

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Processos de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido:
revisão**

Filipa Vaz Ramires Gomes da Costa

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Jorge Maia Alves

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Processos de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido:
revisão**

Filipa Vaz Ramires Gomes da Costa

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Jorge Maia Alves
Supervisor: João Paulo Silva

Agradecimentos

A realização desta dissertação de mestrado contou com apoios e incentivos imprescindíveis e sem os quais teria sido muito mais difícil a conclusão deste ciclo.

Ao meu orientador, Professor Doutor Jorge Maia, agradeço o apoio e auxílio na elaboração deste trabalho e o meu reconhecimento pela oportunidade de desenvolver este tema.

Ao João, agradeço o conhecimento que me transmitiu, os conselhos, o apoio, paciência e disponibilidade ao longo destes meses.

Aos meus pais, aos meus irmãos e ao Gonçalo o maior agradecimento por acreditarem sempre no meu sucesso, pelo apoio incondicional, pela ajuda, pelos desabafos e colaboração na minha vida pessoal e académica e, principalmente, pelo seu amor.

Aos meus familiares que tanta preocupação e interesse demonstraram na minha dissertação, como de resto aconteceu anteriormente, o meu muito obrigada. Os valores de família foram e sempre serão os mais importantes.

Por fim, aos meus amigos: aqueles que me acompanharam ao longo de todos estes anos e aos que tive o privilégio de conhecer na FCUL agradeço por todo o apoio, amizade e compreensão da minha ausência nos últimos meses.

Obrigada a todos os professores e colegas que se cruzaram comigo ao longo destes cinco anos, todos contribuíram para a finalização desta etapa, que foi longa e difícil, mas já deixa saudade.

Obrigada a todos!

Página intencionalmente em branco

Resumo

Tendo em conta o cenário mundial atual, no que respeita à produção de eletricidade, as energias renováveis representam um papel cada vez de maior importância, uma vez que se pretende, num futuro próximo, a independência dos combustíveis fósseis, tanto por estas fontes serem esgotáveis como pela necessidade de diminuir a emissão de gases de efeito estufa entre outros gases poluentes.

Assim sendo, a percentagem de renováveis no *mix* energético será cada vez maior. Contudo, devido às flutuações das fontes de energia renovável, surgem alguns entraves à sua penetração na rede elétrica. Surge, assim, o armazenamento de energia elétrica, que permite tornar as energias renováveis despacháveis, armazenando a energia produzida em excesso e devolvendo-a quando é necessário, tornando assim a rede de distribuição de energia mais fiável e com melhor qualidade de energia.

Descreve-se, sucintamente, as várias tecnologias de armazenamento de energia. Embora existam várias tecnologias de armazenamento de energia disponíveis, nenhuma satisfaz os parâmetros ideais – grande estado de desenvolvimento, longa vida útil, alta densidade de energia e/ou potência, alta eficiência de ciclo completo e baixos custos sem prejudicar o ambiente.

Esta dissertação foca-se no armazenamento de energia em ar comprimido (AEAC). Explica os princípios de operação destes sistemas, diferenciando as diversas fases – compressão, armazenamento e expansão – e os diversos processos termodinâmicos que podem ocorrer em cada uma das fases. Fornece ainda informações sobre as centrais existentes atualmente e as que se estão a desenvolver, numa revisão atualizada. Pretende-se assim transmitir uma imagem da tecnologia AEAC existente na atualidade, que, embora fique ainda aquém das expectativas, se acredita que possa vir a ser uma tecnologia com lugar no futuro mercado de energia.

Palavras-chave: armazenamento de energia; energias renováveis; ar comprimido; processos termodinâmicos;

Abstract

On these days, renewable energies represent a more important role on the electricity's production, since it is intended to reduce the dependence of the fossil fuels, which are exhaustible, and diminish the emission of the polluting gases, namely the greenhouse gases.

Given that, the weight of renewable energies on the energy mix is increasing day by day. However, there are some barriers to its penetration on the electrical network due to the fluctuation of its sources. In order to make the renewable energy dispatchable technologies have been created to store this energy, storing the surplus of the energy produced and making it available when it is necessary, turning the power grid more reliable and with better power quality.

There are several energy storage systems, however none of them satisfies the ideal parameters - high development of state of art, long life-time, high energy and/or power density, high round trip efficiency and low costs without harming the environment.

This dissertation focus on the compressed air energy storage. It explains the principles of the operation of these systems, differentiating its phases - compression, storage and expansion - and the several thermodynamic processes that can occur on each phase. It also describes the existent and in development power plants on an updated review. Hereupon, it is intended to show an image of the existent compressed air energy storage technology, which is still bellow expectations, but which is believed to become a technology with a very important role in the future energy market.

Key words: energy storage; renewable energies; compressed air; thermodynamic processes;

Índice

| | |
|---|------|
| Agradecimentos..... | i |
| Resumo..... | iii |
| Abstract..... | iii |
| Índice de Figuras..... | vii |
| Índice de Tabelas..... | xi |
| Notações, Abreviações e Acrónimos..... | xiii |
| 1 Introdução..... | 1 |
| 1.1 Enquadramento..... | 1 |
| 1.2 Objetivo..... | 2 |
| 1.3 Estrutura da dissertação..... | 3 |
| 2 Sistemas de armazenamento de energia..... | 5 |
| 2.1 Aplicação dos sistemas de armazenamento de energia..... | 5 |
| 2.2 Estado da Arte..... | 7 |
| 2.2.1 Armazenamento de energia mecânica..... | 8 |
| 2.2.2 Armazenamento de energia eletroquímica..... | 11 |
| 2.2.3 Armazenamento de energia química..... | 13 |
| 2.2.4 Armazenamento de energia elétrica..... | 16 |
| 2.2.5 Armazenamento de energia térmica..... | 18 |
| 2.3 Comparação das tecnologias de armazenamento de energia..... | 19 |
| 3 Processos que permitem o armazenamento de energia em ar comprimido..... | 25 |
| 3.1 Compressão..... | 27 |
| 3.1.1 Compressão adiabática..... | 27 |
| 3.1.2 Compressão isotérmica..... | 29 |
| 3.1.3 Comparação dos processos de compressão..... | 31 |
| 3.2 Reservatório de ar comprimido..... | 34 |
| 3.2.1 Armazenamento isocórico..... | 35 |
| 3.2.2 Armazenamento isobárico..... | 36 |
| 3.3 Armazenamento de energia térmica em AEAC..... | 40 |
| 3.4 Expansão..... | 43 |
| 3.4.1 Expansão adiabática..... | 44 |
| 3.4.2 Expansão isotérmica..... | 45 |
| 3.4.3 Comparação dos processos de expansão..... | 47 |
| 4 Tecnologias de armazenamento de energia em ar comprimido..... | 49 |
| 4.1 Centrais convencionais..... | 49 |

| | | |
|--------|---|----|
| 4.1.1 | Central de Huntorf..... | 49 |
| 4.1.2 | Central de McIntosh | 51 |
| 4.2 | Centrais projetadas | 53 |
| 4.2.1 | Central de Norton | 54 |
| 4.2.2 | Central de Iowa | 54 |
| 4.2.3 | Central em Dakota Salts | 55 |
| 4.2.4 | Centrais no Texas | 55 |
| 4.2.5 | Centrais no Noroeste do Pacífico | 56 |
| 4.2.6 | Central ADELE | 57 |
| 4.2.7 | Central da ALACAES | 57 |
| 4.2.8 | Projeto da SustainX..... | 58 |
| 4.2.9 | Central de LightSail..... | 59 |
| 4.2.10 | Central com armazenamento subaquático | 59 |
| 4.2.11 | Projeto LAES (<i>Liquid Air Energy Storage</i>) | 60 |
| 5 | Conclusão e desenvolvimentos futuros | 63 |
| 6 | Bibliografia..... | 67 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1.1: Diagrama de produção e consumo diários em 11 de Julho de 2018; (SIMEE - produção e consumo 2018)..... | 2 |
| Figura 2.1: Classificação dos sistemas de energia de acordo com a forma de energia que é armazenada. | 7 |
| Figura 2.2: Esquema de uma central hidroelétrica bombeada (EnergyAustralia ponders world’s largest seawater pumped hydro energy storage plant Energy Storage News 2017)..... | 8 |
| Figura 2.3: Central AEAC tradicional (IEC 2011)..... | 9 |
| Figura 2.4: Esquema de um sistema de armazenamento flywheel (Lopes 2015) | 10 |
| Figura 2.5: Funcionamento de uma bateria iões de Lítio. (a) processo de carga; (b) processo de descarga (EnergyAustralia ponders world’s largest seawater pumped hydro energy storage plant Energy Storage News 2017). | 11 |
| Figura 2.6: Funcionamento de uma bateria de fluxo (EnergyAustralia ponders world’s largest seawater pumped hydro energy storage plant Energy Storage News 2017)..... | 13 |
| Figura 2.7: Esquema ilustrativo do funcionamento geral de um sistema de armazenamento de hidrogénio (Hydrogen Storage– Natural Gas & The Environment Enbridge Gas Distribution Inc.) | 13 |
| Figura 2.8: Esquema da eletrólise da água (mais à direita) e diferentes componentes de uma célula de combustível (Ursua, Gandia, and Sanchis 2012)..... | 14 |
| Figura 2.9: Esquema de um sistema de armazenamento de metano e interação com a rede elétrica (Is “Renewable Methane” Energy Storage an Efficient Enough Option?)..... | 15 |
| Figura 2.10: Esquema do armazenamento de um sistema de bobinas supercondutoras (Luo et al. 2015). | 16 |
| Figura 2.11: Esquema de um condensador convencional (Santos 2013). | 17 |
| Figura 2.12: Esquema de carga e descarga de um condensador elétrico de dupla camada (Superconducting magnetic energy storage 2015) | 18 |
| Figura 2.13: Capacidade global instalada conectada à rede elétrica (Helsingen 2015)..... | 20 |
| Figura 2.14: Estado de desenvolvimento das várias tecnologias de armazenamento de energia (Luo et al. 2015)..... | 20 |
| Figura 2.15: Relação entre os campos de aplicação e a potência de algumas das tecnologias de armazenamento de energia (Lopes 2015)..... | 21 |
| Figura 2.16: Bateria reversível, com 100% de eficiência (Elmegaard and Brix)..... | 21 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.17: Comparação dos ciclos de eficiência dos sistemas de armazenamento de energia (Luo et al. 2015)..... | 22 |
| Figura 2.18: Custos de investimento versus custos de operação (van der Linden 2006)..... | 23 |
| Figura 3.1: Esquema que resume as combinações dos sistemas AEAC. | 25 |
| Figura 3.2: Ilustração esquemática de diferentes tecnologias AEAC, diferenciadas pela compressão, arrefecimento, armazenamento do ar, armazenamento da energia térmica, aquecimento e expansão. . | 26 |
| Figura 3.3: Esquema de parte de um sistema típico de AEAC com compressão adiabática (Budt et al. 2016)..... | 28 |
| Figura 3.4: Configuração variável do circuito do ar (Grazzini and Milazzo 2008a). | 29 |
| Figura 3.5: Processo de carga de um sistema AEAC com compressão isotérmica (Odukamaiya et al. 2016)..... | 30 |
| Figura 3.6: Diagrama que relaciona a pressão com o volume de um processo adiabático e isotérmico, assumindo um volume e pressão iniciais de 100 m ³ e 100.000 Pa e o expoente isentrópico do ar (1,4). | 32 |
| Figura 3.7: Relação entre o rácio de pressão na compressão e a razão do trabalho realizado num processo isotérmico e adiabático. | 33 |
| Figura 3.8: Vista em corte de um compressor de ar rotativo (Compressores de Ar e Acessórios 2015). | 34 |
| Figura 3.9: Vista em corte de um compressor de ar centrífugo (Compressores de Ar e Acessórios 2015). | 34 |
| Figura 3.10: Sistemas de armazenamento de ar comprimido (a) isocórico e (b) isobárico (He et al. 2017). | 35 |
| Figura 3.11: Esquema de uma mina de sal adequada ao armazenamento isocórico subterrâneo de ar comprimido (Johnson, Dhamshala, and Kazemersky 2014)..... | 36 |
| Figura 3.12: Representação de formações geológicas adequadas ao armazenamento isobárico do ar (Johnson, Dhamshala, and Kazemersky 2014)..... | 38 |
| Figura 3.13: Sequência de estados de um depósito de armazenamento de ar comprimido isobárico: (a) estado inicial, (b) estado de trabalho e (c) estado final (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)..... | 38 |
| Figura 3.14: Diagrama pressão e temperatura e os equilíbrios entre o estado sólido, líquido e gasoso (Superconducting magnetic energy storage 2015) | 39 |
| Figura 3.15: Arrefecimento do fluido volátil, enquanto ocorre o ar é injetado num reservatório isobárico (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)..... | 39 |
| Figura 3.16: Processo de carga de um sistema AEAC com compressão adiabática (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)..... | 41 |

| | |
|--|----|
| Figura 3.17: Esquema de um sistema com armazenamento de energia térmica abaixas temperaturas (Wolf and Budt 2014b)..... | 42 |
| Figura 3.18: Dispositivo AET de um sistema AEAC com compressão adiabática, diferenciado por operar a temperaturas (a) elevadas e (b) baixas (Sciacovelli et al. 2017) | 43 |
| Figura 3.19: Esquema da expansão com recurso a combustíveis fósseis (Wang et al. 2017) | 44 |
| Figura 3.20: Representação de uma turbina a gás, utilizada para a expansão diabática do ar num sistema AEAC (Wäel)..... | 44 |
| Figura 3.21: Expansão do ar de um sistema de compressão adiabática com armazenamento isobárico e de energia térmica (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)..... | 45 |
| Figura 3.22: Expansão isotérmica do ar num sistema AEAC (Odukamaiya et al. 2016) | 46 |
| Figura 3.23: Esquema de um dispositivo que expande o ar isotermicamente (X. Zhang, Xu, Zhou, Zhang, Li, Zuo, and Guo 2018)..... | 46 |
| Figura 3.24: Diagrama que relaciona a pressão com o volume de uma expansão adiabática e isotérmica. | 47 |
| Figura 4.1: Central de Huntorf: (a) vista de cima e (b) disposição dos componentes (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015) | 50 |
| Figura 4.2: Esquema da central de Huntorf, Alemanha (Superconducting magnetic energy storage 2015)..... | 50 |
| Figura 4.3: Central de McIntosh: (a) vista de cima e (b) disposição dos componentes (Xing Luo 2013) | 52 |
| Figura 4.4: Esquema de funcionamento da central de McIntosh (Superconducting magnetic energy storage 2015)..... | 52 |
| Figura 4.5: Representação da central de Norton, Ohio (Succar and Williams 2008) | 54 |
| Figura 4.6: Diagrama da central de Iowa que agrega a um parque eólico um sistema AEAC (Riaz and Riaz 2010) | 55 |
| Figura 4.7: Diagrama da central AEAC de Columbia Hills (McGrail et al.)..... | 56 |
| Figura 4.8: Representação esquemática da central ADELE (Cavaco 2013)..... | 57 |
| Figura 4.9: Esquema da central de ALACAES, em corte lateral (DOE Global Energy Storage Database). | 58 |
| Figura 4.10: Esquema da central AEAC de SustainX (Keeney 2013)..... | 58 |
| Figura 4.11: Esquema de funcionamento da central de LightSail (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015)..... | 59 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.12: Esquema da uma central com armazenamento subaquático (Hydrostor launching compressed air power storage off Toronto Island - The Globe and Mail 2015). | 60 |
| Figura 4.13: Estrutura de uma central LAES (Xing Luo 2013) | 61 |

Índice de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1: Resumo das utilidades das tecnologias de armazenamento de energia e respetiva definição (Helsingen 2015)..... | 7 |
| Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens das baterias secundárias mais comercializadas (Abelho 2011). | 12 |
| Tabela 2.3: Para cada tecnologia de armazenamento, as diferentes utilidades na rede elétrica (X. Luo, J. Wang, M.Dooner et al.)..... | 24 |
| Tabela 2.4: Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento de energia, atualmente (X. Luo, J. Wang, M.Dooner et al.)..... | 24 |
| Tabela 3.1: Vantagens e desvantagens de fluidos AET dependendo da temperatura com que o sistema opera (Wang et al. 2017)..... | 43 |

Página intencionalmente em branco

Notações, Abreviações e Acrónimos

| | |
|--------------------------------|--|
| AEAC | Armazenamento de energia com ar comprimido |
| AET | Armazenamento de Energia Térmica |
| C | capacitância |
| c | compressor |
| c_p | capacidade calorífica específica a pressão constante |
| c_v | capacidade calorífica específica a volume constante |
| CO₂ | Dióxido de carbono |
| CDC | Condensador de dupla camada |
| EEBS | Energia Electromagnética de Bobinas Supercondutoras |
| GEE | Gases Efeito Estufa |
| GNS | Gás Natural sintético |
| H | Entalpia |
| HB | Hídrica de bombagem |
| η | Eficiência |
| η_A | Eficiência de armazenamento |
| η_{RAA} | Eficiência depósito de armazenamento |
| η_c | Eficiência carga |
| η_d | Eficiência descarga |
| k | expoente isentrópico |
| kWh | Quilowatt hora |
| LAES | <i>Liquid Air Energy Storage</i> |
| n | massa de ar |
| N₂ | Nitrogénio |
| out | saída |
| p | pressão |
| Q | calor |
| R | constante dos gases raros |
| RAA | Reservatório de Armazenamento de Ar |
| rpm | rotações por minuto |
| SAE | Sistema de armazenamento de energia |

| | |
|-----------|-----------------------|
| SI | Sistema Internacional |
| U | Energia interna |
| V | tensão |
| v | Volume |
| W | Trabalho |

1 Introdução

A temática da energia tem despertado o interesse de diversos setores da sociedade devido ao dilema criado pela necessidade de suprir a crescente procura por abastecimento energético, sem aumentar os danos ambientais já causados pela exploração dos combustíveis fósseis. Num mundo tão dependente de energia como este, em que as consequências das alterações climáticas resultantes das emissões de gases efeito estufa ameaçam o equilíbrio do planeta, a transição para uma sociedade abastecida por energia limpa, produzida com recurso a fontes de energia renováveis, é fundamental. No entanto, a energia proveniente destas fontes não é em geral despachável, o que levanta novos problemas em termos de adequação do perfil de produção ao perfil de consumo. Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia apresentam-se como um novo desafio do sector energético.

1.1 Enquadramento

No século XIX, a eletricidade transformou-se num importante vetor energético essencial para a vida moderna. Atualmente, a eletricidade é gerada através de fontes primárias de energia, não renováveis (combustíveis fósseis) ou renováveis (água, vento, sol) com recurso a diferentes tecnologias, como se mostra na figura 1.1., onde se reproduz um diagrama de produção e consumos diários em Portugal no dia 11 de julho de 2018. Como se verifica pela figura 1.1, grande parte da energia utilizada em Portugal provém ainda de combustíveis fósseis. Por mais importantes que sejam, as reservas de combustíveis fósseis são limitadas e, como a interrupção do consumo é praticamente impossível, o ritmo atual de exploração de tais combustíveis é insustentável. Além da taxa de renovação destes combustíveis ser inferior à taxa de consumo, os produtos da reação resultantes da sua utilização são poluentes, nomeadamente o dióxido de carbono e outros gases, que quando em concentrações elevadas na atmosfera agravam o efeito de estufa, provocando o aquecimento global. O impacto da utilização destas fontes de energia atingiu tais proporções que se desenvolveram diversas iniciativas com o objetivo de estabilizar as concentrações de GEE na atmosfera, de forma a minimizar o impacto da intervenção humana na composição natural da atmosfera, mantendo os padrões climáticos e a temperatura média da Terra.

Torna-se assim necessário investir em fontes de energia limpas (sem emissão de poluentes) e renováveis. Mais, sabe-se que a introdução de fontes de energia renováveis no *mix* de produção energética irá atenuar a dependência das importações dos combustíveis fósseis, o que seria positivo na economia dos países importadores dos mesmos. No entanto, as fontes de energia renovável são intrinsecamente não controláveis (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014), o que levanta novos problemas à compatibilização entre a produção e o consumo de energia elétrica, que, como sabemos, é essencial para a estabilidade da rede (Bullough et al. 2004). Assim, são necessárias tecnologias de armazenamento de energia, que permitam, num dado intervalo de tempo, armazenar energia produzida em excesso, o para utilização posterior, de alta capacidade de armazenamento e baixo custo, para gerir o equilíbrio, uma vez que fornecem energia despachável (L. X. Chen, Xie, et al. 2018). Poder-se-á, assim, garantir a qualidade da energia e a estabilidade da rede, mantendo a tensão e frequência nos limites padrão, acompanhando a carga em horários de pico (períodos em que a procura de eletricidade é superior à média diária) com recurso à energia armazenada, tornando-se desnecessária a utilização de outro tipo de reservas, como acontece atualmente. Assim, o armazenamento de energia pode economizar capital na geração e transmissão de energia (Moutoux 2007). Estes sistemas de têm sido alvo de muitos estudos, de forma a não ser necessário recorrer a fontes de poluição e apurar a confiabilidade, flexibilidade e eficiência das redes de distribuição de energia.

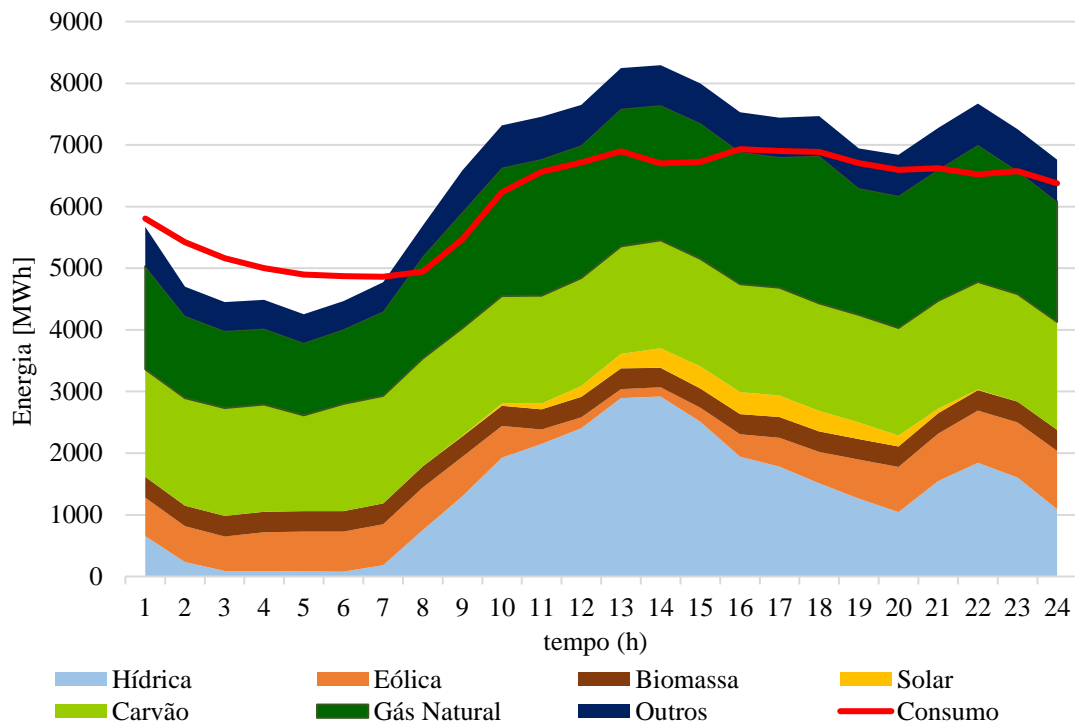


Figura 1.1: Diagrama de produção e consumo diários em 11 de Julho de 2018 em Portugal; (SIMEE - produção e consumo).

A análise do diagrama de produção e consumo diários em Portugal do dia 11 de Julho de 2018 apresentado na figura 1.1 permite obter algumas conclusões interessantes. Nas primeiras horas do dia o consumo de eletricidade excedeu a produção, pelo que foi necessário importar energia. Ao contrário do resto do dia, a partir das sete da manhã, há excedente de eletricidade produzida, o que deu origem a exportação ou armazenamento de energia. É também perceptível que as diferentes renováveis atingem diferentes valores ao longo do dia. Caso se armazenasse a energia que está em excedente, esta poderia ser utilizada, posteriormente, quando o consumo fosse superior à produção, como se demonstrará nos capítulos que se seguem. Além de que o armazenamento de energia elétrica permite regular o sistema, isto é, responder de forma rápida a necessidades de curto prazo, evitando a regulação frequente das centrais, a necessidade de reservas e cargas parciais, respondendo aos picos de consumo. O armazenamento de eletricidade gerada por renováveis, permite fazer coincidir a oferta flutuante com a constante mudança da procura de energia (Dell and Rand 2001).

1.2 Objetivo

O propósito deste trabalho enquadra-se na linha de investigação do desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido, pretendendo-se clarificar os conceitos normalmente utilizados no estudo deste tipo de sistemas de armazenamento, enquadrando-os do ponto de vista termodinâmico. Pretende-se assim diferenciar e avaliar os diferentes componentes dos sistemas deste tipo, e criar um enquadramento sólido, ainda não existente, que permita analisar e comparar as tecnologias convencionais e as que estão em fase de estudo.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está organizada em 5 capítulos. O presente capítulo, capítulo 1, que descreve o enquadramento e o propósito desta tese. O capítulo 2, apresenta uma breve definição dos principais conceitos do armazenamento de energia e uma revisão das diferentes formas e tecnologias de armazenamento de energia e uma comparação entre as mesmas. No capítulo 3, faz-se uma breve discussão sobre as denominações que são atribuídas aos sistemas de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido (AEAC). Assim, optou-se por descrever a análise termodinâmica de cada um dos processos em que se baseiam, os sistemas de armazenamento de energia com ar comprimido, em separado: compressão, armazenamento do ar comprimido, armazenamento de energia térmica e a expansão. No capítulo 4 apresentam-se as centrais AEAC já existentes e aquelas que estão em fase de projeto. Por fim, o último capítulo expõe algum trabalho futuro a desenvolver no melhoramento de AEAC e conclusões gerais retiradas na elaboração desta dissertação.

Página intencionalmente em branco

2 Sistemas de armazenamento de energia

Fundamentalmente, um sistema de armazenamento de energia (SAE) armazena energia quando existe um excedente de energia, ou seja, quando a produção de energia é maior do que aquela que está a ser consumida, e injeta energia na rede na situação inversa, quando a procura de energia é mais elevada que a energia que se consegue produzir.

Os sistemas de armazenamento de energia incluem 4 componentes principais: processo de carga e descarga, monitorização e controlo e mecanismo de armazenamento. Estas tecnologias podem ser classificadas de acordo com a sua aplicação ou pela forma como a energia é armazenada (Lopes 2015).

