redes de transporte e distribuição, destacam-se as tecnologias com menor tempo de descarga: armazenamento eletroquímico, volantes de inércia e supercondensadores. O armazenamento eletroquímico pode ser utilizado para aplicações de médio prazo considerando, por exemplo, aplicações estacionárias ou sistemas de emergência. As tecnologias mais promissoras neste ramo são: as baterias de íão lítio, as baterias de chumbo-ácido e as baterias de fluxo redox. Recentemente, a aposta no hidrogénio verde tem criado um maior interesse nas células de combustível a hidrogénio, as quais podem ser utilizadas em transportes públicos (e.g. autocarros) mas também para suporte à rede elétrica. No entanto, o custo de produção, armazenamento e a rede de distribuição de hidrogénio ainda são obstáculos para que a tecnologia se torne competitiva. Relativamente aos volantes de inércia e supercondensadores, estes apresentam tempos de descarga e resposta mais curtos sendo mais adequados para serviços à rede como regulação da tensão e frequência.

O armazenamento de energia pode também ser conseguido através da conversão de energia renovável em combustíveis sintéticos. Estes poderão oferecer uma grande flexibilidade ao sistema dada a sua versatilidade, podem: ser armazenados, injetados na rede de gás, oferecer serviços à rede (produzidos com excesso de renováveis e convertidos em eletricidade se necessário) e ser utilizados diretamente em alguns setores (indústria, mobilidade, rede de gás). Apesar de atualmente serem maioritariamente produzidos através de combustíveis fósseis, o hidrogénio verde é um dos exemplos mais promissores. O hidrogénio pode ser produzido e consumido sem emissões significativas (através de eletrólise). Alguns dos principais obstáculos à disseminação do hidrogénio como combustível são a eficiência de eletrólise, a eficiência das células de combustível, capacidade de armazenamento e os custos da tecnologia (essencialmente, dos eletrolisadores, do armazenamento e distribuição).

O armazenamento térmico pode oferecer flexibilidade à rede através de mecanismos de gestão de procura (em edifícios e indústria), de bombas de calor e de redes de frio e calor. As últimas são muito populares, mas a sua viabilidade exige o abastecimento de grandes aglomerados populacionais com elevada densidade do edificado e climas adequados.

A nível mundial, a bombagem hidroelétrica é a tecnologia de armazenamento de energia dominante. A nível regional, a tecnologia de armazenamento mais viável depende das características intrínsecas da região como os seus recursos endógenos, mas também das medidas de política pública em vigor e dos preços das tecnologias. Neste sentido, e de acordo com os objetivos do presente trabalho, o potencial do armazenamento de energia no sistema energético deve ser explorado considerando o contexto nacional nas suas diversas vertentes. Para tal, o capítulo seguinte faz a caracterização da situação atual do armazenamento de energia em Portugal.

## 3 Caracterização da capacidade instalada de armazenamento de energia em Portugal

### 3.1 Contexto do armazenamento em Portugal

Como referido na introdução do Capítulo 2, o armazenamento já hoje está presente, em diferentes graus e com recurso a diferentes tecnologias, em muitos setores, desde a pequena escala doméstica (termoacumuladores de água sanitária, frigoríficos e congeladores), passando por supermercados e centros comerciais, até à grande indústria intensiva em energia. Em muitos casos, o funcionamento destes equipamentos é ditado predominantemente por decisões construtivas tomadas pelo fabricante do equipamento (e.g. frequência dos ciclos de ativação); noutros casos, exclusivamente pelas necessidades do processo, sem qualquer forma de otimização económica e/ou ambiental dos ciclos de carga/descarga, mesmo que fosse, apenas, na ótica do consumidor. Ora, todos os equipamentos de armazenamento de energia podem, potencialmente, contribuir para maior flexibilidade de operação dos sistemas de energia onde estão inseridos, pelo que podem ser objeto de uma estratégia de controlo que tenha em conta, simultaneamente, benefícios para o processo e para o sistema energético.

A digitalização da energia vem permitir a participação da procura nos mercados de energia, nomeadamente através da agregação de consumidores. Esta agregação pode ser de tipo geográfico, mas pode ser, também, de tipo funcional. Neste caso, é possível controlar uma potência significativa de armazenamento, no respeito integral dos requisitos de todos os consumidores individuais, de forma coordenada e otimizada. Por outro lado, a crescente descentralização dos recursos energéticos vem introduzir novas lógicas de otimização local, comunitária ou regional.

A digitalização constitui a forma mais eficiente de “introduzir” capacidade de armazenamento no sistema elétrico, ao permitir ativar um enorme parque já instalado cujo comportamento tem sido, até agora, completamente passivo. A digitalização – entendida como pré-condição para a participação da procura nos mercados de energia - é o melhor investimento que pode ser feito em armazenamento de energia, tanto do ponto de vista financeiro como do ponto de vista ambiental. Além disso, pela sua granularidade espacial, o armazenamento distribuído constitui o meio mais eficaz de resolução dos crescentes constrangimentos técnicos observados nas redes de distribuição de eletricidade.

A eletrificação do transporte rodoviário, em curso e prevista, aumenta a dimensão da capacidade de armazenamento disponível no sistema elétrico, e também a diversidade das características técnicas desta mesma capacidade. A articulação da gestão do armazenamento

ligado à mobilidade com o armazenamento associado aos edifícios e à indústria, no âmbito de mercados elétricos abertos à procura e crescentemente descentralizados, é condição necessária à utilização otimizada do armazenamento.

Numa lógica de economia circular importa aproveitar de forma racional as capacidades de armazenamento (descentralizado) já existentes, e em vias de instalação, antes de investir em novas capacidades (centralizadas).

### 3.2 Identificação dos principais sistemas de armazenamento em Portugal

A capacidade de armazenamento de energia instalada em Portugal com o objetivo de servir a operação do sistema elétrico baseia-se quase na sua totalidade na bombagem hídrica, nomeadamente utilizando turbinas reversíveis que permitem acumular água nos reservatórios superiores nos períodos em que existem picos de produção de energia renovável. Existem várias barragens que utilizam esta tecnologia. A capacidade instalada é hoje superior a 3 GW, sendo que essa capacidade aumentará para 4,164 GW quando estiver concluída a barragem do Alto-Tâmega (em 2023). Trata-se de uma abordagem centralizada, ao nível da operação da rede de transporte. Até agora, os operadores das redes de distribuição não se têm envolvido ativamente na utilização de armazenamento, com as poucas exceções que se descrevem de seguida.

Ao nível das regiões autónomas, existem exemplos muito relevantes de integração de outras tecnologias, como os volantes de inércia nos Açores (Flores, Açores), baterias (Graciosa, Açores), e Porto Santo, Madeira e bombagem reversível (Ilha da Madeira, Socorridos).

Existem ainda pequenos pilotos, como baterias em subestações (Évora) ou armazenamento por via térmica (Évora, Projeto SENSIBLE EDP). No entanto, estas tecnologias possuem pouca expressão no contexto atual, mas espera-se que venham estimular novas soluções. Existem várias empresas no mercado português que estão a analisar cuidadosamente esta possibilidade bem como os respetivos modelos de negócio associados. De momento, a capacidade de armazenamento por baterias ainda não possui expressão no panorama nacional, embora estejam a ser considerados novos modelos de negócio baseados em sistemas fotovoltaicos acoplados com armazenamento com baterias<sup>83</sup>, que podem vir a aumentar a sua expressão em Portugal, aliás conforme previsto no PNEC 2030.

O armazenamento térmico em contexto de redes de calor/frio (“district cooling/heating”) teve uma única aplicação em Portugal. Em Lisboa, a central da Climaespaço gerida pela ENGIE no Parque das Nações assegura 65% de arrefecimento e 35% de aquecimento com recurso

---

<sup>83</sup> <https://www.edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/baterias/>

ao armazenamento térmico. Este é um mercado em expansão a nível mundial, particularmente em climas mais exigentes, uma vez que esta tecnologia garante uma eficiência de quase 90% associada a uma melhor gestão do consumo e custos de água. Contudo, em Portugal o potencial deste tipo de armazenamento térmico é relativamente baixo devido ao clima ameno e as baixas densidades de edificação no território nacional em geral.

Em 2020, em Portugal, identificaram-se 17 instalações de armazenamento de energia associadas à operação do sistema elétrico, com capacidade instalada entre 500 kW e 778 MW, indicadas na Tabela 7.

Para além dos sistemas de bombagem hídrica, em termos de baterias foram identificadas 3 instalações: a EDP instalou em Évora um projeto de armazenamento baseado em baterias de ião lítio cuja potência instalada é de 500 kW; a EDA instalou na ilha Graciosa um sistema de 7,4 MW e a EDM instalou em Porto Santo um sistema de 4 MW. Existem ainda várias instalações de menores dimensões disseminadas pelo país e, geralmente, associadas ao regime de autoconsumo. Uma das instalações é uma instalação piloto (5 kW) em Évora, com um sistema de baterias de fluxo associado a um sistema solar de autoconsumo. A Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa instalou um sistema de armazenamento de 60 kW e 120 kWh com baterias de ião de lítio, associado a uma instalação fotovoltaica de 220 kW.

*Tabela 7 - Instalações de armazenamento em Portugal com capacidade superior a 500 kW.*

Tecnologia	Localização	Potência	Energia
Baterias (Iões de Lítio)	Évora	500 kW	350 kWh
Baterias (Iões de Lítio)	Porto Santo	4 MW	3 MWh
Baterias ( <i>Lithium Ion Titanate</i> )	Graciosa, Açores	7,4 MW	2,5 MWh
Volante de Inércia	Flores, Açores	500 kW	18 MWh
Bombagem hidroelétrica	Calheta Madeira	15 MW	
Bombagem	Baixo Sabor	37 MW	

hidroelétrica	(Jusante)		
Bombagem hidroelétrica	Alto Rabagão	68 MW	
Bombagem hidroelétrica	Vilarinho das Furnas	125 MW	
Bombagem	Torrão	140 MW	
Bombagem hidroelétrica	Baixo Sabor (Montante)	145 MW	
Bombagem hidroelétrica	Frades I	192 MW	
Bombagem hidroelétrica	Salamonde II	211 MW	
Bombagem hidroelétrica	Foz Tua	259 MW	
Bombagem hidroelétrica	Aguieira	336 MW	
Bombagem hidroelétrica	Alqueva	520 MW	
Bombagem hidroelétrica	Venda Nova III	736 MW	
Bombagem hidroelétrica	Frades II	778 MW	

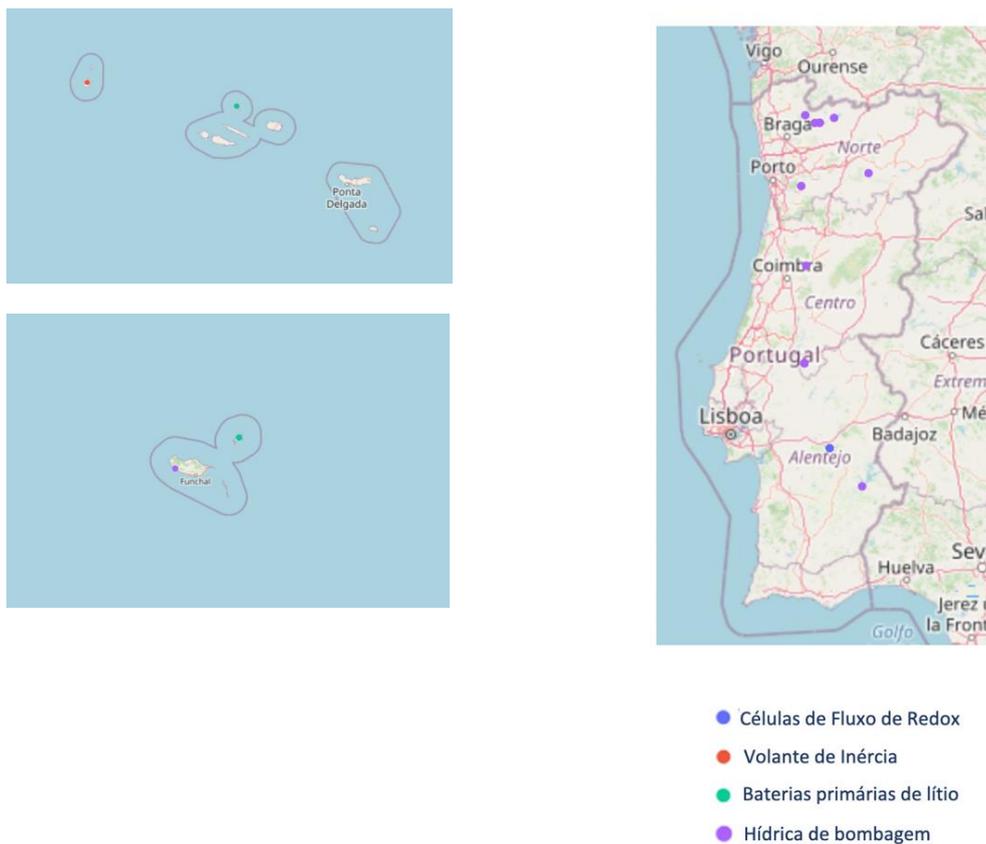


Figura 22 - Localização dos sistemas de armazenamento de energia existentes em Portugal (março 2020).

Embora ainda exista atualmente algum potencial hídrico que pode ser explorado, em geral, as melhores localizações foram aproveitadas inicialmente, sendo os novos projetos menos rentáveis do que aqueles que já se encontram em exploração. Por outras palavras: as centrais hidroelétricas do século XXI apresentam uma relação energia/potência inferior à do parque hidroelétrico existente. Esta afirmação pode ser ilustrada numericamente comparando os dois anos do século XXI com o maior índice de hidraulicidade – 2003 e 2016, ambos 33% acima do ano médio.

Em 2003, a hidroeletricidade produzida correspondeu a uma utilização da potência instalada em bombagem hidroelétrica de apenas 38%; em 2016, o grau de utilização foi de apenas 25%. Dito de outra forma: entre 2003 e 2016, um aumento de 62% da capacidade hidroelétrica instalada (de 4 277 MW para 6 945 MW) traduziu-se num aumento de apenas 5% da produção de energia elétrica (de 14 670 GWh para 15 413 GWh).

Os novos aproveitamentos hidroelétricos não são justificados em termos de energia produzida, mas são necessários para a gestão eficaz do sistema elétrico, atendendo à elevada

penetração de produção eólica. Entre 2003 e 2016, a energia de bombagem triplicou, o que revela a crescente importância deste tipo de instalações para o aproveitamento dos recursos naturais (vento e água). Importância confirmada pelo facto de a energia elétrica produzida nas centrais de albufeira ter aumentado 27% no mesmo período.<sup>84</sup>

### 3.3 Síntese

Em Portugal, o principal mecanismo de armazenamento de energia é a bombagem hidroelétrica. Existem também alguns exemplos de outras tecnologias de armazenamento de energia, mas ainda pouca expressão e maioritariamente concentrados nas ilhas.

Apesar de existir pouca diversificação do armazenamento de energia nacional atualmente, a capacidade de bombagem hidroelétrica já existente é muito significativa. O potencial desta capacidade de armazenamento não está a ser explorado totalmente. Antes de investir em novos mecanismos de flexibilidade, as infraestruturas já existentes deverão ser aproveitadas racionalmente. Após a otimização das capacidades atuais, a introdução de novos agentes poderá ser muito importante para impulsionar a flexibilidade do sistema energético.

O capítulo seguinte permite analisar o impacto da integração de novas tecnologias de armazenamento e flexibilidade num sistema elétrico com elevada penetração de renováveis (baterias, células de combustível, hidrogénio, etc.) e explorar o impacto nas necessidades de armazenamento num contexto com melhor aproveitamento da capacidade de armazenamento já instalada no país.

---

<sup>84</sup> J. Vasconcelos (2019) A energia em Portugal. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Pgs. 100/101.

## 4 Avaliação das necessidades de armazenamento do sistema energético nacional

O principal objetivo desta análise consiste em quantificar o impacto de diferentes cenários de desenvolvimento do sistema energético nacional nas suas necessidades de armazenamento. Pretende-se ainda discutir as áreas do sistema energético que carecem de um melhor enquadramento regulatório.

Para tal, recorre-se à modelação de cenários previamente apresentados pela DGEG para o horizonte temporal 2030 e 2040. Estes cenários seguem diferentes caminhos no que respeita à aposta no tipo e magnitude de armazenamento de energia introduzido no sistema elétrico, destacando-se a bombagem hidroelétrica já existente, o armazenamento eletroquímico e o hidrogénio. Os resultados desta análise servem de suporte à análise do quadro regulatório atual e à identificação de algumas medidas de política pública que contribuam para uma transição energética suave e favorável no contexto nacional.

### 4.1 Ferramenta de modelação do sistema energético nacional

A avaliação das necessidades de armazenamento do sistema nacional decorreu de um processo de modelação do sistema energético nacional, com discriminação horária, para o que se utilizou a ferramenta de planeamento energético "*EnergyPLAN*".

O *EnergyPLAN*<sup>85</sup>, tem vindo a ser desenvolvido pela Universidade de Aalborg, na Dinamarca, desde 1999, e é uma ferramenta de modelação de sistemas energéticos *open source* já utilizada para análise de sistemas energéticos em vários países do mundo (34 em diferentes continentes), incluindo Portugal com trabalhos de diferentes grupos de investigação, nomeadamente no IST<sup>86</sup>, FCUL<sup>87</sup> e UMINHO<sup>88</sup>.

---

<sup>85</sup> <https://www.energyplan.eu/>

<sup>86</sup> André Pina, Carlos A. Silva, Paulo Ferrão, High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables, *Applied Energy*, Volume 112, 2013, Pages 215-223, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.074>

<sup>87</sup> Raquel Figueiredo, Pedro Nunes, Mónica Meireles, Mara Madaleno, Miguel C. Brito. (2019). Replacing coal-fired power plants by photovoltaics in the Portuguese electricity system. *Journal of Cleaner Production*. 222. 10.1016/j.jclepro.2019.02.217.

<sup>88</sup> Liliana Fernandes, Paula Ferreira, Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system, *Energy*, Volume 69, 2014, Pages 51-57, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.098>

O *EnergyPLAN* é uma ferramenta que resolve o problema de modelação usualmente designado por Planeamento de Expansão de Geração<sup>89</sup> (GEP na terminologia anglo-saxónica), o qual determina quantas unidades de conversão de energia e de que tipo devem ser instaladas num determinado horizonte de planeamento, considerando uma função de procura de energia predefinida. Para isso utiliza uma abordagem *bottom-up*, na qual estabelece as relações entre a evolução da procura das diferentes formas de energia, em função da penetração e eficiência de diferentes tecnologias de conversão. A solução é encontrada recorrendo à simulação, ou seja, alteram-se os parâmetros do modelo de acordo com alguns pressupostos de forma a testar diferentes cenários, sendo que os resultados de planeamento resultam da comparação entre os resultados de diferentes simulações. Trata-se de um modelo de balanço de energia horário e a solução horária é determinada recorrendo à otimização de uma função de objetivo (como por exemplo a maximização da penetração de energias renováveis) ou função objetivo económica (minimização do custo de geração de energia).

Esta ferramenta permite avaliar indicadores relevantes como saldo importações/exportações, excesso e “deficits”, no balanço entre consumo e “produção” (entendida aqui como disponibilização de cada forma de energia, pois é evidente que a energia não é produzida, mas sim convertida entre várias formas, como por exemplo energia química de um combustível, em energia térmica através da combustão e, quando ocorre num motor, pode ser convertida em energia mecânica ou elétrica, sempre com degradação de energia associada a dissipação), fração de geração com fontes de energia renováveis, fração de capacidade de geração disponível para estabilização da rede elétrica, emissões CO<sub>2</sub> associadas, etc., com resolução horária e em valores anuais.

Como limitação principal, desta e da generalidade das ferramentas de planeamento, salienta-se o facto de o modelo não ter resolução espacial, ou seja, não ser possível modelar espacialmente a procura e a geração em diferentes localizações geográficas e, dessa forma, ter em conta os constrangimentos de trânsitos de energia entre zonas, o que é particularmente relevante na análise do subsistema elétrico, mas esse não é o foco deste estudo.

---

<sup>89</sup> Generation Expansion Planning (GEP) na terminologia anglo-saxónica. Para revisão de modelos, ver por exemplo Ringkjøb HK, Haugan PM, Solbrekke IM. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;96:440–59. doi:10.1016/j.rser.2018.08.002.

#### 4.1.1 Tecnologias consideradas no modelo

O *EnergyPLAN* permite analisar múltiplas tecnologias de armazenamento que façam o deferimento de consumo na base temporal mínima horária, conforme representado na Figura 24, nos blocos a azul, como o armazenamento mecânico - hídrico de bombagem (subcapítulo 2.1.1) e CAES (subcapítulo 2.1.2); armazenamento eletroquímico (subcapítulo 2.3); armazenamento químico (incluindo H<sub>2</sub>) (subcapítulo 2.4) e Armazenamento Térmico (subcapítulo 2.5). A ferramenta permite ainda a gestão da utilização de veículos elétricos e gestão da procura como ferramentas de flexibilidade.

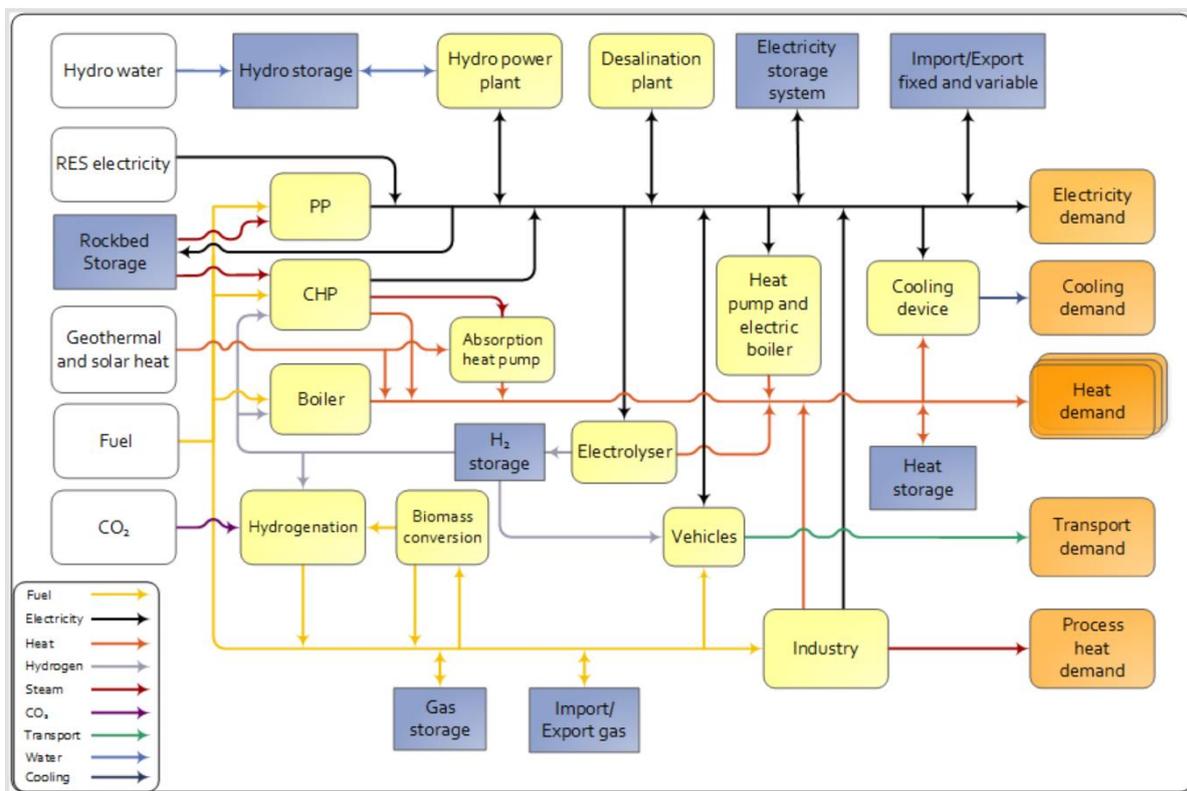


Figura 23 - Representação do sistema de referência no EnergyPLAN. A azul destaca-se as tecnologias disponíveis de armazenamento.

Isto significa que apenas são consideradas as tecnologias que oferecem serviços de armazenamento com escalas superiores à horária, como “arbitragem” ou a “integração de renováveis”, indicadas na subcapítulo 2.6. O armazenamento para serviços de escala de tempos inferiores à horária, como a “regulação de frequência” ou “arranque em vazio” não são consideradas explicitamente. Contudo, o EnergyPLAN permite de forma implícita que parte dos sistemas de geração sejam adstritos a este serviço de regulação, através da definição de uma percentagem da capacidade instalada de geração que esteja disponível para prestar esses serviços de sistema. Este serviço pode então ser assegurado por centrais térmicas convencionais, por produção de hídrica de albufeira, por produção geotérmica, por

“curtailment” de centrais de fontes renováveis, por disponibilização de energia por tecnologias de armazenamento de energia (e.g. baterias centralizadas ou “Vehicle-to-Grid”) ou ainda pela utilização da capacidade de interligação para esse efeito. É também possível definir uma fração da produção renovável variável disponível para estes serviços.

Neste trabalho, ao estudo da importância das várias opções de armazenamento de energia em diferentes contextos, é conduzido através de uma análise de sensibilidade ao grau de utilização de diferentes tecnologias de armazenamento. É dada ênfase às tecnologias de armazenamento que integram os planos do Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio (DGEG) e que servem de base à Estratégia Nacional do Hidrogénio EN-H2, destacando-se a maior relevância da mobilidade elétrica, o reforço da capacidade de armazenamento hídrica e a disseminação em larga escala de armazenamento em baterias.

#### *4.1.2 Otimização técnica versus otimização económica*

Face aos objetivos do presente estudo, optou-se por considerar exclusivamente a otimização técnica do modelo, pois:

- um dos objetivos do estudo consiste em identificar as tecnologias de armazenamento que mais contribuam para uma descarbonização do sistema energético em 2030 e 2040, facilitando o objetivo de atingir a neutralidade carbónica em 2050. Assim, a otimização técnica permite avaliar do ponto vista estritamente técnico (eficiência, capacidade instalada) quais as tecnologias que melhor cumprem os requisitos;
- a otimização económica do modelo segue a lógica da otimização do custo do sistema em função do custo marginal das tecnologias de geração num mercado energético único. Dada a incerteza na evolução dos custos de muitas das tecnologias de armazenamento consideradas, o facto de as tecnologias de armazenamento terem um papel relevante no mercado de serviços de sistema e não no de geração, e a potencial evolução dos mercados de geração e de serviços de um mercado centralizado para mercados distribuídos, esta análise estaria para além do contexto e da dimensão deste estudo.

#### *4.1.3 Análise de incerteza*

Como tem sido reconhecido na literatura de planeamento energético, um dos maiores desafios é a capacidade de quantificar a incerteza. Em geral, existem duas formas de lidar com a incerteza nos modelos:

- análise externa - neste tipo de análise, faz-se uma análise externa aos parâmetros do modelo, definindo os intervalos de variação para os parâmetros incertos. Depois

correm-se os modelos para as diferentes combinações de parâmetros e analisam-se os resultados. A forma de introduzir os diferentes valores dos parâmetros pode ser através da criação de cenários que resultam da combinação de diferentes parâmetros, simulação de Monte-Carlo ou análise de sensibilidade;

- análise interna - neste tipo de análise, o próprio modelo inclui a definição de incerteza. Esta abordagem é em geral feita nos modelos de otimização, recorrendo a métodos como sejam a otimização estocástica ou otimização robusta.

Neste trabalho, a análise de incerteza será feita através de uma análise externa recorrendo ao estudo de diferentes cenários, combinado com análise de sensibilidade.

Para cada cenário é feita uma análise de sensibilidade com a variação dos parâmetros em intervalos na vizinhança dos valores dos estabelecidos nos cenários.

A presente cenarização energética tem como objetivo explorar diferentes realidades do sistema energético nacional, utilizando como referência Portugal Continental. No entanto, elevados graus de incerteza podem ser apontados para diferentes componentes do sistema. Por esta razão foram feitas análises de sensibilidade aos seguintes parâmetros:

- Índice de hidraulicidade (considerando valores de hidraulicidade extremos)
  - ano húmido
  - ano seco
- Potência de bombagem efetiva disponível (considerando diferentes valores de fator de utilização da potência de bombagem)
  - Percentil 80% da potência utilizada anualmente (cenários de referência, onde se pretende aproximar a modelação do contexto atual do mercado de energia)
  - Percentil 90% da potência utilizada anualmente
  - Máximo da potência disponível
- Capacidade instalada de armazenamento eletroquímico (baterias e de células de combustível).

## 4.2 Cenários considerados no modelo

Neste documento são explorados dois cenários principais para dois horizontes temporais: 2030 e 2040, a saber:

- 1) PNEC (versão corrigida com atualização de bombas de calor), da DGEG;
- 2) Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio, da DGEG.

Enquanto os cenários PNEC\_MA se baseiam essencialmente no cenário original da DGEG também designado por 'PNEC\_MA' com algumas adaptações, os restantes cenários da família H2base consideram uma aposta mais forte no hidrogénio e foram desenhados com base nos

cenários homónimos apresentados originalmente pela DGEG no Roteiro e no Plano de Ação para o Hidrogénio (e que servem de base na Estratégia Nacional para o Hidrogénio).

Foi ainda considerado um cenário que dá primazia ao uso de baterias como tecnologia de armazenamento, construído sobre o PNEC\_MA e que é denominado por Baterias/BSS.

No total, foram considerados 7 cenários para 2030 e 7 cenários para 2040. A Tabela 8 resume os cenários de referência considerados e indica os cenários da DGEG nos quais são baseados.

*Tabela 8 - Definição dos cenários de referência considerados*

Definição de cenários			
Cenários	Abreviatura dos cenários	Referência para cenários	Breve descrição dos cenários
Plano Nacional de Energia e Clima - Adaptado	PNEC_MA	PNEC_MA – DGEG	Atualização do PNEC com maior aposta nas bombas de calor.
Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio da DGEG - Base	H2base	H2_BASE – DGEG	Mantém as metas do PNEC_MA, mas dá ênfase à utilização de hidrogénio quer para consumo interno (indústria, transportes, injeção na rede de gás, etc.) quer para exportação.
Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio da DGEG - Maior aposta na exportação de hidrogénio	H2base_Export+	H2_BASE_Export+ – DGEG	Tendo como base o H2base, este cenário exacerba a exportação de hidrogénio com prejuízo para a utilização interna do hidrogénio.
Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio da DGEG - Maior aposta no consumo interno de hidrogénio	H2base_Export-	H2_BASE_Export-- DGEG	Tendo como base o H2base, este cenário aposta no consumo interno de hidrogénio nos vários setores (indústria e injeção na rede de gás), diminuindo a exportação do mesmo.

Roteiro e Plano de Acção para o Hidrogénio da DGEG - Aceleração da aposta no hidrogénio	H2base_Duplo	H2_BASE_Duplo - DGEG	Tendo como base o H2base, este cenário aumenta a produção de hidrogénio duplicando a capacidade de centrais de eletrólise existentes em 2030 (em relação ao H2base).
Baterias centralizadas	Baterias	PNEC_MA - DGEG	Considera a substituição das células de combustível presentes no PNEC_MA por baterias centralizadas.
Centrais de troca de baterias (BSSs)	BSS	PNEC_MA - DGEG	Para além de considerar a substituição das células de combustível presentes no PNEC_MA por baterias centralizadas, este cenário assume que 2/3 dos veículos elétricos recorre a estações de troca de baterias em vez de carregar os seus veículos nos postos de carregamento.

#### 4.2.1 Cenários de referência

A estrutura do sistema energético é consideravelmente diferente nos cenários inspirados no PNEC\_MA e nos cenários da família H2base. Ao longo deste estudo, sempre que se apresentem valores relacionados com o cenário PNEC\_MA, estes são equivalentes para os cenários Baterias e BSS, salvo indicação em contrário. O mesmo é válido para os cenários da família do H2base.

##### 4.2.1.1 Família de cenários PNEC\_MA

O sistema energético do cenário PNEC\_MA encontra-se representado sumariamente na Figura 24. Neste sistema, o hidrogénio é produzido através de eletrólise e gaseificação da biomassa. As centrais de eletrólise são introduzidas apenas em 2040, mas em 2030 já existem alguns eletrolisadores descentralizados para apoio ao sistema elétrico. Para além de ser utilizado no setor dos transportes e da indústria, o hidrogénio é ainda injetado na rede de gás. É também de destacar a produção de biocombustíveis.

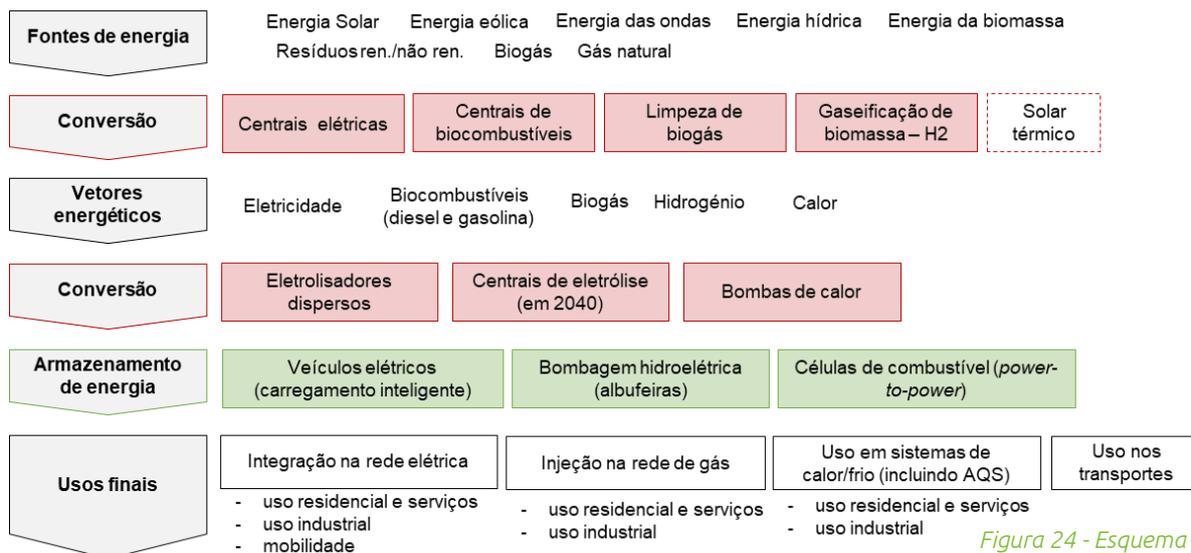


Figura 24 - Esquema representativo do sistema energético do cenário PNEC\_MA para 2030 e 2040.

#### 4.2.1.2 Família de cenários H2base

Para os cenários baseados no H2base (Figura 25), o sistema energético é mais centrado na utilização do hidrogénio em diversas vertentes, tornando-o consideravelmente mais complexo que o anterior. A produção de hidrogénio utiliza as mesmas tecnologias que o PNEC\_MA (eletrólise e gaseificação de biomassa) mas, neste cenário, este vetor energético é também utilizado para produção de gases renováveis.

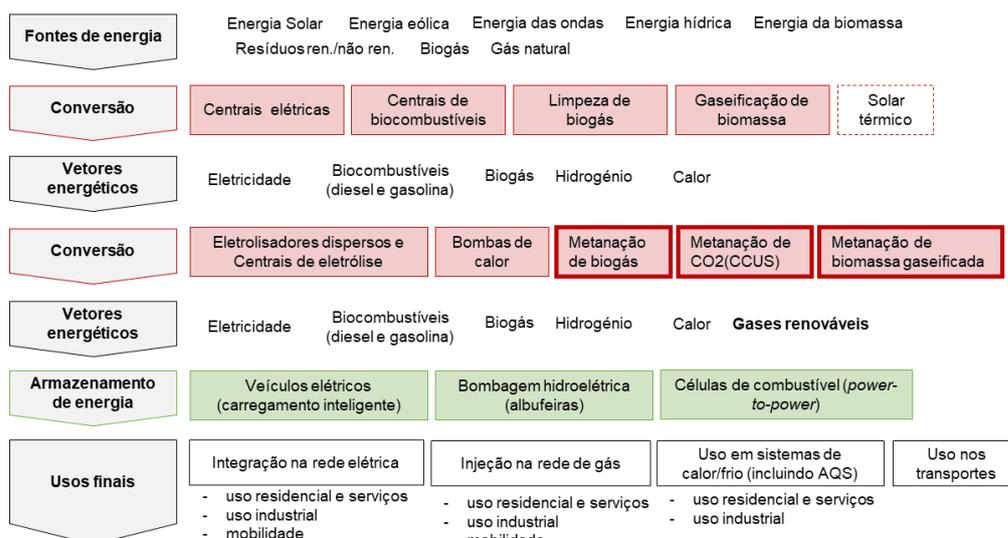


Figura 25 - Esquema representativo do sistema energético do cenário H2base para 2030 e 2040. Os retângulos destacados representam tecnologias de produção de gases renováveis para injeção na rede de gás não considerados na estrutura do sistema energético do cenário PNEC\_MA.

### 4.2.1.3 Cenários da família de baterias

Os cenários da família de baterias (Baterias e BSS) são baseados nos cenários PNEC\_MA mas modifica-se o mecanismo de flexibilidade, ou seja, as células de combustível são substituídas por baterias e parte do consumo dos veículos elétricos passa a estar disponível como gestão da procura.

## 4.2.2 Caracterização dos dados do modelo

### 4.2.2.1 Geração de energia

Em todos os cenários considera-se que o sistema elétrico na década de 2030 e 2040 terá uma capacidade instalada renovável consideravelmente superior à dos dias de hoje, conforme é indicado na Figura 26. No setor eletroprodutor, a maior diferença entre os cenários são as capacidades das centrais eólicas e solares dedicadas à produção de hidrogénio. O cenário H2base\_Duplo destaca-se por ser o que dá maior ênfase à produção dedicada de hidrogénio, duplicando a capacidade das centrais dedicadas do H2base em 2030.

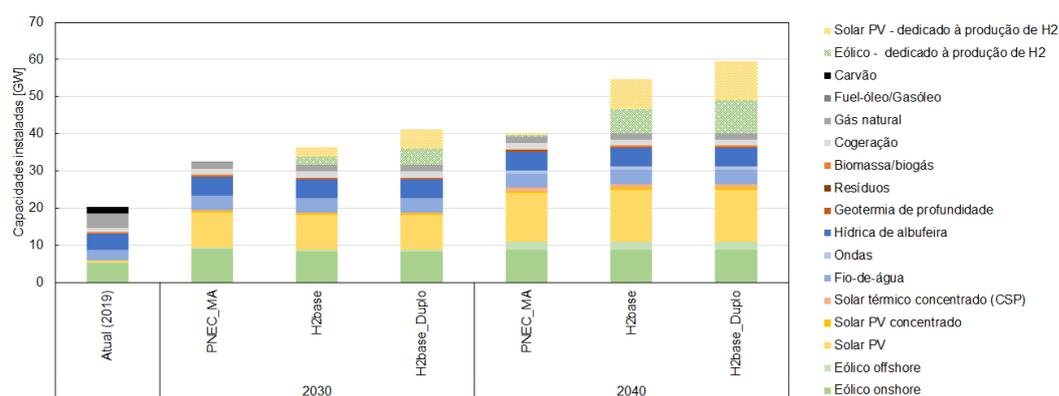


Figura 26 - Capacidades instaladas do parque eletroprodutor<sup>90</sup>.

### 4.2.2.2 Procura de energia

Em todos os cenários é considerado que nas próximas décadas se assistirá a um aumento da eletrificação de consumos, particularmente significativa nos transportes rodoviários, conforme ilustrado na Figura 27. De acordo com os cenários considerados, poderá observar-se um aumento de 50% do consumo elétrico até 2040. Devido à aposta no hidrogénio e à maior utilização da rede de gás, é possível verificar uma diminuição da eletrificação dos transportes nos cenários H2base quando comparados com o PNEC\_MA.

<sup>90</sup> REN (Redes Energéticas Nacionais). 2019. *Dados Técnicos* - 2019.

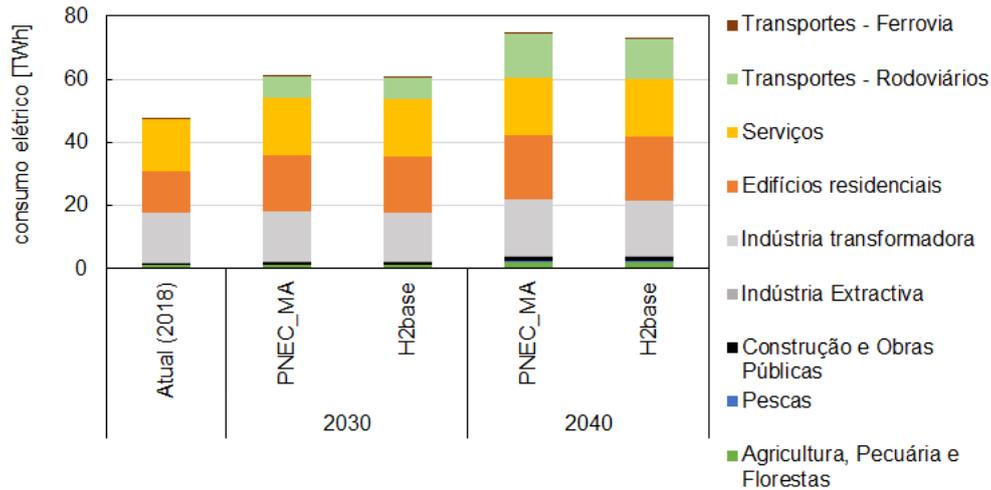


Figura 27 - Consumo de eletricidade por setor de atividade<sup>91</sup>.

A transição energética será crítica no setor dos transportes, conforme representado na Figura 28. Os biocombustíveis e a eletrificação serão fundamentais para começar a descarbonização do setor. Em todos os cenários, o hidrogénio e o gás da rede de gás começam a ganhar expressão já a partir de 2030, tornando-se mais significativos em 2040.

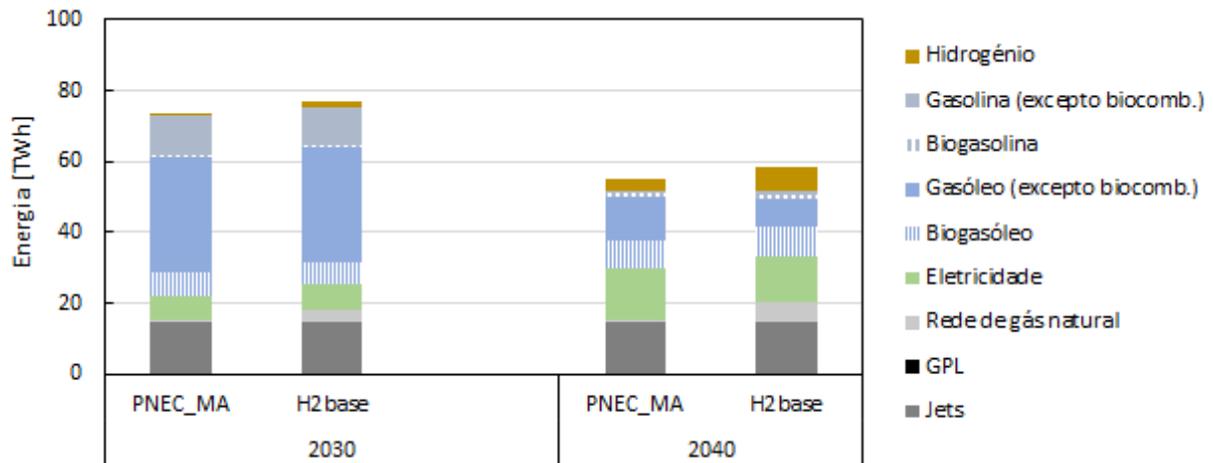


Figura 28 - Consumo do setor dos transportes por tipo de combustível.

Na Figura 29, encontra-se representada a distribuição de consumo de gás da rede de gás por setor de atividade. A rede nacional de gás natural, aqui designada por rede de gás, pois poderá incluir outros gases, continuará a ter um papel muito importante para suprir os mais diversos consumos, projetando-se um aumento da sua utilização até 2040. Nos cenários mais

<sup>91</sup> DGE (2018). Balanço Energético - 2018.

ambiciosos H2base, destaca-se a utilização de gás da rede nacional também no setor dos transportes.

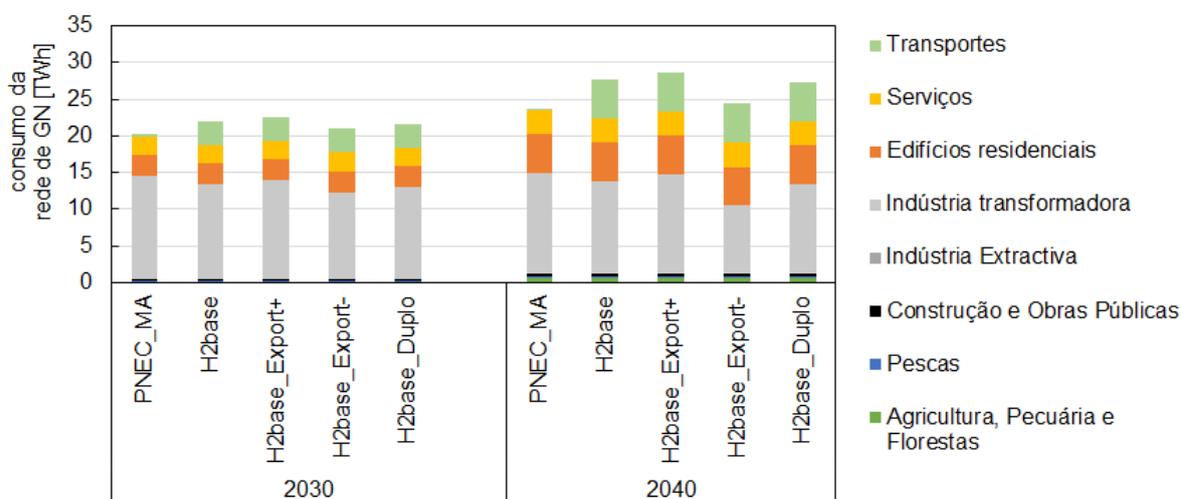


Figura 29 - Consumo de gás da rede de gás.

O papel fulcral da rede de gás é impulsionado com o seu potencial de descarbonização. A possibilidade de injeção de gases renováveis na rede permite um avanço significativo e rápido na descarbonização do sistema energético sem alterações significativas ao nível do consumo final. A Figura 30 mostra a produção de gases renováveis através da metanação catalítica de biogás, biomassa e dióxido de carbono nos diferentes cenários. Nestes cenários, o hidrogénio injetado na rede é muito significativo, particularmente para os cenários H2base\_Export- e H2base\_Duplo.

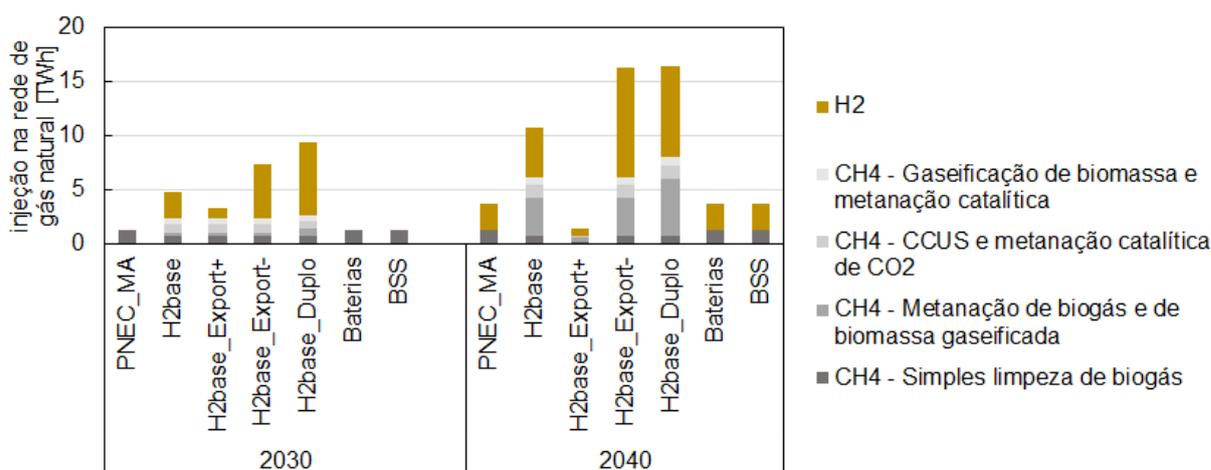


Figura 30 - Injeção de gases renováveis para na rede de gás.

Os cenários adotados consideram que o hidrogénio é produzido maioritariamente por eletrólise com centrais eólicas e fotovoltaicas dedicadas. Este hidrogénio serve diversos fins:

produção de gases renováveis, utilização nos transportes e indústria, injeção na rede de gás e exportação. Tal como mencionado anteriormente, os cenários H2base são cenários mais ambiciosos na utilização e produção de hidrogénio.

As maiores diferenças dentro desta família de cenários estão relacionadas com a alocação do hidrogénio produzido entre consumo interno (indústria, transportes, injeção na rede de gás e produção de gases renováveis) e exportação. O cenário H2base é mais equilibrado, enquanto o H2base\_Export+ aposta na exportação (menor consumo interno de hidrogénio) e o H2base\_Export- aposta no consumo interno (menos exportação). O cenário mais ambicioso é o H2base\_Duplo, que assume uma grande produção de hidrogénio que é utilizada não só consumo interno como também para exportação. A Figura 31 quantifica os consumos de hidrogénio para os diferentes cenários.

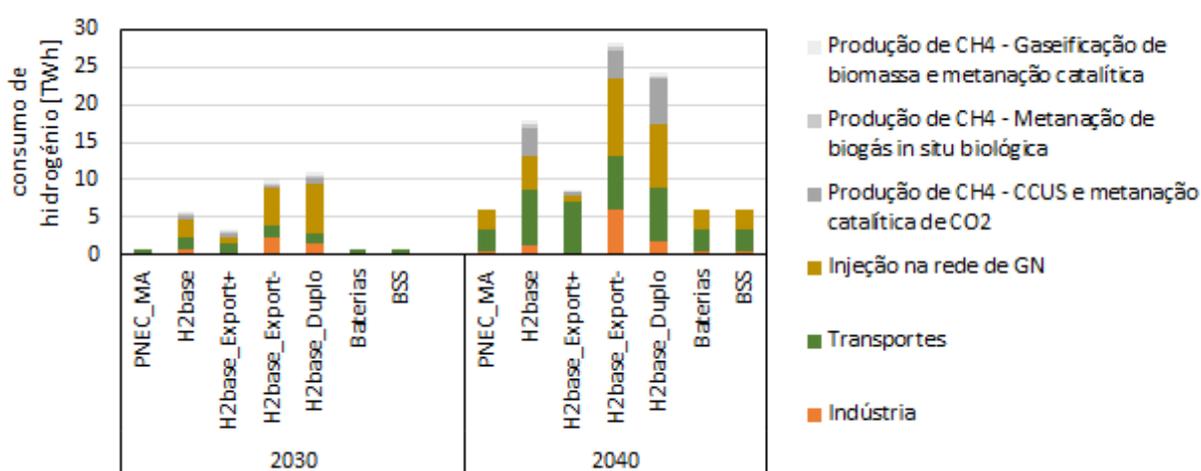


Figura 31 - Consumo de hidrogénio por tipo de utilização.

#### 4.2.2.3 Tecnologias de armazenamento para balanço entre a produção e o consumo

Os sistemas elétricos com elevadas penetrações de energia renovável variável beneficiam largamente de tecnologias que permitam fazer um ajuste entre a produção e o consumo. A bombagem hidroelétrica ou as baterias são tecnologias de armazenamento que permitem absorver energia em períodos de vazio para utilizar em picos de consumo. O carregamento inteligente de veículos elétricos e mecanismos de gestão de procura também permitem o deslocamento do consumo para períodos mais benéficos para o sistema.

A Figura 32 apresenta as capacidades instaladas das diferentes tecnologias consideradas nos cenários. A grande fração da capacidade de armazenamento de energia do sistema é providenciada pela bombagem hidroelétrica com um armazenamento disponível de 1,8 TWh (ver pressupostos na subcapítulo 4.3.4.1).

O carregamento inteligente dos veículos elétricos disponibiliza uma capacidade muito elevada de absorção de energia quer em termos de potência quer de armazenamento. No

presente estudo foi assumido que, ao contrário das albufeiras, este mecanismo permite apenas a deslocação do consumo e não a entrega de energia à rede (ou seja, não foi considerada a possibilidade *Vehicle-to-Grid*). Mais, a utilização do carregamento inteligente dos veículos está condicionada pelo perfil de utilização e disponibilidade dos veículos.

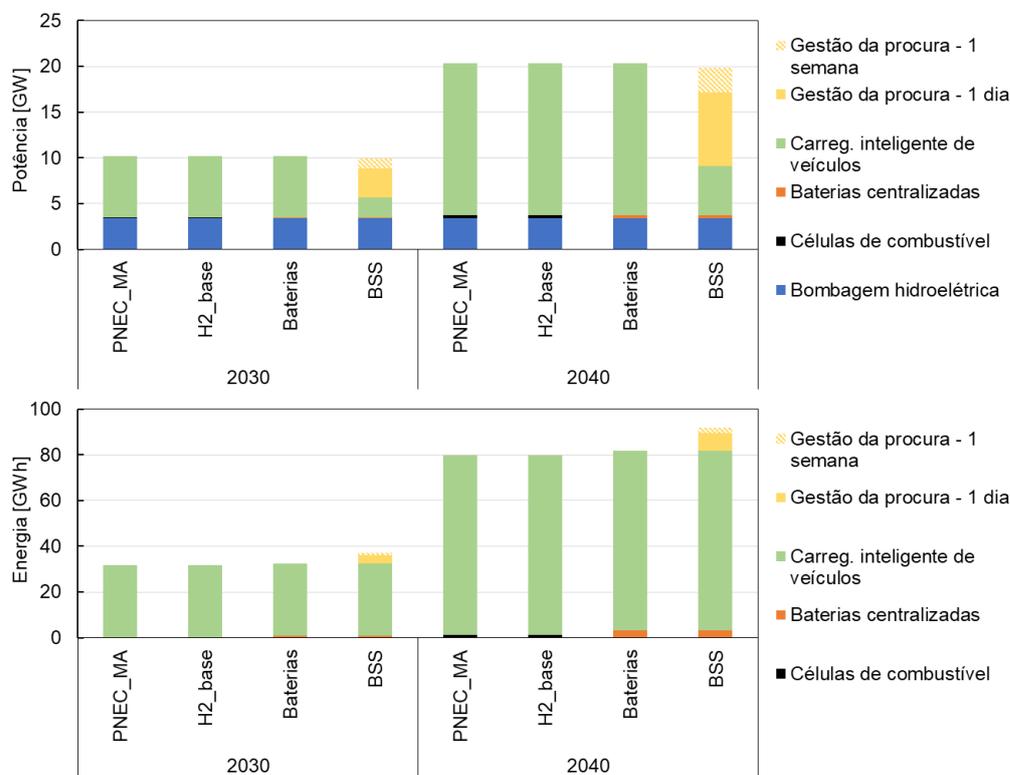


Figura 32 - Capacidade de potência e de energia considerada para diferentes tecnologias de desfasamento de produção-consumo de energia para cada cenário.

Em seguida, são apresentados os pressupostos principais da modelação.

### 4.3 Pressupostos da modelação

Neste subcapítulo, pretende-se descrever os pressupostos considerados para a modelação do sistema energético português. A descrição dos pressupostos está dividida nas seguintes subsecções: eletricidade, calor, rede de gás, biocombustíveis, tecnologias de desfasamento consumo-produção (incluindo armazenamento de energia), abordagem ao armazenamento centralizado vs armazenamento descentralizado, e indicadores de operação do sistema (emissões, fração renovável da eletricidade e da rede de gás).

Os cenários da DGE servem como referência para os cenários deste estudo, mas as diferenças na abordagem da modelação de sistemas energéticos entre a ferramenta utilizada pela DGE (LEAP) e a utilizada aqui (*EnergyPLAN*) impedem que estes cenários sejam

replicados com exatidão. A diferença mais significativa entre as ferramentas é a resolução temporal: o LEAP considera apenas oito períodos do ano (diurno/nocturno e quatro estações) e o *EnergyPLAN* considera balanços horários (i.e. 8760 períodos). Outras diferenças significativas existem, com destaque para que o modelo em LEAP só modela o armazenamento de forma indireta, mas por outro lado contém mais detalhe na descrição da procura de energia e em certos tipos de tecnologias. De modo a facilitar a interpretação dos resultados, de seguida descrevem-se os pressupostos considerados neste estudo e a sua relação com alguns dos dados apresentados nos cenários da DGEG.

### 4.3.1 Eletricidade

Neste trabalho, o sistema elétrico é simulado através da ferramenta *EnergyPLAN* numa perspetiva técnica que segue um balanço horário com a seguinte ordem de mérito para a entrada da produção: fontes renováveis não-despacháveis, fontes renováveis despacháveis, armazenamento de energia (se disponível) e geração fóssil. A procura de eletricidade pode também ajustar-se à produção com vista a reduzir a dependência do exterior, através de tecnologias de gestão da procura, do carregamento inteligente de veículos elétricos ou do armazenamento de energia. Considera-se ainda que para efeitos de regulação do sistema, é possível utilizar uma fração da capacidade instalada de geração fóssil, produção hídrica, produção geotérmica, capacidade de interligação e injeção de energia do armazenamento eletroquímico. Os detalhes são explicitados nos próximos subcapítulos.

#### 4.3.1.1 Consumo de eletricidade

O consumo de eletricidade inclui diversos tipos de utilização que foram divididos essencialmente em sete tipos:

- Base - considerado como a energia final de eletricidade dos diversos setores, exceto o consumo para transporte rodoviário e retirando o consumo para bombas de calor. O perfil horário do consumo de eletricidade base considera-se semelhante ao ocorrido em 2019 (dados REN).
- Bombas de calor (assume-se COP de 3)
- Carregamento de veículos elétricos (VEs) (carregamento rígido e inteligente, ver subcapítulo 4.5.4)
- Eletrolisadores descentralizados e centrais de eletrólise
- Bombagem hidroelétrica
- Células de combustível
- Baterias centralizadas

A ferramenta *EnergyPLAN* não considera produção ou consumo distribuídos, pelo que também não considera perdas ou estrangulamentos nas redes de transmissão. De forma a incluir as perdas na rede elétrica, considerou-se um acréscimo do consumo elétrico base de 6,5%<sup>92</sup>. Portugal apresenta maiores perdas, pelo que se considera uma melhoria até aos atuais valores europeus.

#### 4.3.1.2 Produção de eletricidade

A produção de eletricidade renovável variável é modelada através da sua distribuição de produção horária e capacidade instalada. As hídricas de albufeira são modeladas tendo em conta a distribuição horária e valor absoluto anual da afluência de energia às albufeiras (sob a forma de água).

As centrais térmicas a biomassa e biogás são consideradas como geração de base, com um mínimo de geração de 50% da sua capacidade instalada. As centrais de gás natural apenas são utilizadas para colmatar picos de consumo, quando as restantes alternativas renováveis não forem suficientes. As centrais a resíduos e geotermia de profundidade foram simuladas como geração constante ao longo do ano. No entanto, dada a reduzida expressão destas centrais no parque eletroprodutor, considera-se que o impacto desta simplificação na modelação é pequeno. A Tabela 9 sumariza as características das tecnologias consideradas.

*Tabela 9 - Descrição dos dados utilizados para cada fonte de energia.*

Descrição das fontes de energia			
	Tecnologias consideradas dos cenários originais da DGEG	Distribuição de produção horária	Observações
Eólico <i>onshore</i>	Eólico <i>onshore</i> sem e com armazenamento; Produção descentralizada;	Eólico <i>onshore</i> - REN 2019	
Eólico <i>offshore</i>	Eólico <i>offshore</i>	Eólico <i>onshore</i> - REN 2019	Aumento de 30% do fator de capacidade face ao perfil de produção de eólica <i>onshore</i>
Solar PV	Solar PV sem e com armazenamento; Produção descentralizada; Solar PV em edifícios	Solar PV - REN 2019	

<sup>92</sup> Aproximadamente o valor médio para a Europa nos anos 2010-2014 segundo o World Bank.

Solar PV concentrado	Solar PV concentrado	Radiação direta do ano de referência para Lisboa da DGEG	
Solar Térmico concentrado (CPV)	Solar Térmico concentrado (CPV)	Radiação direta do ano de referência para Lisboa da DGEG	
Hídrica de albufeira	Fração de hídrica de grande dimensão correspondente a hídricas de albufeira (de acordo com o diagrama de carga de 2019)	Distribuição para afluência horária: Fio-de-água - REN 2016 ou 2015 (ano húmido ou ano seco)	Afluência anual determinada proporcionalmente à capacidade instalada e afluência anual para ano húmido/seco.
Fio-de-água	Hídrica de pequena dimensão; Produção descentralizada; fração de hídrica de grande dimensão correspondente a fio-de-água (de acordo com diagrama de carga 2019)	Fio-de-água - REN 2016 ou 2015 (ano húmido ou ano seco)	
Ondas	Ondas	Pelamis na Irlanda (disponível na ferramenta)	Perfil adaptado para a produção considerada nos cenários da DGEG
Geotermia de profundidade	Geotermia de profundidade	Constante	
Biomassa/Biogás	Centrais a biomassa; Centrais a biogás; Produção descentralizada a biogás; Biomassa em edifícios	N.A.	O modelo decide sobre a produção/perfil conforme necessidades. Mínimo de produção de 50% da capacidade. Eficiência de 40%.
Gás natural	Centrais a gás natural	N.A.	Utilizada para picos de consumo. Eficiência de 40%.
Resíduos	Resíduos	Constante	50% renovável e 50% não renovável. Eficiência de 30%.
Fuelóleo/Gasóleo	Centrais a fuelóleo; Centrais a gasóleo	Constante	Eficiência de 30%.
Cogeração (injeção na rede)	Cogeração na refinação, indústria transformadora, nos serviços, na indústria extrativa e na agricultura	Constante	

O sistema elétrico é simulado considerando uma capacidade de interligação de 4,2 e 4,7 GW com Espanha para o ano 2030 e 2040, respetivamente<sup>93</sup>.

O sistema elétrico deve garantir um mínimo de 20% de geração para estabilização a cada hora. Esta estabilização é assegurada da seguinte forma: 1) pela capacidade total das centrais térmicas a biomassa/biogás, centrais térmicas a gás natural, centrais hídricas e geotermia de profundidade; 2) pela injeção de energia por parte do armazenamento de energia; e 3) por 20% da capacidade de interligação. É de notar que a metodologia adotada para a estabilização do sistema reflete uma abordagem conservadora, uma vez que atualmente já existem sistemas onde fontes renováveis variáveis no tempo entram no mercado de reservas (e.g. Espanha, Suécia, etc.).

#### 4.3.2 Calor

A produção de calor é simulada em três vertentes: bombas de calor, aquecimento elétrico acompanhado de solar térmico e cogeração. O último considera-se que é consumido internamente e por isso não entra no sistema energético. Para as duas primeiras opções torna-se necessário definir a distribuição horária das necessidades de aquecimento de ambiente e de águas quentes sanitárias.

Para determinar o perfil das necessidades de aquecimento de ambiente, aplica-se o método graus-dia assumindo a temperatura de referência de 15,5 °C (abaixo da qual existe necessidade de aquecimento). Para determinar o perfil das águas quentes sanitárias (AQS), assume-se um perfil residencial retirado da ferramenta *PolySun*. Para ambos os perfis, considera-se o clima da região de Lisboa. Considerando o peso no consumo de energia do aquecimento do ambiente e AQS determinado no ICESD2010 (21,5% e 23,5% do consumo de energia residencial, respetivamente), ponderam-se os dois perfis normalizados para determinar o perfil de necessidade de aquecimento a introduzir no *EnergyPLAN*. Os perfis resultantes estão representados na Figura 33.