2.1 Aplicação dos sistemas de armazenamento de energia

Antes de caracterizar e descrever as diferentes aplicações das tecnologias de armazenamento de energia é importante clarificar os principais conceitos que estão associados às mesmas, os quais se descrevem de seguida.

- **Escala:** os SAE estão disponíveis num largo espectro de capacidade a diferentes escalas: pequena, média e larga (Pereira and Nergia 2012). Tendo em conta a linha de investigação dos sistemas AEAC interessam aqueles que são aplicáveis a larga escala, pois são aqueles que permitem armazenar energia com capacidade na ordem dos 90 TJ (De Samaniego Steta 2010);
- **Tempo de resposta:** tempo que o sistema demora a responder ao estímulo de iniciação;
- **Tempo de vida:** período máximo em que o sistema está em funcionamento, ou seja, período entre a aquisição e substituição do sistema;
- **Tempo de descarga:** tempo que o sistema demora a libertar a energia armazenada;
- **Auto-descarga:** sempre que um sistema está carregado ocorrem auto descargas, que se entende pela taxa de energia que se perde no tempo, quanto maior for o tempo que a energia está armazenada mais energia se perde por auto descarga, limitando o tempo de armazenamento;
- **Capacidade de armazenamento:** toda a energia que é armazenada e aproveitada na descarga do sistema.
- **Período de armazenamento:** tempo entre o fim da carga e o início da descarga; é definido pela utilidade da tecnologia;
- **Densidade de energia:** relaciona a massa ou o volume de um sistema com a energia nele contida. Se um sistema de armazenamento de energia tem maior densidade energética que outro significa que tem menor volume armazenando a mesma quantidade de energia (Energy density of storage devices - Energy Education 2015). A densidade de energia pode ser calculada através da relação entre a energia recuperada na descarga e o volume do sistema, tendo como unidades kWh/m³ ou kWh/kg (Treier et al. 2018).
- **Potência nominal:** determina qual a quantidade de energia concedida por unidade de tempo. Se uma máquina realiza a mesma quantidade de trabalho que outra, num intervalo de tempo mais

curto, a sua potência é superior à outra máquina. As unidades SI são o Watt, mas muitas vezes é expressada em unidades superiores, nomeadamente o kW ou MW.

- **Eficiência de ciclo completo:** ou rendimento de um sistema é, talvez, o parâmetro ao qual se atribui maior importância quando se avalia a eficácia de um SAE. A eficiência de ciclo completo máxima teórica de qualquer sistema pode ser definida pela relação entre a energia que é possível recuperar na descarga e a energia utilizada para carregar o sistema. No caso específico de AEAC, pode-se considerar que a eficiência do sistema é a relação entre “o trabalho máximo que pode ser extraído de uma unidade de ar armazenado, a uma determinada pressão e temperatura, e o trabalho necessário para comprimir o ar atmosférico até à pressão determinada” (Cavaco, 2013).

$$\eta = \frac{\text{Energia}_{\text{fornecida/produzida}}}{\text{Energia}_{\text{armazenada/consumida}}} \quad [2.1]$$

Na tabela 2.4, encontram-se quantificadas algumas destas características para todas as tecnologias de armazenamento de energia descritas no subcapítulo seguinte (2.2 Estado da Arte).

Dependente da densidade de energia e da potência está a aplicação do sistema, distinguindo-se em dois grupos: de elevada potência, cujo tempo de funcionamento é muito curto; e de elevada energia, que se caracterizam por elevada autonomia de funcionamento, fornecendo energia por longos períodos de tempo (Lopes 2015), como se mostra na tabela 2.1.

Estas aplicações estão diretamente relacionadas com o aumento da penetração de renováveis na rede e resultam na resolução dos problemas que advêm desta integração, procurando minimizar o impacto sobre a estabilidade do sistema e aumentar a qualidade da energia e melhorar a sua gestão (Abelho 2011). No entanto, dentro das inúmeras utilidades que cada uma das tecnologias analisadas pode ter, estudaram-se as que estão diretamente relacionadas com a rede de distribuição de energia, uma vez que esta foi uma das motivações que levou ao grande desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia. Estas utilidades e a respetiva definição encontram-se na tabela 2.1.

Na tabela 2.3, resumem-se as utilidades de cada uma das tecnologias estudadas no subcapítulo 2.2.

Pelos dados das tabelas 2.1, 2.3 e 2.4, percebe-se que as tecnologias de armazenamento de energia que detêm maior densidade de potência, como por exemplo os supercondutores magnéticos, condensadores de dupla camada e os volantes de inércia, são os que permitem manter a qualidade da energia através da estabilização, regulação da frequência e da tensão da rede, pois são as aplicações que necessitam de uma resposta mais rápida. Já as tecnologias de armazenamento de energia com maior densidade de energia permitem uma melhor gestão da energia através do aumento de flexibilidade da rede, equilibrando as mudanças da procura igualando-a à oferta, atenuando os picos de consumo, como são exemplo a hídrica de bombagem, bateria de fluxos e ar comprimido.

Revistos os principais conceitos dos sistemas de armazenamento de energia, enumeram-se em seguida as diferentes tecnologias existentes. Ainda, no subcapítulo 2.3 é feita uma comparação entre estes conceitos, para os sistemas abordados no subcapítulo 2.2, que permite perceber de que forma estes influenciam o conjunto do sistema e, portanto, a escolha e utilização dos mesmos.

Tabela 2.1: Resumo das utilidades das tecnologias de armazenamento de energia e respetiva definição (Helsingen 2015).

| | Utilidade | Definição | |
|--|--|---|---|
| <p>↑ Maior densidade potência</p> <p>↓ Maior densidade energia</p> | Regulação da tensão | Manter o nível de tensão entre os limites favoráveis através de transformadores e modificadores de fase | <p>↑ Segundos</p> <p>↓ Horas</p> <p>Tempo de descarga</p> |
| | Regulação da frequência | Regulação contínua das mudanças na procura, num intervalo de milissegundos a 15 minutos | |
| | Estabilização da rede | Capacidade de resposta rápida a picos de procura | |
| | Reserva girante | Capacidade de compensar a rápida e inesperada geração de energia, intervalos inferiores a 15 minutos | |
| | Seguimento de carga (<i>Load following</i>) | Ajustar, continuamente, a oferta à procura (tipicamente em intervalos de 15 minutos), ou seja, armazenar energia excedente (horário fora de pico) e devolver quando é necessária (horas de pico), sem aumentar a produção | |
| | Deslocamento temporal (<i>time shifting</i>) | Capacidade de armazenar energia em períodos fora de pico, quando o preço é baixo, e descarregar em horas de pico, a preços mais elevados | |
| | Alisamento de picos (<i>Peak sheaving</i>) | Capacidade de controlar o autoconsumo em períodos de grande consumo | |
| | <i>Black Start</i> | Capacidade de reiniciar autonomamente, ou seja, sem recorrer a energia da rede | |
| | Nivelamento de carga (<i>Load Levelling</i>) | Fornecer energia no horário de pico, reduzindo a produção em centrais que envolvem maiores custos económicos | |

2.2 Estado da Arte

As tecnologias de armazenamento de energia também são frequentemente classificadas de acordo com o tipo de energia armazenada: energia eletroquímica, química, eletromagnética, mecânica ou térmica (Grazzini and Milazzo 2008a). Nesta secção descrevem-se as diferentes tecnologias que permitem armazenar energia, diferenciadas pelo tipo de energia que é armazenada, e enumerando, também, algumas vantagens e desvantagens.

| Mecânica | Eletroquímica | Química | Elétrica | Térmica |
|--|---|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Hídrica de bombagem • Ar comprimido • Volante de inércia | <ul style="list-style-type: none"> • Baterias secundárias • Baterias de fluxo | <ul style="list-style-type: none"> • Hidrogénio • Gás natural sintético | <ul style="list-style-type: none"> • Energia eletromagnética • Condensador • Condensador de dupla camada | <ul style="list-style-type: none"> • Calor sensível • Calor latente |

Figura 2.1: Classificação dos sistemas de energia de acordo com a forma de energia que é armazenada.

2.2.1 Armazenamento de energia mecânica

O armazenamento de energia mecânica é uma forma de armazenar energia preservando-a sob a forma de energia cinética e/ou potencial. As tecnologias que se enquadram nesta secção são a hídrica de bombagem (HB), ar comprimido (AEAC) e volante de inércia.

O armazenamento hidroelétrico bombeado é a tecnologia de armazenamento mais desenvolvida e implementada a larga escala (H. Chen et al. 2009). Nos dias de hoje a energia hídrica de bombagem cobre 99% da capacidade de armazenamento de energia instalada a nível mundial (Odukamaiya et al. 2017). A primeira aplicação comercial a larga escala foi realizada nos Estados Unidos em 1929, Central Rocky River (H. Chen et al. 2009).

Um aproveitamento hidroelétrico é um sistema que utiliza o trabalho realizado por água, quando se desloca entre diferentes cotas altimétricas, para produzir eletricidade. Para tal, é necessário um desnível topográfico, e um sistema que, a partir da conversão da energia potencial da água em energia cinética faz rodar uma turbina, que aciona um gerador que converte a energia mecânica em eletricidade (H. Chen et al. 2009). Um sistema de armazenamento por hídrica de bombagem possui dois reservatórios a diferentes quotas altimétricas. No horário de pico de consumo, o reservatório mais elevado está cheio e a água flui para o reservatório inferior gerando-se energia (como se mostra na figura 2.2, setas a preto). Quando existe excesso de energia na rede, ou seja, nas horas fora de pico, esta energia é aproveitada para bombear a água do reservatório inferior para o superior (figura 2.2, setas brancas). A quantidade de energia armazenada é diretamente proporcional à diferença de alturas do reservatório e ao volume de água armazenada. A eficiência deste sistema encontra-se entre 70% a 85% (Helsingen 2015).

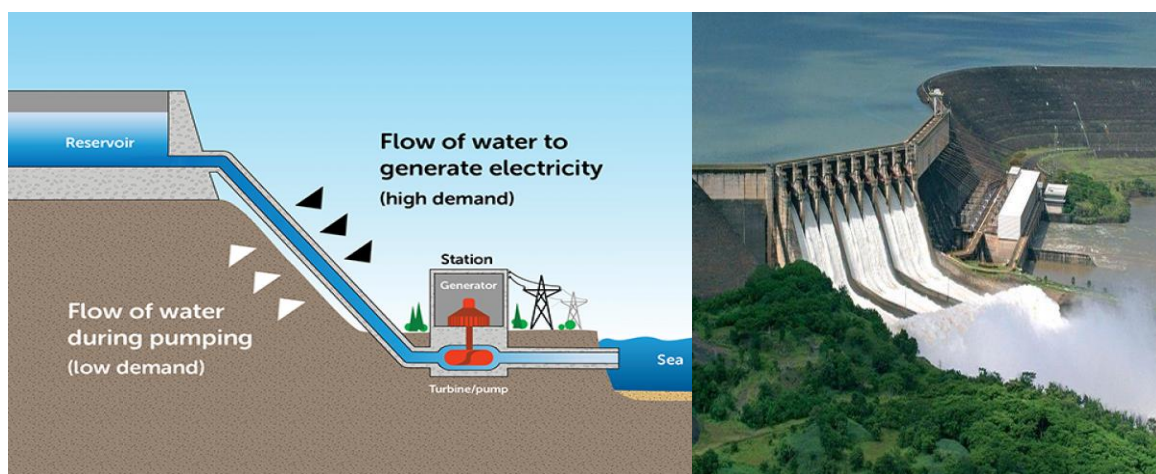


Figura 2.2: Esquema de uma central hidroelétrica de bombagem (EnergyAustralia ponders world’s largest seawater pumped hydro energy storage plant | Energy Storage News 2017).

De facto, a hídrica de bombagem é uma tecnologia de alta eficiência, amplamente testada e segura, apresentando um longo tempo de vida útil, um elevado nível de despachabilidade e uma pequena auto-descarga associada à evaporação, permitindo armazenar grandes quantidades de energia por longos períodos de tempo, como se pretende num sistema de armazenamento de energia de larga escala (Helsingen 2015).

No entanto, como já foi referido, a sua capacidade é limitada pelo volume e pela diferença de altura entre os reservatórios, fatores determinantes para a potência de saída da central, e que dependem criticamente do local geográfico onde se encontram (Todd 2017). O seu tempo de construção e o alto custo de investimento são outras desvantagens de HB, apesar dos custos de manutenção e operação serem considerados baixos (Helsingen 2015). Tem, ainda, grandes implicações a nível ambiental como

a alteração do regime fluvial natural, perturbação da paisagem, e por vezes é necessário desflorestar para construir a barragem (H. Chen et al. 2009).

Para ultrapassar estes entraves, recentemente estão a ser desenvolvidos aproveitamentos hidroelétricos que utilizam como reservatório minas inundadas ou mesmo os oceanos (Luo et al. 2015). O maior objetivo é acoplar as HB a fontes de energia renováveis não despacháveis, como a eólica e solar fotovoltaica (Luo et al. 2015).

Existe uma outra tecnologia de armazenamento de energia que consegue atingir as potências alcançadas por HB, em que é armazenada energia mecânica em ar comprimido (AEAC) (Todd 2017). Este conceito tornou-se conhecido quando Stal Laval patenteou a sua ideia, em 1949 (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014).

O conceito geral de armazenamento de energia com ar comprimido envolve a fase de compressão, de armazenamento do ar e de expansão. Os principais constituintes de um sistema AEAC são o compressor, gerador, turbina e reservatório de armazenamento do ar comprimido, como se mostra no esquema da figura 2.3. No horário fora de pico, aproveitando o excedente de eletricidade, o motor elétrico do sistema ativa o compressor, que ao comprimir o ar ambiente, converte energia elétrica em energia potencial. De seguida, o ar é armazenado num reservatório. Quando há maior consumo de energia, nas horas de pico, e portanto há necessidade de gerar eletricidade, o ar é libertado, aquecido e expandido na turbina, que está ligada ao gerador elétrico, produzindo energia elétrica, devolvendo-a novamente à rede (Wolf and Budt 2014a).

Dependendo dos processos termodinâmicos de compressão e expansão do ar, podem resultar diferentes condições finais de pressão, volume e temperatura. As tecnologias AEAC podem ser diferenciadas pelas condições em que ocorre a compressão, o armazenamento do ar e ainda o armazenamento de calor (Budt et al. 2016). No capítulo 3 serão explicadas, detalhadamente, estas diferenças.

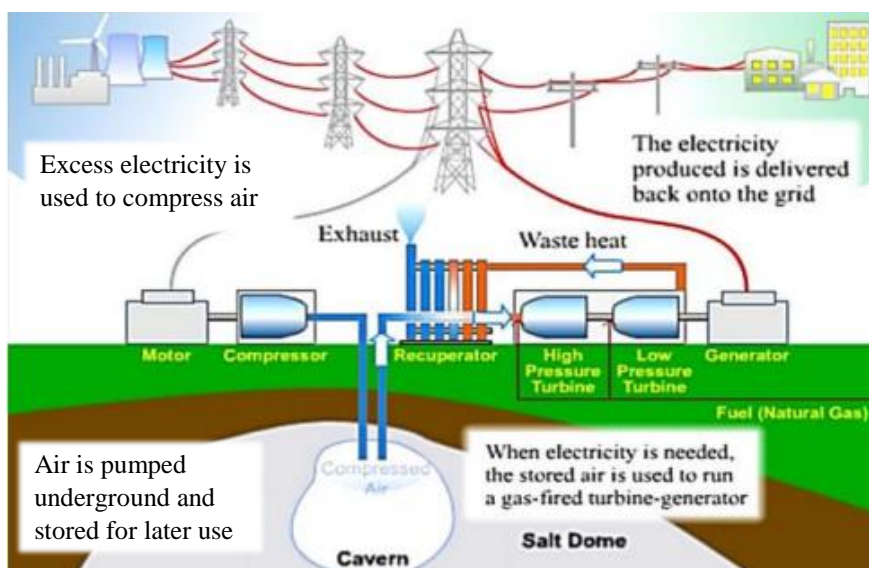


Figura 2.3: Central AEAC tradicional (IEC 2011).

A grande vantagem normalmente atribuída aos sistemas AEAC está relacionada com os custos de investimento, que para sistemas muito grandes não são muito elevados, quando comparados com as baterias, por exemplo. Estes sistemas permitem uma melhor gestão da energia, uma vez que, armazenam a energia em excesso na rede e a libertam quando é necessária, igualando a oferta à procura.

No entanto, para armazenar a larga escala, o local de armazenamento tem de ter dimensões muito grandes e condições específicas como se verifica nas centrais convencionais (capítulo 4.1.1 e 4.1.2) (H.

Chen et al. 2009). O facto da compressão e expansão serem processos extremamente endotérmicos e exotérmicos, respetivamente, aliado ao facto de não ser em geral viável armazenar o calor trocado com o ambiente nestes processos, faz com que a tecnologia AEAC apresente, em geral, uma baixa eficiência de ciclo completo. É comum atribuir às centrais convencionais de tecnologia AEAC uma eficiência de cerca de 50%. Este valor está, no entanto, claramente sobrestimado, como se verá no capítulo 4. De facto, as tecnologias AEAC comercializadas utilizam combustíveis fósseis para reaquecer o ar antes da expansão, como forma de contornar a sua baixa eficiência de ciclo completo, o que as torna indesejáveis para opções de sistemas completamente sustentáveis e sem emissão de gases poluentes (Todd 2017). A fim de desenvolver centrais AEAC sustentáveis e sem utilização de combustíveis fósseis, surgem, cada vez mais, vários projetos que exploram diferentes maneiras de o fazer como, por exemplo, AEAC com compressão/expansão adiabática, com aproveitamento de energia térmica, AEAC com compressão/expansão isotérmica, AEAC com aproveitamentos de HB, AEAC a baixas temperaturas (IEC 2011). As centrais operacionais, assim como as projetadas, as que estão em desenvolvimento ou fase de estudo, com futuro promissor, vão ser enumeradas e discutidas no capítulo 4.

Ainda na área do armazenamento de energia mecânica, mais precisamente energia cinética de uma massa girante, utilizam-se atualmente sistemas do tipo volante de inércia, comumente designados pela expressão equivalente em inglês *flywheel*. Esta tecnologia é composta por um cilindro rotativo, um motor (processo de carga) reversível, que também opera como gerador (processo de descarga) e uma câmara de vácuo (Luo et al. 2015). A utilização de chumaceiras magnéticas e de uma câmara de vácuo permitem minimizar as forças de atrito (Todd 2017), como se representa na figura 2.4, minimizando assim a auto-descarga. A energia cinética é gerada pelo movimento da massa inercial, quanto maior a sua velocidade maior a quantidade de energia armazenada (Sistemas de armazenamento de energia: tendências para o setor elétrico | Blogs Pini 2015).

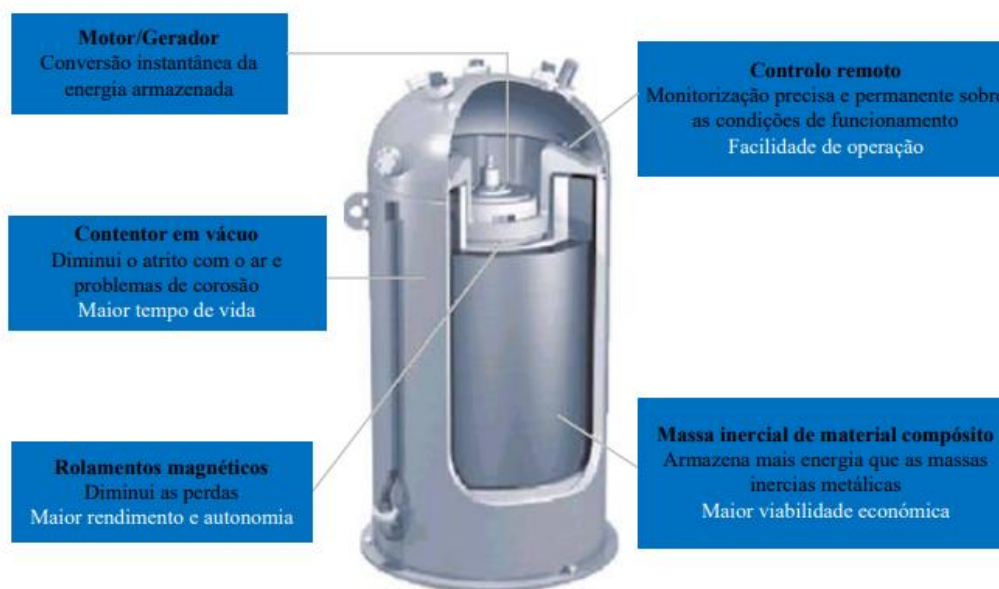


Figura 2.4: Esquema de um sistema de volante de inércia (Lopes 2015)

Os volantes de inércia têm um tempo de resposta rápido, alta densidade de potência, longo tempo de vida útil, alta eficiência (90% a 95%), permitem grande número de descargas (Todd 2017). Contudo, não são viáveis para armazenar a longo prazo devido à sua elevada taxa de auto-descarga, pois ocorrem perdas elevadas na massa inercial, que se devem ao atrito (Lopes 2015).

2.2.2 Armazenamento de energia eletroquímica

O armazenamento de energia eletroquímica, através de baterias, é a “forma mais antiga de armazenar energia elétrica” (H. Chen et al. 2009). As baterias são um conjunto de células eletroquímicas, ligadas em série ou paralelo, onde ocorrem reações de oxidação-redução, produzindo uma corrente elétrica (Luo et al. 2015). Geralmente, cada célula eletroquímica que forma a bateria é constituída por um ânodo (polo negativo) e um cátodo (polo positivo), ambos em contato com um eletrólito (condutor de eletricidade, na forma de solução) (DTI 2004). Existem dois tipos de baterias: secundárias e de fluxo. Nas primeiras o eletrólito atua como meio para transferir os iões. Nas segundas o eletrólito é o meio onde se armazena a energia (Helsingen 2015). Em ambos os tipos de bateria são aplicados diferentes materiais nos componentes do sistema, dando origem a diferentes tipos de baterias com diferentes aplicações, dependendo da quantidade de energia que se pretende armazenar e do espaço disponível (Filipe Coelho Simões et al. 2017).

Nas baterias convencionais, durante a descarga, os iões movem-se do polo negativo para o polo positivo, e os eletrões são conduzidos no mesmo sentido, através de um condutor, gerando um fluxo de eletrões, que pode ser utilizado para alimentar um circuito elétrico. Como se mostra na figura 2.5, o processo pode ser reversível, ou seja, através da aplicação de uma tensão externa é possível carregar novamente a bateria (DTI 2004).

Nestas baterias, as dimensões e a composição das células têm uma grande influência na capacidade de armazenamento e na potência da bateria. As mais comuns são a bateria de iões lítio, sulfato de sódio, níquel-cadmio e ácido de chumbo (H. Chen et al. 2009), como se pode ver na figura 2.5.

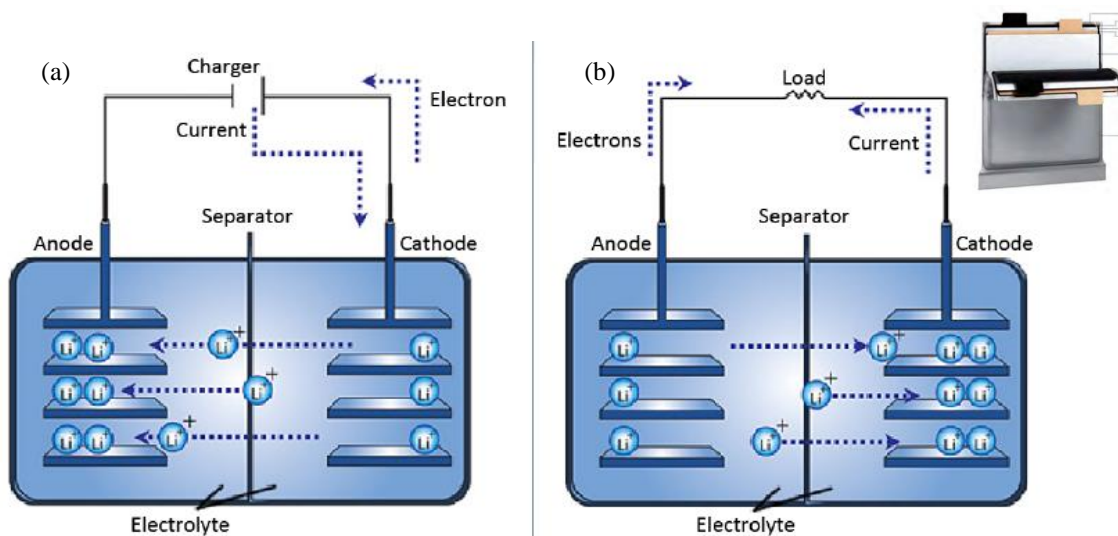


Figura 2.5: Funcionamento de uma bateria íões de Lítio. (a) processo de carga; (b) processo de descarga (EnergyAustralia ponders world's largest seawater pumped hydro energy storage plant | Energy Storage News 2017).

Na tabela 2.2 estão algumas vantagens e desvantagens das baterias secundárias mais conhecidas.

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens das baterias secundárias mais comercializadas (Abelho 2011).

| Baterias secundárias | Vantagens | Desvantagens |
|------------------------|--|---|
| Ácido-Chumbo (PbA) | Baixo custo; Baixa auto-descarga; | Perda de desempenho; Vida útil curta; Baixa densidade de potência/energia; Elevada manutenção; Materiais pesados e tóxicos; |
| Níquel-Cádmio (Ni-Cd) | Maior densidade de potência que PbA; Maior ciclo de vida; Pouca manutenção | Custos elevados; Rápida auto-descarga; Redução da capacidade de recarga; Materiais pesados e tóxicos; |
| Sulfato de Sódio (NaS) | Potência elevada; Densidade energética elevada; Boa eficiência; | Custo elevado; Questões de segurança; |
| Iões-Lítio (Li-ion) | Maior densidade de energia; Baixa taxa de descarga; Pouca manutenção; | Custo elevado; Requer sistema de equilíbrio e controlo durante a carga; |

Os próximos progressos a serem realizados nas baterias, de forma a tornarem-se futuramente em tecnologias de armazenamento de energia elétrica mais viáveis e sustentáveis, são mudar a composição dos materiais dos diferentes componentes, que neste momento são tóxicos e não recicláveis (pelo menos na grande maioria que está no mercado); e melhorar a pureza dos materiais (Zhang, Larcher).