O consumo anual das bombas de calor é determinado através das necessidades de energia final presentes nos cenários da DGEG e assumindo um COP de 3. No caso do solar térmico, considera-se o perfil de radiação global do ano de referência da DGEG para a região de Lisboa. Considera-se a produção anual de solar térmico dos cenários da DGEG para suprimir a energia final de calor solar também presente nesses cenários. Para garantir que todas as necessidades são satisfeitas, assume-se que o que não for suprimido pelo solar térmico, será suprimido por aquecimento elétrico.

---

<sup>93</sup> DGEG (2019). *Plano Nacional Energia E Clima 2021-2030 - Portugal, dezembro, 2019*.

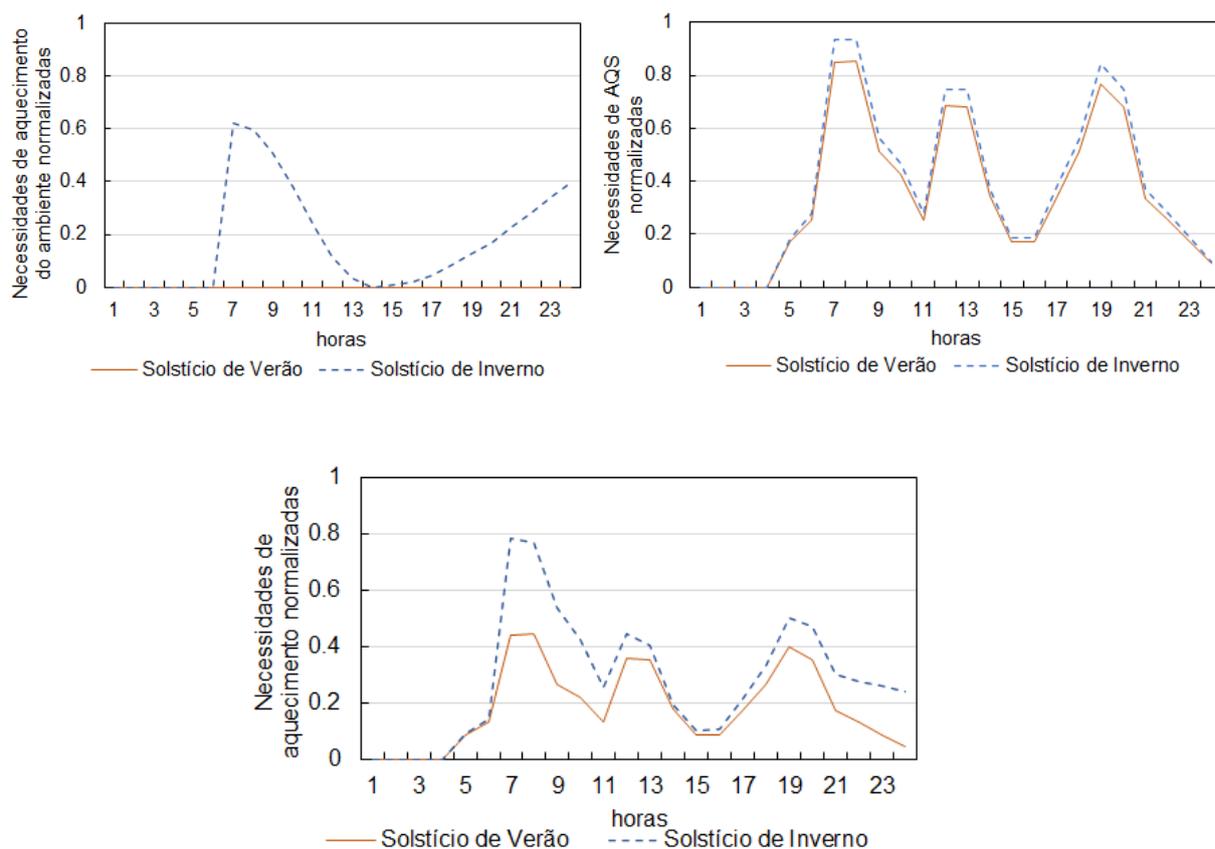


Figura 33 - Perfis normalizados das necessidades de aquecimento do ambiente (cima esquerda), de aquecimento de águas sanitárias (cima direita) e totais (baixo) para o dia do Solstício de Verão e de Inverno.

#### 4.3.3 Rede de gás e biocombustíveis

A rede de gás é utilizada para suprimir o consumo de gás natural nos transportes (distribuição horária constante), na indústria (distribuição horária constante) e nas centrais de produção de eletricidade a gás natural (distribuição horária conforme operação do sistema elétrico). A composição do gás na rede de gás sofre alterações com a injeção de outros gases como o biogás, gases renováveis ou hidrogénio.

- Biogás - o biogás injetado na rede de gás sofre uma limpeza simples. O biogás produzido pode também ser utilizado para a síntese de outros gases renováveis, através da metanação do biogás por via biológica.
- Gases renováveis - os gases renováveis são produzidos recorrendo ao consumo de hidrogénio, através de três processos:
  - Metanação de biogás - É considerada uma eficiência de 82% e cerca de 25% de hidrogénio na matéria-prima (biogás + hidrogénio).

- Metanação de CO<sub>2</sub> (CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*) - É considerado um consumo de hidrogénio e de CO<sub>2</sub> equivalente a 111% e a 17,7% da produção do gás renovável (em energia), respetivamente.
- Metanação de biomassa gaseificada - Este processo requer consumo de biomassa gaseificada, pelo que pressupõe um passo prévio para a produção da mesma. A produção de biomassa gaseificada considera uma eficiência de produção de vapor de 90% (rácio entre produção de vapor e consumo de biomassa) e 93% para a produção do gás renovável (rácio entre produção de gás renovável e consumo de biomassa).

Segue-se a metanação da biomassa gaseificada, onde se considera o consumo de 69% de hidrogénio face à produção do gás renovável.

As eficiências mencionadas resultam da adaptação dos valores usados por defeito no *EnergyPLAN* para que o consumo de hidrogénio em cada processo corresponda aos dados dos cenários originais da DGEG.

- Hidrogénio - Neste estudo, o hidrogénio é produzido por gaseificação de biomassa e por eletrólise. Para além do seu consumo na indústria, nos transportes e para produção de outros gases renováveis, o hidrogénio também é injetado na rede de gás.
  - Gaseificação de biomassa - Considera-se a produção anual nos cenários da DGEG com distribuição constante e eficiências semelhantes às da gaseificação de biomassa para produção de gás renovável (acima). O hidrogénio produzido por gaseificação é utilizado para adaptar as necessidades de produção do mesmo por eletrólise.
  - Injeção na rede de gás - Considera-se o valor anual de injeção de hidrogénio na rede de gás dos cenários da DGEG, assumindo uma distribuição horária constante. Este é utilizado para adaptar as necessidades de importação de gás natural, assim como o seu conteúdo renovável. Caso a produção por eletrólise e gaseificação sejam suficientes para suprimir todo o consumo de hidrogénio, o hidrogénio introduzido na rede é produzido pelas grandes centrais de eletrólise, eletrolisadores descentralizados e gaseificação; caso contrário, considera-se que é necessário importar hidrogénio do exterior.
  - Eletrólise - Nos cenários modelados, consideram-se dois tipos de tecnologia para produção de hidrogénio por eletrólise (eficiência de 68%<sup>94</sup>)

---

<sup>94</sup> Direção Geral da Energia e Geologia. 2019. *Integração Do Hidrogénio Nas Cadeias de Valor - Sistemas Energéticos Integrados, Mais Limpos e Inteligentes.*

- Eletrolisadores descentralizados: ligados à rede elétrica, permitem que o sistema desloque a produção de hidrogénio para melhor aproveitamento do excesso de energia renovável. A sua produção é forçada para os valores indicados nos cenários da DGEG.
- Centrais de eletrólise: estas são modeladas separadamente do sistema elétrico, sendo alimentadas por centrais eólicas e fotovoltaicas dedicadas à produção de hidrogénio. Estas centrais elétricas não fornecem qualquer energia à rede, no entanto as centrais de eletrólise podem absorver parte do excedente de eletricidade da rede como complemento à sua produção dedicada.

Neste estudo, é considerada a produção anual de biocombustíveis de 1ª geração e biocombustíveis avançados mencionada nos cenários da DGEG. Tal como nos cenários da DGEG, os biocombustíveis de 1ª geração produzidos incluem 95% de gasóleo e 5% de gasolina, enquanto os biocombustíveis avançados incluem entre 90% de gasóleo e 10% gasolina. Assume-se que estes biocombustíveis substituem parte da gasolina e gasóleo necessários ao setor dos transportes. Para a determinação do consumo dos biocombustíveis assume-se que:

- A produção do biodiesel considera que a biomassa seca consumida contém 96% de biodiesel;
- A produção de biogasolina considera uma eficiência de produção de vapor de 90% (rácio entre produção de vapor e consumo de biomassa) e uma eficiência de 40% para a produção do biocombustível.

#### *4.3.4 Tecnologias de desfasamento produção-consumo*

Existem diversas tecnologias que permitem o promover o ajuste entre a produção e consumo. Neste documento, consideram-se a bombagem hidroelétrica, as baterias centralizadas, o carregamento inteligente de veículos elétricos, a produção e armazenamento de hidrogénio e as células de combustível, e mecanismos de gestão da procura.

##### *4.3.4.1 Hídrica de bombagem*

Esta tecnologia permite bombear água para a albufeira, tendo em conta a capacidade instalada de bombagem hídrica, a disponibilidade do reservatório da albufeira e a afluência horária de água às albufeiras. As centrais hídricas têm disponível este reservatório para melhor gestão da sua produção.

- Capacidade instalada de bombagem hídrica - Em 2019, a potência instalada de bombagem era de 2 698 MW<sup>95</sup>; no entanto, a média da utilização deste mecanismo foi de apenas 208 MW e o seu percentil 80<sup>96</sup> de 338 MW<sup>97</sup>. Assume-se nos cenários que a atual baixa utilização do potencial de bombagem resulta quer das condições de hidraulicidade quer das condições comerciais, que não valorizam o armazenamento de eletricidade para o tornar competitivo. De modo a evitar a sobrevalorização da bombagem nos modelos de referência, considera-se que a potência disponível para bombagem é equivalente ao percentil 80 da utilização da mesma em 2019, aplicando-se uma proporção direta às capacidades instaladas. A capacidade instalada expectável para as próximas décadas é de 3 400 MW<sup>98</sup>, pelo que se considera uma potência disponível de 425 MW de bombagem.

No entanto, é importante frisar que sendo este um aspeto crítico na modelação, no subcapítulo 4.5.1 é feita uma análise de sensibilidade à disponibilidade de bombagem hidroelétrica e analisado o impacto da maior utilização da mesma no sistema energético.

- Capacidade disponível para bombagem em albufeira - A capacidade de energia disponível para bombagem, nas albufeiras, deve ter em consideração que parte desses reservatórios têm outras utilizações, como a distribuição de água para as populações e a agricultura. Deste modo, a capacidade total dos reservatórios não está toda disponível para bombagem, tendo-se considerado que a disponibilidade das albufeiras seria equivalente à utilização histórica da bombagem. Em 2019, a utilização da bombagem foi de 1 481 GWh<sup>99</sup>; aplicando uma proporção direta correspondente às capacidades de bombagem instaladas, resulta numa disponibilidade de armazenamento das albufeiras de 1 866 GWh (o que corresponde a uma utilização de sensivelmente 60% da capacidade total de armazenamento de água, avaliada em 3,2 TWh em 2020<sup>100</sup>).

---

<sup>95</sup> Redes Energéticas Nacionais (REN). 2019. Dados técnicos - 2019. Lisboa.

<sup>96</sup> O percentil 80 significa que a potência de bombagem foi igual ou inferior a este valor em 80% das horas do ano.

<sup>97</sup> Redes Energéticas Nacionais (REN). 2019. Diagrama de Carga 2019.

<sup>98</sup> Presidência do Conselho de Ministros, 2019. Decreto-lei 85/2019. Vol. 132. Portugal.

<sup>99</sup> Redes Energéticas Nacionais (REN). 2019. "Dados técnicos - 2019". Lisboa.

<sup>100</sup> REN, Centro de informação. <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/>

#### 4.3.4.2 Células de combustível com consumo de hidrogénio

As células de combustível com consumo de hidrogénio são modeladas como uma tecnologia *power-to-power* (P2P): considera-se que têm um eletrolisador acoplado que produz hidrogénio, com um armazenamento equivalente a 4 horas. A eficiência de carga (ou seja, de produção de eletrolisador) é de 68% para o eletrolisador e 90% para o processo de compressão e armazenamento<sup>101</sup>. A eficiência de descarga (ou seja, a eficiência da própria célula para produzir eletricidade) é de 50%<sup>102</sup>, resultando numa eficiência conjunta de cerca de 31%. Ao produzir diretamente o hidrogénio na célula, este não entra no sistema energético nem é contabilizado para outros efeitos.

#### 4.3.4.3 Carregamento de veículos elétricos (VEs)

Neste estudo, consideram-se dois tipos de carregamento:

- carregamento rígido, em que os veículos começam a carregar assim que estacionam;
- carregamento inteligente, em que a rede pode definir quando o carregamento ocorre dadas algumas restrições. O desfasamento entre produção e consumo é conseguido através carregamento inteligente dos veículos, no entanto descrevem-se aqui também as considerações para o carregamento rígido.

Para uma modelação apropriada dos carregamentos, é necessário definir qual o consumo anual referente a cada tipo de carregamento rígido e carregamento inteligente. Para que o sistema possa adaptar o carregamento inteligente da melhor forma, é também necessário determinar a potência de ligação à rede e a capacidade de energia disponível nas baterias a cada hora.

##### 4.3.4.3.1 Carregamento rígido e inteligente

Os cenários da DGEG apresentam um consumo elétrico para o transporte rodoviário de passageiros e mercadorias, não distinguindo entre tipos de carregamento. Deste modo, recorre-se ao “Cenário Ambicioso” apresentado no RMSA<sup>103</sup> para definir a fração de consumo elétrico entre carregamento rígido e inteligente. Este “Cenário Ambicioso” considera 80% de vendas de VEs ligeiros e 40% de vendas de VEs pesados de passageiros. O RMSA assume

---

<sup>101</sup> Direção Geral da Energia e Geologia. 2019. *Integração Do Hidrogénio Nas Cadeias de Valor - Sistemas Energéticos Integrados, Mais Limpos e Inteligentes*.

<sup>102</sup> Direção Geral da Energia e Geologia. 2019. *Integração Do Hidrogénio Nas Cadeias de Valor - Sistemas Energéticos Integrados, Mais Limpos e Inteligentes*.

<sup>103</sup> Direção Geral da Energia e Geologia (DGEG). 2019. Relatório de Monitorização Da Segurança de Abastecimento Do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2019).

diferentes frações de carregamento rígido e inteligente para os VEs ligeiros e pesados: cerca de 30% e 10% carregamento rígido e 70% e 90% de carregamento inteligente para ligeiros e pesados de passageiros, respetivamente. Estas premissas são utilizadas para fracionar o consumo de eletricidade do transporte rodoviário entre carregamento rígido e carregamento inteligente.

Na modelação, o carregamento rígido é considerado inflexível, sendo definido pelo perfil de carregamento imposto e o seu consumo anual.

No caso do carregamento inteligente, o perfil de carregamento pode ser adaptado com base na operação do sistema (e.g. diminuir as importações/exportações), considerando diversos constrangimentos. Estes constrangimentos são: o perfil de deslocação dos veículos (para aferir a sua disponibilidade), a capacidade de potência de ligação à rede, da capacidade de energia nas baterias, a fração de veículos estacionados que estão ligados à rede (70%) e a fração máxima de veículos a deslocar-se durante a hora de ponta (20%).

#### *4.3.4.3.2 Capacidade de ligação à rede e capacidade de energia nas baterias (carregamento inteligente)*

O RMSA considera que 50% dos veículos ligeiros utilizam carregamento inteligente lento monofásico e outros 50% carregam em lento trifásico e os veículos pesados de passageiros carregam em lento trifásico. Considera-se neste estudo 3,6 e 11 kW para o carregamento lento monofásico e lento trifásico, respetivamente.

Quanto à capacidade das baterias, considera-se 40 e 300 kWh para os VEs ligeiros e pesados de passageiros, respetivamente. Considera-se que apenas 85% da capacidade das baterias está disponível, evitando descarregamentos completos.

Tendo em conta o número de veículos disponível para cada tipo de carregamento e veículo presente no RMSA, é determinada a potência de ligação à rede e a capacidade de bateria.

#### *4.3.4.3.3 Perfis de carregamento rígido e inteligente*

Os perfis diários de carregamento rígido e inteligente baseiam-se na adaptação dos perfis de deslocação de automóveis de um inquérito à mobilidade dos portugueses<sup>104</sup> (Figura 34). O carregamento rígido é definido diretamente pelo perfil de carregamento imposto, enquanto o carregamento inteligente requer o perfil de deslocações para descrever a disponibilidade dos veículos. Estes perfis são utilizados para construir o perfil horário anual, tendo em conta os dias úteis e de fim-de-semana do ano de referência para a série de consumo elétrico (ano 2019).

---

<sup>104</sup> Instituto Nacional de Estatística (INE) e Direcção-Geral dos Transportes Terrestres. 2002. *Inquérito à Mobilidade da População Residente 2000*. Vol. 5. Porto.

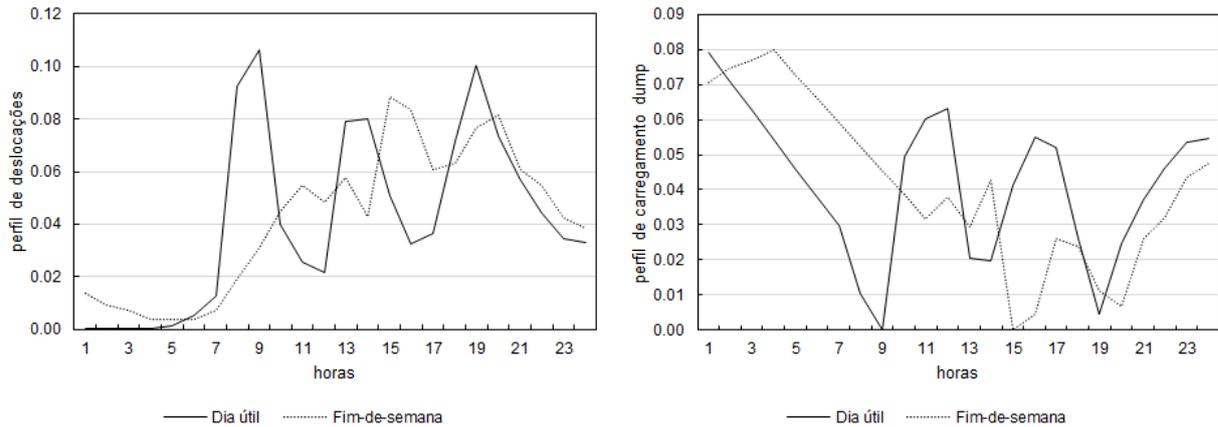


Figura 34 - Perfil de deslocações (à esquerda, utilizado para determinar disponibilidade para carregamento inteligente) e perfil de carregamento rígido (à direita) para os dias úteis e fim-de-semana.

#### 4.3.4.4 Produção e armazenamento de Hidrogénio

A produção de hidrogénio através de eletrólise pode ser vista como um consumo flexível, sempre que este absorva o excedente de energia renovável da rede, possibilitando uma deslocação de consumos para períodos mais favoráveis.

O armazenamento de hidrogénio necessário é calculado assumindo um consumo constante ao longo do ano e a distribuição da produção de hidrogénio pelos eletrolisadores descentralizados e pelas centrais de eletrólise. O armazenamento necessário ao longo do ano é quantificado através da distribuição acumulada da diferença entre a produção e consumo. Quando se verifica indisponibilidade de armazenamento no início e final do ano (valores negativos das necessidades de armazenamento), é adicionado a toda a distribuição do armazenamento calculada anteriormente o seu valor mínimo.

#### 4.3.4.5 Gestão da procura

O cenário da estação de troca de baterias (BSS) considera gestão da procura, sendo que se assume que dois terços dos veículos elétricos trocam as baterias nas estações. Estas estações têm a seu cargo um banco de baterias que pode carregar com alguma liberdade, para melhorar o equilíbrio entre oferta e procura na rede. De modo a garantir que a estação disponibiliza sempre de baterias carregadas, o horizonte temporal disponível para o deslocamento do carregamento de 75% das baterias é de 1 dia. As restantes 25% baterias possibilitam uma gestão da procura mais flexível de 1 semana.

#### 4.3.5 Abordagem de modelação ao armazenamento centralizado vs distribuído

O *EnergyPLAN*, tal como a generalidade das ferramentas de modelação do tipo GEP, responde às questões do planeamento considerando uma gestão centralizada do sistema. Contudo, a evolução dos sistemas no âmbito da transição de energia em curso aponta para a coexistência de sistemas cada vez mais distribuídos, ou seja, sistemas em que os clientes geram energia para autoconsumo, se organizam em comunidades de energia e micro-redes.

Para testar o impacto de considerar armazenamento centralizado (Caso 1) e descentralizado (Caso 2) utilizando a ferramenta *EnergyPLAN*, fez-se um exercício simples testando as duas hipóteses. O exercício foi feito para os dois casos tomando como base o PNEC\_MA para 2040, tendo-se considerado a capacidade de armazenamento de energia de 0,25 GWh e potência de 300 MW. Estes valores de armazenamento consideram que 20% das residências dispõem de 1kW de fotovoltaico com capacidade de autoconsumo e de utilização de uma bateria de 250 Wh. Uma vez que o *EnergyPLAN* modela o sistema de forma centralizada, a modelação do armazenamento descentralizado é conseguida através da adaptação dos perfis de consumo/produção antes da sua introdução na ferramenta, como abaixo descrito.

No caso do teste ao armazenamento centralizado (Caso 1), as baterias foram consideradas como armazenamento centralizado podendo prestar suporte à rede e o perfil de consumo elétrico considerou-se semelhante ao de 2019.

No caso do armazenamento descentralizado, o perfil de consumo elétrico foi adaptado, considerando que 20% do setor residencial apresenta um novo perfil de procura de energia da rede visto que, em conjunto, dispõe de 1 GW de fotovoltaico com baterias de 0,25 GWh. Neste caso, é retirado o armazenamento centralizado (não existindo baterias para suporte à rede) e 1 GW de fotovoltaico da produção centralizada do sistema elétrico. O excedente de energia fotovoltaica produzido nas residências é entregue à rede.

A procura de energia da rede por parte destas residências com fotovoltaico e baterias (20% do setor residencial) inicialmente era de 4 TWh por ano, tendo decrescido para 2,5 TWh com a adaptação do seu perfil de consumo. A Figura 35 apresenta o perfil de consumo de uma residência com produção fotovoltaica e bateria numa semana de verão. É possível verificar que durante o dia, o perfil de procura de energia da rede é nulo durante várias horas.

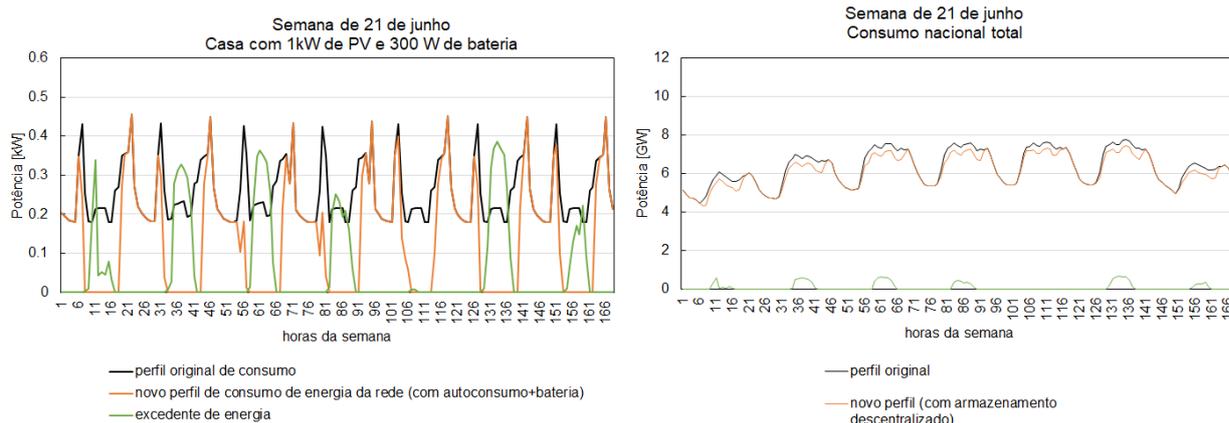


Figura 35 - Perfil de consumo de uma residência com 1 kW de fotovoltaico e 300 W de bateria (à esquerda) e perfil de consumo nacional considerando armazenamento distribuído (20% do setor residencial, à direita).

As diferenças relativas obtidas entre os dois casos encontram-se na Figura 36. O indicador com maior diferença relativa é a importação anual de energia do sistema elétrico, com um decréscimo de 7% no Caso 2. No entanto, é importante referir que em termos absolutos esta diferença não é significativa (representando uma diminuição de 0,06 TWh de importação). Os restantes indicadores apresentam diferenças inferiores a 3%.

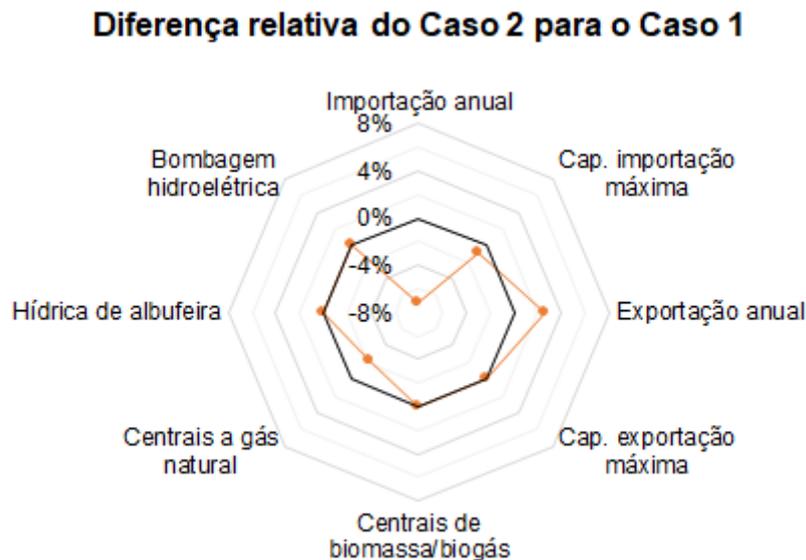


Figura 36 - Diferenças relativas de alguns dos principais indicadores de operação do sistema elétrico resultantes do Caso 2 (descentralizado) em relação ao Caso 1 (centralizado) apresentado a cor-de-laranja. A linha preta realça o valor 0% para todos os indicadores.

Estes resultados sugerem que as duas abordagens têm resultados semelhantes. A principal razão tem a ver com o facto da estratégia de gestão no caso descentralizado (redução da fatura energética do consumidor por redução do consumo no pico no início da noite, o período de maior consumo e maior preço) ter um impacto semelhante à estratégia de gestão centralizada (redução do pico e da necessidade de ligar novas centrais às horas de pico). Por esta razão, ao longo deste estudo assumiu-se uma abordagem centralizada do armazenamento. No entanto, é importante frisar a importância de estudos futuros que permitam uma modelação pormenorizada do armazenamento distribuído.

#### *4.3.6 Emissões de dióxido de carbono*

A determinação das emissões de dióxido de carbono considera as emissões provenientes do consumo final de diversos vetores energéticos e as emissões associadas à produção de eletricidade. No caso do consumo de combustíveis para produção de eletricidade, consideram-se:

- Centrais a biomassa/biogás - a modelação das centrais a biomassa e biogás é feita em conjunto, no entanto diferencia-se o consumo de combustíveis de acordo com a proporção da produção nos cenários da DGEG;
- Centrais a fuelóleo e a gasóleo - estas centrais são simuladas em conjunto, e por isso o consumo de cada combustível segue a mesma abordagem das centrais a biomassa/biogás;
- Resíduos - 50% resíduos biogénicos;

As emissões referentes ao gás natural incluem todo o consumo de gás da rede de gás (indústria, transportes, centrais elétricas, etc.), excluindo-se a injeção de outros gases (biogás, gases renováveis e hidrogénio). As emissões referentes ao biogás e outros gases renováveis injetados na rede de gás também são contabilizadas.

Em alguns cenários, existe produção de gases renováveis através do hidrogénio e dióxido de carbono. Nestes casos, assume-se que a captura de CO<sub>2</sub> necessária para essa produção é subtraída das emissões totais.

Os fatores de emissão para cada vetor energético encontram-se na Tabela 10.

Tabela 10 - Fatores de emissão por vetor energético e sua utilização.

Fatores de emissão		
	Fator de emissão [kg CO <sub>2</sub> /GJ]	Referência
Gasolina	73,7	APA
Gasóleo	74,1	APA
Jets	70,0	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>
GPL	63,1	APA
Biogás e outros gases renováveis	54,6	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>
Biomassa	-	APA (se fração no combustível for superior a 97%)
Fuelóleo	78,9	APA
Petróleos	73,3	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>
Querosene e outros	71,9	APA
Resíduos industriais	143,0	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>
Coque de Petróleo	100,8	APA
Coque de carvão	102,0	APA
Carvão	94,1	APA
Resíduos não-renováveis	91,7	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>
Gás natural	56,6	APA
Biocombustíveis	70,8	Recomendações do IPCC <sup>105</sup>

<sup>105</sup> Gómez and Watterson, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Chapter 2).

#### 4.3.7 Fração renovável no sistema elétrico e na rede de gás

A fração de energia renovável no consumo bruto de eletricidade (incluindo consumo da bombagem hidroelétrica, armazenamento de energia, consumo das centrais de eletrólise, etc.),  $\%ren\_eletricidade$ , é calculado de acordo com:

$$\%ren\_eletricidade = \frac{Geração\ renovável}{Consumo\ bruto\ de\ eletricidade}$$

A fração de energia renovável na rede nacional de gás natural ( $\%renGN$ ) considera que o biogás, os gases renováveis e o hidrogénio injetados na rede de gás são renováveis:

$$\%renGN = \frac{Injeção\ de\ biogás + Injeção\ de\ gases\ renováveis + Injeção\ de\ hidrogénio}{consumo\ total\ de\ gás\ da\ rede\ de\ gás}$$

## 4.4 Resultados dos cenários

Neste subcapítulo são apresentados os resultados deste estudo para Portugal continental. É de notar que os cenários de referência consideram uma aproximação da utilização da bombagem hidroelétrica perante as condições atuais de mercado (percentil 80 da sua utilização, ver subcapítulo 4.3.4.1); porém, é feita uma análise de sensibilidade no subcapítulo 4.5.1 a este parâmetro a qual explora o impacto de um melhor aproveitamento da capacidade instalada de bombagem (isto é, num contexto de mercado favorável à sua utilização).

Os subcapítulos seguintes permitem comparar o nível de emissão e frações renováveis presentes no consumo de eletricidade e gás natural nos diferentes cenários.

### 4.4.1 Emissões de dióxido de carbono equivalente

A Figura 37 apresenta as emissões de dióxido de carbono equivalentes para todos os cenários considerados e para os anos 2030 e 2040. Em qualquer dos cenários considerados, projeta-se um decréscimo muito significativo das emissões atuais (cerca de 67 MtonCO<sub>2eq</sub> em 2018<sup>106</sup>).

Os cenários PNEC\_MA, Baterias, BSS e H2base\_Export+ são os cenários que apresentam emissões mais elevadas, variando entre 19,4 e 20,7 Mton no ano húmido e ano seco em 2040, respetivamente. Segue-se o cenário H2base com variações entre 17,8 e 19 Mton de dióxido de carbono para o ano húmido e seco em 2040, respetivamente. No cenário H2base\_Duplo, o

---

<sup>106</sup> APA (2020). *National Inventory Report 2020 Portugal*.

elevado consumo interno de hidrogénio (na indústria e através da rede de gás) possibilita uma diminuição da utilização de outros vetores energéticos poluentes, resultando numa diminuição das emissões entre 16,5 e 17,8 Mton para o ano húmido e seco em 2040, respetivamente. Finalmente, o H2base\_Export- considera um consumo interno ainda mais elevado que reduz as emissões entre 15,6 e 16,9 Mton para o ano húmido e seco em 2040, respetivamente.

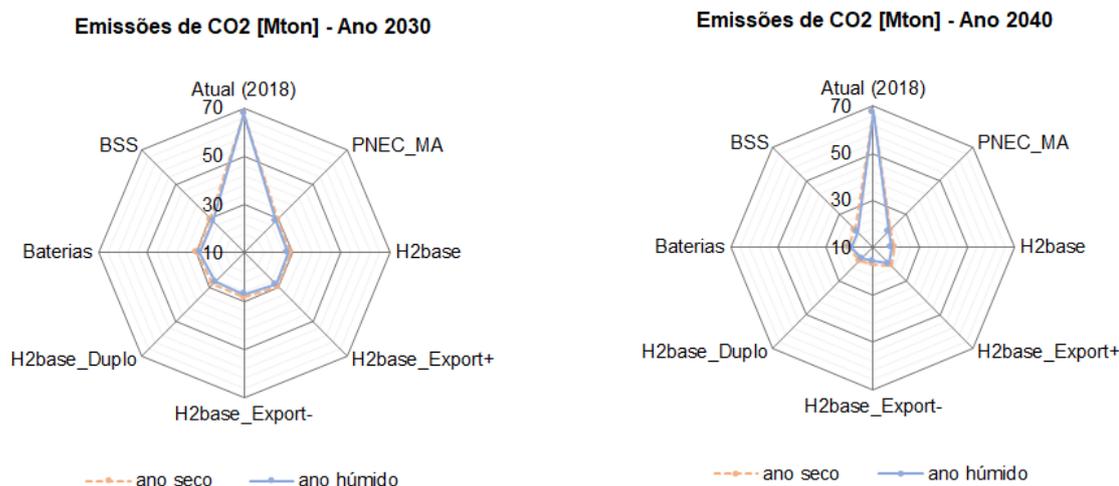


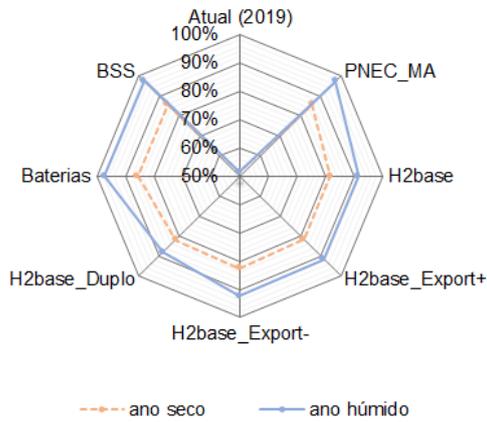
Figura 37 - Emissões de dióxido de carbono<sup>107</sup>.

#### 4.4.2 Percentagem de renováveis no consumo bruto de eletricidade

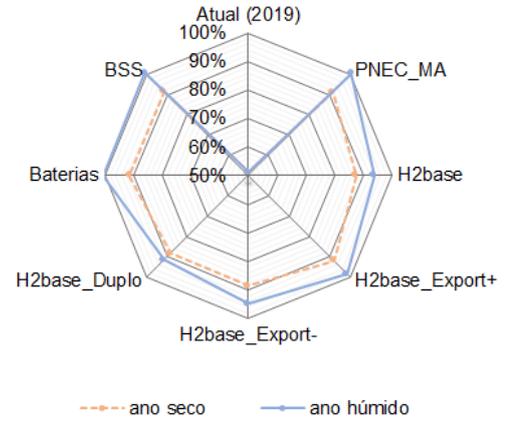
Na Figura 38 representam-se as frações de energia renovável no consumo bruto de eletricidade para os anos 2030 e 2040. Devido à importância da produção hídrica em Portugal, os anos secos apresentam frações renováveis sempre inferiores aos anos húmidos. É possível verificar que a fração renovável no consumo elétrico de todos os cenários é superior a 90%.

<sup>107</sup> APA (2020). *National Inventory Report 2020 Portugal*.

**% energia renovável no consumo bruto de eletricidade - Ano 2030**



**% energia renovável no consumo bruto de eletricidade - Ano 2040**



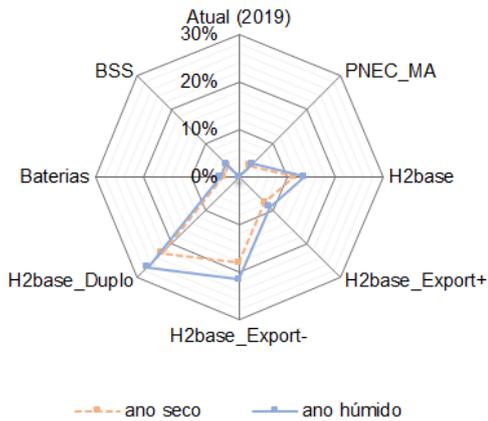
*Figura 38 - Fração de energia renovável no consumo bruto de eletricidade*

#### 4.4.3 Percentagem de energia renovável na rede de gás

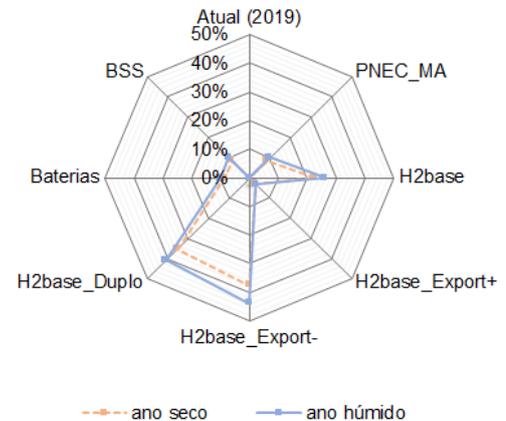
A fração de energia renovável presente na rede de gás é quantificada na Figura 39. Com a introdução de hidrogénio e de outros gases renováveis na rede de gás, a percentagem de energia renovável contida nesta rede pode variar entre 10% e 50% em 2040, dependendo do cenário.

A elevada quantidade de hidrogénio para injeção na rede no cenário H2base\_Export- resulta numa penetração de energia renovável na rede de 44% em 2040. Em 2030, o H2base\_Duplo é o cenário com valores mais altos de penetração renovável na rede atingindo os 27% num ano húmido.

**%energia renovável na rede de nacional de gás natural - Ano 2030**



**%energia renovável na rede de nacional de gás natural - Ano 2040**



*Figura 39 - Fração de energia renovável na rede de gás.*

#### 4.4.4 Utilização do sistema de interligação

A interdependência do sistema elétrico com a rede Espanhola é muito importante para garantir o seu bom funcionamento e segurança. As figuras seguintes apresentam a exportação e importação anual de eletricidade e respectivas necessidades em termos de capacidade de interligação.

##### 4.4.4.1 Exportação de eletricidade

A exportação de eletricidade é mais expressiva nos anos húmidos devido à maior produção hídrica disponível. Nos cenários da família H2base, a exportação diminui significativamente, anulando-se no cenário H2base\_Duplo, pois grande parte das energias renováveis que estariam em excesso são absorvidas para a produção de hidrogénio por eletrólise. Em particular, parte do excedente de produção da rede é absorvido nas centrais de eletrólise quando as suas centrais elétricas dedicadas não são suficientes para atingir os objetivos de produção de hidrogénio. As necessidades de importação anual não variam significativamente entre os cenários, no entanto verifica-se que o sistema elétrico nos anos secos fica sujeito a uma maior dependência do exterior para importação de energia.

Assumindo uma capacidade de interligação de 4,2 GW e 4,7 GW para 2030 e 2040, respetivamente, verifica-se que a capacidade necessária de interligação para exportação excede a capacidade de interligação definida, em diversos cenários, sobretudo nos anos húmidos. Assim, o "curtailment" de energia poderá ser necessário para evitar o reforço das capacidades de interligação que estão definidas e que já são, por si só, muito ambiciosas. No caso da importação, a capacidade de interligação nunca é excedida.

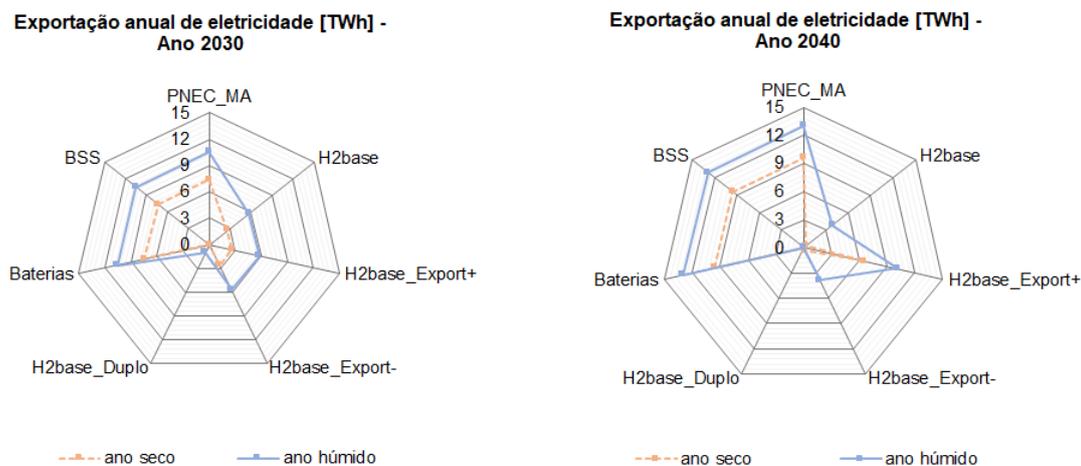


Figura 40 - Exportação anual de eletricidade.

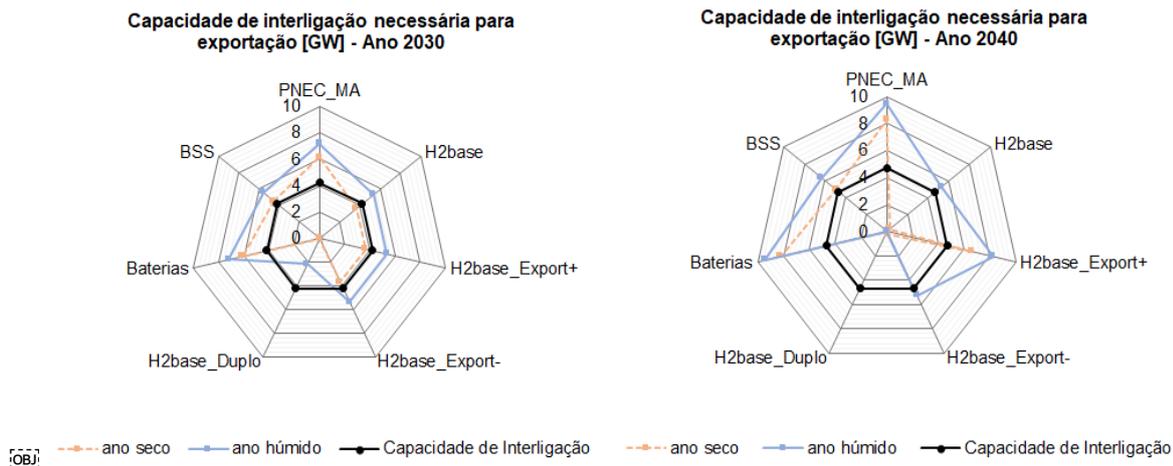


Figura 41 - Capacidade de interligação transfronteiriça necessária (percentil 98) para exportação de eletricidade. A capacidade de interligação assumida nos cenários de referência também é apresentada.

É de notar, contudo, que nos documentos de política energética de Espanha também se preveem saldos exportadores (com Portugal e França) da ordem dos 40 TWh/ano. Isto significa que na prática pode não estar disponível esta capacidade de exportação.

#### 4.4.4.2 Importação de eletricidade

Relativamente à importação, podemos ver na Figura 43, que, em geral, para todos os cenários, a importação ronda 1 TWh/ano para um ano húmido e 3 TWh/ano em anos secos para 2030. Para 2040, os valores sobem para os cenários PNEC\_MA e Baterias. No caso dos cenários de hidrogénio, sobretudo em anos secos, as necessidades de importação são ligeiramente reduzidas.

Em qualquer dos cenários, a capacidade de interligação é suficiente para acomodar os trânsitos de importação, ao contrário do que ocorre com a exportação.

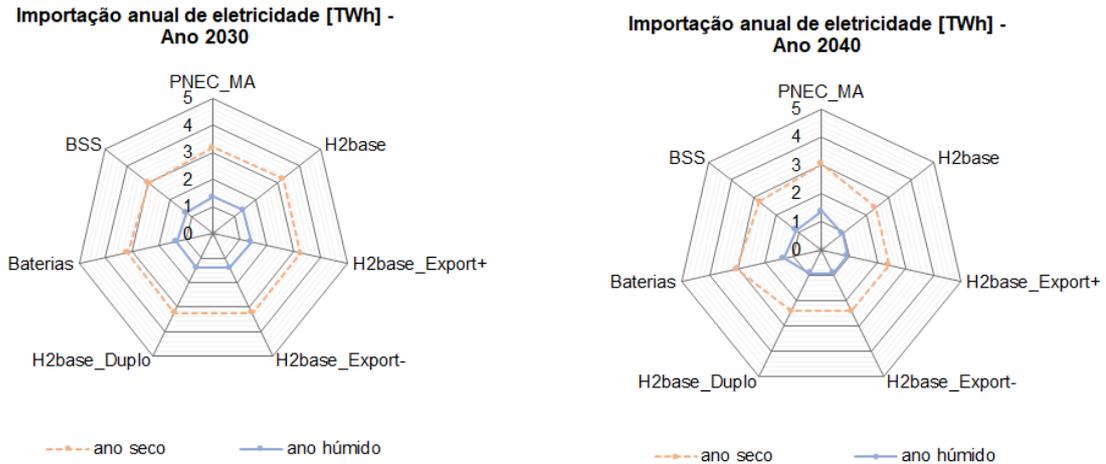


Figura 42 - Importação anual de eletricidade.

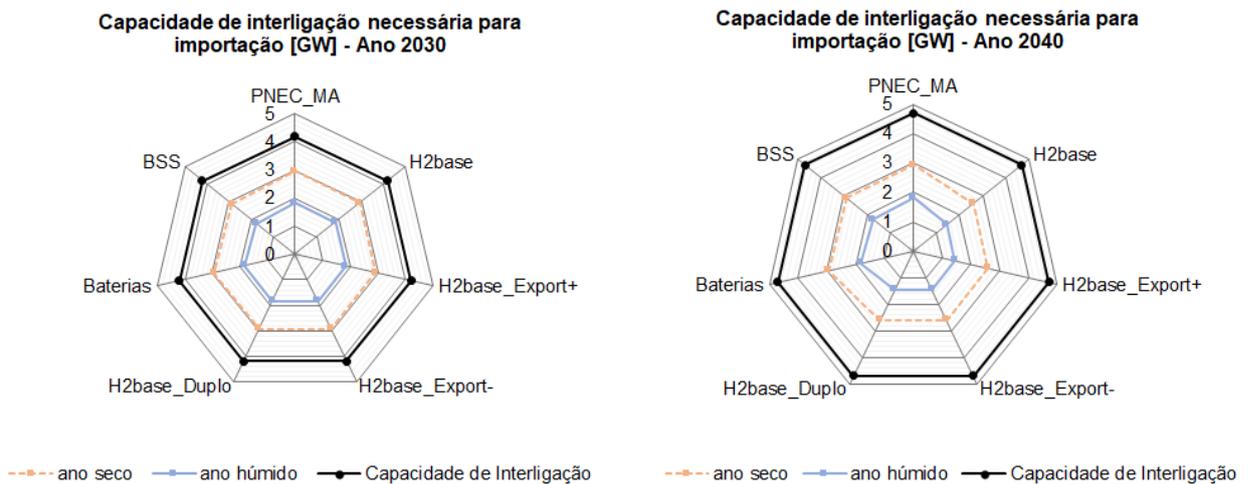


Figura 43 - Capacidade de interligação transfronteiriça necessária (percentil 98) para importação de eletricidade. A capacidade de interligação assumida nos cenários de referência também é apresentada.

#### 4.4.5 Geração de eletricidade

A geração de eletricidade do sistema elétrico e das centrais dedicadas exclusivamente à produção de hidrogénio encontra-se representada na Figura 44.

A capacidade instalada do sistema eletroprodutor (excluindo a capacidade dedicada a hidrogénio) sofre um aumento significativo de 56% em 2030 e duplica até 2040. No cenário com maior expressão do hidrogénio (H2base\_Duplo), a capacidade instalada de centrais dedicadas é muito elevada, representando cerca de 23 e 32% em 2030 e 2040, respetivamente.

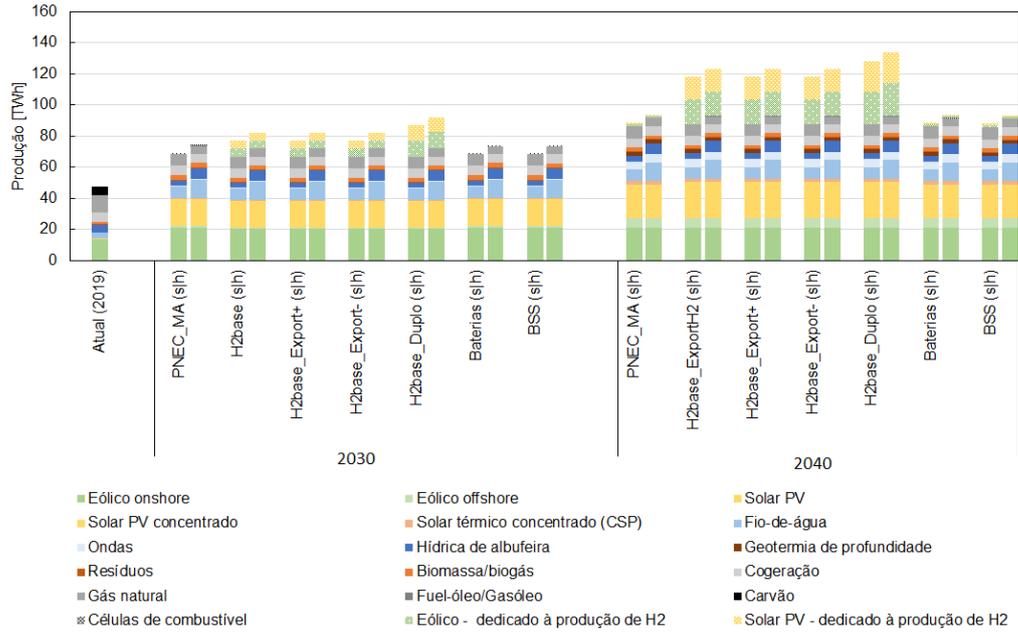


Figura 44 - Produção de eletricidade por fonte de energia, incluindo a produção dedicada à produção de hidrogénio.

#### 4.4.6 Consumo bruto de eletricidade total

A Figura 45 apresenta o consumo bruto de eletricidade em cada cenário. Destaca-se o consumo de eletricidade para produção de hidrogénio por eletrólise nos cenários H2base, o qual atinge 42% do consumo total no cenário H2base\_Duplo em 2040.

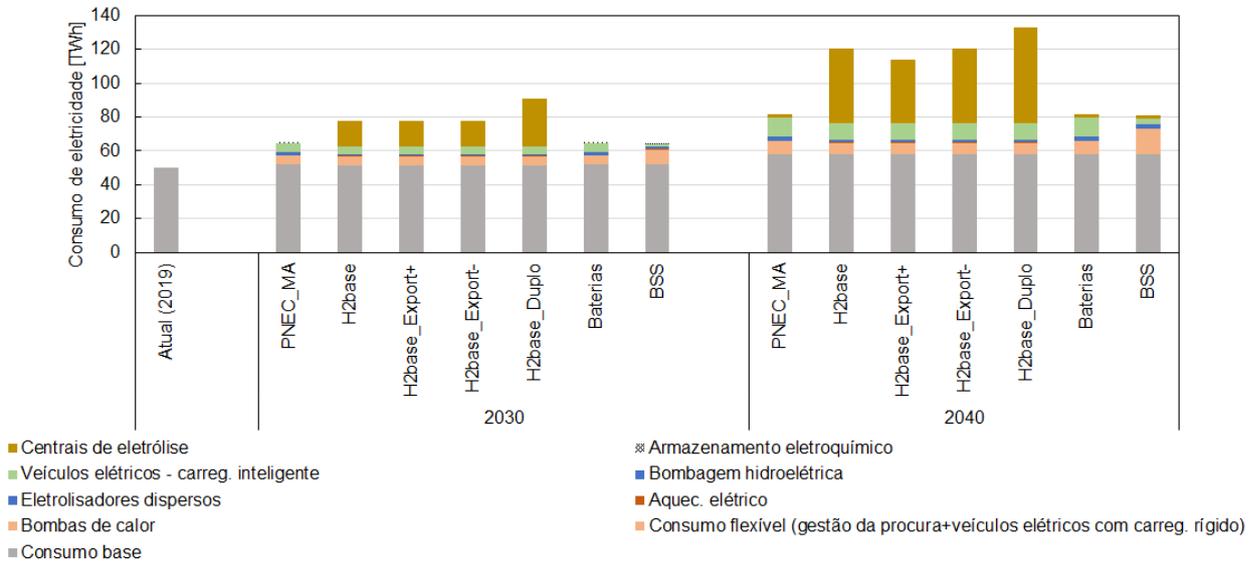


Figura 45 - Consumo bruto de eletricidade por tipo de utilização.

#### 4.4.7 Consumo total de gás natural

O consumo total e correspondente importação de gás da rede de gás encontra-se representado na Figura 46. Nos anos secos, é necessário recorrer mais vezes às centrais a gás natural. A importação de gás natural é inferior nos cenários que consideram maior consumo de hidrogénio e de gases renováveis (H2base\_Export- e H2base\_Duplo).

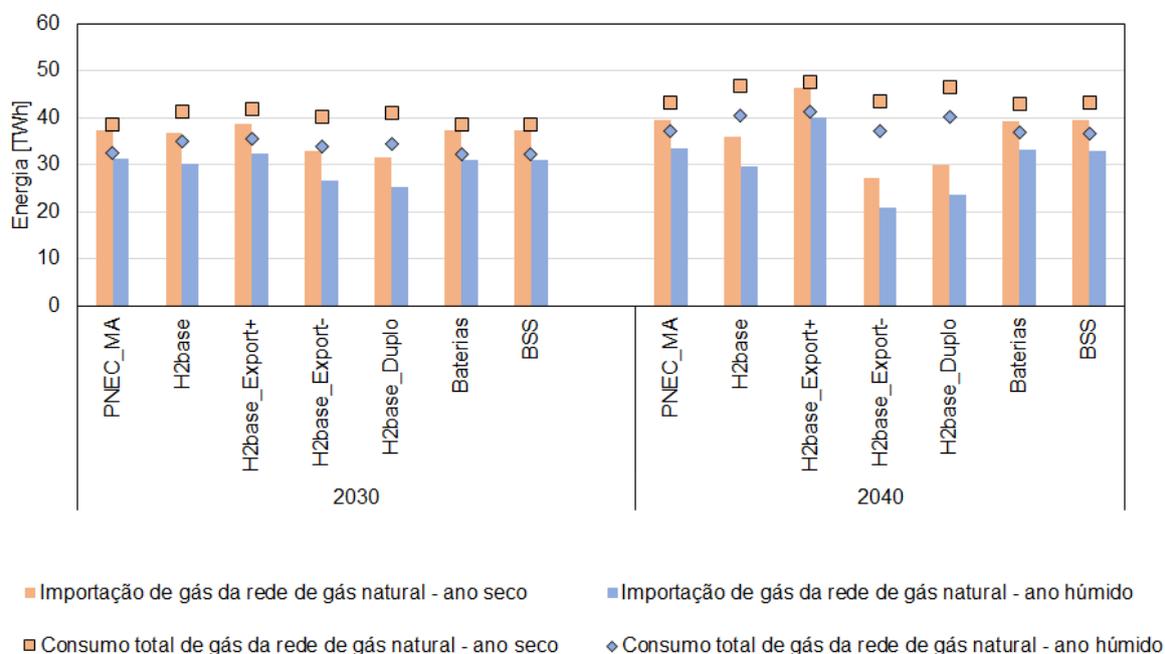


Figura 46 - Consumo total e importação anual de gás da rede de gás.

#### 4.4.8 Armazenamento

##### 4.4.8.1 Armazenamento por bombagem hídrica

O armazenamento de energia através de bombagem hidroelétrica é condicionado por diferentes fatores, mas sobretudo pelo nível de hidraulicidade. Deste modo, os anos húmidos permitem uma maior utilização da bombagem hidroelétrica e respetivo armazenamento de energia nas albufeiras.

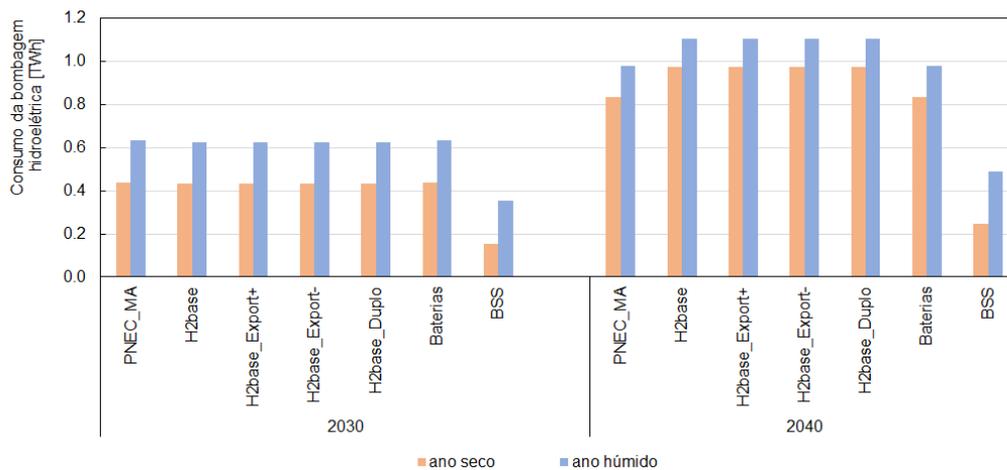


Figura 47 - Consumo anual de eletricidade para a bombagem hidroelétrica.

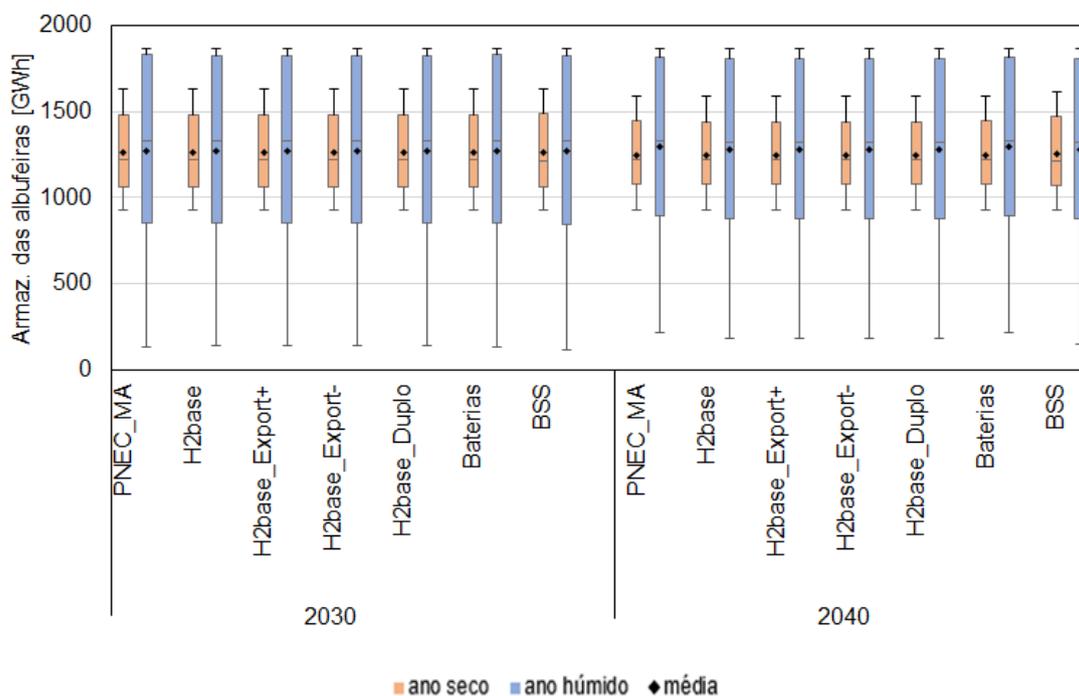


Figura 48 - Nível do armazenamento de energia em albufeiras ao longo do ano.

#### 4.4.8.2 Armazenamento eletroquímico

A utilização anual do armazenamento eletroquímico é apresentada na Figura 49. Verifica-se que este é mais utilizado em anos húmidos uma vez que nestas alturas existe mais excedente de energia renovável e, por isso, mais exportação disponível para poder ser absorvida por estes mecanismos de armazenamento.

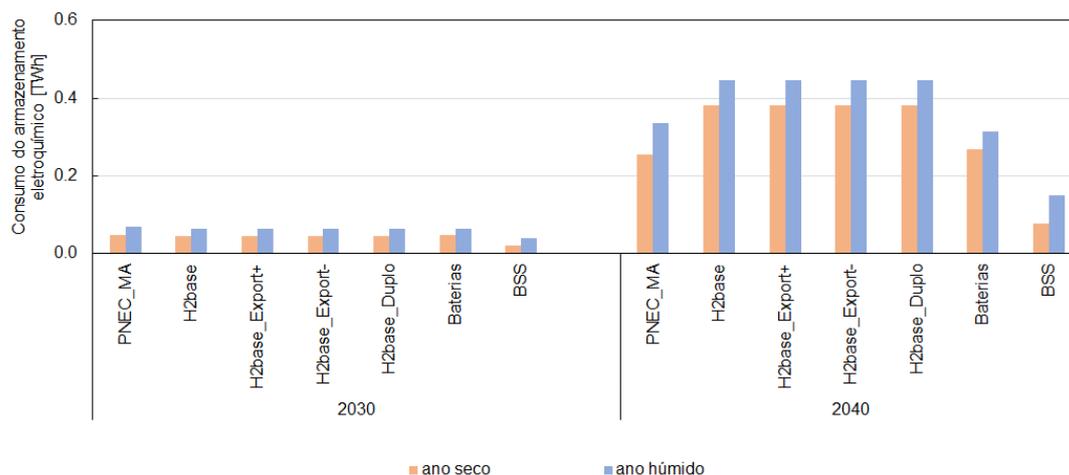


Figura 49 - Consumo anual de eletricidade para o armazenamento eletroquímico.

#### 4.4.8.3 Produção de Hidrogénio

Como referido anteriormente, o hidrogénio é produzido em centrais dedicadas (com produção dedicada de energia elétrica renovável) mas que podem recorrer a importação da rede elétrica se assim for necessário. A Figura 50 mostra o consumo elétrico requerido pelas centrais de eletrólise para produção de hidrogénio. A rede elétrica complementa a produção dedicada para os cenários da família H2base, podendo chegar a uma contribuição de 32% na produção do hidrogénio.