As baterias de fluxo são constituídas por dois tanques de armazenamento, com dois eletrólitos, duas bombas e uma célula de combustível. Os tanques armazenam os eletrólitos que alimentam a célula de energia, que é constituída pelos elétrodos e por uma membrana microporosa que permite a passagem de, apenas, iões selecionados, não permitindo a mistura dos dois eletrólitos, de forma a gerar corrente elétrica (Abelho 2011). A carga e descarga de uma bateria de fluxo é semelhante à de uma bateria secundária, a diferença é que o eletrólito não é armazenado junto dos elétrodos. O princípio de funcionamento baseia-se nas reações de oxidação-redução dos elétrodos. Para carregar, um dos eletrólitos é oxidado no ânodo e o outro é reduzido no cátodo, convertendo energia elétrica em energia eletroquímica. Para descarregar, o eletrólito é conduzido à célula de combustível.

O volume dos tanques de armazenamento define a quantidade de energia armazenada. A potência alcançada pode ser superior às das baterias convencionais (Helsingen e Todd), uma vez que esta só depende do tamanho da célula de combustível (Abelho 2011). As baterias de fluxo mais comuns são oxidação-redução de vanádio, brómio de zinco (H. Chen et al. 2009). Na figura 2.6 apresenta-se um esquema deste tipo de baterias que podem ser acopladas a sistemas de energia renovável, como a energia eólica e fotovoltaica, contudo o armazenamento de energia a larga escala com a utilização de baterias ainda é raro (H. Chen et al. 2009).

As vantagens das baterias de fluxo são rápido tempo de resposta, elevada capacidade de recarga, por substituição do eletrólito, que proporciona maior longevidade ao equipamento, possibilidade de descarga completa sem danificar a bateria (Abelho 2011) e a utilização de materiais não tóxicos. Ainda, o facto do dimensionamento da potência e energia serem independentes (Filipe Coelho Simões et al. 2017). A eficiência de ciclo completo deste tipo de baterias varia entre os 60 e 80% (H. Chen et al.). O facto de esta tecnologia utilizar um sistema mecânico de bombagem ocupa mais espaço do que o desejado e o facto de não estar muito desenvolvida constitui um entrave à sua utilização (Abelho 2011).

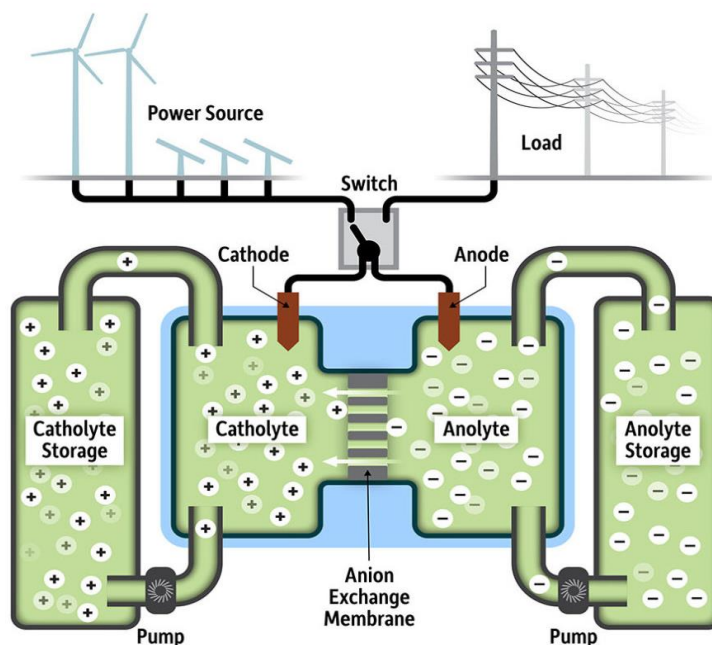


Figura 2.6: Funcionamento de uma bateria de fluxo (EnergyAustralia ponders world’s largest seawater pumped hydro energy storage plant | Energy Storage News 2017).

2.2.3 Armazenamento de energia química

O armazenamento de energia química está maioritariamente relacionado com sistemas de armazenamento de hidrogénio e de gás natural sintético (GNS) (Luo et al. 2015), pois pode ser armazenado e distribuído na rede de gás natural já existente (IEC 2011), não sendo necessário o investimento em infraestruturas de distribuição.

Há diversas formas de produzir hidrogénio. Pode ser produzido através de “gás natural, óleos pesados, materiais biológicos e carvão” (Helsingen 2015). Contudo, existe outro processo de produzir hidrogénio, de forma mais limpa, através da eletrólise da água (H_2O) (Helsingen 2015), utilizando células de combustível.

Um sistema de armazenamento de hidrogénio é, geralmente, composto por um eletrolisador (conversor eletroquímico, que faz a eletrólise), depósito de armazenamento e uma célula de combustível, como se mostra na figura 2.7 (correspondendo aos números 1, 2 e 3, respetivamente).

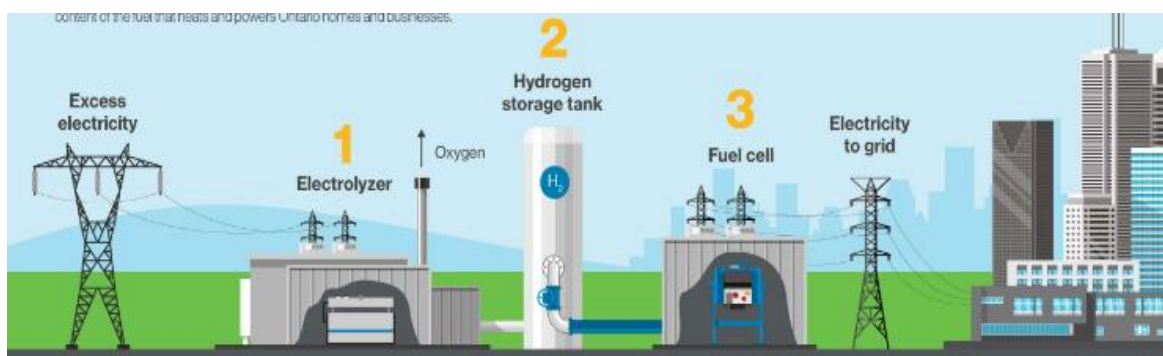


Figura 2.7: Esquema ilustrativo do funcionamento geral de um sistema de armazenamento de hidrogénio (Hydrogen Storage– Natural Gas & The Environment | Enbridge Gas Distribution Inc.)

Uma célula de combustível é uma célula eletroquímica onde são consumidos o agente redutor (combustível) e o agente oxidante (comburente), que reagem na presença de um eletrólito, com o objetivo de gerar energia elétrica (H. Chen et al. 2009). Uma célula de combustível reversível, como a célula de hidrogénio, utiliza o hidrogénio e oxigénio para gerar eletricidade e água, e no processo inverso consome água e eletricidade para produzir hidrogénio e oxigénio. Como se mostra na figura 2.8, o hidrogénio passa no ânodo e o oxigénio no cátodo. Através da ajuda de um catalisador, o hidrogénio é separado em iões positivos e negativos. Os primeiros passam no eletrólito e combinam-se com o oxigénio, formando água. Os eletrões passam num circuito externo, formando a corrente elétrica da célula.

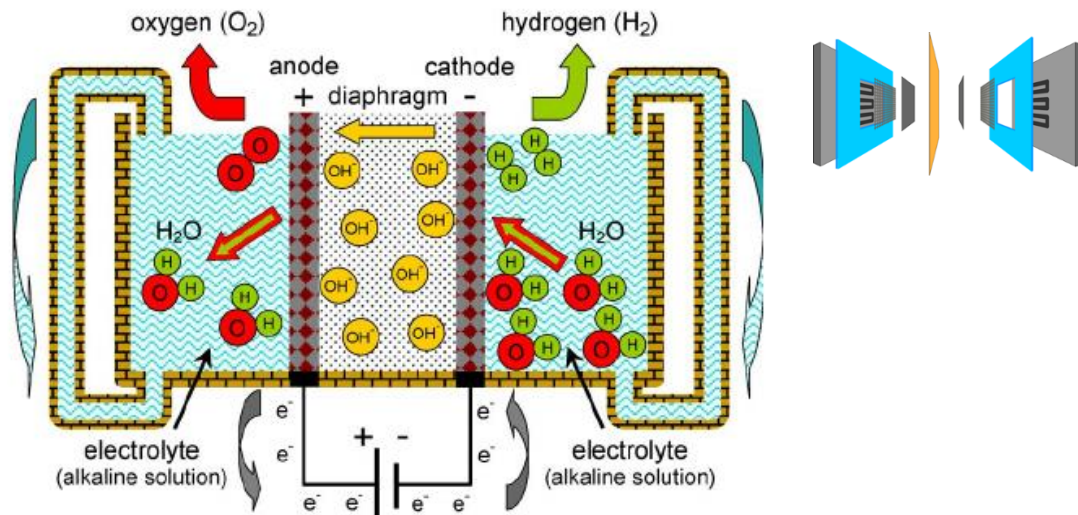


Figura 2.8: Esquema da célula de combustível de hidrogénio (mais à direita) e diferentes componentes de uma célula de combustível (Ursua, Gandia, and Sanchis 2012)

O hidrogénio pode ser armazenado de diferentes formas tal como “gás a alta pressão, um líquido a baixa temperatura, absorvido em hidretos metálicos ou quimicamente ligado em hidretos complexos” (IEC 2011). Por exemplo, no caso de a aplicação ser estacionária o armazenamento mais adequado será sob a forma de gás de alta pressão. Contudo, o tipo de armazenamento também depende das quantidades armazenadas. Enquanto que para armazenar quantidades menores o ideal é armazenar em pequenos depósitos, no que respeita ao armazenamento em grandes quantidades, opta-se por minas de sal, pois para a mesma quantidade de energia, quanto maior a quantidade de hidrogénio armazenada menor a pressão de armazenamento (IEC 2011).

Embora a eficiência de ciclo completo deste processo, a baixas temperaturas, esteja compreendida entre os 56% a 73%, em geral a eficiência de ciclo completo desta tecnologia de armazenamento de energia está na ordem dos 20% a 45% (Helsingen 2015).

Estes sistemas podem armazenar por longos períodos de tempo e grandes quantidades de energia devido à alta densidade de energia do hidrogénio (Lopes 2015), são versáteis, pois podem ser utilizados como combustíveis para transporte como para aquecimento, com o benefício de serem combustíveis não poluentes e renováveis (DTI 2004) e podem ser aplicadas a média e larga escala.

O facto de ser necessário que o hidrogénio tenha um grau de pureza muito elevado, para garantir a longevidade do sistema, e da baixa densidade de energia, o que implica que os depósitos de armazenamento tenham um volume muito grande (Helsingen 2015), como por exemplo aquíferos e minas de sal (Todd 2017), faz com que os custos envolvidos sejam muito elevados. O grande desafio da eletrólise da água é encontrar a melhor maneira deste processo funcionar com maior eficiência bem como a redução dos custos envolvidos (Helsingen 2015).

O armazenamento de gás natural sintético (GNS) é outra forma de armazenamento de energia química. Este gás é produzido segundo a reação de Sabatier (equação [2.2]) (Leonzio 2016).



Tal como se mostra na equação, a reação entre o dióxido de carbono e o hidrogénio, com o auxílio de um catalisador de níquel, dá origem a gás metano e a água. Tal como se mostra no esquema da figura 2.9, o hidrogénio é conseguido através da eletrólise da água.

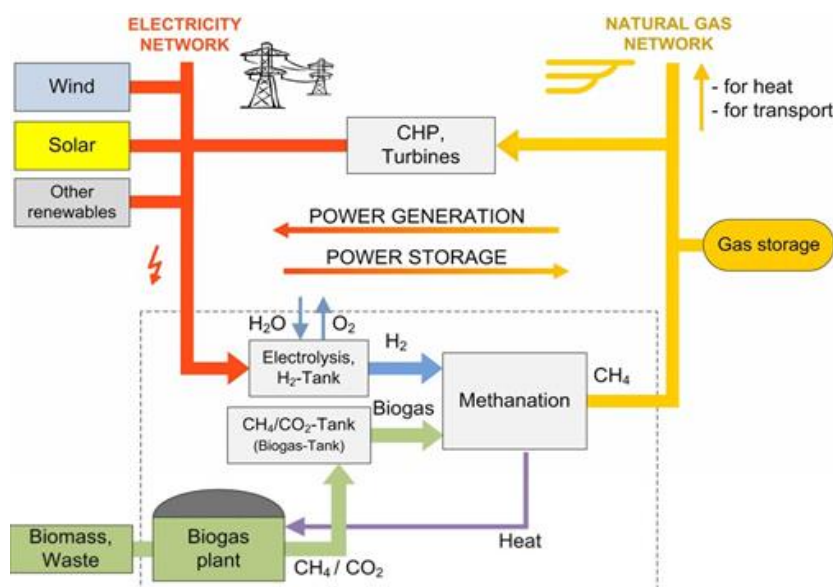


Figura 2.9: Esquema de um sistema de armazenamento de metano e interação com a rede elétrica (Is “Renewable Methane” Energy Storage an Efficient Enough Option?).

Na figura 2.9, é possível observar todo o sistema de armazenamento de GNS. O CO₂, utilizado na metanação, é armazenado à priori e pode ser retirado de diversas fontes que emitem CO₂ como as centrais térmicas ou de biogás (IEC 2011). Quando existe excesso de eletricidade na rede, esta é utilizada pelo sistema, dando-se início à eletrólise da água seguida da reação de Sabatier.

A metanação, é tanto mais eficiente quando no final desta reação os reagentes da reação anterior (hidrogénio e dióxido de carbono) não estiverem presentes (IEC 2011). De seguida, o gás obtido é armazenado. Uma maneira de armazenar e transportar o metano é por liquefação (Helsingen 2015), mas também pode ser injetado diretamente na rede de gás, em depósitos pressurizados ou subterrâneos (IEC 2011).

O metano tem uma densidade mássica de energia superior à do hidrogénio e a temperatura de ebulição mais alta, o que faz com que seja mais barato de armazenar (Helsingen 2015). O facto de já existir um sistema de distribuição maduro representa uma grande vantagem para este sistema (IEC 2011).

A eficiência de um ciclo desta reação está na ordem dos 20% a 30% (Helsingen 2015), que é considerada reduzida e é um sistema muito dispendioso.

2.2.4 Armazenamento de energia elétrica

Outro método de armazenar energia é sob a forma elétrica. Pode ser feito através de duas tecnologias: uma que armazena energia do tipo cinético (magnética) em bobinas supercondutoras (EEBS) e outra que armazena energia do tipo potencial (elétrica) em condensadores.

Um sistema EEBS é composto pela bobina supercondutora, um sistema de refrigeração e um sistema de controlo, representados na figura 2.10.

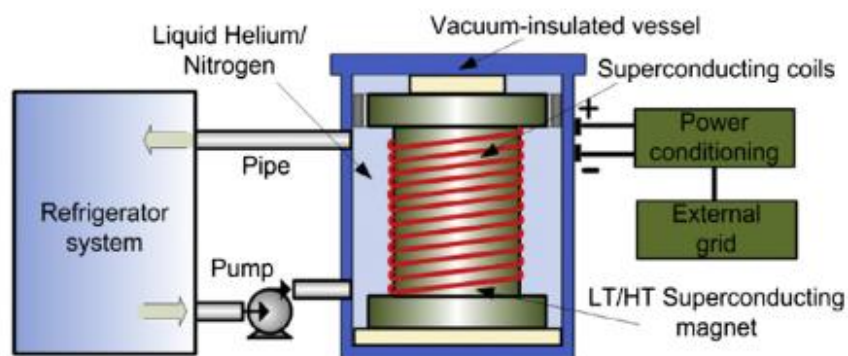


Figura 2.10: Esquema do armazenamento de um sistema de bobinas supercondutoras (Luo et al. 2015).

Geralmente, a energia que percorre uma bobina seria dissipada devido à sua resistência. Contudo, no caso de EEBS, o facto de o material ser supercondutor e de se encontrar abaixo da temperatura crítica torna a sua resistência nula, mantendo a corrente em circulação na bobina por períodos indefinidos (Lopes 2015). A bobina encontra-se numa câmara de vácuo para minimizar as trocas de calor com o ambiente. O sistema de refrigeração é necessário para manter o sistema a baixas temperaturas e o sistema de controlo é necessário para a transformação de AC/DC uma vez que corrente que percorre a bobina é contínua e a da rede elétrica é alternada (Supercapacitores).

A energia é armazenada sob a forma de um campo magnético gerado pelo fluxo de corrente que percorre a bobina (Pereira and Nergia 2012). A quantidade de energia armazenada “depende da auto-indutância e da corrente que percorre a bobina”

A potência de EEBS encontra-se entre 1 e 10 MW e a eficiência é na ordem dos 95% (Helsingen 2015). As vantagens do sistema EEBS são a alta densidade de potência, o rápido tempo de resposta, o longo período de vida útil, com um número elevado de cargas/descargas, a baixa degradação do material, o baixo custo de manutenção e a alta segurança de operação (Helsingen 2015).

As desvantagens estão relacionadas com a auto-descarga do sistema, que é cerca de 15% por dia (H. Chen et al. 2009), o capital de investimento que é elevado, nomeadamente, por causa dos sistemas auxiliares que são necessários para manter o sistema a temperaturas criogénicas (Abelho 2011).

Atualmente o trabalho desenvolvido nesta tecnologia está relacionado com a procura de supercondutores de alta temperatura, pois seriam uma alternativa que permitiria a operação deste tipo de sistemas com menos custos relacionados com o arrefecimento das bobinas (Ostermann, Ferreira, and Cavalcanti 1998).

Esta tecnologia ainda não é comercializada a larga escala (Helsingen 2015), sendo apenas utilizados pequenos sistemas para o controlo da qualidade de energia (IEC 2011).

Além do sistema apresentado anteriormente, existe outro sistema com capacidade de armazenar energia elétrica: o condensador elétrico de dupla camada (CDC) ou supercondensadores.

Um condensador é constituído por duas placas condutoras e entre elas encontra-se uma fina camada de isolante, normalmente feito de cerâmica, vidro ou filme de plástico, denominada dielétrico, como se mostra na figura 2.11. No processo de carga, o condensador é ligado a uma fonte de alimentação, a corrente começa a fluir, verificando-se um aumento da diferença de potencial pela acumulação de cargas, em igual quantidade (as positivas no elétrodo positivo e negativas no elétrodo negativo). Como as cargas são opostas, atraem-se sem se misturarem devido à composição do dielétrico, criando um campo eletrostático, onde se armazena a energia. Quando a tensão nos terminais do condensador é igual à tensão da fonte de alimentação, o condensador está completamente carregado e a corrente deixa de fluir (A Carga e Descarga do Condensador 2019). A tensão máxima que pode ser aplicada depende das características do material do dielétrico e a quantidade de energia armazenada depende da área do dielétrico (H. Chen et al. 2009). O trabalho necessário para carregar o condensador fica armazenado sob a forma de energia elétrica e é dado pela seguinte equação

$$U = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad [2.3]$$

U representa a energia interna do condensador, C a capacitância, em Farad, e V a tensão, em Volt.

Quando a energia acumulada é necessária, procede-se à descarga do condensador, que ocorre de forma análoga, verificando-se a queda de tensão entre os terminais do condensador (A Carga e Descarga do Condensador 2019).

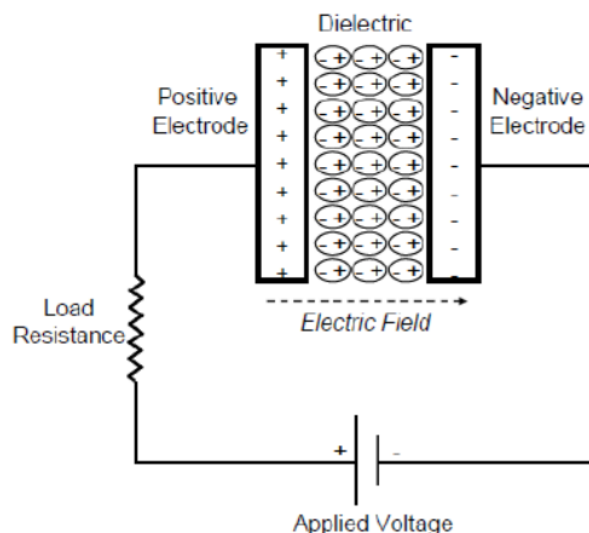


Figura 2.11: Esquema de um condensador convencional (Santos 2013).

A vantagem dos condensadores é que carregam e descarregam muito mais rapidamente que uma bateria convencional e pode ser recarregado mais vezes e com alta eficiência (H. Chen et al. 2009).

Em contrapartida, a baixa densidade de energia (H. Chen et al. 2009), a alta dissipação de energia devido às perdas por auto-descarga e os custos elevados (Luo et al. 2015), levam a que sejam utilizados apenas em pequenos sistemas, maioritariamente com o objetivo de regular a tensão (A Carga e Descarga do Condensador 2019).

Apesar dos condensadores convencionais serem uma tecnologia madura e um modo direto de armazenar energia (H. Chen et al. 2009) ainda não são capazes de atuar a larga escala. Assim, surgem os supercondensadores, que devido à presença de uma dupla camada e ao desenvolvimento de novos materiais que constituem o eletrólito (baseados em nano materiais) (Santos 2013) permitem diminuir a distância entre os elétrodos condutores aumentando a capacidade de armazenamento e, portanto, a densidade de energia (Luo et al. 2015).

Os supercondensadores ou condensadores elétricos de dupla camada (CDC) são constituídos por dois elétrodos condutores, normalmente à base de carbono, um eletrólito e um separador de membrana porosa entre o elétrodo e o eletrólito (Supercapacitores), como se representa na figura 2.12.

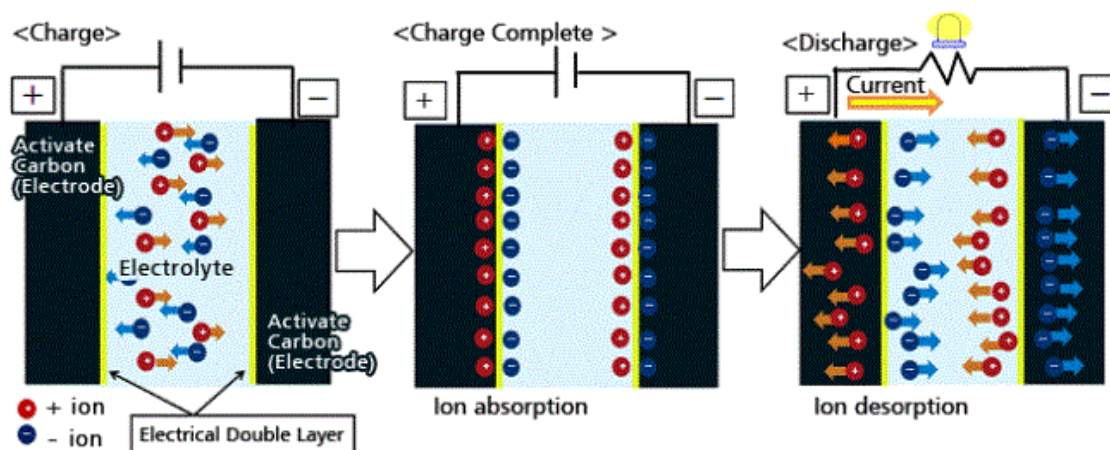


Figura 2.12: Esquema de carga e descarga de um condensador elétrico de dupla camada (Superconducting magnetic energy storage 2015)

Quando o CDC é ligado a uma fonte de alimentação externa, o sistema está a ser carregado, onde os elétrons são transferidos do elétrodo positivo para o elétrodo negativo, acumulando-se ao longo da membrana porosa de sinais opostos, formando duas camadas (José Terezo 2007). Neste caso, a energia é armazenada entre o eletrólito e os elétrodos. Na fase de descarga os elétrons deslocam-se até ao elétrodo negativo, através de um circuito externo, e os iões deslocam-se até ao volume do eletrólito.

As principais características desta tecnologia são a alta densidade de potência e energia, a alta capacidade de armazenamento e a rápida carga e descarga do sistema, devido à baixa resistência interior (IEC). E, ainda, o tempo de vida útil longo. A eficiência desta tecnologia é cerca de 90% (IEC 2011). No entanto, a taxa de auto-descarga diária (5% a 40%) e o custo de capital são elevados (Luo et al. 2015) e o solvente utilizado nos condensadores deteriora-se num curto período de tempo (quando comparado com a durabilidade do resto do sistema).

2.2.5 Armazenamento de energia térmica

Por fim, existem também tecnologias de armazenamento de energia térmica (AET). Este tipo de sistemas armazena calor, que pode estar sob duas formas: sensível e latente, sendo que o calor pode ser armazenado a temperaturas mais baixas que a temperatura ambiente, para aplicações de arrefecimento, ou a temperaturas mais elevadas que a temperatura ambiente, utilizado para aquecimento (Todd 2017).

Tipicamente, um sistema que armazena energia térmica é constituído por um reservatório, que contém o fluido de transferência de calor ou meio de armazenamento, um sistema de refrigeração e uma bomba.

Quando o calor armazenado é do tipo sensível observam-se mudanças de temperatura no meio onde está armazenado o ar, que pode ser sólido ou líquido, mas não ocorrem mudanças de fase. Na generalidade,

os meios líquidos têm maior capacidade calorífica, maior densidade energética mas capacidades de descarga mais baixas.

Contudo, nos meios sólidos há menores probabilidades de extravasamento e o tempo de vida útil do conjunto é maior (Helsingen 2015). Para gamas de temperatura superiores a 600°C, os meios sólidos são os mais apropriados (Helsingen 2015).

A energia é libertada ou absorvida pelo meio quando a sua temperatura diminui ou aumenta, respetivamente. Quando o calor é armazenado num meio sólido requer a passagem de um fluido de trabalho, ocorrendo transferência de calor por convecção. Caso o meio de armazenamento seja líquido é necessário bombeá-lo para fora do recipiente de armazenamento para um permutador de calor (Todd 2017).

O armazenamento de calor latente aproveita a mudança de fase do meio de armazenamento para armazenar calor, sem mudança de temperatura. Por exemplo, ao aquecer água no estado sólido, a água mantém a temperatura até estar toda no estado líquido, ou seja, a energia foi utilizada para romper as ligações cristalinas, o que significa que o calor estará disponível quando a água voltar, novamente, ao estado sólido.

O material mais conhecido que armazena calor latente é a mistura gelo/água. A vantagem de armazenar calor latente é a sua capacidade de armazenar grandes quantidades de energia num volume relativamente pequeno, sem mudanças de temperatura, que permite que as transferências de calor sejam mais eficientes (IEC 2011).

Com o armazenamento de calor é possível aproveitar a energia que seria desperdiçada noutros processos, por exemplo, num sistema de armazenamento de energia em ar comprimido. Quando a compressão é adiabática, sem recuperação de calor, este é desperdiçado. No entanto, ao acoplar um sistema AET, esse calor pode ser armazenado tornando o processo quase adiabático, aumentando a sua eficiência (IEC 2011), como se verá em 3.1.1 e 3.3.

A eficiência de um ciclo de AET de calor sensível é de 50% a 90% e de calor latente de 75% a 90% (Sarbu and Sebarchievici 2018).

Um sistema AET tem a vantagem de não ser prejudicial ao ambiente e de poder armazenar energia que seria desperdiçada. São utilizados para superar a diferença entre a oferta e a procura de energia térmica tornando-se numa mais-valia num sistema de energias renováveis (Todd 2017) tornando estas energias despacháveis (Luo et al. 2015).

2.3 Comparação das tecnologias de armazenamento de energia

Na secção anterior descreveram-se as diferentes aplicações e tecnologias de armazenamento de energia que já existem. Neste capítulo faz-se uma comparação entre todas, tendo em conta que cada uma delas, em função das suas características, se adequa melhor a diferentes aplicações, como se mostra na tabela 2.3.

Relativamente às diferentes tecnologias de armazenamento de energia, conforme se pode verificar na figura 2.13, a capacidade instalada das tecnologias de armazenamento de energia está completamente centrada na hídrica de bombagem (99%). Todas as outras tecnologias têm, ainda (em 2015), muito pouca influência no armazenamento de energia. Ainda assim, do 1%, AEAC é a que tem maior peso.

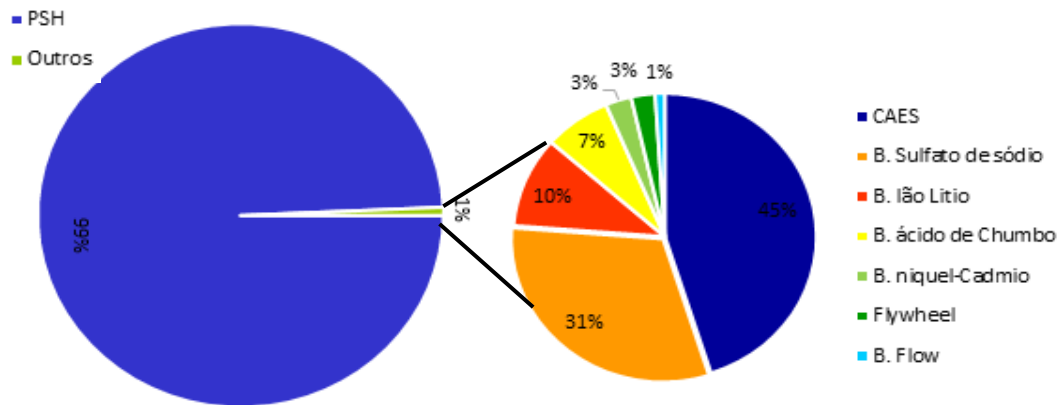


Figura 2.13: Capacidade global instalada conectada à rede elétrica (Helsingen 2015).

Na figura 2.14, está representada a relação geral entre as gamas de potência típicas de cada sistema de armazenamento de energia e o seu estado de desenvolvimento.

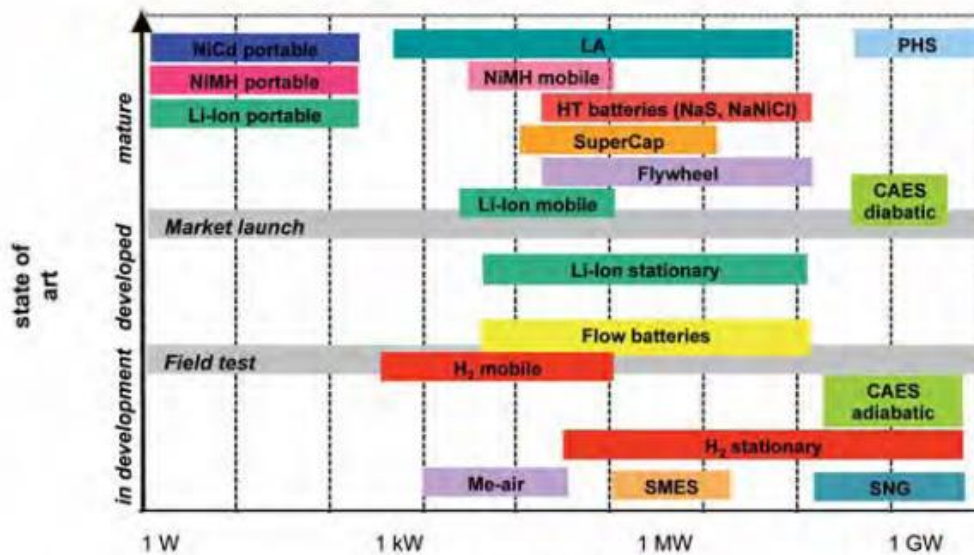


Figura 2.14: Estado de desenvolvimento das várias tecnologias de armazenamento de energia (Luo et al. 2015).

Por exemplo, a hídrica de bombagem que é das tecnologias mais desenvolvidas e com maior potência nominal, sendo a tecnologia com maior investimento e capacidade instalada.

As baterias de níquel-cádmio e ácido-chumbo são as mais desenvolvidas e, dentro das baterias secundárias, das que tem maior capacidade instalada.

Conclui-se que as tecnologias que armazenam energia mecânica têm grandes níveis de potência e estão já bastante desenvolvidas, exceto os novos conceitos AEAC, que serão abordados nos próximos capítulos. Já as que armazenam energia química são as menos desenvolvidas (hidrogénio e GNS).

Sabe-se que o campo de aplicação de uma tecnologia de armazenamento de energia está relacionado com o seu nível de potência, como já foi referido, e como se mostra na figura 2.15. Neste caso os campos de aplicação são mais generalizados dividindo-se em qualidade de energia (regulação da frequência e tensão), potência de ligação (reserva girante, por exemplo) e gestão de energia (nivelamento de carga, por exemplo).

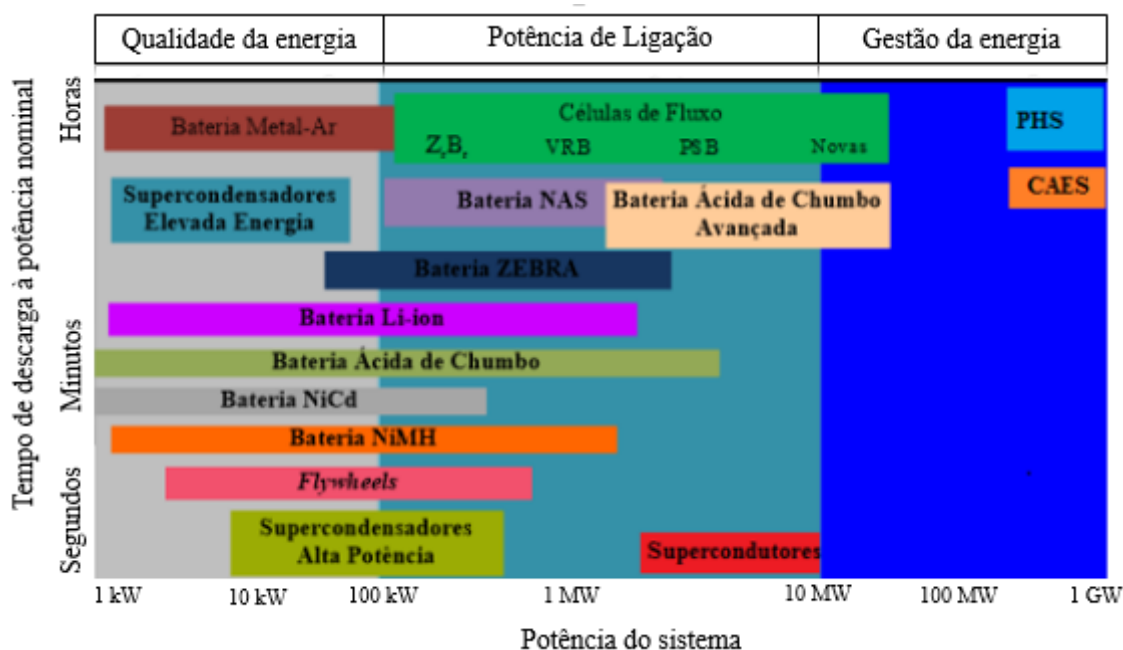


Figura 2.15: Relação entre os campos de aplicação e a potência de algumas das tecnologias de armazenamento de energia (Lopes 2015).

As tecnologias que melhor solucionam a instabilidade da rede são aquelas que permitem a regulação da mesma, de forma a melhorar as linhas de transmissão, aumentando a qualidade da energia (Abelho 2011). A figura 2.15 é uma ilustração dos sistemas de armazenamento de energia que são mais adequados a determinadas utilidades e, consoante a utilidade, é atribuída a gama de potências que o SAE necessita. Assim, para uma melhor qualidade da energia as baterias secundárias com potências entre 1 e 100 kW, bem como os supercondensadores e os volantes de inércia entre os 5 e 100 kW são os mais adequados. Para gerir a energia, a hídrica de bombagem e ar comprimido com gama de potência entre 150 MW e 1 GW são os sistemas mais adequados.

Nos sistemas de armazenamento de energia a eficiência de ciclo completo é um parâmetro muito importante de se analisar, uma vez que indica quanta energia foi realmente aproveitada (equação [2.1]). Considere-se um sistema genérico de armazenamento de energia, que se representa por uma bateria na figura 2.16.

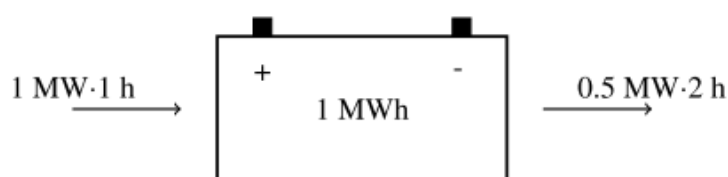


Figura 2.16: Bateria reversível, com 100% de eficiência (Elmegaard and Brix).

Se o sistema for completamente reversível, como se assume na figura 2.16 a sua eficiência de ciclo completo é 100%, sendo a energia armazenada igual à energia fornecida (utilizada pelo consumidor, pela equação [2.1]).

No entanto, se o armazenamento envolver perdas, a eficiência será dada pela relação (Elmegaard and Brix 2011)

$$\eta_A = \eta_c \cdot \eta_{RAA} \cdot \eta_d \quad [2.2.]$$

que contabiliza as perdas de cada uma das três etapas de um ciclo do sistema: carga (c), armazenamento (RAA) e descarga (d).

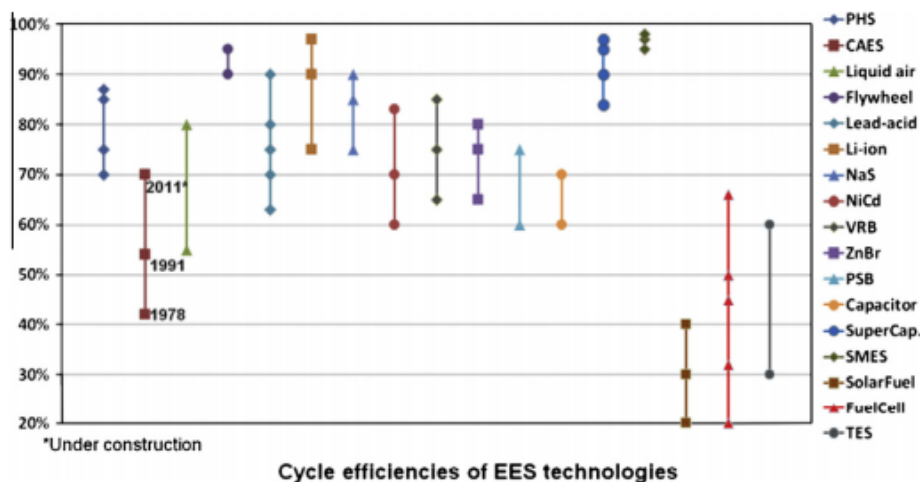


Figura 2.17: Comparação dos ciclos de eficiência dos sistemas de armazenamento de energia (Luo et al. 2015).

Com elevadas eficiências de ciclo completo destacam-se os volantes de inércia, os supercondensadores e EEBS, na ordem dos 85% a 98%. A maioria das baterias (secundárias e de fluxo) têm eficiências de ciclo completo entre 60% a 98%. As tecnologias com piores resultados são as células de combustível e armazenamento de energia térmica. Ao longo tempo, devido a pesquisas e tecnologias de última geração as eficiências, de ciclo completo, das tecnologias têm melhorado, como o exemplo de AEAC.

Por fim, quantificam-se os custos associados a cada uma das tecnologias estudadas (figura 2.18). Este parâmetro é crucial, porque determina se o projeto é ou não viável. O custo de investimento está dependente da quantidade de energia que o sistema pode armazenar e da potência máxima. Na figura 2.18, apresenta-se um esquema de comparação entre os custos por unidade de energia armazenada e o custo por unidade de potência.

O AEAC é a tecnologia que tem menor custo de energia, de entre todas as outras que estão representadas, encontrando-se entre 20 – 80 U\$/kWh (17,2 – 68.8 €/kWh). Relativamente aos custos de potência já se encontra numa gama mais competitiva com HB e as baterias em geral. Os volantes de inércia são os que apresentam maior custo de energia.

¹ Em 30 de Agosto de 2018 1\$ (dólar) equivalia a 0.86 € (euros).

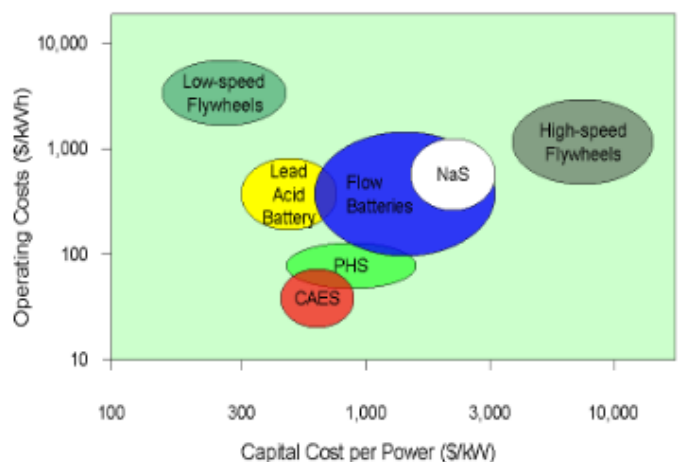


Figura 2.18: Custos por unidade de energia armazenada versus custos por unidade de potência (van der Linden 2006).

Em suma, deste capítulo, conclui-se que os supercondensadores e os volantes de inércia têm ciclos de eficiência, densidades de potência e tempo de resposta elevados. Contudo, comportam custos de energia muito elevados.

As baterias secundárias têm densidades de potência elevadas, altas densidades de energia e eficiências de ciclo relativamente boas, contudo comportam custos elevados e, tipicamente, não podem ser descarregadas na sua totalidade porque isso afeta fortemente o seu tempo de vida útil.

A hídrica de bombagem é a tecnologia com maior capacidade armazenamento e, juntamente com AEAC e as células de combustível, constituem o grupo de tecnologias que conseguem fornecer energia por períodos de tempo mais longos.

Com base nos gráficos e números apresentados anteriormente, pode-se concluir que AEAC é uma tecnologia promissora, embora o seu nível de desenvolvimento, a baixa densidade de potência e energia e a eficiência de ciclo completo sejam fatores a melhorar. Contudo, outros fatores como o tempo de vida, a capacidade de armazenamento, e os custos são fatores muito positivos quando comparados com outras tecnologias já bastante desenvolvidas. Além destes parâmetros existem outros como a localização geográfica, condições climáticas, a oferta do mercado, que justificam a procura pelo desenvolvimento de sistemas AEAC. Assim, os capítulos que se seguem concentram-se na explicação pormenorizada desta tecnologia.

Tabela 2.4: Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento de energia, atualmente (X. Luo, J. Wang, M. Dooner et al.)

| Energia Armazenada | Tecnologia | Aplicação (escala) | tempo de resposta | Tempo de vida (anos) | Tempo de descarga | Densidade de energia (Wh/l) | Densidade de potência [W/l] | Eficiência (%) |
|----------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|----------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------|
| Mecânica | Hídrica de bombagem | larga | minutos | 40-60 | horas a semanas | 0.5 - 1.5 | 0.5-1.5 | 70 - 85 |
| | Ar comprimido | larga | minutos | 20-40 | horas a dias | 3 a 6 | 0.5-2 | 40 - 50 |
| Eletroquímica | Volante de Inércia | pequena | segundos | 15-20 | segundos a minutos | 20 - 80 | 1000-2000 | 90 - 95 |
| | Baterias secundárias | pequena | milissegundos | 10 a 20 | minutos a horas | 50 - 500 | 10- 10 000 | 75 - 90 |
| Química | Baterias de fluxo | pequena | milissegundos | 5 a 15 | horas a dias | 15 - 100 | 0.2-25 | 60 - 80 |
| | Hidrogénio | larga | segundos | 15-20 | dias a semanas | 600 | 500 | 20 - 50 |
| | gás natural sintético | larga | - | - | dias a semanas | 1800 | - | - |
| Elétrica | Bobinas supercondutoras | pequena | milissegundos | 20-30 | segundos | 6 | 1000-4000 | 95 - 98 |
| | Condensador | pequena | milissegundos | 5 a 10 | segundos | 2 a 10 | 100 000 | 60 - 70 |
| | Condensadores de dupla camada | pequena | milissegundos | 10 a 30 | segundos | 10 a 30 | 100 000 | 85 - 95 |
| Térmica | | larga | - | 15-30 | - | 80 - 500 | - | 70-90 |

Tabela 2.3: Para cada tecnologia de armazenamento, as diferentes utilidades na rede elétrica (X. Luo, J.

Tecnologia que suporta

Tecnologia Promissora

| | HB | AEAC | Volante de inércia | Baterias secundárias | Baterias de fluxo | Hidrogénio | GNS | EEBS | CDC | Térmica |
|-----------|-------------------------|------|--------------------|----------------------|-------------------|------------|-----|------|-----|---------|
| Utilidade | Regulação de tensão | | • | | • | | | • | • | |
| | Regulação da frequência | | • | | • | | | | • | |
| | Estabilização da rede | | • | | • | | | • | • | |
| | Reserva girante | | | • | | | | | | |
| | Seguimento da carga | | | • | | | | • | | |
| | Deslocamento temporal | • | • | • | | | | | | • |
| | Alisamento de picos | • | • | • | | | | | | • |
| | Black Start | | • | • | | | | | | • |
| | Nivelamento de carga | • | • | • | | | | | | • |

3 Processos que permitem o armazenamento de energia em ar comprimido

A energia pode ser armazenada sob a forma de ar comprimido, mas os processos pelos quais o ar pode ser comprimido e expandido são vários e dependem de diferentes parâmetros, nomeadamente das variáveis de estado (pressão, volume e temperatura), resultando assim diferentes condições finais (Paulo 2014). No seguinte esquema estão representadas as várias combinações dos sistemas AEAC segundo as diferentes fases do sistema.

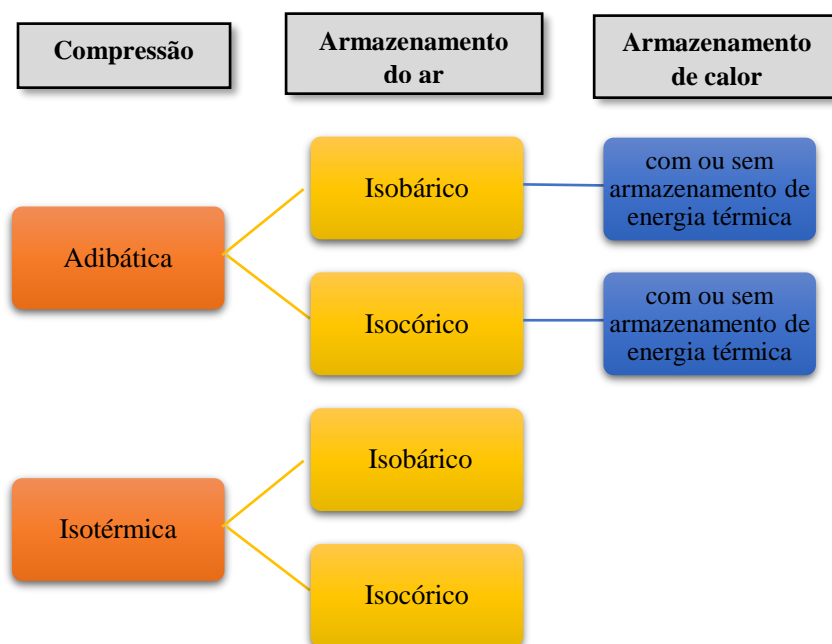


Figura 3.1: Esquema que resume as combinações dos sistemas AEAC.

Nos vários artigos que constituem a pesquisa desta tese são atribuídas nomenclaturas diferentes, para tecnologias muito semelhantes e o mesmo nome para tecnologias com componentes totalmente diferentes, como se mostra na figura 3.2. Nos exemplos apresentados, a única diferença entre AEAC convencional e AEAC adiabático é o facto de na primeira haver ausência de armazenamento de energia térmica. Comparando AEAC adiabático e AEAC adiabático avançado a diferença é a natureza do dispositivo de armazenamento AET. Se analisarmos a diferença entre AEAC adiabático e AEAC adiabático isobárico, a mudança ocorre apenas na natureza do depósito de armazenamento do ar. No caso de AEAC isotérmica todas as componentes são diferentes e, no entanto, o nome atribuído é igual. Pelo que não se justifica atribuírem-se nomes apenas com base no processo de compressão, que apenas define uma parte da tecnologia. Assim, ao longo desta dissertação nunca se atribuem nomes específicos às tecnologias, exceto às do capítulo 4, às quais se procurou dar o nome do projeto associado à tecnologia. Procurou-se distinguir os diferentes estudos da tecnologia por fases, tal como este capítulo se encontra organizado. Portanto, o presente capítulo encontra-se dividido em quatro partes, que são aquelas em que se divide um sistema AEAC: compressão, depósito de armazenamento, armazenamento da energia térmica e expansão.

| Nome atribuído | Compressão | Arrefecimento | Armazenamento do ar | Armazenamento TES | Aquecimento | Expansão |
|----------------------------------|----------------|-----------------------------------|---------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|----------------|
| AEAC Convencional | Adiabática | Diabático | Isocórico | | Combustão | Adiabática |
| AEAC Adiábática | Adiabática | Isobárico | Isobárico | | Isobárico | Adiabática |
| AEAC Adiábático Avançado | Adiabática | Calor sensível troca direta | Isocórico | | Calor sensível troca direta | Adiabática |
| AEAC Adiábático Isobárico | Adiabática | Isobárico | Isobárico | | Isobárico | Adiabática |
| AEAC Isotérmica | | | Isobárico Fluido Líquido AR | | | |
| AEAC Isotérmica | | | Isocórico | | | |

| | | | | | | | |
|----------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|--|---------------------|-------------|
| Legenda | Não existe | Compressor | Compressor isotérmico | Bomba | Permutador de calor (perdas para ambiente) | Permutador de calor | Cama porosa |
| | | | | | | | |
| | Mina subterrânea | Reservatório superfície | Fluido de armazenamento | Cama porosa | Câmara combustão | Turbina | Turbina |

Figura 3.2: Ilustração esquemática de diferentes tecnologias AEAC, diferenciadas pela compressão, arrefecimento, armazenamento do ar, armazenamento da energia térmica, aquecimento e expansão.

O trabalho realizado pelo sistema é dado pela integração da pressão ao longo da variação de volume (Paulo 2014), equação [3.1].

$$W = - \int_{p_1}^{p_2} p dv \quad [3.1.]$$

Um dos parâmetros que caracterizam os sistemas de armazenamento de energia é a energia interna, que, de acordo com a primeira da lei da termodinâmica, relaciona o trabalho realizado pelo sistema e o calor transferido de/para o sistema, de onde resulta a variação da energia interna do sistema. Esta lei é dada pela equação [3.2].

$$dQ - dW = dU \quad [3.2.]$$

Esta equação terá bastante relevância para o entendimento dos processos termodinâmicos que ocorrem nas diferentes fases de um sistema AEAC.

3.1 Compressão

Generalizando, a compressão de ar é um processo que permite armazenar energia, no ar, através da realização de trabalho. Num sistema AEAC, com o excedente de eletricidade presente na rede, aciona-se o compressor, que comprime o ar. Dependendo da tecnologia, a compressão pode acontecer em uma ou mais fases (utilizando um ou mais compressores) que, salvo rara exceção, tem acoplado a cada compressor um permutador de calor.

Assim, a natureza dos processos termodinâmicos ideais que podem ocorrer durante a compressão podem dividir-se em:

- Adiabática – sem trocas de calor com o ambiente;
- Isotérmica – com trocas de calor com o ambiente de tal forma que a temperatura se mantém constante;

3.1.1 Compressão adiabática

No caso da compressão do ar, considera-se que o processo é adiabático, quando a compressão ocorre tão rapidamente, que o ar não tem tempo de trocar energia com as fronteiras do compressor, pelo que a variação da energia interna do ar é igual ao trabalho realizado (vindo da equação [3.1.]

$$\Delta U = W \quad [3.3.]$$

A relação entre o volume e a pressão, num processo adiabático é dada por

$$p \cdot v^k = \text{constante} \quad [3.4.]$$

onde k é o expoente isentrópico, que se traduz na razão entre a capacidade calorífica específica, respetivamente, a pressão e a volume constante, $k = \frac{c_p}{c_v}$.

Tendo em conta a equação [3.1.] e [3.3.], vem que o trabalho realizado durante a compressão num processo adiabático é

$$\begin{aligned} W &= \int_{v_1}^{v_2} -p \, dv = \int_{v_1}^{v_2} -\frac{\text{Cte}}{v^k} \, dv = \text{Cte} \int_{v_1}^{v_2} -\frac{1}{v^k} \, dv = \text{Cte} \int_{v_1}^{v_2} -v^{1-k} \, dv = -\text{Cte} \cdot \left[\frac{v^{1-k}}{1-k} \right]_{v_1}^{v_2} \\ &= \frac{\text{Cte} \cdot v_1^{1-k} - \text{Cte} \cdot v_2^{1-k}}{1-k} = \frac{\text{Cte} \left(\frac{v_1}{v_1^k} - \frac{v_2}{v_2^k} \right)}{1-k} = \frac{v_1 \cdot \frac{\text{Cte}}{v_1^k} - v_2 \cdot \frac{\text{Cte}}{v_2^k}}{1-k} = \frac{v_1 p_1 - v_2 p_2}{1-k} \end{aligned} \quad [3.5.]$$

Tipicamente, nos sistemas AEAC cuja compressão é adiabática, é retirada energia interna do ar comprimido, sob a forma de calor, e armazenada antes de este entrar no reservatório de armazenamento. Assim, durante o período de carga o calor é extraído do ar, transmitido e armazenado. Isto permite poder vir a fornecer o calor necessário à expansão do ar, que de outra forma seria desperdiçado durante e após a compressão (Jubeh and Najjar 2012), o que se traduziria numa diminuição significativa da eficiência de ciclo completo do processo. A compressão pode ocorrer em várias etapas, o que potencia as trocas de calor com o permutador tornando-as mais eficientes e permite que o ar não atinja temperaturas muito elevadas (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). A fase de compressão adiabática de um sistema típico de AEAC é representado na figura 3.3.