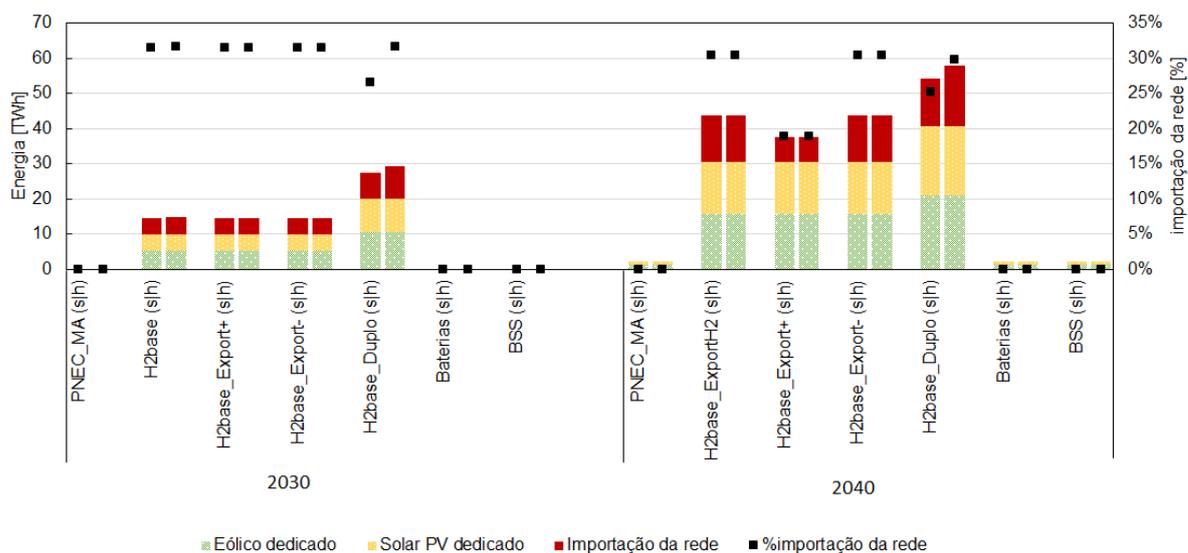


Figura 50 - Eletricidade para produção de hidrogénio (centrais dedicadas e importação do excedente da rede elétrica) e contribuição correspondente da importação da rede para essa mesma produção.

A Figura 51 mostra o balanço de consumo-produção de hidrogénio, evidenciando o hidrogénio disponível para exportação (valores positivos) e o hidrogénio em falta e que precisa de ser importado do exterior (valores negativos). Com um nível de hidraulicidade mais elevado, a produção de hidrogénio total é conseguida para todos os cenários. No entanto, para o ano seco do cenário H2base\_Duplo, a produção de hidrogénio prevista pela DGEG não é atingida, mesmo absorvendo todo o excedente do sistema eletroprodutor.

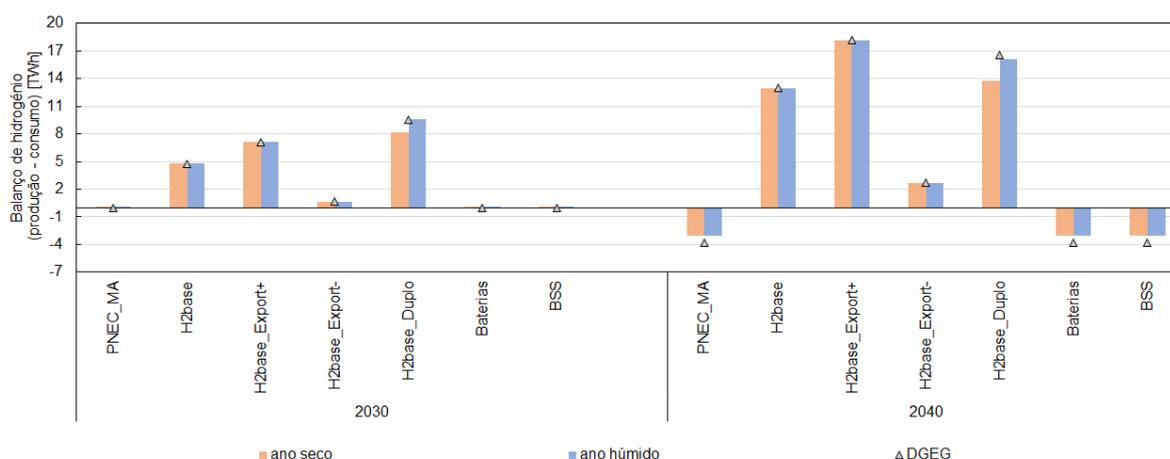


Figura 51 - Balanço de exportação (valores positivos) e importação (valores negativos) de hidrogénio, inclui-se também os valores apresentados nos cenários originais da DGEG (triângulo).

A potência das centrais de eletrólise ao longo do ano está representada na Figura 52, para os diferentes cenários e anos secos e húmidos. A potência máxima necessária para as centrais de eletrólise é de 20,5 GW. No entanto, uma vez que as centrais de eletrólise podem operar acima da sua capacidade nominal por curtos períodos, a sua capacidade nominal pode ser inferior. O dimensionamento das centrais de eletrólise pode, por exemplo, considerar o percentil 75 da sua utilização, o que resultaria numa capacidade nominal não superior a 7 GW.

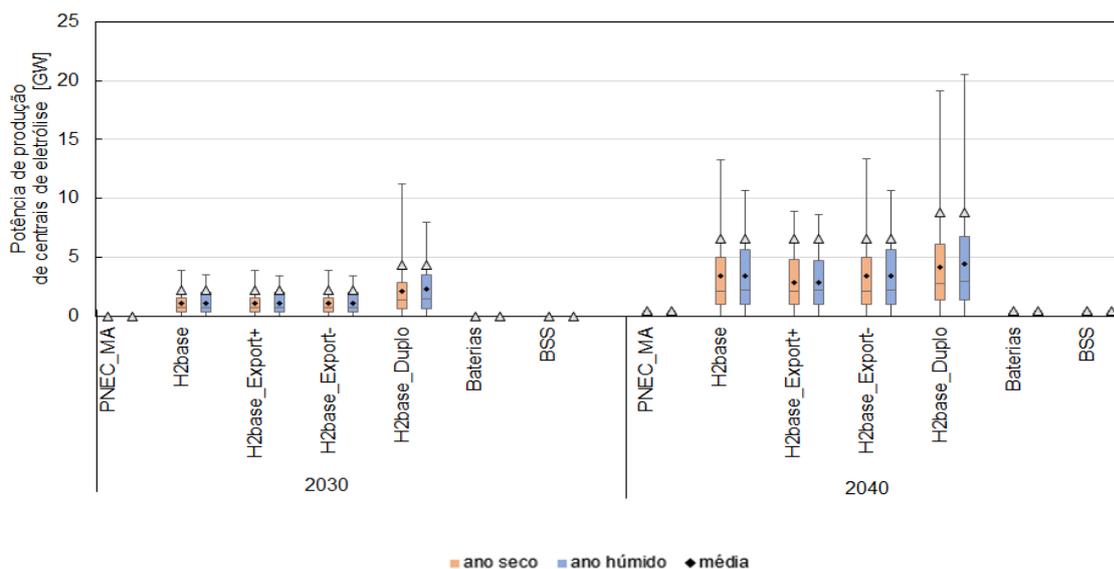


Figura 52 - Potência de produção das centrais de eletrólise ao longo do ano, inclui-se também os valores apresentados nos cenários originais da DGEG (triângulo).

Tendo em conta a produção horária de hidrogénio (utilizando as suas centrais dedicadas e importação da rede) e um consumo constante, o armazenamento de hidrogénio necessário foi calculado ao longo do ano (Figura 53). Os cenários baseados no PNEC\_MA não requerem quase nenhum armazenamento de hidrogénio. Em 2030, os cenários H2base (exceto o H2base\_Duplo) não excedem 800 GWh de armazenamento de hidrogénio no período mais crítico, enquanto o H2base\_Duplo atinge 1 826 GWh (semelhante às albufeiras). Já em 2040, o máximo de armazenamento de hidrogénio necessário para o cenário mais crítico, H2base\_Duplo é de 2 874 GWh. Assumindo que o armazenamento do hidrogénio é feito a 200 bar ( $500 \text{ kWh/m}^3$ )<sup>108</sup>, no cenário H2base\_Duplo seria necessário uma capacidade máxima de 3,65 e 5,75 milhões de metros cúbicos para 2030 e 2040 respetivamente (o que corresponde a menos de 2% da capacidade atual de armazenamento de gás natural em cavernas subterrâneas<sup>109</sup>).

<sup>108</sup> IdealHy(2020). Liquid Hydrogen Outline. [https://www.idealhy.eu/index.php?page=lh2\\_outline](https://www.idealhy.eu/index.php?page=lh2_outline).

<sup>109</sup> República Portuguesa - Ambiente e Ação Climática (2020). EN-H2 - Estratégia Nacional Para o Hidrogénio - maio 2020 (em consulta pública).

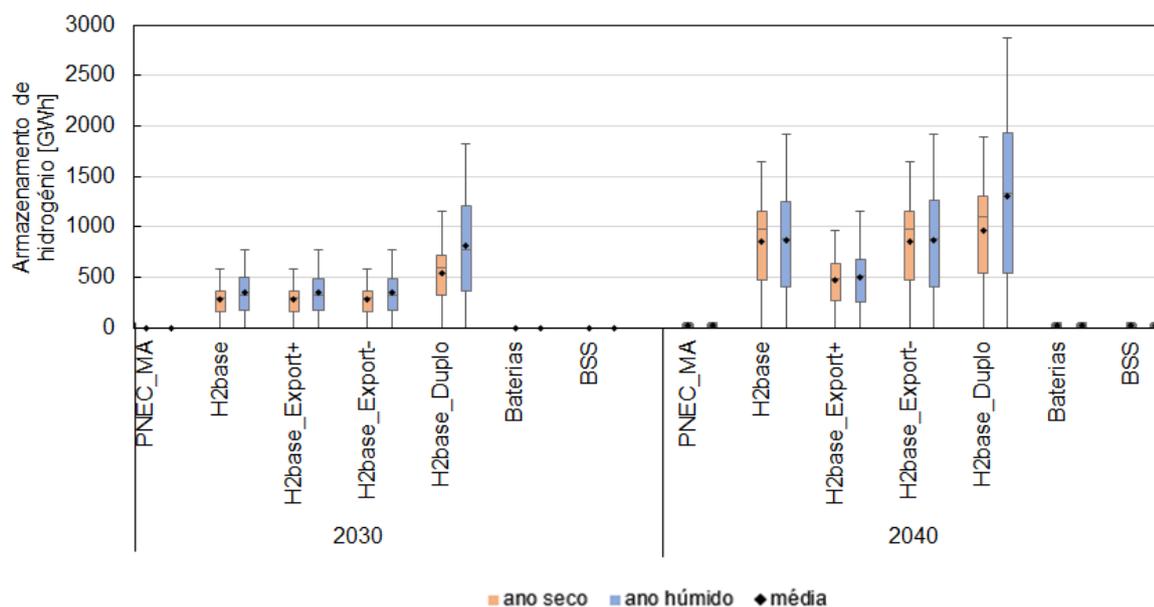


Figura 53 - Armazenamento de hidrogénio necessário ao longo do ano.

#### 4.4.9 Diagramas de carga diários

Os diagramas de carga do sistema elétrico permitem perceber o seu funcionamento em termos horários. Os dias mais críticos de importação (ano seco) e exportação (ano húmido) são apresentados para o cenário PNEC\_MA e H2base\_Duplo em 2040 na Figura 54 e na Figura 55.

No PNEC\_MA em 2040, a produção dedicada de hidrogénio é pouco significativa sendo apenas observável em períodos de grande produção renovável (Figura 54 à direita).

A estabilização do sistema elétrico é essencial para o seu bom funcionamento, para tal é necessário garantir que 20% da geração total provém de fontes que possam assegurar a sua estabilização (geração despachável, capacidade de interligação, células de combustível, etc. - ver subcapítulo 4.3.1.1.). Na Figura 54, a potência de estabilização necessária é expressa em percentagem, onde 100% significa que o critério mínimo de estabilização está a ser cumprido. No dia com maior importação, a estabilização está sempre acima do requerido (acima dos 100%). No entanto, nota-se uma diminuição a meio do dia devido ao aumento de produção fotovoltaica não despachável (não contribui para a estabilização). No dia com mais exportação, a estabilização encontra-se sempre no seu valor limite devido à elevada produção não despachável; denotando-se ainda um aumento de produção de gás natural a meio do dia para manter a estabilização em níveis adequados.

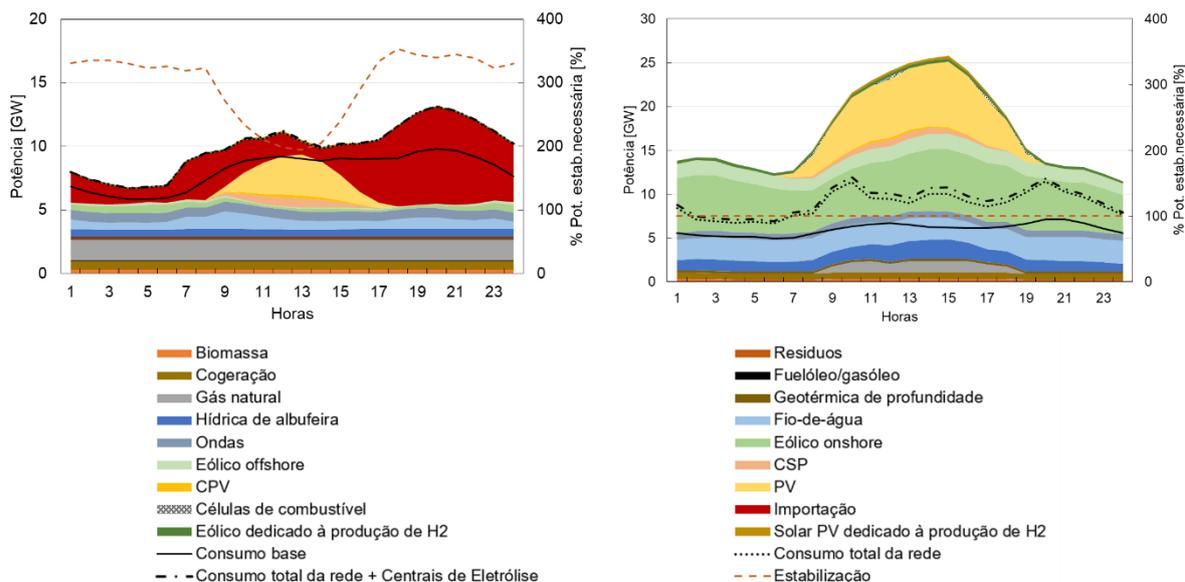


Figura 54 - Diagramas de carga para o dia com importação mais elevada no ano seco (à esquerda) e exportação mais elevada no ano húmido (à direita) para o cenário PNEC\_MA em 2040. O consumo base corresponde ao consumo dos setores económicos exceto o transporte rodoviário. O consumo total da rede inclui o consumo base, os veículos elétricos, a bombagem hidroelétrica e as células de combustível.

No cenário H2base\_Duplo, a presença das centrais de eletrólise é muito evidente, sendo estas maioritariamente alimentadas pela sua produção dedicada. No entanto, a produção de hidrogénio nestas centrais pode também ser complementada com o excedente da rede. Como estas absorvem todo o excedente de produção da rede, a exportação da rede para o exterior é nula. Como a exportação é nula, não existe um dia crítico para exportação e, por isso optou-se por apresentar o primeiro dia do ano húmido na Figura 54 à direita. A absorção do excedente da rede para produção de hidrogénio pode observar-se na tarde do primeiro dia do ano (Figura 55, à direita). Neste período, os consumos da rede não permitem mais absorção do excedente de fotovoltaico, por isso este excedente fica disponível para as centrais de eletrólise.

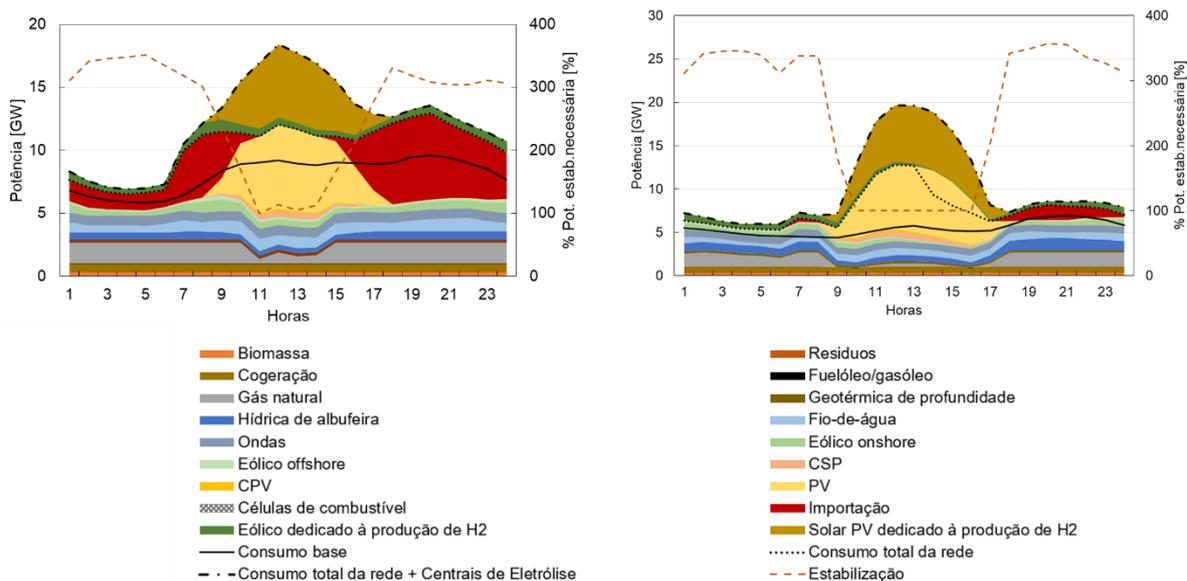


Figura 55 - Diagramas de carga para o dia com importação mais elevada no ano seco (à esquerda) e primeiro dia do ano húmido (à direita) para o cenário H2base\_Duplo em 2040. O consumo base corresponde ao consumo dos setores económicos exceto o transporte rodoviário. O consumo total da rede inclui o consumo base, os veículos elétricos, a bombagem hidroelétrica e as células de combustível.

## 4.5 Análise de sensibilidade

De seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade sobre a capacidade disponível de bombagem hidroelétrica e a capacidade de armazenamento eletroquímico disponível.

### 4.5.1 Bombagem hidroelétrica

Apesar de Portugal continental ter uma elevada capacidade de bombagem hídrica, a sua capacidade pode estar a ser subutilizada, por uma conjugação de fatores que incluem o funcionamento do mercado de energia os modelos de negócio associados à bombagem, os níveis de hidraulicidade ou ainda outros usos para os recursos hídricos. De forma a tornar a modelação dos cenários próxima das condições atuais, assumiu-se a capacidade de bombagem disponível equivalente ao percentil 80 da sua utilização atual.

Esta limitação da capacidade de bombagem não apresenta um problema para a operação do sistema, já que mesmo sob estas condições o sistema apresenta baixos valores de "curtailment" (subcapítulo 4.4.4). Por esta razão, Portugal continental não enfrenta, conforme se apresentou nas secções anteriores, pelo menos no horizonte de tempo em estudo, um desafio do ponto de vista da incorporação de renováveis e de necessidades de armazenamento.

No entanto, em cenários com forte penetração de renováveis não despacháveis e pouca flexibilidade no consumo (e.g. cenários sem uma elevada produção de hidrogénio), o mercado seria mais recetivo para a utilização destes mecanismos de armazenamento, sobretudo para testar o impacto duma maior utilização da bombagem. Neste contexto, efetuou-se uma análise de sensibilidade para três capacidades disponíveis para bombagem hidroelétrica equivalentes

- percentil 80 (425 MW);
- percentil 90 (947 MW);
- capacidade máxima instalada (3 400 MW).

Neste subcapítulo, são apresentados os resultados para o ano húmido uma vez que este é o mais afetado.

A Figura 56 apresenta as emissões de dióxido de carbono para cada caso. Como seria de esperar, uma maior disponibilidade da bombagem permite a deslocação de consumos para períodos mais favoráveis para o sistema, evitando geração fóssil e diminuindo as emissões, que podem chegar a ser de apenas 14 Mton/ano no cenário H2base\_Export- para um ano húmido em 2040.

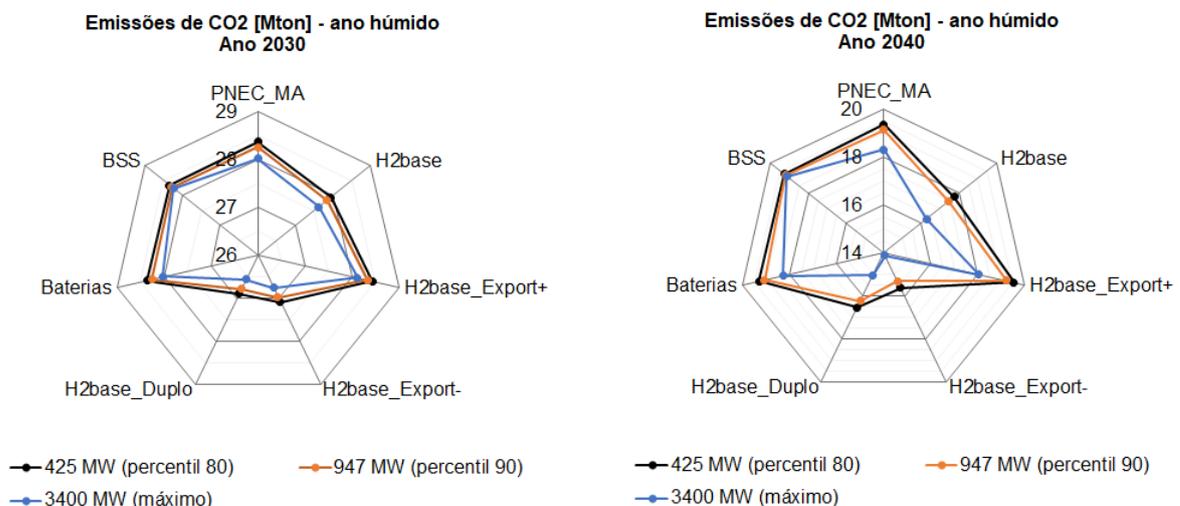


Figura 56 - Emissões de dióxido de carbono para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

A utilização anual da bombagem hidroelétrica encontra-se quantificada na Figura 57. O aumento da utilização da bombagem com o aumento da capacidade máxima utilizada revela que o sistema beneficia de uma utilização mais expressiva desta tecnologia.

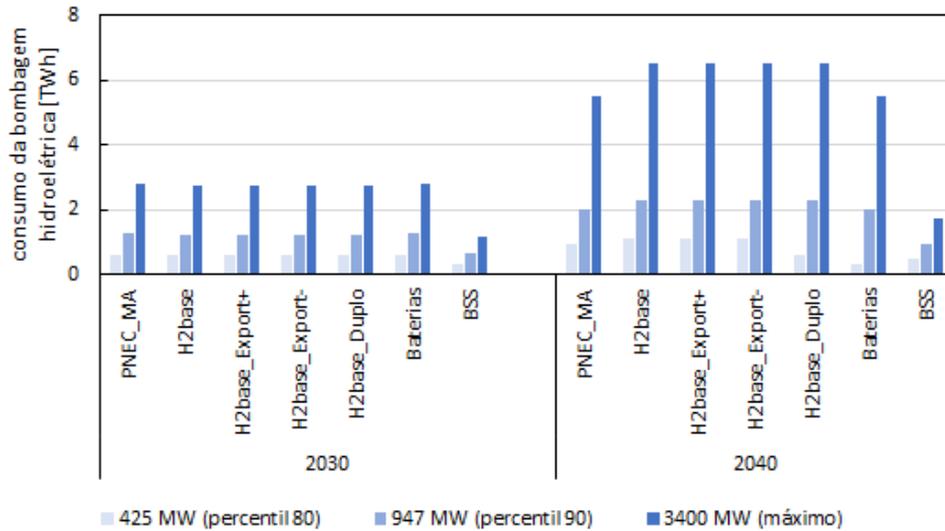


Figura 57 - Consumo da bombagem hidroelétrica para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

As necessidades de importação e exportação também diminuem com o aumento da capacidade da bombagem, já que esta permite o desfaseamento de uma maior quantidade de energia, Figura 58 e Figura 59.

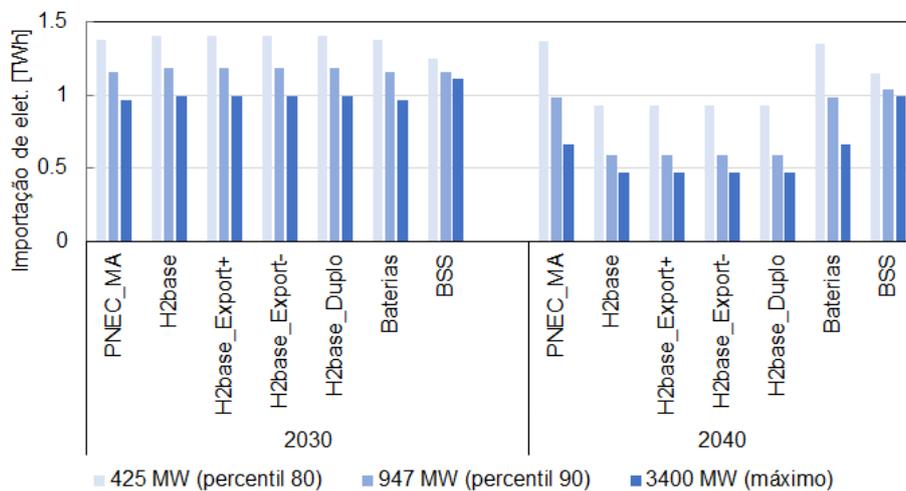


Figura 58 - Importação anual para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

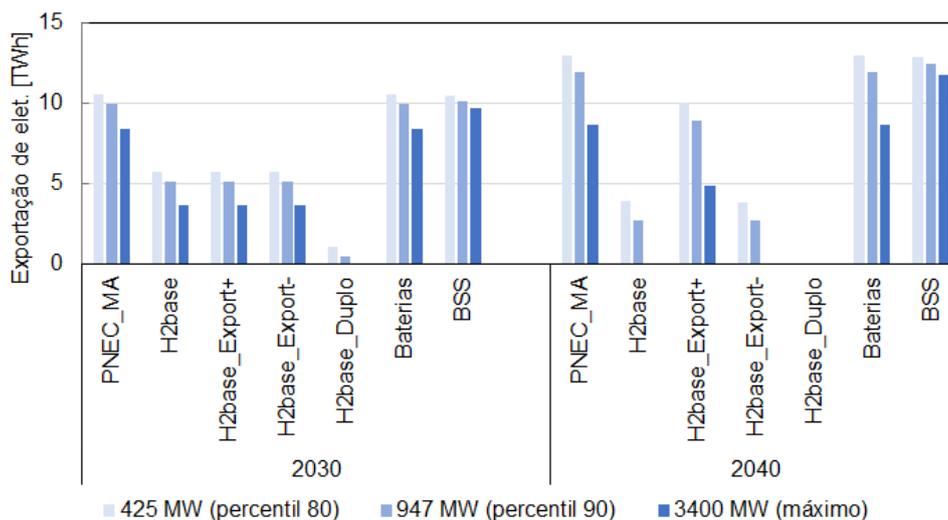


Figura 59 - Exportação anual para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

Na Figura 60, é possível observar a frequência de utilização da bombagem hidroelétrica no cenário H2base no ano húmido em 2040. Considerando apenas 425 MW de capacidade disponível, a bombagem hidroelétrica é usada na sua capacidade nominal durante 30% das horas do ano. Ao utilizar a capacidade máxima (3 400 MW), esta é utilizada durante 14% do ano, o que revela que os períodos em que o sistema pode beneficiar da capacidade instalada total ainda são significativos.

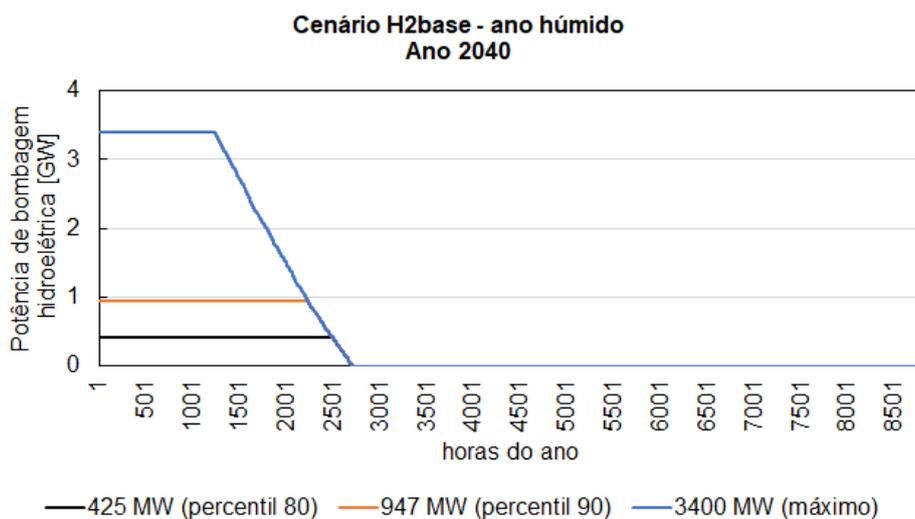


Figura 60 - Curva de duração da potência de bombagem hidroelétrica ao longo do ano para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

Como anteriormente apresentado, o aumento da capacidade de bombagem tem como consequência a redução da exportação de eletricidade. Por este motivo, a energia da rede disponível para colmatar défices de produção nas centrais de eletrólise diminui e, consequentemente, diminui a produção de hidrogénio nos cenários que já tinham dificuldade em satisfazer as necessidades anteriormente (H2base\_Duplo).

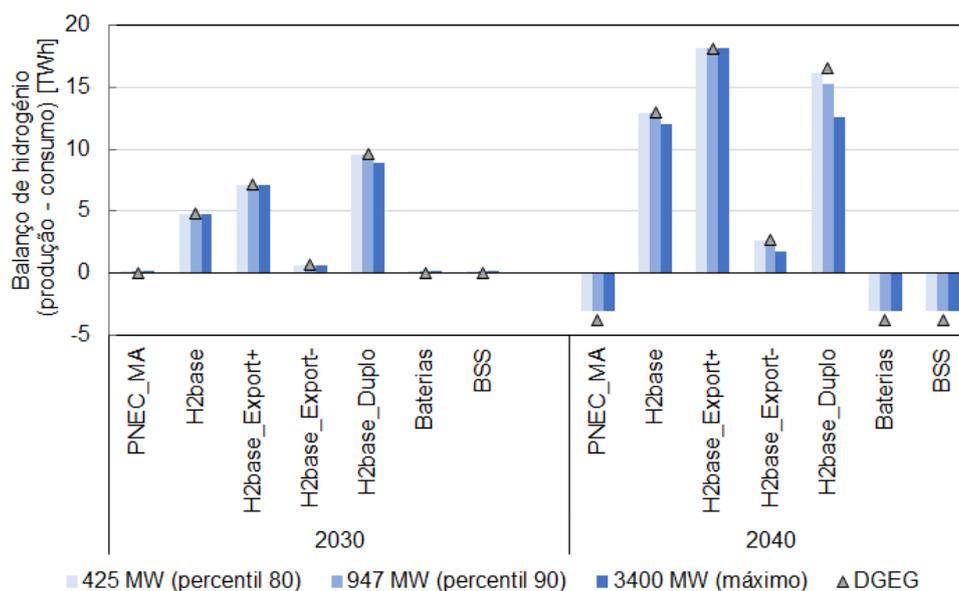


Figura 61 - Curva de duração da potência de bombagem hidroelétrica ao longo do ano para diferentes níveis de capacidade de bombagem disponível. Resultados para o ano húmido.

#### 4.5.2 Armazenamento eletroquímico

O impacto do armazenamento eletroquímico foi testado para dois cenários: Baterias e H2base\_Duplo. O armazenamento de energia permite deslocar energia produzida durante períodos de vazio para utilizar em períodos de pico de consumo. Desta forma, os períodos com valores de exportações ou importações mais elevadas tendem a reduzir-se. Um dos indicadores que pode ser utilizado para o dimensionamento do armazenamento eletroquímico é o “*curtailment*”, pretendendo-se que este seja o mínimo possível para evitar o desperdício de energia e, em princípio, os custos do sistema.