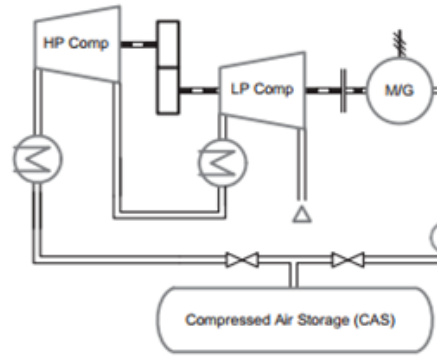


Figura 3.3: Esquema de parte de um sistema típico de AEAC com compressão adiabática (Budt et al. 2016).

A parte apresentada do sistema AEAC da figura 3.3, corresponde a uma compressão adiabática. O ar é extraído do ambiente, comprimido, uma primeira vez, a baixa pressão (LPC), arrefecido num permutador de calor e comprimido novamente num compressor de alta pressão. Antes de ser armazenado o ar volta a ser arrefecido.

Na compressão adiabática a temperatura é o fator que melhor determina o tipo de tecnologia a ser utilizada, por exemplo o número de compressores necessários no processo de carga do sistema AEAC. A temperatura de saída do compressor é expressa pela seguinte equação (De Samaniego Steta 2010)

$$T_c^{out} = r_p^{\frac{k-1}{k}} \cdot T_c^{in} \quad [3.6.]$$

onde r_p representa a razão entre a pressão de saída e de entrada do compressor (*pressure ratio*). Esta relação pode ser sempre aplicada, independentemente do número de compressões, tendo em consideração a temperatura inicial e o rácio de pressão de cada uma das compressões.

Diversos autores elaboraram modelos conceptuais cuja compressão é adiabática, que se diferenciam, essencialmente, pelo número de fases em que ocorre a compressão e na (in) existência de um permutador de calor (o armazenamento da energia térmica vai ser abordado mais a frente, em 3.3) e ainda no depósito de armazenamento do ar (estudado em 3.2). São exemplos (Hartmann et al. 2012), (Wolf et al.), (J.-L. Liu and Wang 2016), (Mazloun, Sayah, and Nemer 2017), (Guo et al. 2016). Em seguida descreve-se, como exemplo, a fase da compressão de alguns destes sistemas AEAC.

No modelo de (Bullough et al. 2004) a compressão em dois compressores em série, sem arrefecimento entre as fases, e por isso considera-se que a compressão é realizada numa só etapa. De seguida o ar comprimido, depois de transferir a energia térmica, é armazenado, ainda a elevadas temperaturas. A grande limitação deste sistema é, de facto, não haver tecnologia que suporte tais temperaturas e, ainda, o facto de o ar arrefecer quando está armazenado, perdendo tanto mais energia quanto maior for o tempo de armazenamento. O principal objetivo no desenvolvimento destas tecnologias é a construção de compressores que suportem estas temperaturas.

Os modelos de (L. X. Chen, Xie, et al. 2018) e de (L. X. Chen, Hu, et al. 2018) diferem do anterior pela presença de um dispositivo que permite que, da primeira para a segunda fase da compressão, o ar diminua a sua energia interna transferindo-a sob a forma de calor, arrefecendo. Isso possibilita que na segunda fase se realize menos trabalho para comprimir o ar, uma vez que quanto mais frio está o ar menor será o seu volume específico. Antes de ser armazenado o ar transfere novamente a energia térmica, diminuindo a temperatura de armazenamento.

Como se irá descrever mais à frente, em 3.2., à medida que o depósito de armazenamento de ar enche, o trabalho necessário para comprimir o ar aumenta, após cada compressão, pois se o depósito é isocórico e amassa de ar aumenta, obrigatoriamente a pressão tem de aumentar. Como solução para este problema, (Grazzini) propõe diferentes configurações, que permitam mudar o fluxo de ar consoante o que se deseja, figura 3.4.

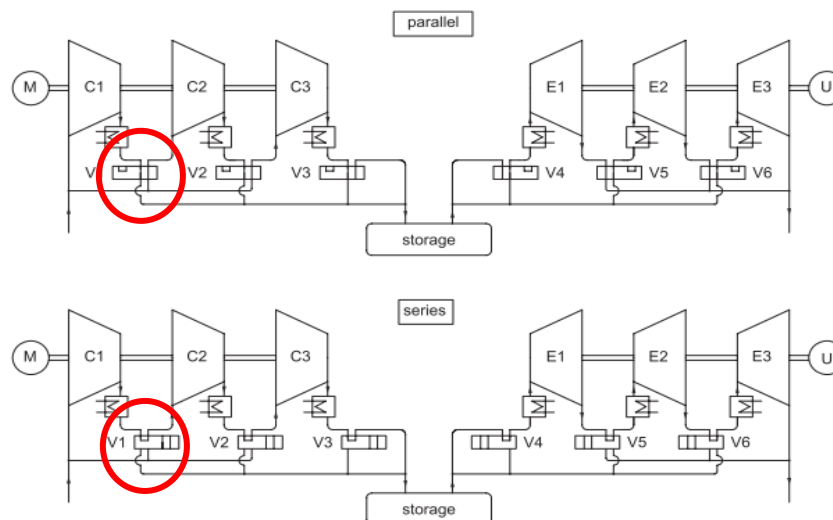


Figura 3.4: Configuração variável do circuito do ar (Grazzini and Milazzo 2008a).

Inicialmente todas as ligações estão em paralelo, após cada fase da compressão o ar pode direcionar-se diretamente ao depósito de armazenamento. À medida que a pressão do reservatório aumenta, algumas válvulas mudam de direção, passando a estar em série. Assim, é também possível uma regulação, mais controlada, da pressão do reservatório.

3.1.2 Compressão isotérmica

Como foi descrito anteriormente, tipicamente a maior limitação de grande parte das tecnologias AEAC é o facto de as tecnologias não suportarem gamas de temperatura tão elevadas. Surge, assim, o conceito de AEAC com compressão isotérmica, nas quais o processo de compressão ocorre a uma velocidade que permite trocas de calor com o ambiente, pelo que a temperatura do ar se mantém constante. O que significa que a energia interna do ar é constante, de [3.1.] vem

$$\Delta U = 0 \Leftrightarrow W = Q \quad [3.7.]$$

Assumindo que o ar se comporta como um gás ideal, a relação entre a pressão e o volume na compressão do ar isotérmica é dada pela equação de estado.

$$pv = nRT \quad [3.8.]$$

O trabalho retirado de um processo isotérmico, substituindo na expressão [3.2] a expressão [3.8.] em ordem a p, vem

$$\begin{aligned}
 W &= \int_{v_1}^{v_2} -p \, dv = \int_{v_1}^{v_2} -\frac{n \cdot R \cdot T}{v} \, dv = n \cdot R \cdot T \int_{v_1}^{v_2} -\frac{1}{v} \, dv = [n \cdot R \cdot T \cdot \ln v]_{v_1}^{v_2} \\
 &= n \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{v_1}{v_2} = n \cdot R \cdot T \cdot \ln \left(\frac{\frac{n \cdot R \cdot T}{p_1}}{\frac{n \cdot R \cdot T}{p_2}} \right) = n \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{p_2}{p_1}
 \end{aligned}
 \tag{3.9.}$$

Os sistemas AEAC com compressão isotérmica tentam evitar o aumento da temperatura nos compressores, durante o processo de carga, e a queda de temperatura nos dispositivos de expansão durante a descarga (Budt et al. 2016). O facto de a temperatura se manter constante, ao longo da compressão, exige que o processo seja lento o suficiente para que ocorram as trocas de calor entre o ar e as fronteiras do compressor, pelo que, havendo baixa potência nas trocas de calor, as trocas de trabalho também serão de baixa potência, o que se pode confirmar pela equação [3.7].

Para colmatar esta falha, e aumentar a potência do processo isotérmico, surge o conceito de utilizar um sistema de pistão líquido para comprimir o ar. Assim, ao longo da compressão, o ar troca calor com o líquido de tal forma que a temperatura se mantém constante, podendo o processo de carga atingir maiores trocas de calor, mantendo o processo isotérmico. É possível que o processo atinja velocidades mais elevadas, sem aumentar a temperatura do ar, por exemplo no caso de este líquido ser água e o ar a substância que sofre compressão, uma vez que a água tem uma capacidade térmica três ordens de grandeza superior à do ar.

A maioria dos conceitos de AEAC com compressão isotérmica conhecidos são baseados em sistemas de pistão, uma vez que estes podem realizar o processo de compressão ou expansão lentamente, permitindo a troca de calor dentro da própria máquina, entre o líquido(s) e o gás(es) (Budt et al. 2016). Como tal, não necessitam de suportar elevadas temperaturas e não carecem de dispositivos extra para a recuperação de calor.

Espera-se que este tipo de sistemas tenham eficiências 6% superiores aos convencionais (L. X. Chen, Xie, et al. 2018).

Um exemplo destes sistemas de pistão é o modelo apresentado por (Odukamaiya et al. 2016) Este novo sistema concilia as vantagens da energia hídrica bombeada, ou seja, a utilização de uma bomba para bombear água a velocidades controladas, com o conceito principal de AEAC, armazenar energia através da compressão do ar.

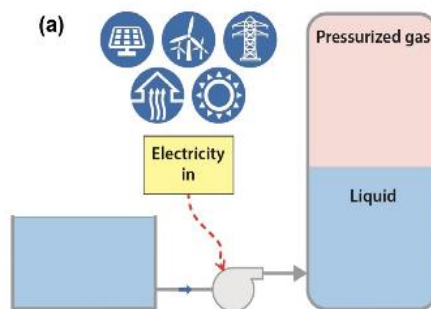


Figura 3.5: Processo de carga de um sistema AEAC com compressão isotérmica (Odukamaiya et al. 2016)

Pela análise da figura 3.5, o sistema é constituído por um reservatório de água, uma bomba, e um reservatório de armazenamento de um gás sob pressão. Durante o horário de baixo consumo, a bomba utiliza eletricidade para mover a água do reservatório inferior para o superior (que contém ar). À medida que o volume de líquido aumenta no reservatório superior, o ar é comprimido, aumentando a pressão, armazenando assim energia no ar. Este processo ocorre a velocidades lentas, de tal forma que permite que o calor gerado pela compressão do gás seja transferido para o líquido, mantendo a temperatura constante.

Mais autores desenvolveram modelos conceptuais com este conceito, nomeadamente (Bi, Liu, and Li 2016), (Mazloum, Sayah, and Nemer 2017), (Qin and Loth 2016). Estes modelos (Bi, Liu, and Li 2016) e (Qin and Loth 2016) são muito semelhantes ao sistema proposto por (Odukomaiya et al. 2016). Diferem-se apenas pelas características dos constituintes do sistema e pelos modelos matemáticos utilizados, bem como as simplificações utilizadas na constituição do ar, nas trocas de calor, etc. que têm influência direta no cálculo da densidade energética e da eficiência, que nos resultados finais acabam por ter diferenças significativas.

Já no sistema conceptualmente concebido por (Qin and Loth 2016), o ar é comprimido no entanto, durante o processo de compressão, são libertadas gotas de água que permitem a troca de calor direta com o ar, permitindo que este continue à mesma temperatura.

Como já referido no capítulo anterior, este sistema de armazenamento destina-se, também, à integração de renováveis na rede, como tal têm sido estudadas diversas formas de o fazer. Nomeadamente, (Cazzaniga et al. 2017) junta a um sistema de energia solar fotovoltaica um sistema AEAC. É feita a proposta de dois sistemas com reservatórios flutuantes. Um dos sistemas refere-se a compressão isotérmica, contudo não é referenciada a natureza do compressor, e o outro é idêntico ao de (Odukomaiya et al. 2016), mas não é mencionada a presença de um pistão entre o ar e o fluido de trabalho, neste caso água. Também (Buhagiar and Sant 2017) explorou a ideia de armazenar energia produzida, através de aerogeradores *offshore*, para eliminar as transmissões de pico, dimensionando as linhas de transmissão para condições nominais. Este sistema é constituído por um reservatório com integração de um pistão líquido, no fundo do mar, que está conectada a uma base flutuante, que contém ar, através de um tubo. Neste caso, o ar tem dupla aplicação, serve para estabilizar a plataforma flutuante e ao mesmo tempo absorver as flutuações de pressão do leito marinho. Este sistema pode servir para várias fontes de energia renovável como fotovoltaica, eólica.

3.1.3 Comparação dos processos de compressão

Na figura 3.6, apresenta-se a curva de estado que relaciona a pressão com o volume, para dois processos termodinâmicos ideais discutidos anteriormente em 3.1.1 (adiabático) e 3.1.2 (isotérmico), durante os quais se comprime um gás ideal desde um estado caracterizado por um volume inicial V_1 a uma pressão P_1 até um estado final caracterizado por uma mesma pressão final P_2 .

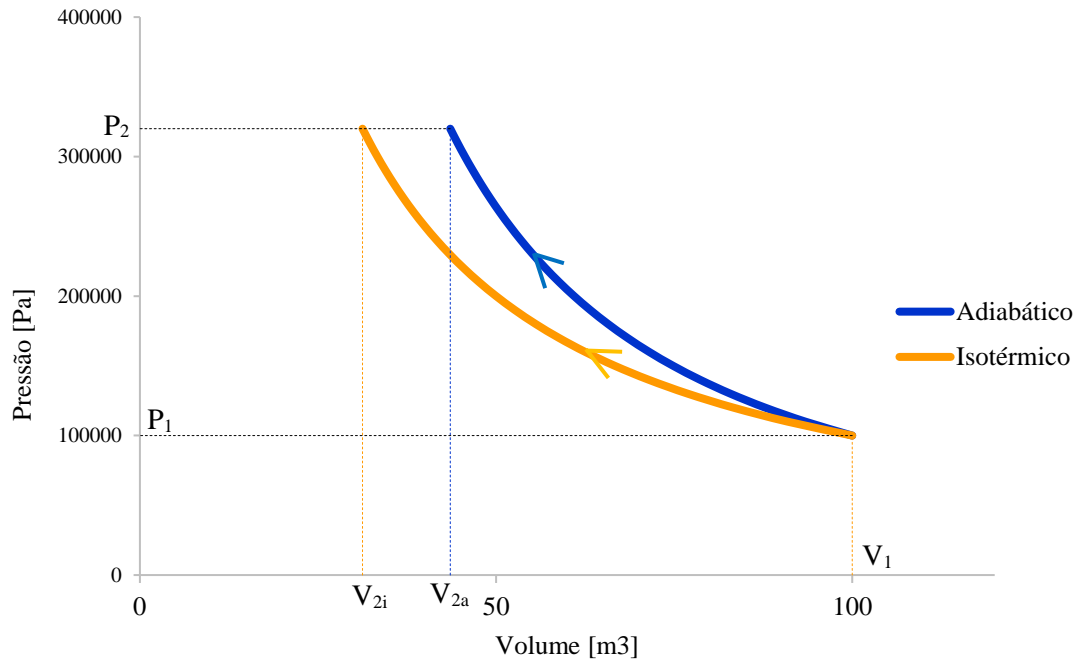


Figura 3.6: Diagrama que relaciona a pressão com o volume de um processo adiabático e isotérmico, assumindo um volume e pressão iniciais de 100 m³ e 100.000 Pa e o expoente isentrópico do ar (1,4).

Pela análise da figura anterior, é perceptível que no processo isotérmico o volume final (V_{2i}) é necessariamente menor do que o volume final de um processo adiabático (V_{2a}), como seria de esperar, uma vez que o ar a temperaturas mais baixas ocupa um volume específico menor, para uma mesma pressão final. O trabalho de compressão de cada processo pode ser calculado pelas equações já apresentadas [3.5] e [3.9], e corresponde à área do gráfico que fica por baixo da linha azul e da laranja, respetivamente. Para verificar, qual dos processos envolve maior trabalho, calculou-se a seguinte relação [3.10].

$$\frac{W_{\text{isotérmico}}}{W_{\text{adiabático}}} \quad [3.10]$$

Das equações [3.5], [3.9] e [3.10] resulta

$$\frac{W_{\text{isotérmico}}}{W_{\text{adiabático}}} = \frac{n \cdot R \cdot T \cdot \ln \frac{p_2}{p_1}}{\frac{v_1 p_1 - v_2 p_2}{1 - k}} = \frac{p_1 v_1 \cdot \ln(r_p)}{p_1 v_1 \cdot \left(\frac{1 - r_p^{1-1/k}}{1 - k} \right)} = \frac{\ln(r_p) \cdot (1 - k)}{1 - r_p^{1-1/k}} \quad [3.11]$$

com $r_p = \frac{p_2}{p_1}$.

Assumindo o mesmo expoente isentrópico da figura 3.6, na figura 3.7 apresentam-se os resultados da equação [3.11]. Quando a equação [3.10] é maior que 1 significa que o trabalho da compressão isotérmica é maior que o da adiabática. No caso de ser menor que um, verifica-se o contrário.

Pela análise da figura 3.7 verifica-se que a equação [3.10] é menor que 1 quando o r_p tem valores superiores a 9,4, o que significa que quanto maior o rácio de pressão maior o trabalho necessário na compressão adiabática, que se deve ao facto de não haver libertação de calor.

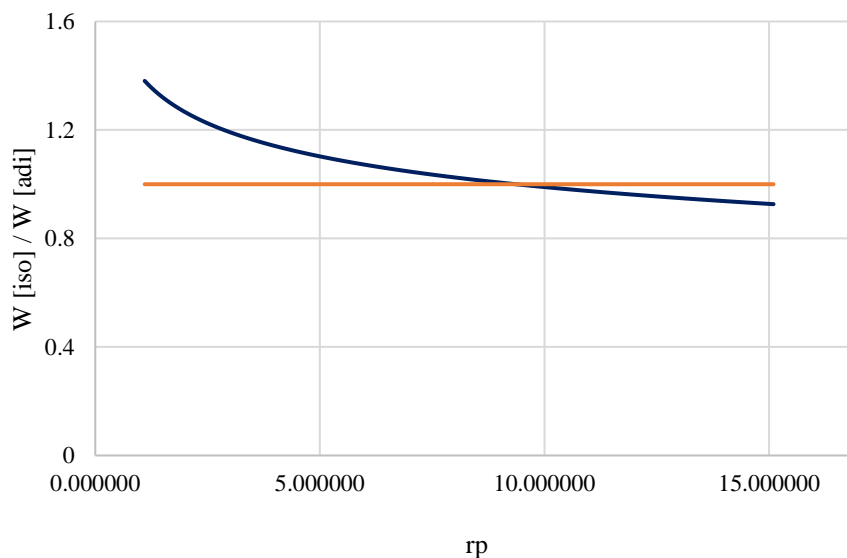


Figura 3.7: Dependência do quociente entre o trabalho realizado num processo isotérmico e o trabalho realizado num processo adiabático de compressão em função do rácio de compressão. A linha a laranja representa apenas a unidade para facilitar a leitura do gráfico.

Naturalmente, tanto a compressão adiabática, como a compressão isotérmica são processos ideais. A lei da conservação de energia (equação [3.2.]) é sempre verdade em qualquer sistema. No entanto, no processo adiabático, mesmo que o sistema esteja bem isolado, ocorrem sempre perdas de energia, pelo que a equação [3.3.] na realidade não se verifica. Tal como na compressão isotérmica, visto que é impossível que uma máquina converta toda a quantidade de calor recebido em trabalho (Mora net al.), pelo que a equação [3.7] também não se aplica na realidade dos processos que se designam isotérmicos. Na realidade, é quase, senão mesmo impossível, reproduzir um processo totalmente adiabático ou isotérmico. O que acaba por acontecer é um processo intermédio, que se pode aproximar mais do adiabático, caso a compressão ocorra praticamente sem perdas de calor, ou do isotérmico, se a diferença de temperatura entre o início e o fim da compressão for pequena.

Por fim, é também importante descrever, sucintamente, os diferentes tipos de compressores, pois como vimos, dependendo do processo, há pressões e temperaturas que são atingidas que não são suportadas por qualquer compressor.

Um compressor de ar transforma energia elétrica em mecânica no ar comprimindo-o, conseqüentemente, aumentando a sua pressão e temperatura. Os compressores de ar são divididos em duas categorias principais: volumétricos ou centrífugos.

Os compressores volumétricos são constituídos por dois rotores que giram em sentido contrário. O compressor é ligado ao sistema através das aberturas e de sucção e descarga. O gás flui pela entrada de sucção e ocupa o espaço entre as alhetas dos dois rotores. A partir do momento em que duas alhetas se cruzam o gás que ocupa esse espaço fica sem saída. A rotação dos rotores faz com que o sistema de engrenagens se mova para frente, reduzindo o volume disponível para o ar, o que provoca a sua compressão, figura 3.8.

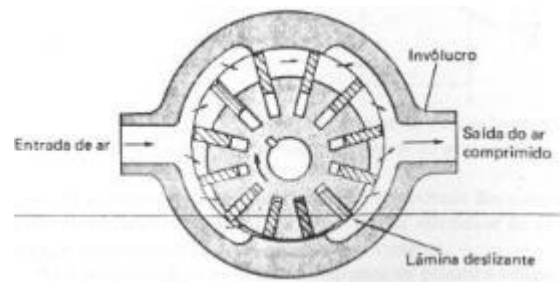


Figura 3.8: Vista em corte de um compressor de ar rotativo (Compressores de Ar e Acessórios 2015.).

Nos centrífugos o ar é comprimido recorrendo à força centrífuga, acelerando o fluxo do ar para uma direção externa com a ajuda de um impulsor rotativo, aumentando assim a pressão do ar. De seguida é colocado no difusor, que é um elemento estacionário do compressor, conduzindo o ar para a periferia. Como a área de passagem aumenta, a velocidade do ar diminui, o que faz aumentar a pressão. É aconselhável na utilização destes compressores, que entre compressões o ar sofra arrefecimento, devido às altas temperaturas atingidas durante o processo. Na figura 3.9 está representado, com vista em corte, de um compressor centrífugo.

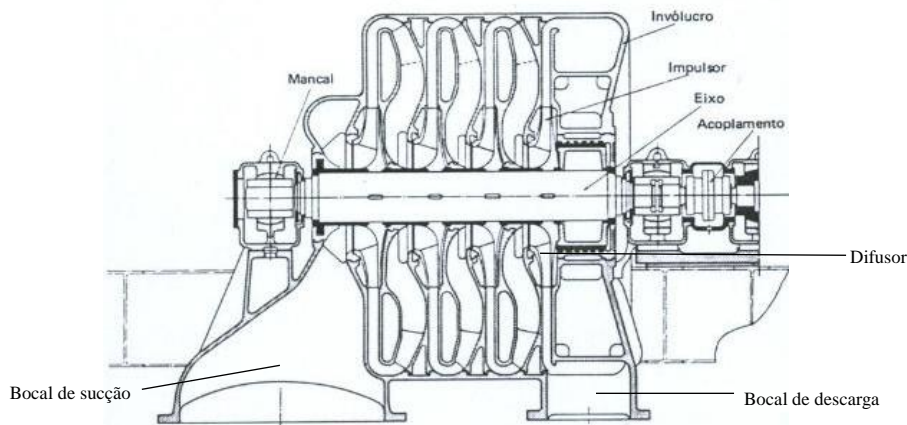


Figura 3.9: Vista em corte de um compressor de ar centrífugo (Compressores de Ar e Acessórios 2015).

Considera-se que um compressor é eficiente quando desloca grandes quantidades de ar sem aquecer, que se traduz numa boa eficiência volumétrica e térmica. A eficiência volumétrica mede a quantidade de ar que é comprimido, considerando a quantidade de ar que foi deslocada. Por exemplo, se são deslocados 10 litros de ar, mas apenas 7,2 litros são comprimidos, a eficiência é de 72%, o que significa que 28% foi perdido em fugas. A eficiência térmica avalia a quantidade de calor perdido durante o processo. Caso seja 100%, significa que o compressor utiliza toda a energia para comprimir o ar sem o conjunto aumentar de temperatura.

3.2 Reservatório de ar comprimido

Um dos passos importantes de um sistema AEAC é o armazenamento do ar já comprimido (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). Este passo ocorre depois da compressão do ar, armazenando energia mecânica no ar, que será libertada, posteriormente, quando o ar for expandido (De Samaniego Steta 2010).

Tal como na compressão, o armazenamento também pode ser classificado segundo as condições em que o ar é armazenado: a pressão constante (isobárico) ou a volume constante (isocórico), figura 3.10.

O ar pode ser armazenado em minas subterrâneas ou reservatórios específicos para armazenamento de ar. A preferência pelo armazenamento subterrâneo deve-se à possibilidade de armazenar grandes quantidades de ar comprimido a custo reduzido (Cavaco 2013). O armazenamento de ar comprimido exige condições muito idênticas às do gás natural, pelo que o conhecimento na área do armazenamento de gás natural pode ser utilizado no armazenamento de ar comprimido (Cavaco 2013).

No armazenamento de ar comprimido em minas subterrâneas é necessário ter em consideração o volume, a pressão, a profundidade; e, ainda, a porosidade das formações geológicas. Existem, essencialmente, três tipos de formações geológicas adequadas ao armazenamento de ar: minas de sal, minas rochosas e minas de meios porosos (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). Em geral, a caverna tem de ser suficientemente profunda para que seja seguro armazenar o ar a alta pressão e para não permitir a infiltração de água (De Samaniego Steta 2010).