A Figura 62 mostra o impacto da capacidade de armazenamento eletroquímico no “*curtailment*”. Para um ano seco, o armazenamento eletroquímico consegue anular o “*curtailment*” com 50 e 100 GWh para o ano 2030 e 2040, respetivamente. Já no ano húmido, com maior produção de energia, o armazenamento eletroquímico não consegue anular o “*curtailment*”. É importante frisar que os valores de “*curtailment*” aqui apresentados são

relativamente baixos e correspondem a capacidades de interligação relativamente elevadas (4,2 e 4,7 GW em 2030 e 2040, respetivamente).

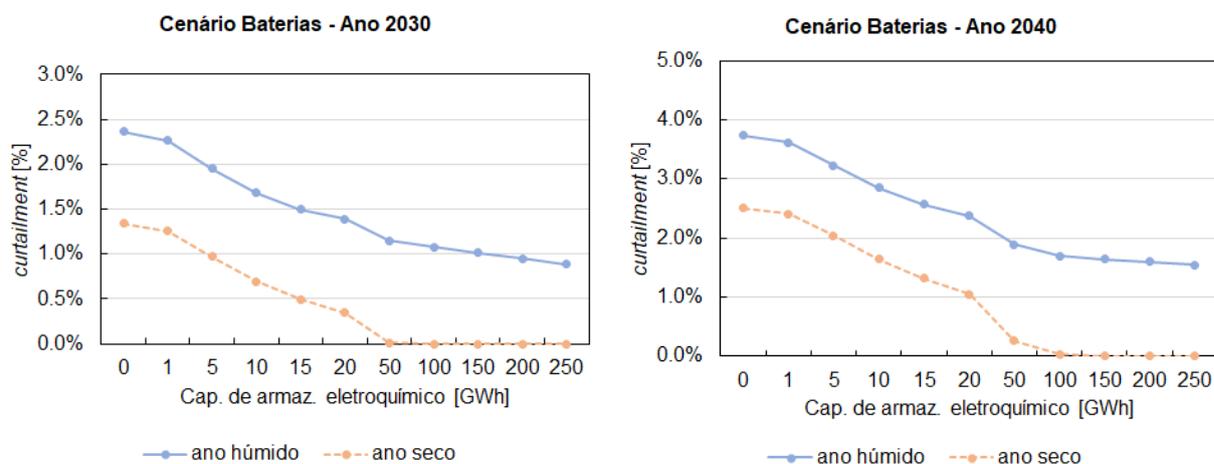


Figura 62 - "Curtailment" de energia em função da capacidade do armazenamento eletroquímico (baterias centralizadas) - Cenário Baterias.

No cenário H2base\_Duplo, o "curtailment" observado é quase nulo mesmo sem armazenamento eletroquímico (~0,05% em 2030 e 0% em 2040) devido à forte produção de hidrogénio nas centrais de eletrólise que absorvem grande parte do excedente da rede elétrica. O impacto do armazenamento eletroquímico na operação das centrais de eletrólise pode ser observado na Figura 63.

Com o aumento da capacidade de armazenamento, a energia em excesso na rede elétrica diminui, diminuindo a sua absorção pelas centrais de eletrólise. Tal resulta numa diminuição da produção de hidrogénio que se afasta significativamente dos valores originais dos cenários da DGE no ano 2040. No entanto, é de notar as diferentes características do armazenamento eletroquímico e o hidrogénio ao nível de serviços de suporte à rede (diferentes escalas de tempo para o armazenamento) e de versatilidade de aplicação: o hidrogénio pode ser utilizado diretamente noutros setores, como a indústria, transportes e rede de gás, enquanto o armazenamento eletroquímico se foca essencialmente no sistema elétrico.

Nos anos secos, a produção de hidrogénio requerida não é satisfeita, independentemente do nível de armazenamento. Com o aumento do armazenamento do sistema, as exportações de eletricidade disponíveis para complementar a produção de hidrogénio diminuem, assim como a capacidade das centrais de eletrólise para absorver essa exportação.

No caso dos anos húmidos, a tendência observada é diferente para o ano 2030 e ano 2040. No ano 2030, para manter o balanço de hidrogénio nos níveis dos cenários da DGE, as capacidades das centrais de eletrólise têm de aumentar para conseguir absorver o máximo possível do excedente da rede que ainda está disponível. No caso do ano 2040, a situação é

semelhante à dos anos secos, ou seja, a absorção de todo o excesso de eletricidade da rede não é suficiente para produzir o hidrogénio requerido e ao diminuir as exportações devido ao aumento do armazenamento, diminui também a capacidade das centrais de eletrólise necessárias para absorver a importação de toda a energia da rede.

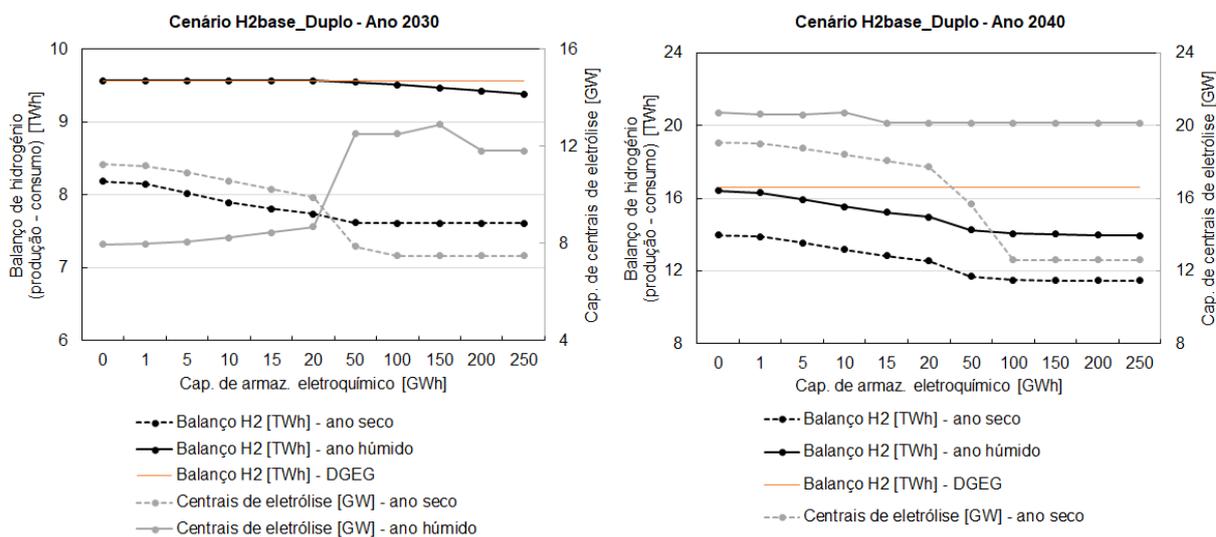


Figura 63 - Balanço de exportação-importação de hidrogénio e capacidade necessária de centrais de eletrólise em função da capacidade do armazenamento eletroquímico (células de combustível) - Cenário H2base\_Duplo.

#### 4.5.3 Impacto da capacidade de bombagem hidroelétrica na utilização do armazenamento eletroquímico

A análise de sensibilidade anterior foi testada para os cenários de referência, ou seja, para os cenários que consideram a capacidade de bombagem hidroelétrica de 425 MW, equivalente ao percentil 80 da sua utilização atual. De forma a entender qual o impacto da utilização de maior capacidade de bombagem hidroelétrica na operação do armazenamento eletroquímico, efetuou-se a mesma análise considerando uma capacidade de bombagem de 3400 MW.

A Figura 64 e Figura 65 comparam os resultados do impacto da capacidade de armazenamento eletroquímico para diferentes capacidades disponíveis de bombagem para o cenário Baterias e H2base\_Duplo, respetivamente. Como seria expectável, o aumento da capacidade de bombagem hidroelétrica diminui largamente o "curtailment" necessário e o impacto do armazenamento eletroquímico.

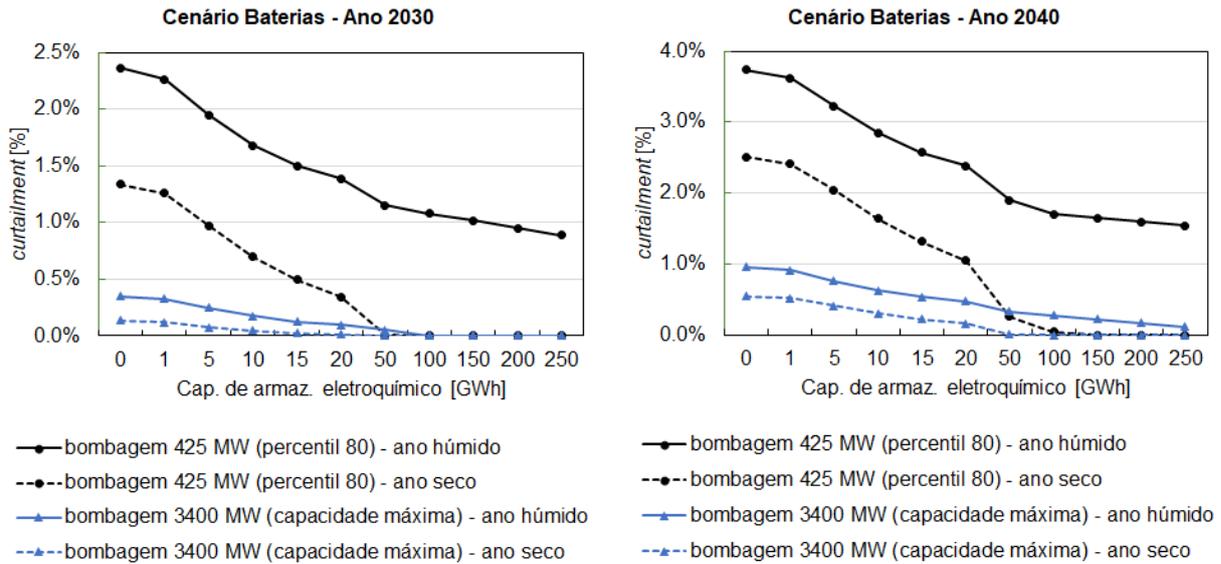


Figura 64 - "Curtailment" de energia em função da capacidade do armazenamento eletroquímico (baterias centralizadas) para duas capacidades de bombagem hidroelétrica disponível: 425 MW (equivalente ao percentil 80 de utilização) e 3 400 MW (capacidade máxima instalada) - Cenário Baterias

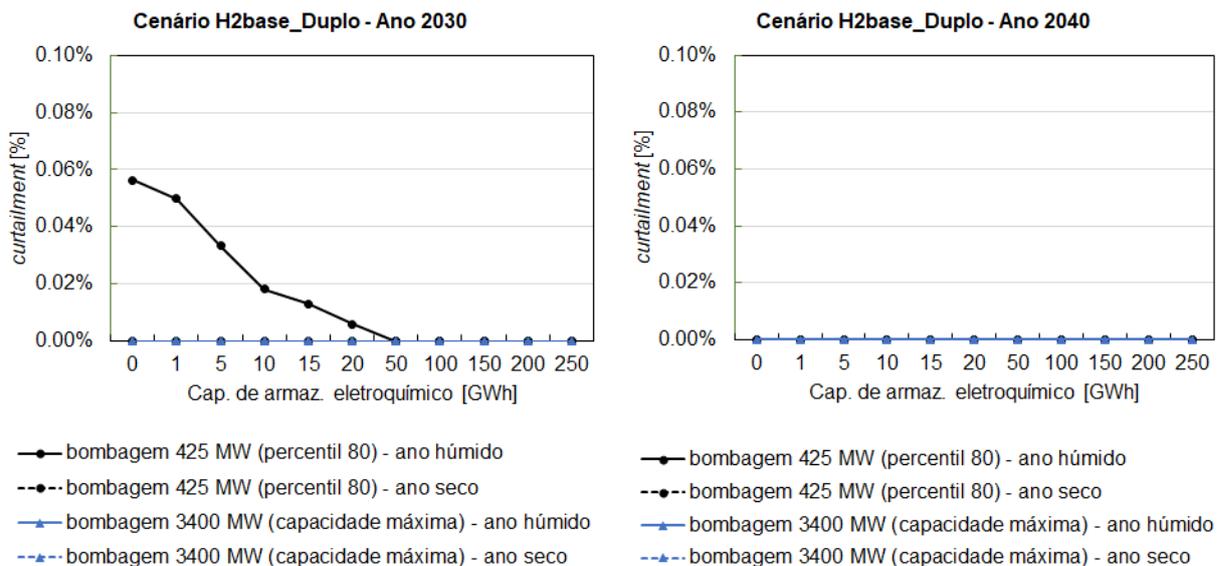


Figura 65 - "Curtailment" de energia em função da capacidade do armazenamento eletroquímico (baterias centralizadas) para duas capacidades de bombagem hidroelétrica disponível: 425 MW (equivalente ao percentil 80 de utilização) e 3400 MW (capacidade máxima) - Cenário H2base\_Duplo.

## 4.6 Armazenamento de Energia nas Regiões Autónomas

A análise das regiões autónomas ficou restrita à Região Autónoma da Madeira, por não se dispor, em tempo útil, de dados para caracterizar a realidade das nove ilhas que compõem a Região Autónoma dos Açores, pelo que esta análise é proposta como um estudo a realizar posteriormente.

Neste contexto, a análise efetuada nos parágrafos seguintes diz respeito à Região Autónoma da Madeira.

### 4.6.1 Contexto atual

A Região Autónoma da Madeira (RAM) consumiu em 2018 um total de 257 924 tep de energia final (correspondentes a 356 788 tep)<sup>110</sup>. Uma análise por setor mostra que o setor dos transportes é responsável por 54% do consumo de energia final, seguido do setor de serviços com 21% e do setor residencial com 16%. Relativamente ao consumo por vetores de energia, observamos que o maior consumo é de produtos petrolíferos (70%), seguido pela eletricidade (27%).

A eletricidade na ilha da Madeira<sup>111</sup> é maioritariamente produzida a partir de fuelóleo (55%), energias renováveis (25%) e gás natural (20%). A eólica é responsável por 45% da geração da eletricidade de origem renovável, a hídrica por 21%, os resíduos sólidos urbanos por 19,5% e a energia solar por 14,5%. O consumo de energia elétrica é da ordem dos 0,842 TWh/ano, conforme ilustrado na Tabela 11.

*Tabela 11 – Mix energético de produção de eletricidade da ilha da Madeira em 2020*

	Hídrica	Eólica	Fotovoltaica	Resíduos	Fuel- óleo	Gás- natural	Total
Energia (GWh/ano)	42,8	93,8	30,1	40,6	462,6	172,0	842,1
% do mix	24,5				54,9	20,4	
% de renováveis	20,6	45,2	14,5	19,6			

Na ilha de Porto Santo, as energias de fontes renováveis representam cerca de 13% da geração de energia elétrica (dos quais 77% são de origem solar fotovoltaica e 13% de eólica),

<sup>110</sup> Balanço de energia da Região Autónoma da Madeira, 2018

<sup>111</sup> Dados de 2019 disponibilizados pela Empresa de Eletricidade da Madeira

sendo o restante da geração por fuelóleo. O consumo de energia elétrica é da ordem dos 0,037TWh/ano.

Atualmente, o arquipélago da Madeira conta já com duas instalações de armazenamento<sup>112</sup>:

- Hídrica de bombagem na ilha da Madeira com uma potência instalada de 26MW (11MW na central de socorridos e 15 MW na Calheta). No total têm capacidade de armazenamento estimada em 1,6 GWh, o que corresponde a 50% do consumo de energia diário e sensivelmente 16% do valor máximo da potência à hora de ponta.
- Sistema de baterias de ião de lítio na ilha de Porto Santo com 5 MW (3MWh), que corresponde o que corresponde a 3% do valor diário de energia e 100% do valor máximo da potência à hora de ponta.

Os dois sistemas de armazenamento têm funções de base distintas em cada ilha. Na ilha da Madeira, os sistemas de bombagem têm a função principal de integrar as energias renováveis não despacháveis, enquanto que na ilha de Porto Santo o sistema de baterias tem como principal função principal contribuir para a regulação da rede.

Dados os consumos mais recentes e a capacidade instalada, o sistema elétrico da ilha da Madeira está dimensionado adequadamente para as necessidades atuais. Isso pode ser observado na Figura 66, na qual é apresentado o diagrama que quantifica o período de funcionamento da carga da hídrica de bombagem em 2019, para diferentes níveis de potência considerando a potência de 11 MW em Socorridos, a potência mínima de central térmica de 22 MW e que a geração térmica representa, no mínimo, 20% da produção. Este diagrama apresenta de forma ordenada decrescente o número de horas ao longo do ano para diferentes valores de potência de bombagem. Como se pode observar, a utilização do sistema de bombagem é inferior a 500 horas anuais e sempre abaixo da potência nominal de 11 MW<sup>113</sup>.

---

<sup>112</sup> Final de 2020, segundo dados disponibilizados pela Empresa de Eletricidade da Madeira

<sup>113</sup> A utilização real deve ser superior, tendo em conta que na prática a geração térmica mínima representa 30%, bem como pelo facto de os resultados terem apenas resolução horária.

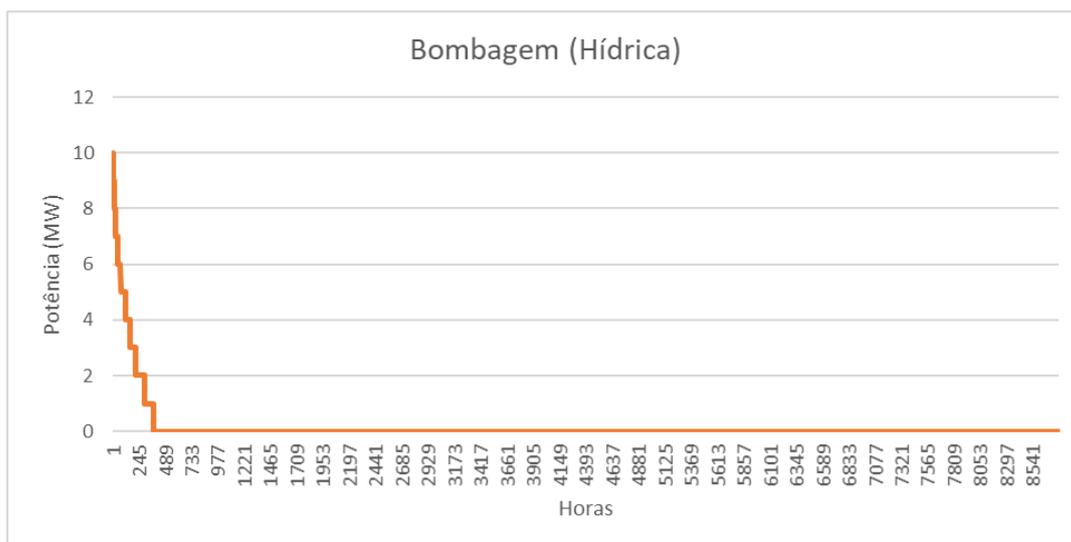


Figura 66- Estimativa de Diagrama da duração de carga<sup>114</sup> da hídrica de bombagem em 2019 (11MW em Socorridos), considerando potência mínima de central térmica de 22MW e que a geração térmica representa no mínimo 20% da produção.

#### 4.6.2 Plano para 2030

De acordo com a Empresa de Eletricidade da Madeira, a visão e a estratégia de médio/longo prazos (2020-2030) para o sistema eletroprodutor é de ultrapassar a meta de 50% de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável.

Para isso, o plano considera novos investimentos em sistemas hidroelétricos, através da remodelação de alguns existentes e da instalação de um novo sistema reversível de 15 MW a finalizar em 2020 (Calheta II). O plano inclui também investimentos em sistemas de armazenamento de pequena capacidade com baterias, para permitir regulação primária e substituir grupos térmicos, em condições de segurança, além de apostar, ainda, num sistema de compensação síncrona para permitir a regulação de tensão e aumentar a potência de curto-circuito. No sistema de transmissão / distribuição, a EEM irá promover a implementação de redes inteligentes para permitir a gestão de um sistema mais descentralizado, com grande penetração de mobilidade elétrica e com capacidade de gestão da procura (DSM). Isso será testado via projetos-piloto com baterias de segunda vida para veículos elétricos, V2G e carregamento inteligente para veículos elétricos.

Assim, para 2030, foi considerado um cenário de acordo com o PNEC2030, ajustadas ao balanço de energia de Região Autónoma da Madeira (cujos vetores energéticos representam entre 1% e 1,5% do balanço de energia de Portugal).

<sup>114</sup> load duration curve

Os pressupostos são os seguintes:

- Procura de eletricidade (Figura 67):
  - para os atuais usos, existe um aumento de 0,84 TWh/ano para 0,89 TWh/ano, por via do aumento do consumo devido à evolução da atividade económica e aumento da energia para arrefecimento;
  - aumento do consumo de energia elétrica para transportes (EV) em 0,05 TWh/ano
  - Introdução de gestão da flexibilidade da carga diária no valor de 10MW, num total de 0,1TWh ano
- Geração de eletricidade<sup>115</sup> (Figura 68):
  - Aumento da capacidade fotovoltaica de 17MW para 150 MW;
- Armazenamento (Figura 68):
  - Eletrolisadores no valor de 4 MW e capacidade de armazenamento de 10 GWh
  - Hídrica de bombagem de 26 MW
  - Armazenamento de baterias distribuído de 15 MW

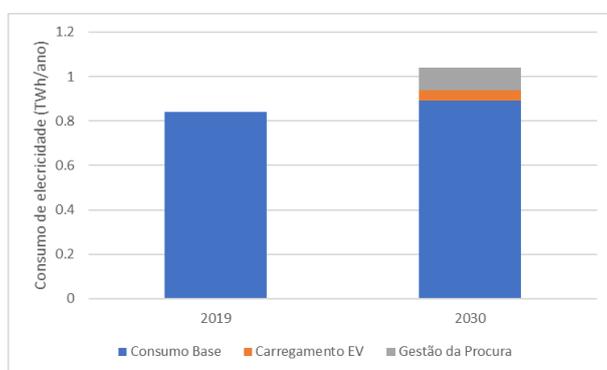


Figura 67 - Consumos de eletricidade

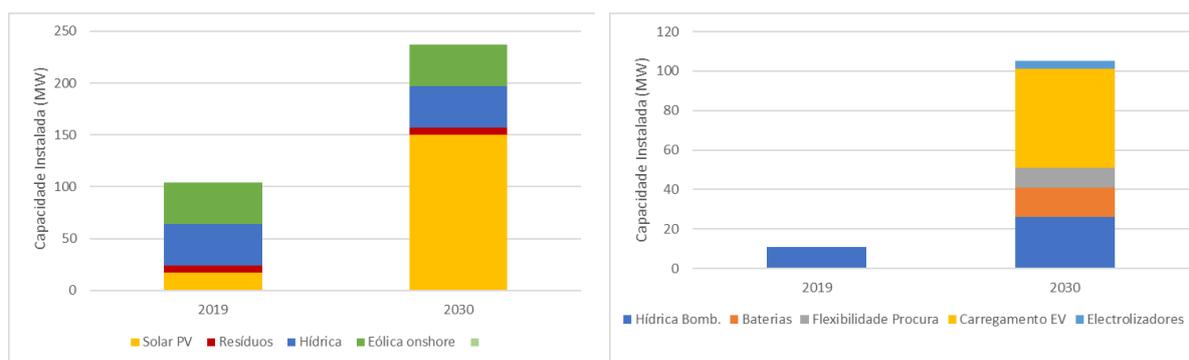
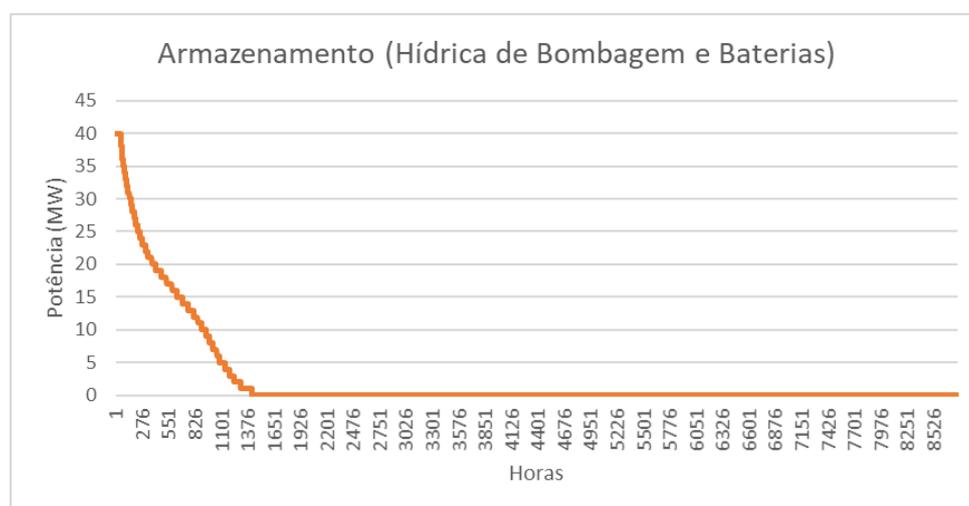


Figura 68- Capacidades instaladas de geração renovável (à esquerda) e armazenamento (à direita)

<sup>115</sup> Estes valores foram ajustados iterativamente até ser atingida a restrição de 50% de penetração de renováveis na eletricidade.

Neste cenário, a simulação aponta para uma percentagem de renováveis que atinge 51% e uma penetração de renováveis na energia primária de 20%. A geração de energia renovável não incluída na rede é de apenas 2% e as emissões de CO<sub>2</sub> equivalente é de 0,67 Mton/ano. Desta forma conclui-se que num sistema isolado como é o da ilha da Madeira, o aumento do contributo de energias renováveis poderá ser suportado através do aumento da capacidade de bombagem realizado em 2020, com um aumento de 11MW para 26MW no total. Contudo, o aumento significativo da capacidade instalada de solar fotovoltaico deve ser acompanhado da instalação de armazenamento de baterias distribuídos na ordem de pelo menos 15MW. Isto permitirá baixar a utilização das centrais térmicas na regulação do sistema. Desta forma, os atuais planos de investimento da Região Autónoma da Madeira relativa ao armazenamento de energia elétrica são adequados à estratégia estabelecida de aumento do contributo de energias renováveis, como pode ser observado na Figura 69, onde é apresentado o diagrama de duração da carga da hídrica de bombagem em 2030 (26 MW em bombagem hídrica e 15MW de baterias), considerando a potência mínima de central térmica de 22 MW e que a geração térmica representa no mínimo 10% da produção. Como se pode observar, o sistema é utilizado por volta de 1 500 horas anuais com uma potência abaixo dos 51 MW disponíveis.



*Figura 69 - Estimativa de Diagrama da duração de carga da hídrica de bombagem em 2030 (25 MW em bombagem hídrica e 15 MW em baterias), considerando potência mínima de central térmica de 22 MW e que a geração térmica representa no mínimo 20% da produção.*

## 4.7 Síntese

Os resultados obtidos através da modelação do sistema energético nacional com diferentes cenários, mostram que a atual capacidade instalada de bombagem hídrica aliada à flexibilidade do consumo de energia - nomeadamente a mobilidade elétrica e, quando se aplica, a geração de hidrogénio - é suficiente para acomodar a penetração de energias renováveis não-despacháveis prevista, sem necessidade adicional de armazenamento, pois a fração de capacidade instalada utilizada para a estabilização da rede não é comprometida nesta cenarização, e os valores de importação e “*curtailment*” são muito baixos.

Uma maior aposta na produção de hidrogénio cria uma oportunidade para utilizar o excedente de energia renovável do sistema elétrico ao mesmo tempo que contribui para a descarbonização de outros setores com serviços energéticos em que a eletrificação não é possível ou economicamente viável. Deste modo, a forte presença do hidrogénio no sistema energético nacional diminui a importância de outras alternativas de armazenamento de energia, como o gás natural. Todavia, o armazenamento de energia terá certamente um papel mais crítico num sistema elétrico 100% renovável, num horizonte temporal mais distante.

Atualmente, a utilização da bombagem hidroelétrica depende dos preços de mercado praticados. Com elevadas penetrações de energia renovável variável (sobretudo energia fotovoltaica), é esperada uma maior oscilação de preços ao longo do dia. Nesta situação, a utilização da bombagem hidroelétrica poderá ser mais viável do que hoje em dia.

A adição das centrais de eletrólise cria uma carga flexível que poderá também absorver o excedente da energia da rede, sobretudo para cumprir os objetivos previstos de produção. Os resultados mostram que a importação de energia da rede elétrica tem um papel relevante no complemento da produção eólica e solar dedicada, contribuindo com 30% da energia total necessária para produção do hidrogénio previsto. O aproveitamento do excedente de energia do sistema eletroprodutor nacional poderá ser também complementado ou substituído por importação de energia no Mercado Ibérico a preços vantajosos.

A dependência do sistema elétrico do exterior é um elemento crítico da sua operação. As necessidades de exportação revelaram ser o ponto mais crítico para a troca de energia com o exterior, visto que a capacidade para importação é sempre inferior a 3 GW. Nos cenários com menos hidrogénio no sistema energético, a exportação de eletricidade pode chegar aos 10 TWh em 2030 e 13 TWh em 2040. A capacidade de exportação correspondente para os mesmos cenários, é de 7 e 9,5 GW para 2030 e 2040. Portugal tem apenas interligações com Espanha, cuja operação pode ser considerada muito semelhante à de Portugal. No plano

espanhol para 2030, está previsto um saldo exportador da ordem dos 40 TWh/ano<sup>116</sup>. Considerando que os períodos de exportação de Portugal e Espanha são relativamente semelhantes, é crucial avaliar o congestionamento da interligação de Espanha com o resto da Europa através dos Pirenéus nestes períodos. Os objetivos atuais para a interligação de Espanha com o resto da Europa (Pirenéus) apontam para uma capacidade de interligação de 7-13 GW em 2030<sup>117</sup>. Neste sentido, não é realista considerar a possibilidade de as exportações portuguesas utilizarem mais de 50% da interligação dos Pirenéus (assumindo o cenário mais ambicioso). Dada a semelhança de operação do sistema espanhol com o português, é natural que este também se assuma como um agente exportador de energia no futuro.

Neste estudo, não foi efetuada uma análise à capacidade de armazenamento por ar comprimido uma vez que: 1) não se considera que a aplicação desta tecnologia em larga escala seja plausível dado o seu atual nível de maturidade (ver subcapítulo 2.6); e 2) não existe uma avaliação do potencial desta tecnologia em Portugal. Faz-se notar que na DGEG decorre um estudo sobre este potencial, ao abrigo do Projeto CAES.PT - Armazenamento Energético em Ar Comprimido para Portugal (POSEUR-01-2016-36).

No que diz respeito ao armazenamento térmico não é expectável que tenha um impacto muito significativo no sistema energético nacional, mas poderá ser interessante nos casos em que contribua para que se alterem padrões de consumo.

Dada a importância dos mecanismos de flexibilidade no sistema energético demonstrados neste estudo, é muito importante reformular a atual estrutura do sistema para a adequar ao novo contexto. A transição para um sistema energético mais flexível e com elevadas penetrações de energia renovável requer um criar um quadro regulatório que favoreça a utilização de sistemas de armazenamento de energia já existentes (e.g. bombagem hidroelétrica) e que promova novos mecanismos de flexibilidade do sistema energético (e.g. hidrogénio e outros gases renováveis). De forma a identificar orientações para a atualização do quadro regulatório, o próximo capítulo pretende sumarizar a situação regulatória atual na União Europeia e Portugal.

---

<sup>116</sup> Plano Nacional Integrado de Energia Y Clima (2021-2030), <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>

<sup>117</sup> European Commission (2017). Towards a sustainable and integrated Europe - Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

## 5 Caracterização do quadro estratégico e regulatório em Portugal e na União Europeia

Neste trabalho assume-se como uma componente fundamental a análise crítica do atual quadro estratégico e regulatório em Portugal, tendo em conta o contexto da União Europeia, na perspetiva da sua necessária evolução para cumprimento dos objetivos de 2050 e 2030.