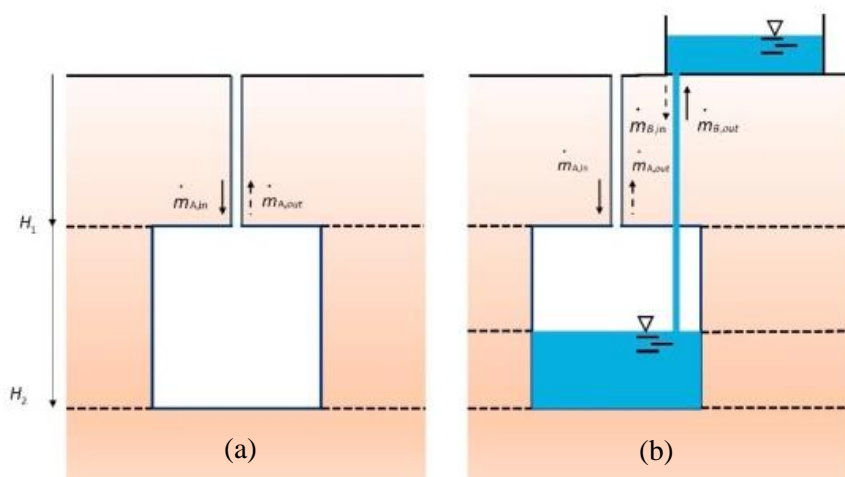


Figura 3.10: Sistemas de armazenamento de ar comprimido (a) isocórico e (b) isobárico (He et al. 2017).

3.2.1 Armazenamento isocórico

Quando o depósito de armazenamento de ar mantém o volume constante ao longo da compressão (figura 3.10 (a)), classifica-se como isocórico. À medida que o ar entra no reservatório, a massa de ar aumenta, e, segundo a equação (3.8), considerando que o armazenamento do ar é isotérmico a pressão aumenta. Os reservatórios têm limites de pressão mínima e máxima. Assim, o processo de carga é interrompido quando se atinge o nível de pressão máxima do sistema (He et al. 2017) e, sempre que é feita uma descarga, é necessário manter uma certa massa de ar dentro do reservatório para manter a pressão mínima (Riaz and Riaz 2010).

Na figura 3.11 está representado o exemplo de um esquema de um reservatório isocórico. A mina de sal é, hoje, a mais adequada e utilizada (capítulo 4.1.1 e 4.1.2) em sistemas AEAC com armazenamento isocórico (Helsingen 2015). A solução de sal é feita pela dissolução dos sais da base utilizando água originando cavidades com o formato e dimensões requeridos. Este processo envolve a perfuração da caverna de sal, de seguida deita-se água e remove-se a salmoura. As propriedades materiais do sal permitem armazenar a altas pressões, com baixa deterioração (Helsingen 2015) e com baixa probabilidade de ocorrerem fugas de ar. Um dos principais problemas desta formação geológica é a eliminação da salmoura, que pode poluir os reservatórios de água, que conduz a outros problemas ambientais. Na Europa, são o tipo de formação geológica com maior abundância, e em Portugal encontram-se no litoral e sul do país (Helsingen 2015).

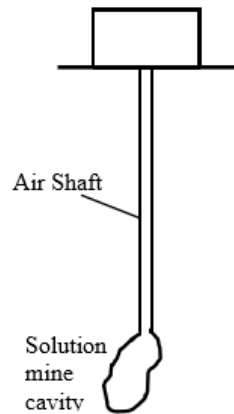


Figura 3.11: Esquema de uma mina de sal adequada ao armazenamento isocórico subterrâneo de ar comprimido (Johnson, Dhamshala, and Kazemersky 2014.)

Nas centrais AEAC já existentes de Huntorf e McIntosh o reservatório de armazenamento é deste tipo. No entanto, a pressão à entrada da turbina é mantida constante, o que permite que a turbina funcione com máximo rendimento mantendo a frequência desejada (Cavaco 2013).

O armazenamento de ar comprimido também pode ser feito em reservatórios acima do solo, tipicamente feitos de aço (Johnson, Dhamshala, and Kazemersky 2014) e constituídos por tubagens de alta pressão (Cavaco 2013). Este tipo de armazenamento é proposto em locais onde não é possível encontrar minas subterrâneas com as condições referidas anteriormente. Os cilindros de gás são mais adequados a sistemas de alta pressão e de capacidade mais reduzida. Já os gasodutos são compostos por tubos de aço, com grandes diâmetros, próprios para armazenar a grande escala (J. Liu et al. 2014). Uma grande vantagem deste armazenamento é o facto de se poder colocar o sistema AEAC sem limitações geográficas e geológicas. A grande desvantagem é que ainda não se desenvolveram depósitos que permitam o armazenamento de grandes volumes, de forma a atingir uma grande capacidade de armazenamento (Helsingen 2015). A grande solução para este problema é utilizar vários depósitos de forma a aumentar a capacidade do sistema (J. Liu et al. 2014). Assim, este tipo de armazenamento é normalmente considerado mais caro (Helsingen 2015) e com capacidades de armazenamento muito menores (Johnson, Dhamshala, and Kazemersky 2014).

3.2.2. Armazenamento isobárico

O depósito de armazenamento de ar é classificado como isobárico quando o ar é armazenado a pressão constante. Segundo a equação de estado [3.8.], para manter a pressão constante, é necessário variar na proporção inversa o volume, como se mostra na figura 3.10 (b).

Quando um sistema está sujeito a condições de pressão constante, e sofre qualquer alteração, a quantidade de energia trocada sob a forma de trabalho entre o sistema e a vizinhança é definida pela variação de volume. As trocas de energia entre o sistema e a sua vizinhança, sob a forma de calor, podem ser quantificadas pelas variações de entalpia.

A entalpia mede a energia máxima que é possível retirar de um sistema termodinâmico fechado, a pressão constante, na forma de calor.

Quando é acrescentado calor ao sistema, este expande-se, exercendo trabalho sobre a vizinhança, uma vez que o volume aumentou. Para tal é necessário despende energia, que do sistema passa para a vizinhança, pelo que apenas parte da energia transferida inicialmente para o sistema contribui para o aumento do volume. Assim, o calor contido, no estado final, do sistema é dado por [3.12], pela união de [3.1.] e [3.2.].

$$Q = \Delta U + p\Delta v \quad [3.12.]$$

O calor transferido entre o sistema e a sua vizinhança pode ser quantificado pela entalpia, que engloba a energia interna do sistema e a energia armazenada no conjunto sistema-vizinhança, que pode ser dada pela expressão [3.13.].

$$Q = \Delta H = H_f - H_i = (U_f + pv_f) - (U_i + pv_i) = \Delta U + pv \quad [3.13.]$$

onde H representa a entalpia, U representa a energia interna do sistema e pV a quantidade de energia aplicada pela vizinhança no sistema, que se traduz na relação entre a pressão (constante) e o volume do sistema.

Na verdade, é a variação da entalpia, ou seja, a diferença da entalpia entre o estado final (H_f) e o estado inicial (H_i), que tem significado na análise do sistema, assim é possível quantificar o calor absorvido pelo sistema, quando a pressão é constante. Existem, essencialmente, duas formas de manter a pressão do depósito constante, que se irão enumerar e descrever de seguida.

A pressão pode ser mantida constante caso o reservatório de armazenamento esteja no fundo de um reservatório de água, onde a coluna de água exerce pressão hidrostática (figura 3.10(b)). São exemplo as minas de rocha dura e as de rocha porosa, representadas na figura 3.12.

As minas de rocha dura são criadas escavando formações rochosas relativamente resistentes e impermeáveis. Este processo envolve custos superiores aos das minas de sal. Os custos podem ser reduzidos, usando minas já existentes que, contudo, são escassas. Uma vantagem destes reservatórios é manter a pressão constante, utilizando tanques de compensação de água. No entanto, podem-se criar instabilidades no fluxo de água devido a libertação de ar dissolvido na parte superior da água (De Samaniego Steta 2010). As rochas porosas são perfuradas várias vezes para desenvolver uma bolha de ar que ajuda à deslocação da água (De Samaniego Steta 2010). Podem ser aquíferos e campos de gás esgotados. De entre os reservatórios subterrâneos, os de materiais porosos de arenito ou calcário fixado (De Samaniego Steta 2010) são os que acarretam menores custos de construção. Nos aquíferos a água é deslocada em camadas à medida que o gás é armazenado (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). Os campos de gás são uma boa solução, contudo são mais utilizados para armazenamento de gás natural (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). A grande desvantagem deste tipo de formações geológicas é serem escassas, além de que por vezes ou os locais se encontram geograficamente inacessíveis ou sem interesse para instalação de geradores renováveis, ou longínquos da rede elétrica (Grazzini et al 2008). Ainda, cada caverna tem as suas próprias limitações de pressão e taxas de carga e descarga (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014).

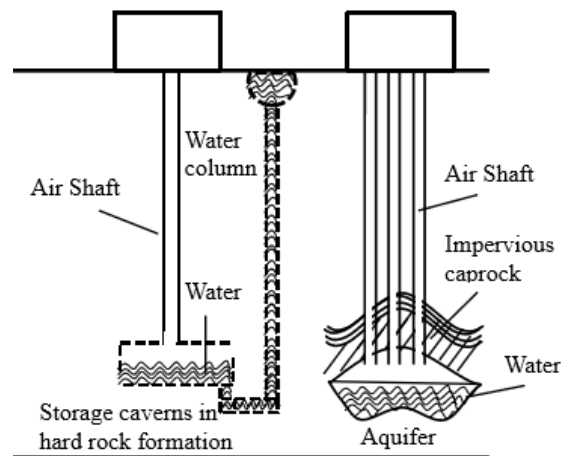


Figura 3.12: Representação de formações geológicas adequadas ao armazenamento isobárico do ar (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014).

Outra forma de garantir que a pressão do reservatório é constante, é inserir um sistema de pistão no depósito de armazenamento do ar, ou seja, em vez de o reservatório apenas armazenar o gás, é dividido em duas partes por um pistão. Numa das partes tem-se o fluido volátil e na outra carrega-se o gás, tal como se mostra na figura 3.13. Inicialmente, o reservatório contém o fluido na fase de vapor. À medida que o ar é comprimido, o fluido volátil passa à fase líquida, devido às trocas de calor que ocorrem com o ambiente, mantendo o nível de pressão dentro do reservatório constante. A compressão ocorre até o fluido estar totalmente na fase líquida (L. X. Chen, Xie, et al. 2018). A potência de carga é limitada pela superfície de permuta de calor formada pela superfície líquida e gasosa em contacto com o ambiente, pois quanto maior for a área de transferência maior a eficiência das trocas de calor do sistema.

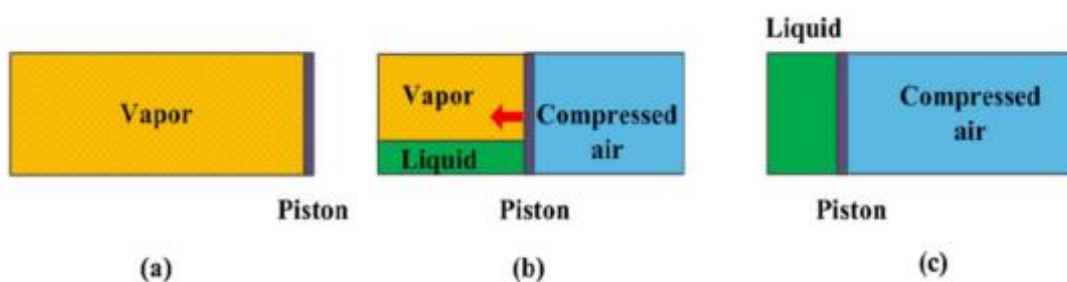


Figura 3.13: Sequência de estados de um depósito de armazenamento de ar comprimido isobárico: (a) estado inicial, (b) estado de trabalho e (c) estado final (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)

Um fluido volátil é aquele que, tendo em conta a pressão e temperatura encontra-se no limite de transição de fase, coexistindo no estado líquido e gasoso. Na figura 3.14 está representado um diagrama que relaciona a pressão e temperatura com o estado de fase de um fluido volátil. Neste caso, interessa apenas a linha azul, pois é aquela que define as condições em que o fluido pode coexistir tanto na fase líquida como gasosa.

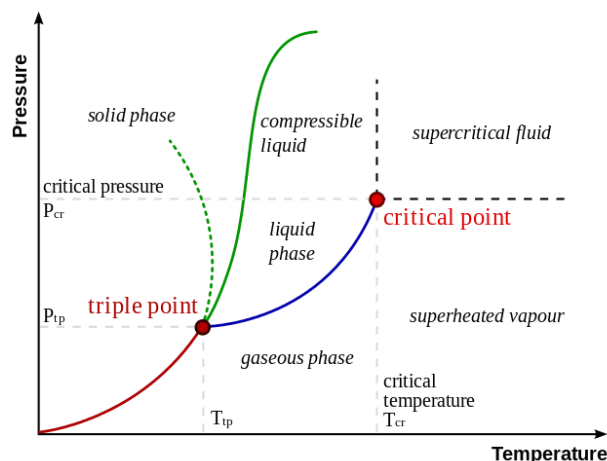


Figura 3.14: Diagrama pressão e temperatura e os equilíbrios entre o estado sólido, líquido e gasoso (Superconducting magnetic energy storage 2015) .

É importante que a temperatura e pressão se localizem sobre esta linha, caso contrário o sistema não funcionará como pretendido e o reservatório deixa de ser mantido a pressão constante. Como a compressão é um processo exotérmico, e o fluido volátil está a ser comprimido à medida que o ar entra no depósito, a temperatura do fluido aumenta. Para a manter constante, alguns estudos, como (L. X. Chen, Xie, et al. 2018), vaporizam com o fluido volátil na fase líquida para que as gotículas troquem calor com o vapor e assim manter a temperatura crítica, como se mostra na figura 3.15.

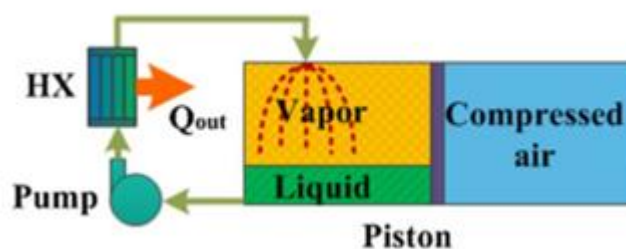


Figura 3.15: Arrefecimento do fluido volátil, enquanto ocorre o ar é injetado num reservatório isobárico (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)

A escolha do fluido volátil recai sobre a densidade do mesmo em relação ao gás utilizado na compressão, bem como na disponibilidade com que se encontra, e ainda sobre os custos. No caso mais recorrente, utiliza-se ar e CO_2 (L. X. Chen, Xie, et al. 2018).

Não existe qualquer relacionamento entre o tipo de compressão e o tipo de armazenamento. A compressão pode ser adiabática e ter um depósito de armazenamento de ar isocórico ou isobárico, por exemplo, no modelo conceptual de (L. X. Chen, Xie, et al. 2018) a compressão é adiabática e o depósito de armazenamento (RAA) é isobárico. No modelo estudado por (Bullough et al. 2004), a compressão é adiabática mas o RAA é isocórico.

O mesmo acontece no caso de se tratar de uma compressão isotérmica. No estudo de (Buhagiar and Sant 2017), é possível manter a pressão do RAA constante, pois o depósito encontra-se no fundo do mar. Como o sistema tem um longo tubo, onde circula o ar, desde a superfície até à entrada do RAA, o ar troca calor com a água depois de ser comprimido, pelo que a compressão é considerada isotérmica. A

desvantagem é que a taxa a que ocorrem as trocas de calor podem não ser tão rápidas quanto o tempo em que o ar é comprimido, comprometendo a eficiência do sistema.

No caso de estudo de (Odukamaiya et al. 2017), a compressão é isotérmica e o armazenamento do fluido é isobárico com sistema de pistão líquido. Neste caso, comprime-se um fluido volátil com características específicas, nomeadamente o ponto de saturação (figura 3.14) e a densidade específica, que têm de combinar com o fluido de trabalho para que a temperatura e pressão se mantenham constantes.

Contudo, tal como foi referido anteriormente, a maioria dos sistemas que levam a cabo a compressão isotérmica é através do sistema pistão líquido, em que o ar e o fluido de trabalho se encontram no mesmo depósito. Assim, o depósito de armazenamento de ar não é isocórico, uma vez que há variação de volume, tanto do gás como do fluido de trabalho, nem isobárico porque a pressão do ar não é constante. Nestes casos, apenas a massa e a temperatura do ar do sistema se mantêm constantes, como no caso de estudo de (Odukamaiya et al. 2016), (Yao, Wang, and Xi 2016), (Buhagiar and Sant 2017), por exemplo.

3.3 Armazenamento de energia térmica em AEAC

O principal critério para categorizar AEAC está relacionado com a forma como o calor é manipulado durante a fase de compressão (Budt et al. 2016).

Tal como descrito no capítulo dois, uma das formas de armazenar energia é sob a forma térmica. Também já foi referido que na compressão adiabática o calor pode ou não ser armazenado.

Um sistema de armazenamento de energia térmica (AET) permite armazenar a energia térmica extraída do ar comprimido para uso posterior e, como tal, é útil se, no caso de um sistema AEAC, a compressão for adiabática. Sem AET, as condições de armazenamento restringem-se a baixas pressões e, consequentemente a baixas densidades de energia (Budt et al. 2016). Assim, AET torna-se num parâmetro fundamental de um sistema AEAC com compressão adiabática, contribuindo para uma melhor eficiência do sistema (Bullough et al. 2004).

Durante a compressão adiabática não existem trocas de calor, no entanto o ar comprimido pode transferir a energia interna sob a forma de calor num dispositivo AET, o que permite que o calor se mantenha dentro do sistema. O que, teoricamente, pode ser feito de duas formas: armazenar energia no próprio gás ou numa massa térmica (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). No entanto, armazenamento de energia no próprio gás não é comum, pois os materiais existentes destinados ao armazenamento do ar, não suportam as temperaturas elevadas que são atingidas em processos de compressão a pressões elevadas.

Ao remover a energia térmica do ar comprimido, armazenando o calor numa massa térmica, consegue-se manter aproximadamente constante a temperatura do ar, podendo armazenar o ar num reservatório sem as restrições correspondentes ao facto de o ar se encontrar a elevadas temperaturas. Existem diferentes formas de aplicar o armazenamento térmico de energia, que são diferenciados, principalmente, pelas temperaturas atingidas pelo ar em compressão. Assim, existem processos de alta temperatura, superiores a 400°C, média temperatura, entre 200°C e 400°C, e ainda de baixa temperatura, onde a temperatura não excede os 200°C (L. X. Chen, Xie, et al. 2018).

Nos sistemas de média temperatura, a compressão é realizada, geralmente, em duas etapas, permitindo que o ar não atinja temperaturas tão elevadas na compressão e que haja uma maior eficiência na transferência da energia térmica para o dispositivo AET. O facto de a temperatura do ar ser mais baixa afeta a eficiência do sistema, uma vez que o calor aproveitado para a fase posterior de expansão é menor. No entanto, esta perda pode ser compensada pelo facto de existirem materiais que suportam estas

temperaturas e por ser necessário efetuar menos trabalho, pois quanto menor a temperatura do ar menor o seu volume específico (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Tem-se como exemplo, o modelo conceptual de (L. X. Chen, Xie, et al. 2018) onde a temperatura de saída do compressor está entre os limites desta tecnologia. Como se mostra na figura 3.16, através do motor (M), o ar flui para o compressor, onde é comprimido em duas fases distintas, inicialmente por um compressor de baixa pressão (LC) e posteriormente pelo de alta pressão (HC). Entre elas existe troca de calor num sistema AET (IC), bem como depois da segunda compressão, ou seja, antes do ar ser armazenado (AC).

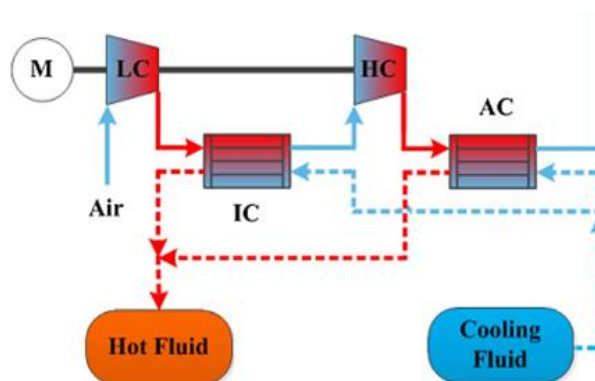


Figura 3.16: Processo de carga de um sistema AEAC com compressão adiabática (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)

As setas representam o percurso do ar, naturalmente a vermelho está representado o ar quente e a azul o ar arrefecido. Neste caso, além de se armazenar um fluido quente, armazena-se também o fluido frio, podendo ser utilizado em situações de arrefecimento, como ar condicionado. A eficiência teórica do processo, de acordo com o autor em questão, é de 73.20%.

No que diz respeito aos sistemas de baixa temperatura, para limitar a temperatura de saída e as perdas de energia, a compressão pode ser dividida em várias etapas e o ar pode ser arrefecido entre elas, diminuindo também o rácio de pressão, r_p (Wolf et al.). O calor recuperado nos permutadores pode ser armazenado e reutilizado na expansão de forma a aumentar o trabalho recuperado, diminuindo assim as perdas no processo de armazenamento. Cada permutador de calor está associado a um compressor e a uma turbina, como se mostra na figura 3.17, havendo assim uma compressão com arrefecimento e uma expansão sem necessidade de aquecimento por fontes de calor exteriores ao sistema, uma vez que o calor gerado na compressão é utilizado posteriormente para aquecer o ar na expansão. A densidade de energia armazenada é menor, diminuindo os problemas tecnológicos, bem como as perdas de calor para o ambiente. Desde de que as etapas sejam poucas o ganho obtido com o fracionamento é evidente, (Grazzini et al.). Nestes casos, é utilizado um líquido como permutador, no dispositivo AET, em geral, água ou óleo (Wolf et al.). O calor da compressão, é transmitido do ar para o fluido, que faz aumentar a energia interna do fluido que atua como meio de armazenamento de calor sensível. Existem trocas de calor entre o ar e o fluido após cada etapa de compressão, em que se armazena o calor, e entre cada fase de expansão para aquecer o ar durante a descarga (Sciacovelli et al. 2017).

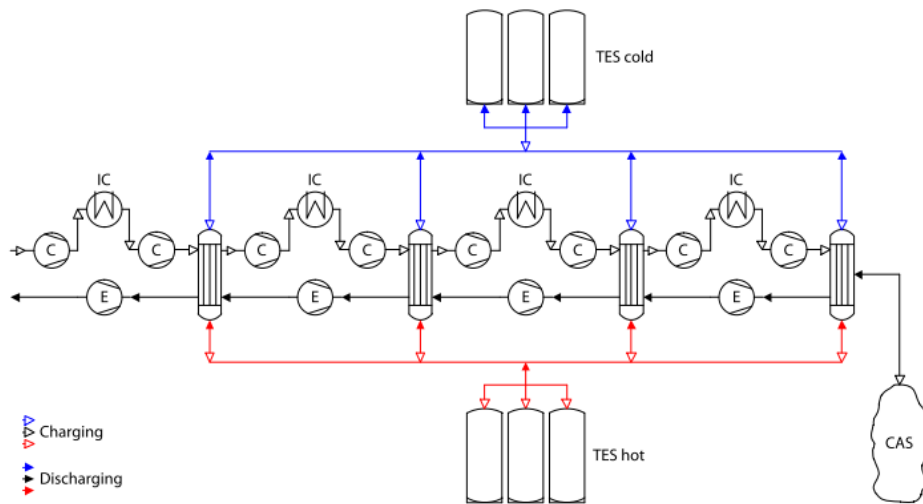


Figura 3.17: Esquema de um sistema com armazenamento de energia térmica abaixo temperaturas (Wolf and Budt 2014b)

Segundo (Wolf and Budt 2014b) devido à necessidade de a temperatura do ar armazenado ter de ser o mais próximo possível da temperatura a que entra no compressor, os permutadores de calor precisam de ter grandes superfícies de transferência de calor. Naturalmente, a superfície de transferência requerida depende da diferença de temperatura final desejada. Pelo que, a temperatura a que o ar é armazenado influencia a eficiência do processo, ao contrário do que é referido pelos autores.

Assim, para cada sistema, o dimensionamento do permutador de calor deverá ser cuidadosamente otimizado. A eficiência da compressão deste sistema encontra-se entre 50% a 60%.

Os dispositivos AET têm uma grande condutividade térmica, o que permite que a absorção e libertação de calor ocorram com rapidez (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). Na generalidade, a troca de calor não envolve contacto direto entre as duas substâncias. No caso dos permutadores de calor em AEAC, estas trocas ocorrem por condução (Helsingen 2015). Estes dispositivos podem ter diferentes configurações e são classificados de acordo com a combinação dos fluidos (um de onde se retira o calor, nesta caso ar, e outro onde o calor fica armazenado). Caso o fluxo dos fluidos seja na mesma direção, designa-se paralelo; se o fluxo ocorre em direções opostas designa-se contracorrente; caso os fluxos se cruzem num ponto em que trocam calor designa-se perpendicular (Helsingen 2015).

Dependendo das temperaturas com que o sistema opera e do tipo de calor armazenado é escolhido o fluido de armazenamento de energia térmica. Mediante a explicação do capítulo 2.2.5, no caso de armazenar calor sensível é necessário ter em consideração a capacidade calorífica. Caso seja armazenado calor latente tem-se em atenção os materiais que ao armazenar calor mudam de fase. O armazenamento de calor latente tem a vantagem de ser uma fonte de calor constante no ponto de mudança de fase. Na Tabela 3.1, encontram-se resumidos alguns fluidos AET para uma gama de alta temperatura com as respetivas vantagens e desvantagens, agrupados por “famílias” (Wang et al. 2017).