Assim, são executadas, seguindo os requisitos do caderno de encargos, as seguintes caracterizações:

1. A caracterização do quadro político e estratégico relevante para a temática do armazenamento de energia em Portugal, ao nível nacional, incluindo as tendências de política energética regional e municipal, bem como ao nível europeu;
2. A caracterização do quadro regulatório nacional relevante, com identificação dos instrumentos legislativos e regulamentares, nacionais e europeus, aplicáveis ou relevantes para o armazenamento de energia em Portugal, abrangendo a regulamentação tarifária;

Este exercício teve em conta, na medida do possível, os seguintes desenvolvimentos em curso:

- A proposta da Comissão Europeia de revisão das metas de redução das emissões de gases com efeito de estufa para 2030 no âmbito da Lei Europeia do Clima, cuja apresentação se espera para breve.
- A revisão das metodologias de avaliação de adequação ("*methodology for short-term and seasonal adequacy assessments*") e de "*balancing*" ("*methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids*"), assim como o quadro das novas plataformas europeias de "*balancing*" ("*Implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation*"), promovidas pela ACER (Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia)<sup>118</sup>.
- A transposição para direito nacional do pacote Energia Limpa para Todos os Europeus.
- A reforma do mercado ibérico de eletricidade.
- O aprofundamento regulamentar do mercado ibérico de gás natural.
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2 em Consulta Pública).

---

118

<https://www.eles.si/Portals/0/Novice/DOKUMENTI/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.PDF>

A caracterização analisou, em particular, os principais incentivos e os principais obstáculos ao armazenamento que se verificam atualmente no quadro legal e regulatório nacional. Na maior parte dos casos, os obstáculos resultam da herança de um modelo de mercado de eletricidade centralizado e monosssetorial que urge reformar por múltiplos motivos, que não apenas o armazenamento.

Como nota preliminar à análise do quadro regulamentar e à formulação de recomendações para a sua revisão, importa contextualizar historicamente o debate sobre o papel do armazenamento de energia, em particular no âmbito do sistema elétrico. O armazenamento de energia elétrica, sob forma de armazenamento hídrico por bombagem (cf. Capítulo 2.1.1), tem uma longa tradição na Europa: atualmente, dos 251 GW de capacidade hidroelétrica instalada neste continente, 55 GW (22%) correspondem a bombagem<sup>119</sup>. Também em Portugal a hidroeletricidade teve um importante papel, sobretudo em meados do século passado, e, já neste século, a bombagem registou uma significativa expansão<sup>120</sup>.

O desenvolvimento da bombagem ocorreu num quadro de monopólios nacionais ou regionais subnacionais, na primeira metade do século XX, embora também tenha desempenhado um papel relevante na otimização supranacional do sistema interligado térmico/hidroelétrico criado em 1951, no quadro do Plano Marshall, que incluía então a França, a Itália, a Suíça e a Áustria (maioritariamente hidroelétricos) e a Alemanha e o Benelux (maioritariamente termoelétricos, com centrais a carvão). Nessa altura, o principal objetivo da interligação era a economia de combustível (carvão) através da utilização otimizada dos recursos hidroelétricos existentes, sendo também relevante o aumento da segurança de abastecimento e a economia de capacidades de reserva.

Até meados dos anos 1990, as trocas transfronteiriças de eletricidade estavam limitadas a um número reduzido de empresas, cada uma correspondendo a um monopólio nacional ou regional subnacional, sendo a gestão dos fluxos gerida por uma organização coletiva dessas mesmas empresas, designada por UCPTÉ (*Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity*), em regime de auto-regulação.

A liberalização do mercado europeu de eletricidade, iniciada em 1996 com a primeira diretiva de regras comuns, pôs fim aos monopólios de produção e de importação/exportação de eletricidade. Contudo, nem esta diretiva, nem os sucessivos “pacotes legislativos” de liberalização da energia, aprovados em 2003 e em 2009, definiram um modelo concreto de

---

<sup>119</sup> IHA International Hydropower Association (2020) 2020 Hydropower Status Report. Sector trends and insights. Pg. 30.

<sup>120</sup> J. Vasconcelos (2019) A energia em Portugal. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Pg. 98 e seguintes.

mercado, deixando em aberto muitas questões essenciais ao funcionamento eficiente do mercado interno de energia. Por exemplo, o pacote legislativo de 2009<sup>121</sup> não contém sequer a palavra armazenamento. Esta ausência significa que o armazenamento e a bombagem foram geridos, até hoje, de forma mais ou menos opaca, sem regras harmonizadas e sem um escrutínio adequado. O mesmo poderia ser dito dos regimes de concessão de exploração do domínio público hídrico.

Esta ausência de clareza afetou profundamente algumas empresas hidroelétricas e alguns sistemas elétricos, tendo mesmo chegado a pôr em risco a segurança de abastecimento de um inteiro país (a Suíça) que, embora não seja Estado Membro da UE, desempenhou tradicionalmente, pela sua localização, um papel central no desenvolvimento do sistema interligado europeu e depende em cerca de 60% da hidroeletricidade. A falta de clareza é bem evidenciada pela seguinte afirmação do operador da rede suíça (Swissgrid) em 2019:

*"Swissgrid supports the debate on the security of supply in Switzerland. However, Swissgrid is critical of the proposed solution that takes the form of a storage reserve. We question its necessity as neither the study on system adequacy (period 2020/2025) by the regulator ElCom nor the study by the Swiss Federal Office of Energy (period 2030/2035) indicate a need for such a reserve. In addition, there are still many unanswered questions regarding the specific design. In addition to the technical implementation, questions about the roles and responsibilities need to be clarified. Swissgrid has the statutory mandate to ensure that the transmission grid is operated reliably and efficiently. In contrast, the responsibility for supply lies with the electricity industry as a whole. However, by activating a storage reserve, Swissgrid would indirectly become the supplier of last resort. Swissgrid rejects this role.*

*Merely storing the existing energy (for example, water in the reservoirs) also does not contribute to increasing the security of supply. It merely shifts the point in time at which a shortage occurs but does not necessarily prevent an energy shortage from occurring. To effectively counteract an energy shortage, more energy would have to be introduced into the system."*<sup>122</sup>

Situações semelhantes de conflito entre operadores de rede de transporte, geradores e reguladores sobre o papel do armazenamento centralizado de eletricidade têm-se registado em vários Estados Membros da UE, nomeadamente em França, na Itália e na Alemanha.

---

<sup>121</sup> DIRECTIVA 2009/72/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE, JO L211 de 14.8.2009 e REGULAMENTO (CE) N.º 714/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 13 de julho de 2009 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003, JO L211 de 14.8.2009

<sup>122</sup> <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/newsroom/newsfeed/20190131-01.html>

No quadro do quarto “pacote legislativo” de energia, designado “Energia limpa para todos os Europeus”, a DIRETIVA (UE) 2019/944 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 5 de junho de 2019 relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação)<sup>123</sup> veio definir armazenamento nos seguintes termos (Artigo 2º):

“ 59) «*Armazenamento de energia*», ao nível da rede elétrica, a transferência da utilização final de eletricidade para um momento posterior ao da sua produção ou a conversão de energia elétrica numa forma de energia que possa ser armazenada, o armazenamento dessa energia e a subsequente reconversão dessa energia em energia elétrica ou utilização enquanto outro vetor energético;

60) «*Instalação de armazenamento de energia*», ao nível da rede de eletricidade, uma instalação onde a energia é armazenada.”

Nesta diretiva, que deve ser transposta por todos os Estados-Membros até 31 de dezembro de 2020, a palavra armazenamento surge 57 vezes.

Outro diploma integrante do mesmo pacote legislativo, o REGULAMENTO (UE) 2019/943 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação)<sup>124</sup>, em vigor desde 1 de janeiro de 2020, menciona a palavra armazenamento 33 vezes. Este regulamento estabelece (alínea j do Artigo 3.º), nomeadamente, que “*A produção, o armazenamento de energia e resposta à procura seguros e sustentáveis devem participar no mercado em pé de igualdade, ao abrigo dos requisitos previstos no direito da União*”.

Tanto a diretiva como o regulamento acima citado se referem ao armazenamento a dois níveis: centralizado (isto é, coordenado pelo operador da rede de transporte) e descentralizado (isto é, coordenado pelo operador da rede de distribuição). Em ambos os casos o armazenamento deve ser enquadrado no fornecimento de serviços de flexibilidade aos respetivos operadores de rede os quais, por princípio, não podem ser detentores de instalações de armazenamento de energia.

A aplicação da nova legislação europeia vem obrigar a uma revisão profunda da atual regulação, facto explicitamente reconhecido pelas associações europeias de reguladores de energia (nosso sublinhado):

“*European energy systems have experienced significant changes, envisaged to continue, mainly from:*

*a. wide-scale deployment of renewable generation of an intermittent nature (e.g. wind, solar); and*

---

<sup>123</sup> Jornal Oficial da União Europeia L 158 de 14.6.2019

<sup>124</sup> Jornal Oficial da União Europeia L 158 de 14.6.2019

*b. changes in how energy is consumed, e.g. electric vehicles, combined with electricity storage, home automation and progress in information communication technologies, which may facilitate the provision of flexibility from new sources.*

*These changes have had a significant impact on electricity markets and networks, at a system-wide and local level, and are likely to continue to increase their influence in the future. They require greater flexibility of markets and systems and thus the fostering of all sources of flexibility in the most efficient way possible. Therefore, the removal of undue barriers restricting the participation of sources of flexibility in the market, to ensure a broader level playing field amongst all such sources, is crucial in serving the interests of Europe's energy consumers. The focus should be on new and growing types of flexibility – which current regulatory arrangements may not accommodate efficiently – such as storage, or innovations that allow consumers to engage with decentralised energy sources. More broadly, flexibility needs to be encouraged through a set of different but complementary measures that capture the many components of flexibility provision.”<sup>125</sup>*

As associações europeias de reguladores também reconhecem os múltiplos benefícios potenciais do armazenamento, para os consumidores individuais e para o sistema elétrico no seu todo:

*“The role of energy storage is multifaceted. It can be deployed either by final customers or market players, whilst its usage by grid operators should be limited to buying flexibility services through competitive mechanisms. With an increasing interest in self-generation among consumers, energy storage can help to improve stability of the grid and protect against power network failures, followed by overall reductions in costs of the electricity system. From a consumer perspective, as far as energy storage is cost efficient, it can lead to lowered household utility bills as the self-generator can store electricity bought at non-peak periods when the price is relatively low and then use it during peak periods when the price is more expensive.”<sup>126</sup>*

Contudo, os reguladores veem com receio a difusão da descentralização em geral e das comunidades de energia em particular, por estas porem em xeque o modelo de mercado “tradicional” que os reguladores e a Comissão Europeia tentaram implementar (com parcial sucesso) para construir o mercado interno de energia (nosso sublinhado):

*“The market structure established through the 3rd Package is based on constraint free trade of electricity within large bidding zones and optimised exchanges between bidding zones to ensure*

---

<sup>125</sup><https://www.ceer.eu/documents/104400/5937686/ACER-CEER+White+Paper+3-European+Energy+Regulators+White+Paper+3+Facilitating+Flexibility+2017+05+22/4e03e0b4-0886-606d-b69b-ff48225e83f3>

<sup>126</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e1e203a5-f5c7-0d4b-c8a8-1535f80be359>

*the most cost-efficient operation of generation resources. Maximisation of local consumption goes against that principle and, if scaled more generally, may alter the principles of trade. (...)*

*CEER believes that energy communities should not become a vehicle to circumvent existing market principles, such as unbundling, consumer rights or the cost sharing principles applied to energy grids. Energy communities should be able to compete on a level playing field, meaning the regulatory framework should be such that they do not face undue barriers nor create undue distortions in existing markets.”<sup>127</sup>*

Estas afirmações revelam a dificuldade de adaptação da regulação de energia europeia a “modelos de negócio” alternativos que não sejam baseados na concorrência, mas sim na cooperação e na partilha. A economia da partilha obedece a princípios constitutivos e regulativos substancialmente diferentes dos que regem mercados competitivos. Pretender que aquela se submeta a estes é negar a possibilidade de existência de comunidades de energia.

A transposição da nova legislação europeia deve por isso acautelar a coexistência de modelos alternativos, competitivos e cooperativos, em geral, e também no que respeita ao armazenamento.

Como resulta de quanto acima exposto, a regulamentação e regulação do armazenamento de energia deverá ser definida num quadro de transposição integral e coerente da nova legislação europeia.

Vista a união operacional e institucional dos mercados de eletricidade de Portugal e de Espanha no âmbito do Mibel, a necessária reforma do mercado grossista e das regras de coordenação entre operadores de rede e de mercado nos e dos dois países deverá ser articulada entre as respetivas autoridades. Considerando a existência de albufeiras e instalações de armazenamento em rios internacionais (ibéricos), a cooperação política entre os dois países é absolutamente indispensável ao funcionamento eficiente do mercado ibérico de eletricidade num quadro legislativo e regulamentar coerente e harmonizado.

Já no que diz respeito à gestão descentralizada de recursos energéticos, a necessidade de harmonização entre Portugal e Espanha não tem o mesmo grau de importância. Neste domínio, Portugal pode perfeitamente adotar soluções inovadoras que permitam beneficiar os consumidores e as comunidades de energia e desenvolver novas competências e novos modelos de articulação inter-setorial e multi-nível, nomeadamente revalorizando o papel dos municípios como agentes ativos da transição energética. Esta modernização induzirá seguramente a criação de emprego e de novas atividades de cariz comercial e social em todo o território nacional.

---

<sup>127</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a>

Contudo, a gestão descentralizada de recursos energéticos só é viável se for suportada numa robusta infraestrutura de informação e comunicação que envolva todas as partes relevantes do sistema energético (cf. Capítulo 3). Ou seja, a digitalização da energia é prioritária e deve constituir um pilar essencial do novo ordenamento do sistema elétrico nacional, resultado da transposição da nova legislação europeia. Sem estratégia de digitalização não pode haver estratégia de armazenamento (descentralizado) de energia. E, sem estratégia de armazenamento descentralizado não pode haver uma verdadeira estratégia de armazenamento de energia.

## 5.1 Análise do quadro regulatório relativamente ao armazenamento de energia

### 5.1.1 União Europeia

A União Europeia não tem um quadro regulatório específico sobre armazenamento de energia. Contudo, desde 2013, a Comissão tem publicado vários relatórios sobre este tema, tais como:

- *The future role and challenges of Energy Storage*<sup>128</sup> (2013) – neste documento fazia uma análise à importância do armazenamento nos sistemas energéticos, e identificava as barreiras e políticas para a sua promoção;
- *Energy storage – the role of electricity*<sup>129</sup> (2017) – neste documento é feita uma análise mais particular ao armazenamento nos sistemas eletroprodutores, com identificação de custos, barreiras e políticas;
- *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*<sup>130</sup> (2020) – neste estudo é feita uma análise muito detalhada às tecnologias, bem como uma análise ao potencial de aplicação na Europa e ainda uma análise às políticas.

Nestes documentos, são retiradas algumas conclusões importantes:

- os incentivos diretos às tecnologias renováveis são desfavoráveis à exploração das tecnologias de armazenamento;

---

<sup>128</sup> DG Energy (2013) The future role and challenges of Energy Storage

<sup>129</sup> DG Energy (2017) Energy storage – the role of electricity

<sup>130</sup> DG Energy (2020) Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe

- é necessário redefinir o atual desenho de mercados de energia, em particular os mercados de serviços de sistema, de forma a promover a adoção destas tecnologias;
- é importante que os novos agentes dos sistemas energéticos – consumidores-produtores, pequenos produtores ou agregadores – participem nos mercados de energia.

Ainda assim, alguns documentos de políticas da Comissão Europeia abordam o tema do armazenamento, ainda que não exclusivamente. A título de exemplos não exaustivos:

- *Clean Energy For All Europeans/ COM(860) (2016)*<sup>131</sup> – neste documento, a questão do armazenamento aparece intimamente ligada à estratégia de descarbonização da Europa, focando nomeadamente no papel que a participação das tecnologias de armazenamento nos mercados de energia pode ter e em particular na necessidade de terem as mesmas condições de outros agentes que oferecem flexibilidade, bem como no papel que as tecnologias distribuídas podem ter;
- *Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II) (2018/2001/EU)* – este documento aborda a necessidade de promover o armazenamento como fundamental para aumentar a penetração de renováveis e a sua ligação aos mercados de energia, a não-penalização dos sistemas de armazenamento distribuídos;
- *Internal Market Directive (2019/944/EU) (2019)* – este documento aborda a necessidade de integrar os vários agentes nos mercados de energia, incluindo os produtores-consumidores, sistemas de armazenamento, agentes de flexibilidade; a utilização destes serviços por parte dos operadores de sistema e que estes não devem estar na sua posse; a necessidade de desenvolver armazenamento sazonal;
- *Energy performance of buildings directive (2018/844/EU)*<sup>132</sup> (2018) – este documento aborda a promoção da inteligência dos edifícios através do Smart Readiness Indicator que avalia entre outros fatores a capacidade dos edifícios de interagirem com os sistemas de energia e o armazenamento de energia, bem como a garantia de condições para promover a mobilidade elétrica e o desenvolvimento dos edifícios de balanço-zero, com geração local de energia.

Em seguida é feita a análise mais detalhada a alguns aspetos mais particulares: políticas públicas, autorizações/permissões e normas, mercados de energia e capacidade, mercados de serviços de sistema e gestão da rede e tarifas e taxas.

---

<sup>131</sup> European Commission (2016) Clean Energy For All Europeans. COM(860).

<sup>132</sup> European Commission (2016) Energy performance of buildings directive (2018/844/EU).

#### 5.1.1.1 Políticas públicas

- Alguns estados membros implementaram políticas de incentivo direto ao armazenamento em pequenos sistemas (e.g. baterias no setor residencial); noutros estados membros existem ainda incentivos indiretos à utilização de sistemas de armazenamento para aumentar o autoconsumo (Áustria, Alemanha e Grécia).
- Alguns estados membros apoiam diretamente para o caso de sistemas isolados (ilhas ou locais remotos). Contudo continuam incentivos ao consumo de combustíveis fósseis, que acabam por anular os incentivos ao armazenamento.
- Alguns estados membros têm apoiado as tecnologias de armazenamento através da implementação de projetos-piloto e projetos de I&D (Bélgica, Finlândia, França, Holanda, Polónia, Portugal e Espanha).
- Alguns estados membros incentivam diretamente a bombagem hídrica ou pelo menos removem barreiras de mercado à sua utilização.
- A maior parte dos estados membros considera que a mobilidade elétrica será um importante agente de flexibilidade do mercado.
- Em geral em todos os estados membros, incluindo Portugal, não existe enquadramento regulatório específico para armazenamento ou está disperso por diversos diplomas relativos à geração ou à eficiência no consumo.

#### 5.1.1.2 Autorizações/Permissões e Normas

A maioria dos estados membros não tem normas específicas relativamente à autorização para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento. Em geral, a bombagem hídrica cai dentro da regulamentação para aproveitamentos hídricos. Relativamente ao armazenamento distribuído, a falta de regulação específica faz com que a instalação destes dispositivos seja feita ao abrigo de outros regulamentos que cobrem a instalação de dispositivos genéricos. Assim é necessário fazer projetos de licenciamento que cobrem diversas áreas, como segurança a incêndios, risco para a saúde pública, o que torna o licenciamento demorado e oneroso. Alguns estados membros (e.g. Holanda), aproveitam esta falta de regulamentação para impor barreiras demasiado restritivas e diferenciadas consoante a entidade local.

#### 5.1.1.3 Mercados de energia e capacidade

Relativamente aos mercados, existem barreiras de dois tipos: barreiras à entrada, por exemplo capacidade mínima demasiado elevada para muitos dos sistemas de armazenamento; barreiras à participação, por exemplo o volume mínimo das ofertas ser demasiado elevado para a maior parte dos sistemas. Este tipo de limitação afeta também a

participação de geração renovável com sistemas de armazenamento ou até agentes de flexibilidade baseados em gestão da procura.

A sua utilização por parte de agentes “agregadores” acontece em alguns mercados como a Alemanha, França e Reino Unido através de contratos bilaterais, mas muitos países (incluindo Portugal) não têm ainda regulamentação específica para este tipo de agentes.

Na generalidade dos estados membros, os sistemas de armazenamento “*behind-the-meter*” estão abrangidos pelas tarifas de consumo tradicionais (com preços diferenciados para alguns períodos do dia). A existência de tarifas dinâmicas que refletem os preços de mercado está disponível em muito poucos estados membros.

No mercado EPEX (Áustria, Alemanha, França, Bélgica, Holanda e Reino Unido) existem ofertas específicas para armazenamento. Nalguns mercados (Áustria, Dinamarca, Finlândia, República Checa, Alemanha e Bélgica), a gestão da procura e armazenamento associado às redes de calor é um dos exemplos em que a participação de sistemas de armazenamento em mercado funciona bem.

#### 5.1.1.4 Mercados de serviços de sistema e gestão da rede

Este tipo de mercados está na generalidade dos estados membros menos desenvolvidos que os mercados de energia e capacidade. Logo, na generalidade dos estados membros, a participação de sistemas de armazenamento está vedada (à exceção da bombagem hídrica). Nalguns estados membros existem alguns projetos pilotos com a participação dos operadores de rede (e.g. França, Itália e Lituânia).

#### 5.1.1.5 Tarifas e Taxas

Nalguns estados membros, existem tarifas especiais para sistemas de armazenamento ou a isenção de taxas. Contudo, na generalidade dos estados membros os sistemas de armazenamento são duplamente tarifados e tributados como consumidores e produtores. Alguns estados membros ainda tem regulamentado o “*net-metering*”, o que é desfavorável à disseminação de sistemas de armazenamento.

Em particular, a Áustria, Bélgica e Alemanha isentaram a bombagem hídrica de taxas pelo facto de promoverem a integração de renováveis e assim reduzirem os custos associados aos regimes de apoio às renováveis. No Luxemburgo, está prevista a isenção das taxas no caso de consumo para armazenamento. A Finlândia aboliu a dupla tributação para sistemas de armazenamento de baterias de grande dimensão. Na Bélgica e Itália, os investidores podem pedir reduções fiscais (no caso de Itália se associado à instalação de sistemas fotovoltaicos).

### 5.1.2 Portugal

Tal como a generalidade dos estados membros, Portugal não tem legislação específica sobre armazenamento, sendo que a sua utilização é enquadrada na legislação relativa à geração e ao consumo. Ainda assim, há algumas peças legislativas que são importantes:

- **Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (2019)** – estratégia nacional submetida à União Europeia, onde é claramente identificado como objetivo a promoção do armazenamento (baterias e hidrogénio) em particular os que estão acoplados aos sistemas eletroprodutores. Aqui é identificada a necessidade da criação de um quadro legal relativo ao armazenamento. Finalmente é identificada a necessidade de redesenhar os mercados de energia.
- **Decreto-Lei n.º 76/2019**, que altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade. Neste decreto de lei está prevista a possibilidade de instalação de infraestruturas de armazenamento em centros eletroprodutores. Estabelece que a atividade de armazenamento exercida de modo autónomo é sujeita a licença de armazenamento.
- **Decreto-Lei 162/2019**, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001. Em particular são introduzidas as definições de agente “agregador”, a “comercialização entre pares”, as “comunidades de energia” e “energia armazenada”. Define ainda como potencial participante de mercado um operador de serviços de energia ou armazenamento. Prevê que os autoconsumidores possam armazenar e transacionar o excedente de produção e que estes possam instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com instalações que produzam eletricidade renovável para autoconsumo sem serem sujeitos a qualquer duplicação de encargos, incluindo encargos de acesso à rede para a eletricidade armazenada que se circunscreve às suas instalações. É ainda indicada a obrigatoriedade de contagem da energia elétrica extraída ou injetada em unidades de armazenamento associadas a unidade de produção de autoconsumo. Finalmente, regulamenta que as comunidades de energia podem produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, nomeadamente através de contratos de aquisição de eletricidade renovável.
- **Portaria 133/2015**, que estabelece os termos, condições e critérios de atribuição de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público, bem como da obtenção da licença de produção e respetiva licença de exploração. Contudo apenas refere-se à geração e não ao armazenamento.

Em seguida é feita um paralelo relativo a alguns dos aspetos de políticas públicas relevados para a União Europeia, descrevendo o contexto regulatório atual em Portugal.

#### 5.1.2.1 Políticas Públicas

Em linha com os outros estados membros, o governo Português apresentou o Plano de Energia e Clima para 2030 onde é claramente assumida a necessidade de integrar sistemas de armazenamento a médio prazo no sistema eletroprodutor, com enfoque no hidrogénio e na tecnologia de baterias.

A diretiva 2001/2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, também foi transposta para a legislação nacional através do DL162/2019. Apesar de explicitar as definições de armazenamento e agregador e enquadrar a utilização dos sistemas ao nível “*behind-the-meter*”, não existe regulamentação específica (remetida para peças legislativas posteriores). Contudo este decreto-lei tem as seguintes lacunas:

- A definição de sistema de armazenamento é restrita à eletricidade e não segue o sugerido na diretiva (sistema que difere a utilização de energia para um momento posterior à sua geração);
- Considera que os veículos elétricos só são sistemas de armazenamento se forem ligados a sistemas bidirecionais.

#### 5.1.2.2 Autorizações/Permissões e Standards

Na legislação nacional não está disponível um quadro normativo que regule especificamente as autorizações de instalação de sistema de armazenamento, nem os respetivos “standards”.

#### 5.1.2.3 Mercados de energia e capacidade

Em Portugal, excetuando os sistemas de bombagem hídrica, os sistemas de armazenamento não participam nos mercados de serviços de energia e capacidade.

Em 2019, a ERSE promoveu um projeto piloto de gestão da procura com a capacidade de 1 MW. Nesse projeto não havia restrições relativamente à procura e à utilização de sistemas de armazenamento, mas não permitia a participação de agregadores.

#### 5.1.2.4 Mercados de serviços de sistema e gestão da rede

Em Portugal, apesar de prevista atualmente a participação de sistemas de armazenamento ou agregadores nos mercados, não existe regulamentação específica.

#### 5.1.2.5 Taxas

Como não existe regulamentação específica, a atividade de armazenamento é taxada ou como consumo ou como produção.

## 5.2 Síntese

Atualmente, o quadro regulatório dos sistemas elétricos segue uma abordagem de mercado centralizado. As políticas atuais são desadequadas para acomodar a integração dos novos componentes emergentes do sistema energético: o armazenamento de energia, produção descentralizadas, produtores-consumidores, gestão de consumos, etc.

Na União Europeia, a maioria dos estados membros não apresenta um enquadramento regulatório específico para o armazenamento de energia. O armazenamento de energia é comumente regulado através do enquadramento existente para a geração ou eficiência no consumo de energia, como acontece em Portugal. Nestes mercados de energia e capacidade, as principais barreiras à utilização do armazenamento são as capacidades e volume de energia mínimos de entrada no mercado, geralmente, demasiado elevados para a sua viabilização. Alguns estados membros ultrapassam esta barreira regularizando a entrada de agentes agregadores, tal não acontece em Portugal.

O redesenho dos mercados de energia e introdução de todos os agentes emergentes neste novo sistema energético é crucial. No entanto, a falta de regulamentação realça a necessidade de criação de um novo quadro regulatório que foque medidas de política pública para eliminação das principais barreiras à introdução do armazenamento nos mercados e que promovam novos tipos de flexibilidade do sistema que atualmente não estejam regulados. No capítulo seguinte, encontram-se algumas recomendações de políticas públicas para promover a transição energética e, em particular, o armazenamento de energia e outros mecanismos de flexibilidade do sistema energético nacional.

## 6 Identificação preliminar de linhas de atuação política pública para a promoção do armazenamento de energia em Portugal

### 6.1 Linhas de atuação preconizadas ao nível da comissão europeia

As principais linhas de atuação preconizadas ao nível da União Europeia para os estados membros, de acordo com o último documento da comissão europeia<sup>130</sup>, são as seguintes:

- Definição de **armazenamento de energia**, seguindo a diretiva (armazenamento de energia consiste no deferimento entre o uso final de energia e a sua geração) e deve incluir a conversão para outros vetores energéticos (e.g. “*power-to-gas*”). Deve ser tecnologicamente neutro;
- **Redesenho dos mercados de energia**, em particular dos mercados de serviços. Esta medida é considerada como tendo um impacto direto significativo na promoção dos sistemas de armazenamento;
- Promoção dos agentes **Agregadores** nos mercados de energia. Esta medida é considerada como tendo um impacto indireto significativo na promoção dos sistemas de armazenamento;
- Promoção da **gestão ativa da procura**. Esta medida é considerada como tendo um impacto indireto significativo na promoção dos sistemas de armazenamento, em particular no armazenamento “*behind-the-meter*”;
- Promoção de **tarifários dinâmicos**. Esta medida é considerada como tendo um impacto indireto intermédio na promoção dos sistemas de armazenamento;
- Redesenho dos **tarifários de acesso às redes**, em particular na abolição da dupla taxação;
- Definição das regras de **posse de sistemas de armazenamento**, garantindo que os operadores de rede não podem possuir nem operar nem gerir sistemas. A sua utilização deve ser através dos mercados. Esta medida é considerada como tendo um impacto direto significativo na promoção dos sistemas de armazenamento.

## 6.2 Ações específicas sugeridas para Portugal

Com base nos resultados obtidos nos capítulos anteriores (Capítulo 4 e 5) são identificadas reformas legislativas e regulatórias necessárias à adoção de novos mecanismos de valorização da flexibilidade em geral e de armazenamento em particular. Assim, apresenta-se um conjunto de 8 linhas de atuação de política energética para a promoção das tecnologias de armazenamento em Portugal.

### 6.2.1 *Setor industrial*

#### 6.2.1.1 *Promoção da descarbonização da energia térmica*

Tendo a energia térmica um peso muito significativo em muitas indústrias, é essencial fomentar a sua descarbonização. A forma mais custo eficiente de descarbonizar a energia térmica, atualmente, consiste na utilização combinada de eletricidade de origem fotovoltaica com armazenamento da energia térmica.

#### 6.2.1.2 *Promoção da produção de gases de origem renovável (para utilização local ou injeção na rede de gás)*

Decorre dos resultados do estudo que a redução das emissões de carbono do sistema energético nacional depende também da capacidade do setor industrial poder produzir localmente gases de origem renovável, com efeitos diretos na eficiência energética e na descarbonização do próprio setor, como ainda na distribuição da capacidade excedente.

As medidas de promoção podem estar ligadas à forma como o Sistema de Gestão dos Consumidores Intensivos, a que muitas das instalações industriais estão sujeitas, contabiliza o contributo destes sistemas para o aumento da eficiência energética, ou a incentivos fiscais.

### 6.2.2 *Setor dos transportes*

#### 6.2.2.1 *Promoção da descarbonização no setor dos transportes*

A eletrificação do transporte rodoviário e ferroviário constitui, atualmente e no futuro próximo, a forma mais eficaz de descarbonizar este setor.

Contudo, a eletrificação massiva do setor dos transportes apresenta alguns desafios, nomeadamente para os sistemas de transporte de mercadorias pesados, transportes coletivos de longa distância, transportes marítimos de longa distância e transporte aéreo. Nestes casos, a neutralidade do setor dos transportes deverá ser complementada com a promoção das frotas de veículos a hidrogénio ou com a utilização de combustíveis sintéticos. Esta promoção poderá ser feita na aquisição dos veículos (através de benefícios fiscais, à

imagem do que acontece com os veículos elétricos), mas também na promoção da rede de distribuição.

#### 6.2.2.2 Promoção da gestão centralizada do carregamento de veículos elétricos

Decorre também do estudo que a capacidade de gerir a flexibilidade oferecida pelo carregamento de veículos elétricos é uma componente importante para atingir a neutralidade carbónica do sistema energético nacional. Essa flexibilidade, designada como carregamento inteligente, será possível se a rede de postos a instalar for feita com dispositivos que permitam fazer essa gestão do carregamento de forma flexível ou não. De forma mais geral, é indispensável proceder à digitalização integral e coerente da energia.