Tabela 3.1: Vantagens e desvantagens de fluidos AET dependendo da temperatura com que o sistema opera (Wang et al. 2017).

| | Gama de temperaturas do sistema | Substância de AET | Vantagens | Desvantagens |
|------------------|---------------------------------|--|---|--|
| Dispositivos AET | Orgânicos (polióis) | Treitol Eritritol Manitol Pentaeritritol | boa recuperação do calor latente; não tóxico; não inflamável; Sem corrosão | baixa condutividade térmica; |
| | Sais fundidos | Nitrato de Sódio Hidróxido de sódio Nitrato de potássio Cloreto de magnésio Cloreto de sódio Carbonato de sódio | densidade de armazenamento de calor elevada; baixo custo; ampla gama de temperaturas | baixa condutividade térmica; grande volume de expansão; elevado grau de corrosão |
| | Ligas metálicas | Zinco-Alumínio Alumínio-Cobre Alumínio - Silício Alumínio Cobre - Silício | densidade de armazenamento de calor elevada; grande condutividade térmica; baixo volume de expansão | elevado grau de corrosão; material tóxico |

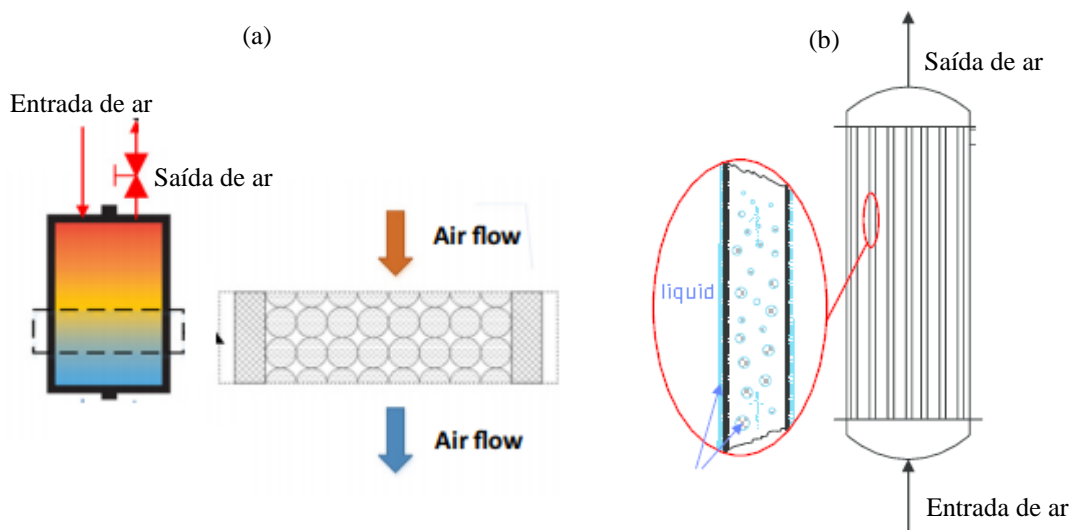


Figura 3.18: Dispositivo AET de um sistema AEAC com compressão adiabática, diferenciado por operar a temperaturas (a) elevadas e (b) baixas (Sciacovelli et al. 2017)

3.4 Expansão

Para recuperar a energia, com a finalidade de gerar eletricidade, quando esta é necessária, o ar é retirado do reservatório de armazenamento, a alta pressão, e expandido através de uma turbina. A turbina converte a energia contida no ar, em energia mecânica, e aciona um gerador, que a converte em energia elétrica (Bullough et al. 2004).

O trabalho que o ar realiza para se expandir, ou seja, o processo que permite levar da alta pressão para a baixa pressão, é o mesmo que o utilizado para o comprimir (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015), se o sistema for ideal e se o processo de descompressão for exatamente o inverso da compressão, por exemplo, se a compressão e expansão forem adiabáticas sem perdas de calor.

Tal como na compressão, existem dois tipos de expansão: adiabática e isotérmica.

3.4.1 Expansão adiabática

No caso da expansão adiabática, não existem trocas de calor e, por isso, no fim da compressão o ar está a temperaturas inferiores, pois o afastamento intermolecular faz reduzir a energia cinética das moléculas. Tendo em conta que quanto maior a temperatura do ar mais energia é possível retirar do mesmo, é necessário que o ar esteja, pelo menos, a temperaturas aproximadas da temperatura final da compressão, caso contrário perde-se energia. Para que tal não aconteça, ou para gerar ainda mais energia (que a utilizada na compressão), o ar é aquecido antes de ser expandido. O aquecimento do ar pode ser feito através do calor que foi gerado na compressão, no caso de este ter sido armazenado, ou através de fontes externas. Na expansão adiabática todo o trabalho realizado pelo ar é retirado da sua energia interna, tal como se mostra na equação [3.3].

Atualmente, nas centrais AEAC tradicionais, o ar é aquecido pela combustão de combustíveis fósseis (Bullough et al. 2004), para compensar o calor perdido na compressão (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014) uma vez que o ar é arrefecido após a compressão, com desperdício para o ambiente, figura 3.19.

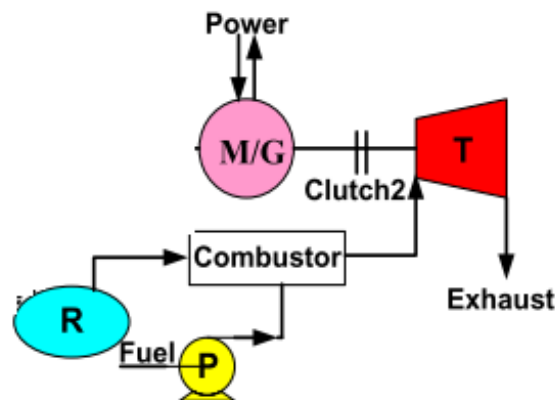


Figura 3.19: Esquema da expansão com recurso a combustíveis fósseis (Wang et al. 2017)

As turbinas utilizadas nesta situação são muito parecidas com as turbinas a gás. A grande diferença é que a compressão e a expansão ocorrem em fases distintas, neste caso a turbina é idêntica à da figura 3.20.

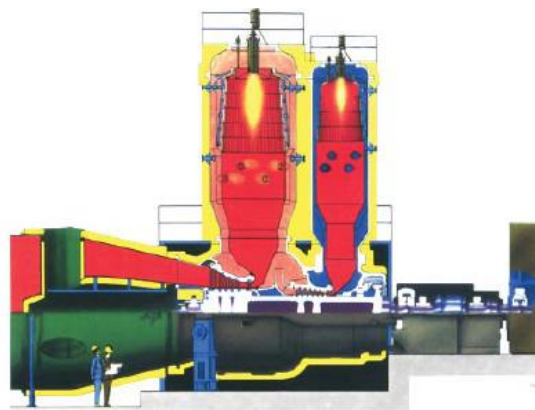


Figura 3.20: Representação de uma turbina a gás, utilizada para a expansão adiabática do ar num sistema AEAC (Wael).

Sendo um dos objetivos dos sistemas AEAC aumentar a penetração de renováveis na rede, diminuindo os obstáculos que se interpõem para tal, não faz sentido estes sistemas utilizarem fontes de energia não renovável. Os modelos em estudo, como o de (L. X. Chen, Xie, et al. 2018), (Sciacovelli et al. 2017), (Bullough et al. 2004) têm como alternativa o acoplamento de AEAC e AET, como descrito em 3.3. Desta forma, consegue-se aproveitar o calor produzido na compressão, para aquecer o ar antes de este ser expandido.

Pela análise da figura 3.21, o processo de descarga envolve a libertação do ar comprimido, que antes de ser expandido na turbina de alta pressão (HT), é aquecido no permutador de calor (PH) (de 6 para 7). Após a primeira fase de expansão (7 para 8), o ar arrefece, pelo que é novamente aquecido, num segundo permutador (IH) (8 para 9), e de seguida expandido na turbina de baixa pressão (LT) (9 para 10).

A presença do circuito secundário entre o fluido quente e frio permite maximizar as trocas de calor, pois quando o ar aquece em PH, por exemplo, o fluido AET arrefece, e por isso é armazenado no reservatório “cooling fluid”. Se fosse necessário arrefecer o ar, o processo seria inverso (compressão).

A energia retirada do ar e convertida em energia mecânica quando este é expandido na turbina, permite ativar o gerador, gerando-se energia. O facto de o ar ser aquecido duas vezes permite que as trocas de calor do ar no dispositivo AET sejam mais eficientes. De salientar que este caso só se aplica a expansões adiabáticas.

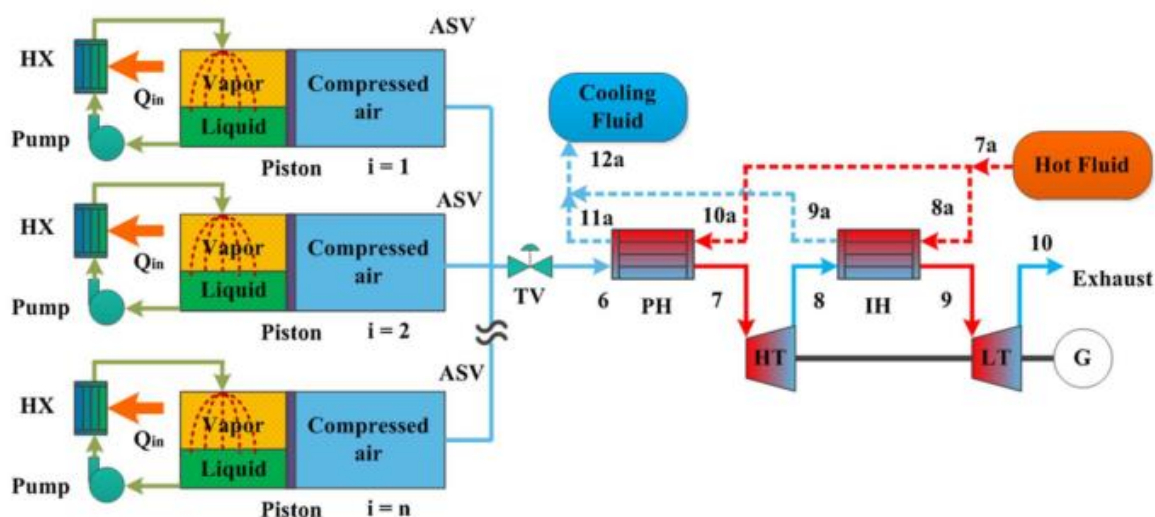


Figura 3.21: Expansão do ar de um sistema de compressão adiabática com armazenamento isobárico e de energia térmica (L. X. Chen, Xie, et al. 2018)

3.4.2 Expansão isotérmica

No caso da expansão isotérmica, a temperatura do ar mantém-se constante. Para que tal aconteça, é necessário que o ar receba calor, do meio envolvente, de tal forma que a energia interna se mantenha constante mas que seja possível retirar trabalho deste processo. Na expansão isotérmica, como a energia interna é constante, todo o trabalho realizado é calor que está a ser transferido para o ar, segundo a equação [3.7], pelo que se considera que o ar tem uma expansão espontânea.

Assim, pela equação [3.9], quanto maior a pressão ou a massa de ar mais trabalho será realizado. Para tal, é necessário que as trocas de calor sejam muito eficientes. Na figura 3.22 está representado um sistema de expansão isotérmica.

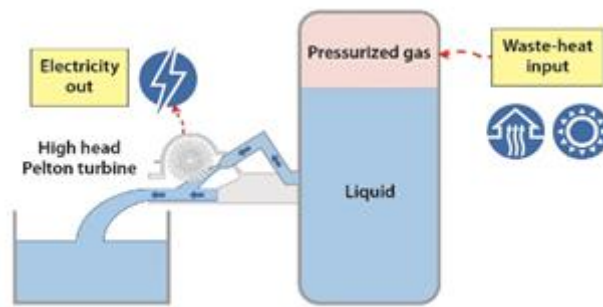


Figura 3.22: Expansão isotérmica do ar num sistema AEAC (Odukamaiya et al. 2016)

Quando é necessário produzir eletricidade a válvula, que mantém a água dentro do reservatório de alta pressão, é aberta, permitindo que, espontaneamente, o ar se expanda exercendo pressão sobre a água, que flui do reservatório superior para o inferior, passando por uma turbina, que por sua vez faz rodar o rotor de um gerador que converte a energia mecânica em eletricidade.

Tal como o sistema AEAC de expansão isotérmica desenvolvido, conceptualmente, por (Odukamaiya et al. 2016), também (Yao, Wang, and Xi 2016) e (Sciacovelli et al. 2017) o estudaram. A diferença está, essencialmente, na configuração do sistema e na eficiência dos componentes utilizados.

No entanto, existem autores a desenvolver dispositivos de expansão de ar isotérmicos sem que seja necessária a utilização de um pistão líquido, como é o caso de (X. Zhang, Xu, Zhou, Zhang, Li, Zuo, Guo, et al. 2018). Para que a expansão seja isotérmica, na parte superior do cilindro há um pulverizador junto da válvula de admissão, como mostrado na figura 3.23. Durante o processo de admissão de ar, o ar comprimido entra, e expande-se, à medida que o pistão se move para baixo. Ao mesmo tempo que se expande, o ar mistura-se com as gotas de água, permitindo que a temperatura se mantenha constante, devido às trocas de calor entre a água e o ar. Quando o pistão se aproxima do centro morto inferior, faz girar o eixo (18, na figura 3.23) de manivelas gerando energia. O ar expandido e a água acumulada são conduzidos para o tanque intermediário através dos respetivos orifícios de saída.

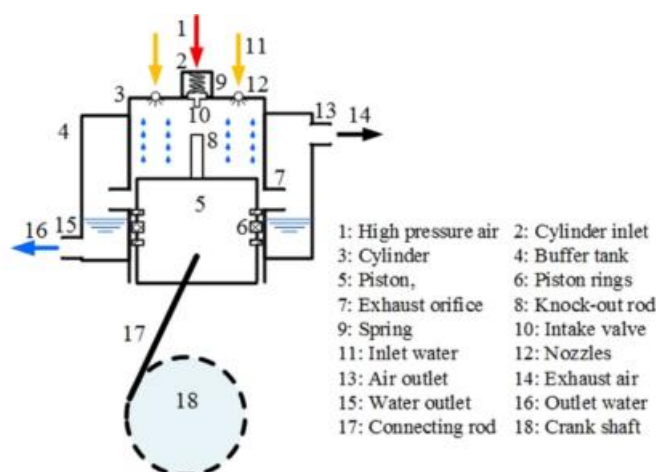


Figura 3.23: Esquema de um dispositivo que expande o ar isotérmicamente (X. Zhang, Xu, Zhou, Zhang, Li, Zuo, and Guo 2018)

3.4.3 Comparação dos processos de expansão

Na figura 3.24, apresenta-se a curva de estado que relaciona a pressão com o volume, para os processos de expansão ideais discutidos em 3.4.1 e 3.4.2.

As curvas representadas na figura anterior são exatamente as mesmas que estão representadas na figura 3.6, mas desta feita para o processo de expansão, pelo que o volume final é superior ao inicial e a pressão final é menor que a inicial. Contudo, no caso de sistemas ideais, o trabalho realizado na expansão é o mesmo que o realizado na compressão, para cada um dos processos. Na expansão verifica-se o contrário do que se verificou anteriormente na relação de [3.10], quanto menor o r_p mais trabalho se consegue retirar da expansão adiabática, relativamente à isotérmica.

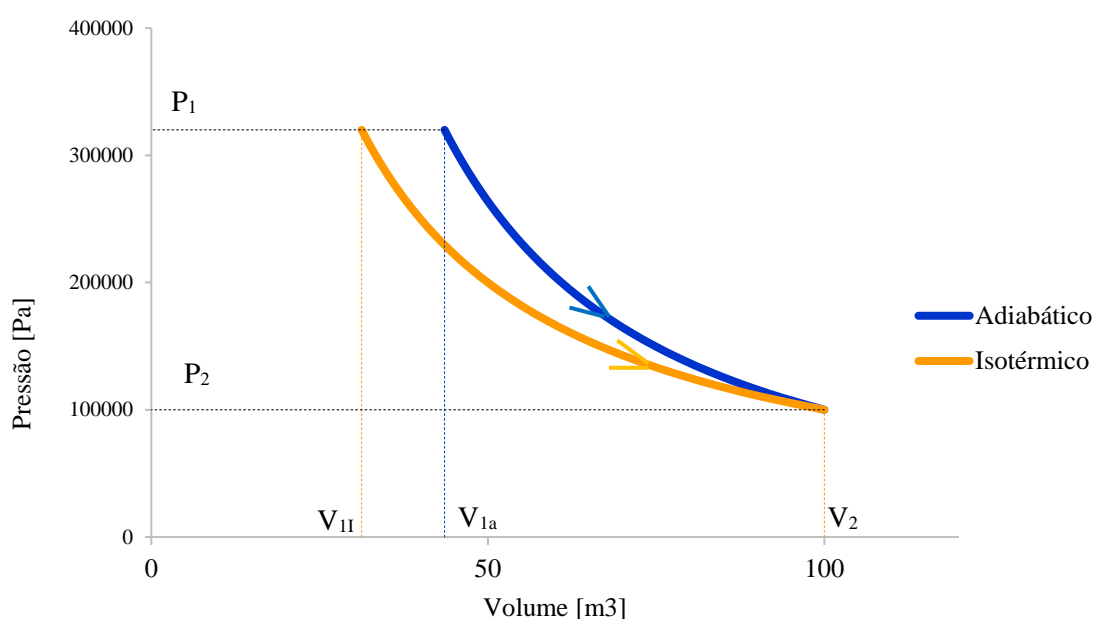


Figura 3.24: Diagrama que relaciona a pressão com o volume de uma expansão adiabática e isotérmica.

Dependendo do processo de expansão, se é adiabática, isotérmica, tem-se diferentes condições, principalmente no que respeita ao tipo de turbina utilizada e ao caudal com que o ar é expandido, pois também depende da potência da turbina (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015).

Página intencionalmente em branco

4 Tecnologias de armazenamento de energia em ar comprimido

No capítulo anterior descreveu-se, com rigor e precisão, cada parte de um sistema AEAC e as diferentes variantes que os mesmos podem ter. Assim, esclarecidos todos os principais conceitos associados a estas tecnologias, encontram-se reunidas as condições para descrever o funcionamento completo de uma central AEAC.

Neste capítulo, enumeram-se as centrais que se consideram ser as mais importantes. Atualmente existem duas centrais AEAC em funcionamento, Huntorf e McIntosh. Como vem sendo referido, muitos são os estudos relativos a sistemas AEAC, por isso descrevem-se, também, projetos de centrais AEAC que foram estudados e conceptualizados para funcionar a larga escala, que é o grande desafio desta tecnologia.

Relembrando, sucintamente, o princípio de funcionamento de uma central AEAC que, na generalidade, tem a seguinte sequência (Keeney 2013):

1. Sempre que existe excesso de eletricidade na rede, esta é utilizada para ativar o motor, que ativa os compressores. O ar é comprimido.
2. Após a compressão, o ar é armazenado.
3. Quando é necessária energia, o ar é libertado da caverna de armazenamento e expandido, por uma turbina, ativa o gerador, gerando eletricidade.

4.1 Centrais convencionais

Nesta secção descrevem-se as centrais que estão em funcionamento. Cada uma vai ser descrita em detalhe, sendo que a principal característica em comum é que ambas necessitam de combustíveis fósseis para o aquecimento do ar na fase de expansão. A energia que é utilizada na compressão, e que acaba por ser desperdiçada, sob a forma de calor para o ambiente, é assim compensada com a combustão de gás natural numa turbina a gás (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014).

4.1.1 Central de Huntorf

Em 1978, foi instalada a primeira central com armazenamento de ar comprimido localizada no noroeste da Alemanha, conhecida por Huntorf. Esta central tem uma capacidade de cerca de 300 MW (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Inicialmente foi projetada para dar apoio a unidades nucleares, bem como fornecer energia de baixo custo, uma vez que armazena energia enquanto esta não é necessária na rede, em períodos fora de pico, para devolver a energia à rede quando há maior procura de energia por parte do consumidor (De Samaniego Steta 2010). Hoje em dia, funciona para serviços cíclicos e serve de reserva de fiabilidade para as unidades industriais circundantes. Tem, também, contribuído para nivelar a energia que provém dos geradores eólicos da Alemanha (Succar and Williams 2008).

Na figura 4.1 (a) mostra-se a central de Huntorf e, mais à direita em (b), a disposição dos componentes.

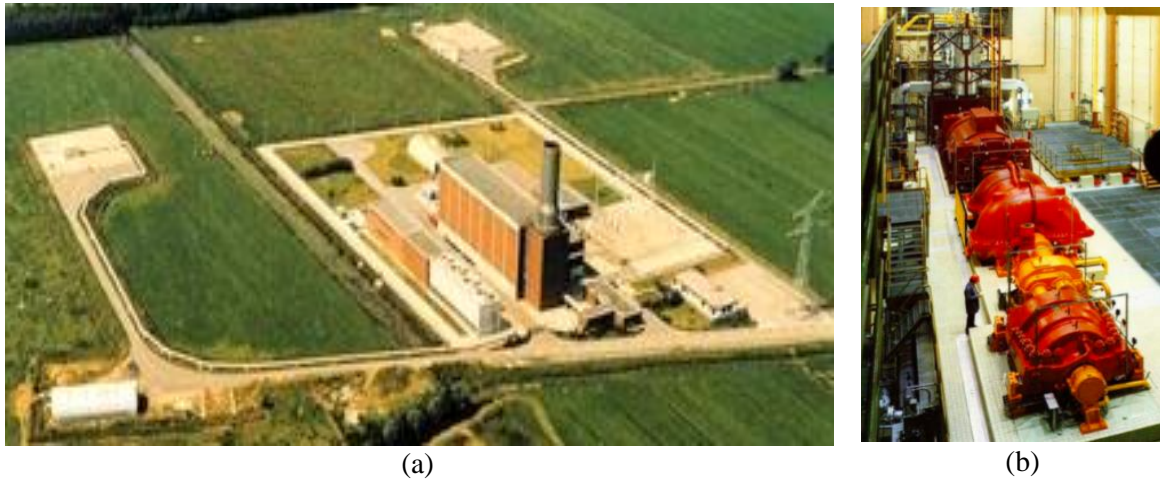


Figura 4.1: Central de Huntorf: (a) vista de cima e (b) disposição dos componentes (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015)

Na figura 4.2 mostra-se em detalhe o esquema desta central. Pela análise da figura, pode verificar-se que o motor também opera como gerador. Caso se necessite de aproveitar eletricidade existente em excesso na rede para comprimir o ar, opera como motor. Para injetar a eletricidade gerada pelo sistema na rede elétrica opera como gerador.

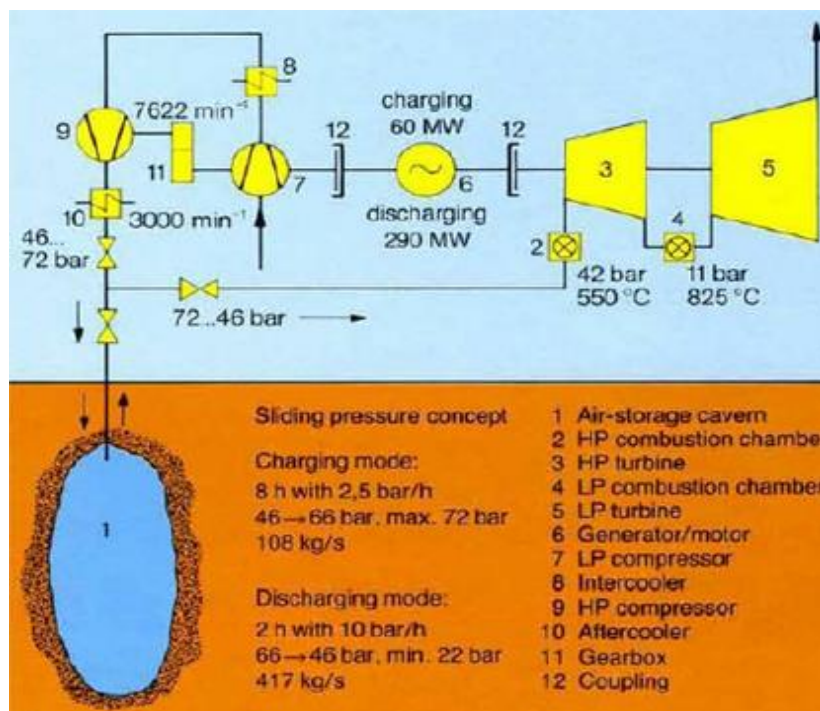


Figura 4.2: Esquema da central de Huntorf, Alemanha (Superconducting magnetic energy storage 2015.).

Nesta central existem dois compressores: o compressor axial de baixa pressão (7) (Cavaco 2013) que tem 20 turbinas, com 3000 rpm; o compressor centrífugo de alta pressão (9) (Cavaco 2013) é dividido em 6 etapas e funciona a 7622 rpm (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Após a compressão de baixa pressão e de cada etapa do compressor de alta pressão o ar é arrefecido (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Esta fase dura, no máximo, 12 horas (Riaz and Riaz 2010), sendo que a taxa de carga é de 4:1 (razão entre o tempo de carga e descarga), com uma potência nominal de 60 MW e um fluxo de massa igual a 108 kg/s (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Apesar de a compressão deste sistema ser adiabática, não há recuperação de calor, aos compressores estão ligados permutadores

de calor que arrefecem o ar comprimido até aos 50°C. O calor retirado do ar é desperdiçado para o ambiente.

O ar é armazenado em duas minas de sal (1), como se vê na figura 4.2, a uma profundidade de 500m, que foi formada por lixiviação com a forma cilíndrica (Cavaco 2013), que se constituem, portanto, como dois reservatórios isocóricos com cerca de 150 000 m³, cada um. A pressão mínima é de 42 bar e tem um limite de pressão de 70 bar, que demora cerca de oito horas a ser atingida, com uma carga de um total de 72 toneladas de ar comprimido (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). As minas têm uma capacidade total de 1160 MWh, que corresponde à energia utilizada para carregar o sistema, e as suas paredes estão à temperatura de 50°C (Helsingen 2015).

Recentemente foi adicionado um reservatório de gás natural subterrâneo para alimentar a central, passando esta a ter uma potência nominal de 321 MW (Cavaco 2013).

Por fim, existem dois blocos principais que permitem a expansão do ar, que são duas turbinas em série, cada uma delas com uma câmara de combustão, para aquecer o ar antes de este ser expandido (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Este conjunto pode entregar à rede cerca 300 MW de potência quando alimentado com um fluxo de massa de 417 kg/s (Helsingen 2015), que é regulado de forma a manter a potência necessária. A turbina de alta pressão opera a 42 bar e a temperatura de entrada do ar é cerca de 550°C (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). A turbina de baixa pressão funciona com pressão e temperatura de entrada de 11 bar e 825°C, respetivamente (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). Esta turbina divide-se em 5 etapas, e tem 76 MW de potência (Helsingen 2015). Neste caso, a descarga acontece num máximo de 3 horas (Riaz and Riaz 2010).

Relativamente à eficiência de ciclo completo desta central existe uma grande discrepância nos valores apresentados pelos artigos mencionados na bibliografia, pois enquanto alguns autores têm em consideração a utilização de gás outros não incluem o gasto de gás.

4.1.2 Central de McIntosh

Em 1991, no Alabama (Estados Unidos), foi concluída a construção da central de McIntosh, pela cooperativa *Alabama Electric Cooperative*. A central tem cerca de 110 MW de potência nominal, com produção contínua durante 26 horas (De Samaniego Steta 2010), sendo necessárias 41 horas para a recarregar (Cavaco 2013). Esta central foi construída com o objetivo de atender às necessidades da população de forma mais barata (Riaz and Riaz 2010). Nos dias de hoje, a central tem uma ampla gama de aplicações, nomeadamente, na gestão da carga, contribuição para o *peak shaving* e reserva girante (Succar and Williams 2008). O arranque desta central é de 18MW/min, o que significa que esta rampa é cerca de 60 vezes maior que a das turbinas a gás convencionais com a mesma potência.

Na figura 4.3 (a) representa-se a vista aérea da central e em (b) o interior da mesma, com destaque para o compressor e o motor/gerador (tal como em Huntorf, nesta central o motor também pode operar como gerador), e a turbina de baixa pressão na parte de trás.