### 6.2.3 Setor dos edifícios

#### 6.2.3.1 Promoção de sistemas de gestão integrada de energia

Do estudo decorre também que uma parte significativa da capacidade instalada da tecnologia solar será feita de forma distribuída (ao nível dos edifícios, quer seja residenciais, serviços). Com a regulamentação atual de autoconsumo, a capacidade instalada fica aquém do potencial disponível. Contudo ao aumentar a capacidade atual, o sistema só é economicamente viável se for acoplado a um sistema de armazenamento que faça a gestão integrada entre a geração local, as cargas flexíveis – AQS e AVAC – sistemas de armazenamento locais como baterias, ou seja se houver um sistema de gestão de energia que permita fazer a gestão de cargas localmente para tirar maior partido da energia ou promover as trocas com a rede, com outros consumidores no âmbito de micro-redes, comunidades de energia, etc. Assim, é fundamental que a promoção de geração local seja feita de forma a induzir a utilização de sistemas de gestão de energia inteligentes. Isto é uma das formas de responder também aos requisitos da nova diretiva dos edifícios, que requer que os edifícios tenham maiores capacidades de interação com os utilizadores e com as redes de energia<sup>133</sup>.

### 6.2.4 Setor de gestão dos sistemas de energia

#### 6.2.4.1 Definição das condições técnicas-económicas para a injeção de gases renováveis na rede de gás

A utilização de gases renováveis na rede de gás terá de obedecer a requisitos técnicos que garantam a segurança da rede e do abastecimento. Desta forma é fundamental definir toda a regulamentação técnica de acesso à rede, bem como a definição dos requisitos de mercado

---

<sup>133</sup> Smart Readiness Indicator for Buildings.

ao abrigo da qual essa injeção será feita. Esta regulamentação deverá ser feita de forma a que todo o tipo de operadores e com diferentes escalas possam tirar partido da mesma, de forma a criar as condições de mercado mais favoráveis, conforme previsto no PNEC 2030.

#### 6.2.4.2 Promoção do acesso crescente aos mercados de serviços de sistema dos consumidores

Apesar de já estar em vigor, o acesso aos mercados de serviços de sistema por parte dos consumidores não tem expressão. Assim é fundamental definir uma política que promova o crescente acesso a este mercado.

#### 6.2.4.3 Redesenho dos mercados de energia, incluindo o de serviços de sistema, para promover a maior utilização da capacidade de armazenamento já instalada

O principal desafio em termos de políticas públicas será o redesenho necessário dos mercados de energia, incluindo o mercado de serviços de sistema por forma a garantir uma maior competitividade entre tecnologias.

Para isso, é necessário implementar medidas a dois níveis:

- 1) Eliminação de barreiras ao desenvolvimento de soluções eficientes de gestão de recursos energéticos (incluindo armazenamento) atualmente existentes e não justificadas, técnica ou economicamente. Salienta-se que a sua abolição deverá permitir maior inovação numa perspetiva de “*no-regrets policy*”.
- 2) Promoção ativa, direta e indireta, do armazenamento no âmbito dos diferentes cenários analisados, correspondentes a diferentes arquiteturas energéticas.

Por promoção direta entende-se a adoção de mecanismos regulados, exclusivamente centralizados (ao nível do operador do sistema elétrico nacional) ou descentralizados (incluindo, por exemplo, o operador da rede nacional de gás natural, operadores de redes de distribuição de eletricidade, operadores de parques industriais, de redes de carregamento de veículos elétricos, etc.), dimensionados na perspetiva de “gestão de sistema”. Neste caso, o legislador cria os mecanismos que permitem aos operadores adquirir os serviços de flexibilidade reputados necessários, podendo diversos agentes oferecer esses serviços; a regulação determinará as regras de participação nesses mecanismos, nomeadamente a forma de valorização dos serviços e a imputação dos custos daí resultantes pelos vários agentes relevantes do lado da procura de energia.

Por promoção indireta entende-se a criação de condições que permitam aos agentes (autoprodutores, agregadores, comercializadores, comunidades de energia renovável, etc.) gerir eficientemente os seus recursos energéticos, incluindo armazenamento, podendo para o efeito utilizar as redes públicas relevantes. A decisão de investimento e a gestão dos ativos cabe inteiramente aos agentes, que terão certamente objetivos distintos de otimização.

Neste âmbito cabem, entre outros, esquemas de participação público-privado, onde municípios e outras entidades públicas (e.g. hospitais, escolas, centros desportivos) podem valorizar o seu património imobiliário em parceria com cidadãos e comunidades locais de energia.

Considera-se que o desenvolvimento do armazenamento em Portugal, na perspetiva de uma transição energética baseada em mecanismos de mercado e numa regulação transicional adequada, não necessita de investimento público centralizado.

### 6.3 Síntese

A descarbonização do sistema energético implica uma mudança de paradigma. Esta deverá ser acompanhada por uma atualização de linhas de atuação de política pública que possibilitem uma transição suave e garantam uma estrutura sólida para o futuro do sistema energético.

Cada setor económico acarreta diferentes desafios e oportunidades. A indústria terá um papel crucial para a descarbonização de todo o sistema energético, contribuindo para a produção de gases renováveis para injeção na rede de gás. Nos transportes, a eletrificação poderá ser a chave para a descarbonização intensiva do setor, por exemplo através de veículos elétricos a baterias e da ferrovia. A disseminação da utilização de hidrogénio ou de outros gases renováveis poderá ser também fundamental para transportes rodoviários pesados ou marítimos de longa distância. No setor dos edifícios, é esperada a disseminação da produção descentralizada. As medidas de política pública deverão incidir nas componentes mencionadas acima, através da implementação de mecanismos de promoção da produção de eletricidade descentralizada e de gases renováveis ou incentivos para aquisição de transportes movidos a hidrogénio ou outros gases renováveis.

A introdução de maior flexibilidade, mais descentralização da produção, novas cargas, armazenamento de energia e novos agentes no sistema energético requererá um ajuste à estrutura do sistema energético que permita gerir da melhor forma todos estes intervenientes. Neste sentido, os sistemas de gestão de procura poderão ser muito importantes neste novo paradigma, por exemplo permitindo a gestão centralizada do carregamento flexível dos veículos elétricos ou a gestão de consumos em edifícios com produção descentralizada.

Na transição para este novo paradigma, é fundamental garantir a interação eficiente entre todos os agentes do sistema e tirar partido das infraestruturas já existentes. Para tal, é necessário um redesenho dos mercados de energia que possibilite uma maior utilização de mecanismos de armazenamento já existentes e que agilize a introdução de novos agentes nos mercados de serviços de sistema (e.g. produtores-consumidores ou agregadores). A

promoção ativa de gestão da procura ou a implementação de tarifas dinâmicas são também mecanismos que poderão permitir uma melhor gestão do sistema.

Relativamente à rede de gás, deverão ser definidas as condições técnicas para a introdução de gases renováveis na rede de gás para incentivar uma rápida descarbonização de vários setores.

## 7 Formulação de recomendações relativas a estudos futuros adicionais

Neste capítulo são apresentados um conjunto de estudos entendidos como relevantes para o apoio ao processo decisório no âmbito das políticas públicas de promoção do armazenamento de energia em Portugal. Estes estudos devem ser feitos de forma plurianual para que seja possível realizar uma monitorização das metas intermédias e a reavaliação dos objetivos a alcançar, e que permitam ajustar a estratégia em função da evolução do contexto técnico e político.

Como corolário do estudo dos pontos anteriores, propõem-se a realização de 6 novos estudos que respondam às limitações já identificadas.

### 7.1 Estudo sobre a evolução da procura energética

É necessário realizar estudos detalhados sobre a evolução da procura de energia setorial (indústria, edifícios, transportes, residencial, agricultura, serviços e comércio), nomeadamente no contexto da adoção de novas tecnologias e paradigmas como, por exemplo, o impacto da mobilidade partilhada no setor dos transportes ou impacto da eletrificação no setor dos edifícios; o impacto do teletrabalho no setor residencial e de comércio/serviços.

Na Figura 70 estão representados os consumos reais de energia final em Portugal ao longo da última década (a partir dos Balanços de Energia Nacionais) e as estimativas de consumo dos vários documentos de políticas nacionais - PNAEE - Plano Nacional de Eficiência Energética de 2010 e revisão em 2013; o PNEC (Plano Nacional de Energia e Clima) de 2019 para 2030 e o RNBC - Roteiro Nacional Baixo Carbono em 2019 para 2050.

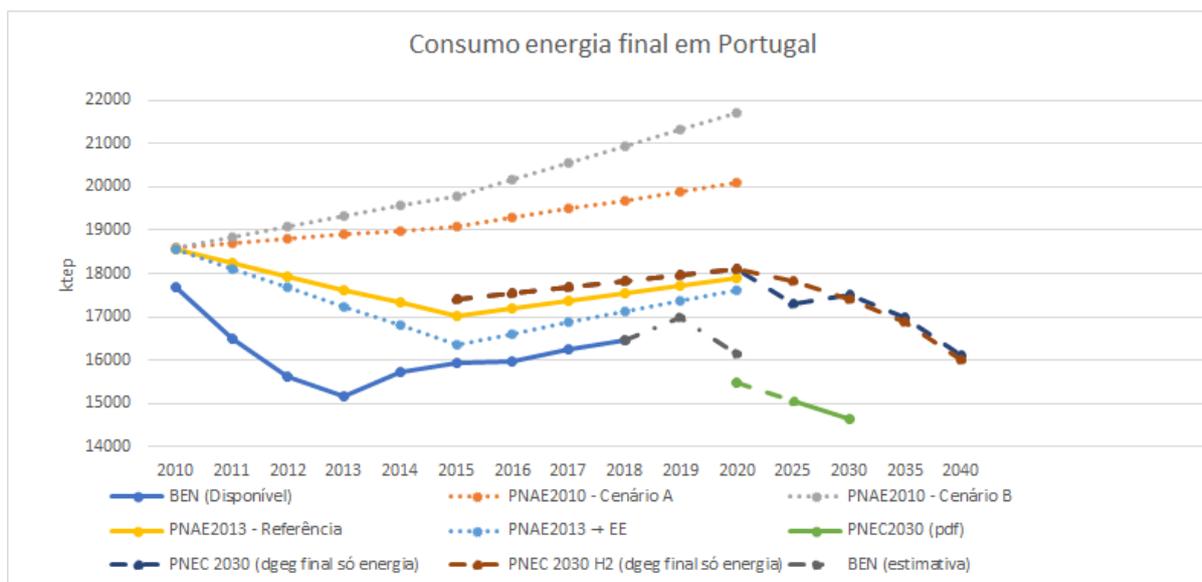


Figura 70 - Representação das estimativas de consumo dos vários documentos de política energética em Portugal e o consumo real (BEN: Balanço Energético Nacional / PNAEE: Plano Nacional de Eficiência Energética / PNEC (Plano Nacional de Energia e Clima) / RNBC: Roteiro Nacional de Baixo Carbono)

Como seria de esperar, os planos não só não têm tido a capacidade de prever o decréscimo resultante de crises económicas (eg. o impacto da crise de 2010 até ao final de 2013), como também não têm sido capazes de prever corretamente a evolução do consumo decorrente das alterações tecnológicas e regulatórias. Várias razões podem ser apontadas para estes desvios, mas a principal tem a ver com o facto de nas economias desenvolvidas a capacidade de gerar mais riqueza (medida em aumento do Produto Interno bruto) não ser feita à custa do consumo de energia. Para além disso, em Portugal, assistiu-se na última década a uma maior terceirização da atividade económica, que são atividades com intensidade energética inferior às da indústria.

Em 2020, com o efeito COVID-19, que por um lado promoveu um decréscimo acentuado do consumo de energia em Portugal nos meses de maio e abril motivado pelo confinamento geral da população e pela expectável queda do produto interno bruto em pelo menos 8%, é possível que o consumo de energia final em Portugal caia para valores semelhantes a 2014, que coincidem com o final da crise económica. Para além disso, com o COVID-19, foi possível observar alterações ao funcionamento dos processos de vários setores económicos via digitalização forçada que se observou, pelo decréscimo acentuado do consumo de energia na mobilidade, pelo que é expectável que a recuperação económica e desenvolvimento económico entre 2020 e 2030 seja feito à custa de uma maior eficiência dos recursos (efeito a que se assistiu durante a crise de 2010 a 2013).

Por este motivo, é provável que os consumos elétricos em 2030 e 2040 sejam inferiores aos considerados neste estudo, o que tem imenso impacto na questão do armazenamento, em

particular nas capacidades instaladas necessárias que podem ser significativamente inferiores.

## 7.2 Estudo sobre novos desenhos de mercados de energia

Como referido, um dos eixos fundamentais de política pública é a promoção de um novo desenho dos mercados de energia que tenham em conta a digitalização do setor, a produção descentralizada, o novo papel do consumidor enquanto promotor.

Para isso, é fundamental realizar um estudo comparativo entre diferentes desenhos de mercado de energia, incluindo mercados locais versus mercados globais, mercados de energia versus mercados de serviços de sistema.

## 7.3 Estudo sobre novos quadros tarifários e regulatórios

Em complemento com o estudo anterior, é necessário desenvolver um estudo sobre novos quadros tarifários e regulatórios, como por exemplo o impacto de tarifas constantes que não dependem da energia mas sobretudo do acesso à rede, tarifários dinâmicos).

## 7.4 Análise custo-benefício das estratégias de armazenamento

Como foi indicado no subcapítulo 4.1, este estudo considera apenas a otimização técnica do modelo. Uma das razões apontadas é o facto de que ao fazer a análise económica utilizando o paradigma do mercado atual, que necessita de ser redesenhado, os resultados não iriam refletir o que provavelmente ocorrerá no espaço de uma década ou duas, ao contrário da análise tecnológica, em que a evolução dos parâmetros (e.g. eficiências) são menos variáveis. Assim, só após a conclusão dos estudos sobre novos modelos de mercado e quadros regulatórios faz sentido fazer a análise custo-benefício das diferentes estratégias de armazenamento.

## 7.5 Estudo integrado de Portugal, Espanha e Europa

A análise do sistema energético Português de forma isolada no contexto energético, em particular no setor elétrico, é limitada, dado o significativo trânsito de potência entre os dois países.

Conforme foi apontado na análise de resultados, cenários em que o saldo exportador de Portugal com Espanha é significativo num contexto em que os estudos espanhóis apontam eles próprios para saldos exportadores significativos, origina muita incerteza sobre a real disponibilidade da interligação. Para além disso tem um impacto significativo no mercado de energia.

Assim, é fundamental em Portugal, sobretudo no que concerne o setor eletroprodutor, fazer estudos regionais, que incluam não só Portugal e Espanha, como ainda a interligação com a França.

## 7.6 Estudo sobre a evolução das redes de energia

É fundamental ainda fazer um estudo sobre a evolução das redes de energia, que tenha em conta os resultados dos estudos da evolução do consumo, do desenho de novos mercados e do estudo do sistema de energia regional, pois só assim é possível ter uma visão clara das reais necessidades de consumo e geração de energia.

## 7.7 Estudo com maior aprofundamento da modelação da capacidade hídrica de bombagem

Tal como demonstrado neste estudo, a capacidade hídrica de bombagem é muito relevante para a avaliação das necessidades de armazenamento no sistema energético nacional. Neste sentido, sugere-se a realização de um estudo que modele com mais detalhe a avaliação do potencial da capacidade hídrica para otimizar a satisfação das necessidades de armazenamento de energia.

Para além de um maior detalhe na modelação da bombagem hidroelétrica, a sua relação com as restantes alternativas de armazenamento e com outros recursos energéticos poderia ser explorada. Assim, seria interessante estudar a implementação faseada de tecnologias de armazenamento em conjunto com uma análise da complementaridade temporal das fontes de energia renováveis (solar, eólico e pluviosidade). Isto permitiria explorar as combinações de tecnologias de armazenamento e de geração mais benéficas para o sistema.

## 7.8 Estudo com modelação pormenorizada do armazenamento distribuído

A ferramenta de modelação do sistema energético utilizada considera uma abordagem centralizada do consumo e produção. Contudo, o armazenamento distribuído será fundamental para a descarbonização do sistema energético pelo que é importante a elaboração de estudos que permitam uma modelação do sistema energético com maior resolução espacial. Estes estudos deviam avaliar com detalhe, impacto da produção, consumo e armazenamento distribuídos, contribuindo para a avaliação das necessidades de reforço da rede de transporte e distribuição.

## 7.9 Estudo com modelação pormenorizada da Região Autónoma dos Açores

A região Autónoma dos Açores é caracterizada por uma grande riqueza de fontes de energia renovável, que incluem energia geotérmica, hídrica, eólica e solar e também por uma grande variedade de soluções de armazenamento de energia, o que justifica a modelação detalhada do sistema energético de cada uma das ilhas. Este estudo carecerá de análise específica que tenha em conta os instrumentos estratégicos de planeamento da política energética e climática regional, bem como as especificidades de cada uma das ilhas, em termos geográficos e de tipologia de consumos, atuais e futuros.

## 8 Bibliografia

“Hydrogen as a long-term, large-scale energy storage solution when coupled with renewable energy sources or grids with dynamic electricity pricing schemes”; International Journal of Hydrogen Energy Volume 45, Issue 33, 24 June 2020, Pages 16311-16325.

“Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, EU Commission, Directorate-General for Energy, March 2020

A.Ruddell, G.Schönnenbeck, R.Jones, “Flywheel Energy Storage Systems,” Rutherford Appleton Lab, UK.

Abdo, R. F., Pedro, H. T. C., Koury, R. N. N., Machado, L., Coimbra, C. F. M., & Porto, M. P. (2015). Performance evaluation of various cryogenic energy storage systems. *Energy*, 90, 1024–1032

Aduda K., Labeodan T., Zeiler W., Boxem G., Zhao Y., “Demand side flexibility: Potentials and building performance implications”, *Sustainable Cities and Society*, 22 (2016) 146–163.

André Pina, Carlos A. Silva, Paulo Ferrão, High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables, *Applied Energy*, Volume 112, 2013, Pages 215-223, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.074>

Andrew J. Pimm, Seamus D. Garvey, Maxim de Jong, Design and testing of Energy Bags for underwater compressed air energy storage. *Energy* 66 (2014) 496-508

APA (2020). *National Inventory Report 2020 Portugal*.

Chang, Shiuan; Young, Kwo-Hsiung; Lien, Yu-Ling, “Reviews of European Patents on Nickel/Metal Hydride Batteries”; *Batteries*, 3 (2017) 10.3390/batteries3030025.

Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding, Yulong, *Progress in electrical energy storage system: A critical review*, *Progress in Natural Science*, 19, 3 (2016) 291-321, 10.1016/j.pnsc.2008.07.014

Controlo logístico no processo de produção de baterias de chumbo-ácido, Sérgio Miguel Rodrigues, Tese mestrado Instituto Superior Técnico (2016)

CPE 610 Mini Project Final Report, A.W. Zimmerman (2017); An Overview of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) and Its Applications, Md. Abdullah Al Zaman, Sabbir Ahmed, Nusrath Jahan Monira, Proceedings International Conference on Nanotechnology and Condensed Matter Physics 2018 (ICNCMP 2018)

DG Energy (2013) The future role and challenges of Energy Storage

DG Energy (2017) Energy storage – the role of electricity

DG Energy (2020) Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe

DGEG (2018). Balanço Energético - 2018.

DGEG (2019). *Plano Nacional Energia E Clima 2021-2030 - Portugal, dezembro, 2019.*

DGEG (2019b). Integração do Hidrogénio nas Cadeias de Valor: Sistemas energéticos integrados, mais limpos e inteligentes. Direção-Geral de Energia e Geologia: Lisboa, Fev 2019.

DGEG (2019c) Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal, Direção Geral de Energia e Geologia: Lisboa, Dez 2019.

Direção Geral da Energia e Geologia (DGEG). 2019. Relatório de Monitorização Da Segurança de Abastecimento Do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2019).

Direção Geral da Energia e Geologia. 2019. *Integração Do Hidrogénio Nas Cadeias de Valor - Sistemas Energéticos Integrados, Mais Limpos e Inteligentes.*

Direção Geral da Energia e Geologia. 2019. *Integração Do Hidrogénio Nas Cadeias de Valor - Sistemas Energéticos Integrados, Mais Limpos e Inteligentes.*

DOE Global Energy Storage Database. [www.energystorageexchange.org](http://www.energystorageexchange.org). Retrieved 18 de February 2020. <https://www.sandia.gov/ess-ssl/download/4440>

Dominic A. Notter, Katerina Kouravelou, Theodoros Karachalios, Maria K. Daletou and Nara Tudela Haberland, “Life cycle assessment of PEM FC applications: electric mobility and  $\mu$ -CHP”, Energy Environ. Sci., 8 (2015) 1969-1985

Dominik Schledde, Tatjana Dabrowski, Matthias Puchta, Benjamin Munzel, Charlotte Hussy, Marvin Lipphardt, Lena Hartmann, Anirudh Kshemendranath, “Support to R&D Strategy for battery based energy storage Technical analysis of ongoing projects (D12)”; Ecofys and European Commission Directorate General Energy, (2016)

E4tech “Review of Technologies for Gasification of Biomass and Wastes” Final report. NNFCC project 09/008 – a project funded by DECC, project managed by NNFCC and conducted by E4tech (2009)

Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Pacific Northwest National Laboratory, Argonne National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory, July 2019

Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Pacific Northwest National Laboratory, Argonne National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory, July 2019

ERSE, Self-assessment of the current state of wholesale market functioning – Portugal, janeiro 2017. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/ki1l3jvt/qtm-portugal-self-assessment-final-jan17.pdf>

European Commission (2016) Clean Energy For All Europeans. COM(860).

European Commission (2016) Energy performance of buildings directive (2018/844/EU).

European Commission (2017). Towards a sustainable and integrated Europe - Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

Franchi, G., Capocelli, M., De Falco, M., Piemonte, V. and barba, D. "Hydrogen production via steam reforming: a critical analysis of MR and RMM technologies". *Membranes*, 10, (2020) 10

Fritz Crotofino, Klaus-Uwe Mohmeyer and Roland Scharf, *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*, Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 15-18 April 2001

Frontera, P, Macario, A., Ferraro, M. and Antonucci, P. "Supported catalysts for CO<sub>2</sub> methanation: a review". *Catalysts*, 7 (2017) 59.

Gas Infrastructure Europe. <https://www.gie.eu/index.php/gie-media/press-releases/13-news/gie/379-press-release-existing-gas-storage-capacity-in-europe-exceeded-one-petawatt-hour-in-2018-shrunked-against-2016>

Generation Expansion Planning (GEP) na terminologia anglo-saxónica. Para revisão de modelos, ver por exemplo Ringkjøb HK, Haugan PM, Solbrekke IM. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;96:440–59. doi:10.1016/j.rser.2018.08.002.

Gómez and Watterson, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories(Chapter 2).

Handbook of Battery Materials: Second Edition, Edited by Claus Daniel Claus and Jürgen Otto Besenhard, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KgaA, (2008) 978-3-527-32695-2, 10.1002/9783527637188

<http://gerotor.tech/history-of-flywheel-energy-storage-systems/>

<http://www.haeolus.eu>

[http://www.newenergysystems.no/files/H2\\_Utsira.pdf](http://www.newenergysystems.no/files/H2_Utsira.pdf)

<https://ec.europa.eu/energy/> access 2020

<https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-energy/storage/realvalue>

<https://www.alstom.com/press-releases-news/2019/10/alstom-test-its-hydrogen-fuel-cell-train-netherlands>, access 2020

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a>

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e1e203a5-f5c7-0d4b-c8a8-1535f80be359>

<https://www.ceer.eu/documents/104400/5937686/ACER-CEER+White+Paper+3-European+Energy+Regulators+White+Paper+3+Facilitating+Flexibility+2017+05+22/4e03e0b4-0886-606d-b69b-ff48225e83f3>

<https://www.edp.com/pt-pt/a-2-a-vida-das-baterias>

<https://www.edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/baterias/>

<https://www.eles.si/Portals/0/Novice/DOKUMENTI/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.PDF>

<https://www.EnergyPLAN.eu/>

<https://www.h2future-project.eu/>

<https://www.hydrogenics.com/2013/10/01/140-mw-wind-park-officially-opens-in-germany-with-energy-storage-facility-using-1-mw-power-to-gas-system-from-hydrogenics/>

<https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security/oil-security>

<https://www.pv-magazine.com/2019/04/04/vattenfall-led-consortium-plans-50-mw-power-to-gas-project-in-germany/>

<https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/newsroom/newsfeed/20190131-01.html>

<https://www.tennet.eu/de/news/news/power-to-gas-projekt-element-eins-fasst-standort-diele-ins-auge/>

<https://www.tennet.eu/news/detail/gasunie-tennet-and-thyssengas-reveal-detailed-green-sector-coupling-plans-using-power-to-gas-tec/>

<https://www.wattson.pt/2018/07/21/5632/>

<https://www.windpowermonthly.com/article/1462904/cost-wind-generated-hydrogen-fall-below-natural-gas>

<https://www.windpowermonthly.com/article/1525509/new-100mw-power-to-gas-project-planned>

<https://www.windpowermonthly.com/article/1578773/green-hydrogen-economically-viable-2035-researchers-claim>

Hydropower Technologies, The State of the Art. Hydropower Europe, August 2019.  
[https://consultation.hydropower-europe.eu/assets/consultations/2019.08.13%20HydropowerTechnology\\_State%20of%20the%20Art%20FINAL.pdf](https://consultation.hydropower-europe.eu/assets/consultations/2019.08.13%20HydropowerTechnology_State%20of%20the%20Art%20FINAL.pdf)

Iain Staffell, Daniel Scamman, Anthony Velazquez Abad, Paul Balcombe, Paul E. Dodds, Paul Ekins, Nilay Shahdand Kate R. Ward “ *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*”, Energy Environ. Sci.,2019,12,463

IdealHy(2020). Liquid Hydrogen Outline. [https://www.idealhy.eu/index.php?page=lh2\\_outline](https://www.idealhy.eu/index.php?page=lh2_outline).

IEA Energy Storage Tracking - <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration-2019/energy-storage>

IHA International Hydropower Association (2020) 2020 Hydropower Status Report. Sector trends and insights. Pg. 30.

Instituto Nacional de Estatística (INE) e Direcção-Geral dos Transportes Terrestres. 2002. *Inquérito à Mobilidade da População Residente 2000*. Vol. 5. Porto.

Intelligence, MORDOR: Supercapacitors Market: Growth, Trends & Forecast (2019 - 2024) <https://www.mordorintelligence.com>, 2020

J. Vasconcelos (2019) A energia em Portugal. Fundação Francisco Manuel dos Santos. Pg. 98 e seguintes.

Jidai Wang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, Energies 10, 991 (2017)

Jidai Wang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, Energies 10, 991 (2017)

JidaiWang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, Energies 10, 991 (2017)

JidaiWang, Kunpeng Lu, Lan Ma, Jihong Wang, Mark Dooner, Shihong Miao, Jian Li and Dan Wang, *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, Energies 10, 991 (2017)

João Silva, Pedro M. A. Miranda, and J. Maia Alves, *Compressed Air Energy Storage Technologies: a thermodynamic overview*, submitted to Applied Energy (2020)

Jornal Oficial da União Europeia L 158 de 14.6.2019

Julien, C.; Mauger, Alain; VijnKarim, Ashok; Zaghbi, Karim, *Lithium Batteries*; Springer International Publishing Switzerland, (2015) 10.1007/978-3-319-19108-9\_2

Košný J. PCM-Enhanced Building Components: An Application of Phase Change Materials in Building Envelopes and Internal Structures. Springer (2015).

Lebedeva, Natalia; Di Persio, Franco; Boon-Brett, Lois; “*Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe*”, JRC Science for Policy Report, European Commission, European Union (2017) 978-92-79-66948-4, 10.2760/6060

Liliana Fernandes, Paula Ferreira, Renewable energy scenarios in the Portuguese electricity system, Energy, Volume 69, 2014, Pages 51-57, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.098>

Luo Xing et al., “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”, Applied Energy 137 (2015) 511-536.

May, Geoffrey; Davidson, Alistar; Monahov, Boris, “*Lead batteries for utility energy storage: A review*”; Journal of Energy Storage, 15 (2018) 145-157, 10.1016/j.est.2017.11.008

News feature, Fuel Cells Bulletin, April 2016, pp. 12-23), em Fukushima <https://www.rechargenews.com/transition/japan-opens-worlds-largest-green-hydrogen-plant-near-fukushima-disaster-site/2-1-769361>

Nitta, Naoki; Wu, Feixiang; Lee, Jung Tae; Yushin, Gleb, *Li-ion battery materials: Present and future*; Materials Today, 18, 5 (2015) 252-264, 10.1016/j.mattod.2014.10.040

NREL “Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services” (2015)

NREL (2015), “Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services”

Oliveira Panão M., Mateus N.M., Carrilho da Graça G. “Measured and modeled performance of internal mass as a thermal energy battery for energy flexible residential buildings” Applied Energy, 239 (2019) 252–267.

Plano Nacional Integrado de Energia Y Clima (2021-2030), <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>

Presidência do Conselho de Ministros, 2019. Decreto-lei 85/2019. Vol. 132. Portugal.

Pumped Storage: Proceedings of the Conference Organized by the Institution of Civil Engineers at Imperial College of Science, Technology and Medicine, London on 2-4 April 1990, Institution of Civil Engineers (Great Britain), Editor: Thomas Telford

Rahimpour Z., Faccani A., Azuatalam D., Chapman A., Verbič G. "Using Thermal Inertia of Buildings with Phase Change Material for Demand Response." *Energy Procedia*, 121 (2017) 102-109.

Raquel Figueiredo, Pedro Nunes, Mónica Meireles, Mara Madaleno, Miguel C. Brito. (2019). Replacing coal-fired power plants by photovoltaics in the Portuguese electricity system. *Journal of Cleaner Production*. 222. 10.1016/j.jclepro.2019.02.217.

Redes Energéticas Nacionais (REN). 2019. Dados técnicos - 2019. Lisboa.

Redes Energéticas Nacionais (REN). 2019. Diagrama de Carga 2019.

REN, Centro de informação. <https://www.centrodeinformacao.ren.pt/>

REN, Dados Técnicos 2019. [https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-18181207\\_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33572f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f5ebbb69f10-6bdf-42e0-bcc4-a449cddf60ca55storage\\_image55pt551.pdf](https://www.ren.pt/files/2020-03/2020-03-18181207_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33572f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f5ebbb69f10-6bdf-42e0-bcc4-a449cddf60ca55storage_image55pt551.pdf)

República Portuguesa - Ambiente e Ação Climática (2020). EN-H2 - Estratégia Nacional Para o Hidrogénio - maio 2020 (em consulta pública).

Reynders G., Diriken J., Saelens D. "Generic characterization method for energy flexibility: Applied to structural thermal storage in residential buildings" *Applied Energy* 198 (2017) 192-202.

Rodrigue, J-P et al. (2017) *The Geography of Transport Systems*, Hofstra University, Department of Global Studies & Geography, <https://transportgeography.org>

Seungbum Ha , Kevin G. Gallagher, "Estimating the system price of redox flow batteries for grid storage", *Journal of Power Sources* 296 (2015) 122-132

Sharma A., Tyagi V.V., Chen C.R., Buddhi D. "Review on thermal energy storage with phase change materials and application". *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 13 (2009) 318-45.

Steen, M.; Lebedeva, N.; Di Persio, F.; Boon-Brett, L. "EU Competitiveness in Advanced Li-ion Batteries for E-Mobility and Stationary Storage Applications –Opportunities and Actions,"; JRC Science for Policy Report, European Commission, European Union (2017) 978-92-79-74292-7, 10.2760/75757

*Technology Roadmap – Energy Storage, International Energy Agency, 2014.*

Technology Roadmap: Energy storage, IEA, 2014

Thema, M., Bauer, F., Stener, M. "Power-to-gas: Electrolysis and methanation status review". *Renewable and Sustainable energy Reviews*, 112 (2019) 775-787.

TR Crompton, Battery reference book, Newnes, 978-0-7506-4625-3, 10.1016/B978-0-7506-4625-3.X5000-8

Ulleberg, O., Nakken, T., Eté, A. (2010). "The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools". *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, pp. 1841-1852.