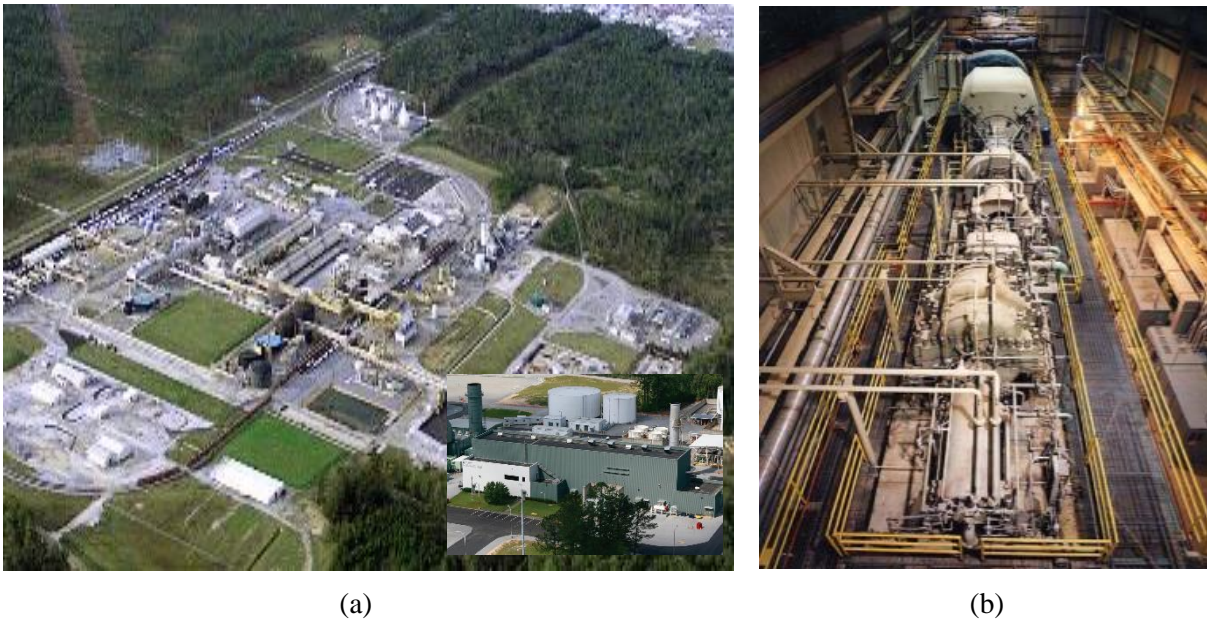


Figura 4.3: Central de McIntosh: (a) vista de cima e (b) disposição dos componentes (Xing Luo 2013)

O princípio de funcionamento da central de McIntosh é semelhante ao de Huntorf, bem como certas características operacionais como a pressão e temperatura (Riaz and Riaz 2010). Na figura 4.4 encontra-se representado o esquema de funcionamento da central.

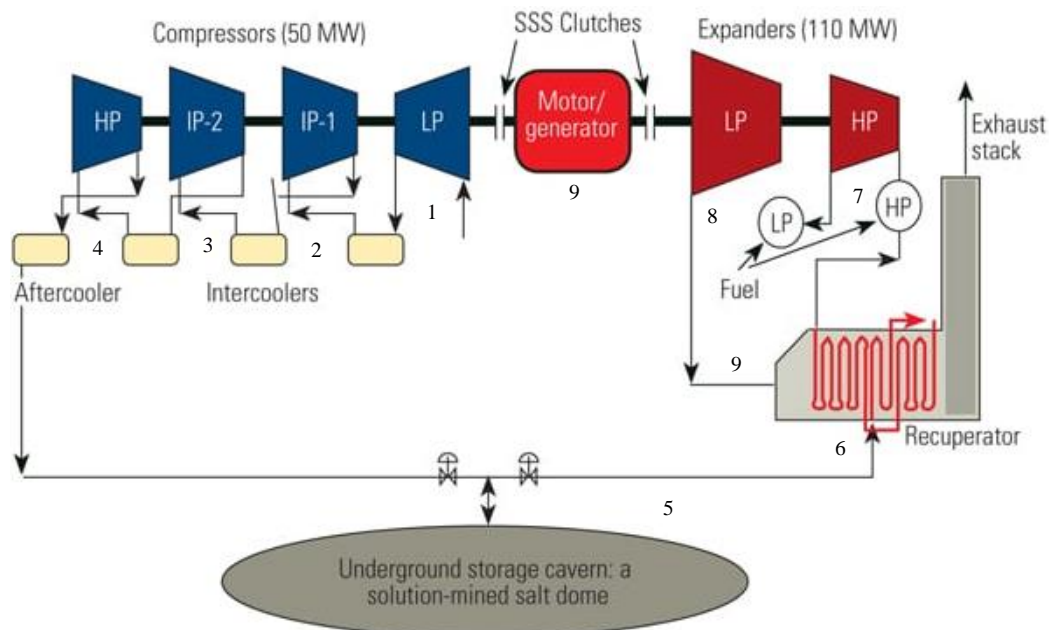


Figura 4.4: Esquema de funcionamento da central de McIntosh (Superconducting magnetic energy storage 2015).

O processo de carga ocorre em três fases distintas: baixa, média e alta pressão que comprimem o ar atmosférico até à pressão de 74 bar (Helsingen 2015). A compressão é dividida em 4 etapas, duas delas de média pressão. A potência usada na compressão é de 50 MW, com um fluxo de massa de 94 kg/s (Helsingen 2015). Entre as diferentes fases da compressão, o ar comprimido é arrefecido, de forma a ser armazenado a temperaturas toleradas pelo reservatório de armazenamento, aproximadamente 54°C (Xing Luo 2013).

O ar é armazenado numa mina de sal, construída por lixiviação (Cavaco 2013) e projetada para operar entre 45 e 74 bar, com um volume de 560 000 m³, a uma profundidade de 450 m (Xing Luo 2013) e capacidade de carregamento de 2860 MWh (Helsingen 2015).

A expansão ocorre em duas etapas: primeiro a alta pressão (passo nº7) e depois a baixa pressão (passo nº8). Esta parte do sistema tem uma potência de 110 MW, com um fluxo de massa de 154 kg/s (Helsingen 2015). A temperatura e pressão de entrada na turbina de alta pressão são 540°C e 42.5 bar, respetivamente. Na turbina de baixa pressão os valores rondam os 870°C e 15 bar, como temperatura e pressão de entrada (Helsingen 2015).

A grande diferença desta central relativamente à de Huntorf está no recuperador de calor associado à expansão. Este recuperador de calor utiliza a energia térmica que é libertada na turbina de baixa pressão para pré-aquecer o ar antes de este ser expandido pela primeira vez na turbina de alta pressão, como se mostra na figura 4.4, o que permite uma utilização de um menor volume de gás para a produção da mesma energia/potência. A diferença entre o volume das cavidades também se destaca, sendo que, em Huntorf as duas cavidades perfazem um menor volume que McIntosh, com apenas uma caverna.

Aplica-se à eficiência desta central o mesmo raciocínio feito para a central de Huntorf. Contudo, espera-se que a eficiência de McIntosh seja superior por utilizar menos gás no aquecimento do ar, na fase de expansão.

Ambas as centrais são desvantajosas no diz respeito ao aproveitamento da energia térmica, uma vez que o calor gerado na compressão é desperdiçado para o ambiente sob a forma de calor. Por isso, na fase de expansão é necessário repor esta energia no ar e, para isso, o ar é aquecido através da queima de combustíveis fósseis (Johnson, Dhamshala, and Kazemsky 2014). Este processo de combustão permite aumentar cerca de 30% a 35% da energia utilizada na compressão (Cavaco 2013). Pelo que estas centrais são tidas como um apoio à energia termoelétrica e não como um sistema de armazenamento propriamente dito, pois não é a central que funciona com recurso ao armazenamento de ar, mas o armazenamento de ar que opera como complemento ao funcionamento de uma central térmica a gás. Estes sistemas, como não reutilizam o calor gerado na compressão denominam-se de diabáticos. Além da baixa eficiência de ciclo completo destas duas centrais de armazenamento de energia, o facto de continuarem a recorrer à utilização de combustíveis fósseis limitou o seu sucesso, criando-se um paradoxo: por um lado armazena-se energia para não haver desperdícios e assim reduzir a poluição, e produzir energia a um custo mais baixo, mas, por outro, continuam a ser necessários os combustíveis fósseis para gerar novamente energia elétrica. Por esta razão continuou-se a estudar e desenvolver outras tecnologias com maiores eficiências e que possam funcionar sem recurso a qualquer fonte fóssil, como se mostra no capítulo 4.2. No entanto, algumas centrais desenvolvidas ainda se basearam nestes princípios mas com acoplamento de renováveis, como o caso das centrais de Matagorda ou Pacific Northwest.

4.2 Centrais projetadas

Através da investigação realizada sobre os vários projetos de AEAC, nesta secção descrevem-se aqueles que são os mais importantes e fornecem-se dados atualizados para cada uma das centrais projetadas para funcionar a nível comercial, ou seja, a larga escala.

4.2.1 Central de Norton

Em 2009, foi proposta pela FirstEnergy Generation Corp a construção de uma central AEAC em Norton, Ohio (Estados Unidos), devido à presença de uma mina de calcário em desuso com as condições necessárias para armazenar ar comprimido. A caverna tem cerca de 9 600 000 m³ de volume e cuja pressão mínima e máxima seriam 55 bar e 110 bar, respetivamente (Cavaco 2013). Inicialmente está previsto que a potência nominal da central seria 800 MW, que se esperava poder chegar a um limite de 2700 MW (9*300 MW, ver figura 4.5) (Succar and Williams 2008), para funcionar 16 horas diárias, 5 vezes por semana (Riaz and Riaz 2010). O *design* da central seria semelhante ao de McIntosh (Cavaco 2013). Em 2013, a companhia declarou que o projeto estava atrasado devido às condições de mercado, nomeadamente energia barata e fraca procura, e assim não conseguiriam suportar os custos do projeto (Xing Luo 2013).

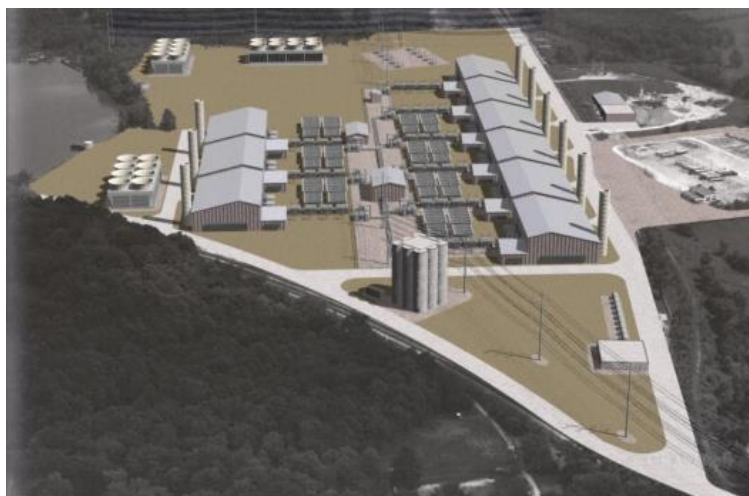


Figura 4.5: Representação da central de Norton, Ohio (Succar and Williams 2008)

4.2.2 Central de Iowa

Em Iowa (Estados Unidos), mais precisamente em Ankeny, em 2006, foi avaliada a hipótese de juntar um sistema AEAC a um parque eólico de forma a aproveitar a energia produzida pelo parque eólico que não seria injetada diretamente na rede (Riaz and Riaz 2010) e, posteriormente, quando a procura excede a geração de energia, o ar comprimido armazenado seria utilizado para suprir as necessidades do consumidor. A existência de aquíferos de rochas porosas subterrâneas nesta área, que poderiam servir como reservatório de armazenamento para o ar comprimido, fez surgir esta possibilidade que está a ser estudada pela Iowa Association of Municipal Utilities (IAMU). Este projeto seria inovador pelas razões mencionadas anteriormente, uma vez que não há mais nenhum sistema AEAC associado à produção de energias renováveis e ainda pela natureza do reservatório, já que seria o único (até à data) em que o armazenamento não seja em cavernas salinas (até 2006). A central foi projetada para operar a 268 MW de potência nominal (Riaz and Riaz 2010), acoplada aos 75 a 100 MW de capacidade eólica (Succar and Williams 2008). O diagrama da central está representado na figura 4.6.

Esta central deveria ter começado a funcionar em 2015, mas o estudo mais detalhado destas formações geológicas revelou que afinal estas não seriam as mais adequadas, pois os aquíferos de arenito poroso identificados tinham elevada porosidade. Ainda o facto da pressão da cavidade ser inferior aquela que é necessária para operar a 135 MW de potência nominal, não permitia a utilização de uma massa de ar suficiente para satisfazer os requisitos do depósito de armazenamento de ar (Xing Luo 2013). Assim, o projeto não tinha viabilidade para avançar e foi abandonado (Cavaco 2013).



Figura 4.6: Diagrama da central de Iowa que agrega a um parque eólico um sistema AEAC (Riaz and Riaz 2010)

4.2.3 Central em Dakota Salts

A aplicação de um sistema AEAC junto a um sistema de energia eólica foi também proposto em Dakota do Norte (EUA), em 2011, pela Sirius Minerals com Schlumberger Water Services (SWS) e a Electrical Power and Research Institute (EPRI) como parceiros (Energy et al. 2011). Esta região tem abundância de vento, além de que também existem nesta área formações geológicas, como minas de sal e de compostos de potássio, que favorecem a possibilidade de fazer armazenamento de ar comprimido (Cavaco 2013). A EPRI desenvolveu um modelo cuja geração nominal seria 390 MW (Energy et al. 2011).

O principal risco para a viabilidade deste projeto encontra-se nas minas de sal. Tem de ser garantido que existem em número suficiente, bem localizadas e com capacidade suficiente para o projeto ser rentável (Energy et al. 2011). O estudo deste projeto apenas refere esta parte do sistema AEAC, não havendo informações de mais características do sistema.

4.2.4 Centrais no Texas

No Texas, tanto o rápido desenvolvimento de energia eólica, como o facto de haver poucos pontos de ligação entre redes vizinhas e, ainda, a presença de minas de sal são razões significativas para desenvolver sistemas AEAC nesta região (Succar and Williams 2008). Em 2007, foi proposto pela Luminat e Shell-Wind Energy a construção de parques eólicos nesta região, que também desejavam a incorporação de AEAC nestes projetos.

São vários os projetos de integração de AEAC e energia eólica, desde a central de Iowa até à de Matagorda, no entanto todas usam combustíveis fósseis na expansão, tendo em conta que a maioria delas são baseadas no modelo desenvolvido em McIntosh. A central do Texas, Gaine – *dispatchable wind* - diferencia-se por não utilizar combustíveis fósseis, fazendo uso da água para armazenar a energia térmica que será utilizada na expansão do ar, fazendo com que o processo seja quase isotérmico. O sistema é constituído por uma turbina eólica, um compressor e um reservatório de armazenamento de ar e outro de energia térmica (Cavaco 2013). A potência do projeto AEAC é de 2MW acoplados a 3MW de energia eólica com capacidade de armazenamento de 500MWh, cujo custo de instalação é 24\$/kWh, incluindo os dois sistemas (Marcus 2011). Esta central seria capaz de regular a diferença entre a oferta e procura de energia, bem como manter a reserva.

Outro exemplo de uma central projetada no Texas, no Condado de Anderson, é o centro de energia de Bethel que se iniciou em 2013. É previsto que a potência desta instalação seja de 317MW, com capacidade de armazenamento de 300MWh fornecendo energia a mais de 300 mil habitações (Bethel Energy Center | APEX CAES). Esta central tem várias utilidades nomeadamente o arranque autónomo, regulação da frequência e *time shift*.

4.2.5 Centrais no Noroeste do Pacífico

Em 2013, ao Pacific Northwest National Laboratory juntou-se a Boneville Power Administration e mais alguns parceiros para avaliar a potencialidade das formações geológicas, das ilhas de Washington e Oregon, se adaptarem a reservatórios de ar comprimido tanto a nível técnico como económico (Wang et al. 2017). As minas encontradas são formadas por rochas porosas e permeáveis mais duradouras (Cavaco 2013), pelo que são adequadas para armazenar ar e por isso seria possível a projeção de um sistema AEAC no local. Uma das minas localiza-se em Columbia Hills. A potência prevista desta central é de 207 MW e a capacidade de armazenamento poderia fornecer mais de 400 horas de eletricidade (Xing Luo 2013). Na figura 4.7 está representado o diagrama da disposição e funcionamento desta central AEAC híbrida. Pela análise da figura, percebe-se que são utilizadas duas formas diferentes de aquecer o ar antes e após cada fase da expansão: antes da expansão, o ar é aquecido através do calor de origem geotérmica; durante, utiliza-se o calor que foi retirado da compressão e armazenado em sais fundidos.

Em Yakima, no norte de Selah, pretende-se desenvolver uma central AEAC geotérmica híbrida, sem ser necessária a queima de combustíveis fósseis para aquecer o ar antes da expansão (aproveitando o calor libertado na compressão) (Wang et al. 2017) e (McGrail et al.).

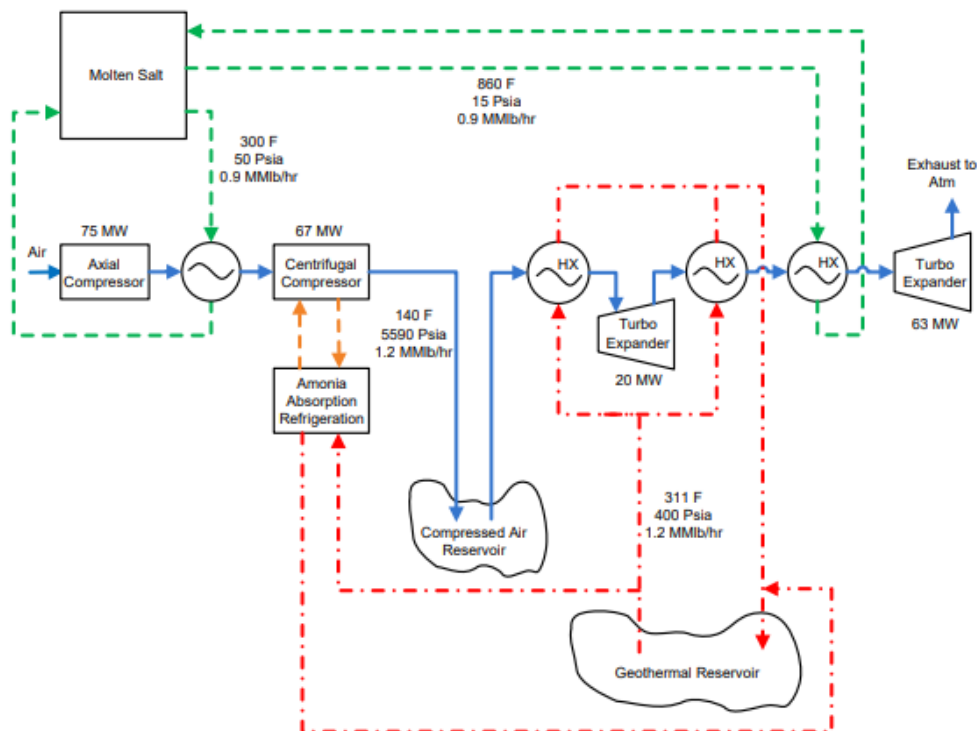


Figura 4.7: Diagrama da central AEAC de Columbia Hills (McGrail et al.).

4.2.6 Central ADELE

Em 2010, a RWE Power em associação com General Electric com a Zueblin e o centro Aeroespacial Alemão, iniciaram a construção da primeira central, na Alemanha, em que o calor produzido durante a compressão é armazenado e aproveitado na expansão do ar, ou seja, a compressão é adiabática, figura 4.8 (Cavaco 2013). O ar é comprimido, num compressor com potência de 200MW (Power 2010) até 100 bar atingindo os 600°C (Cavaco 2013). O ar troca calor na unidade AET e é armazenado em duas cavidades salinas, a 70 bar à temperatura de 50°C, com a capacidade de armazenamento de 1000 MWh (Cavaco 2013). Antes da descarga o ar é aquecido recorrendo à energia térmica armazenada e depois expandido na turbina cuja potência seria 90 MW (Cavaco 2013) contando com 5h de descarga contínua (Neural Energy Consulting: Compressed Air Energy Storage (CAES)). É esperada uma eficiência de ciclo completo de 70% (Wang et al. 2017). No entanto, o comportamento do compressor, o isolamento e o armazenamento da energia térmica a altas pressões e temperaturas não é conhecido na prática, causando algumas incertezas (Riaz and Riaz 2010). Este projeto terá sido abandonado.

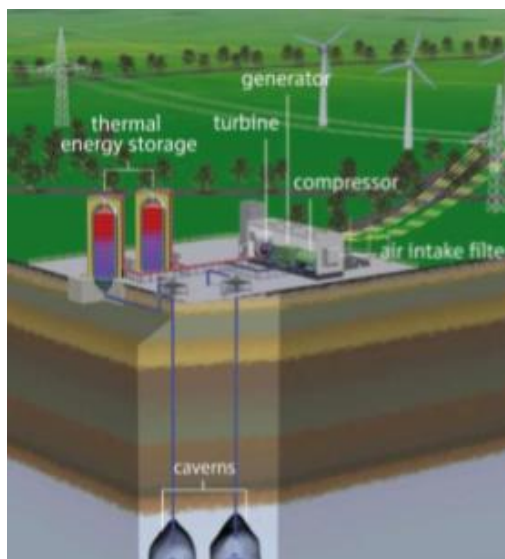


Figura 4.8: Representação esquemática da central ADELE (Cavaco 2013)

4.2.7 Central da ALACAES

ALACAES é uma empresa suíça que desenvolveu uma central AEAC de teste de 1MW. A central está localizada sob os Alpes Suíços, utilizando como depósito de armazenamento de ar túneis e minas já existentes, com a vantagem de se inserir em montanhas pelo que não perturba a paisagem (Helsingen 2015) e (Solution). Na figura 4.9 está representado um esquema desta central.

O túnel tem cerca de 120m e 5m de diâmetro, com capacidade de armazenamento de 1MWh (Pilot Plant 2017). A compressão do ar é adiabática com recuperação do calor gerado durante o processo de carga, por isso o projeto é apelidado de *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage* (AA-CAES). O ar é comprimido de 70 até 100 bar e armazenado num reservatório sob pressão. Antes de ser armazenado o ar, a uma temperatura que pode atingir os 800°C, passa por uma camada de rochas porosas, onde há transferência direta do calor. ALACAES construiu e testou, com sucesso, em 2016 a primeira central teste com compressão adiabática que terá alcançado uma eficiência de ciclo completo de 72% (Pilot Plant 2017).

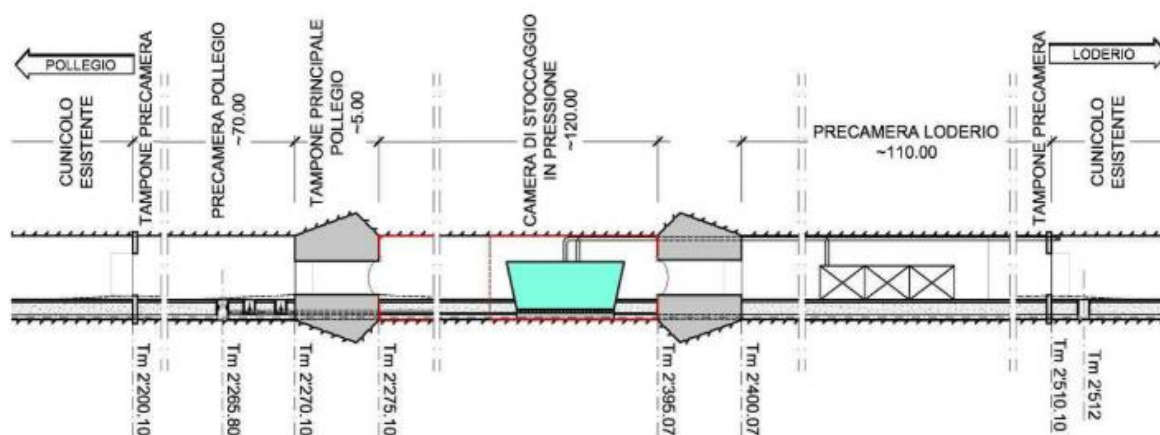


Figura 4.9: Esquema da central de ALACAES, em corte lateral (DOE Global Energy Storage Database).

4.2.8 Projeto da SustainX

O sistema AEAC da *start-up* SustainX, de New Hampshire, utiliza uma combinação hidráulica, que leva a que os processos de compressão e expansão sejam muito próximos do isotérmico (Keeney 2013). Na figura 4.10 está representado um esquema deste sistema.

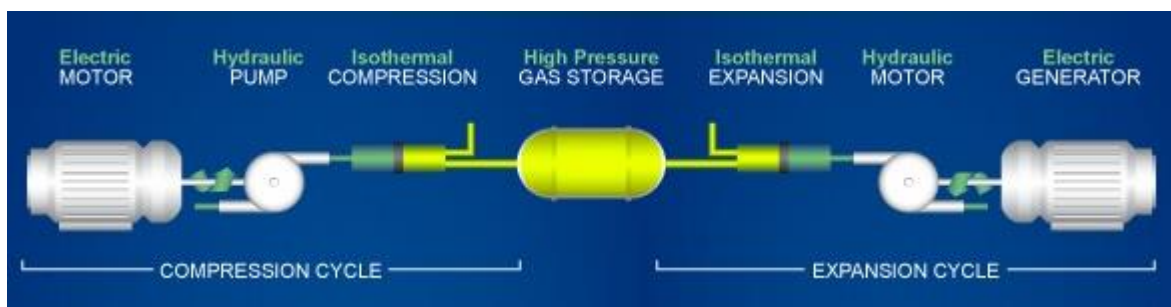


Figura 4.10: Esquema da central AEAC de SustainX (Keeney 2013)

O motor aciona os pistões que comprimem o ar. Para o ar manter a temperatura constante, durante o processo de carga, é injetada água que troca calor diretamente com o ar. O ar comprimido é armazenado em reservatórios sob pressão em cima do solo e a água aquecida é armazenada em reservatórios de temperatura constante. Para produzir novamente energia expande-se o ar. Para a temperatura do ar se manter constante durante a expansão, pulveriza-se com a água aquecida anteriormente armazenada ((Keeney 2013)(Bollinger 2013), (Program 2010)). Manter o ar a uma temperatura constante durante todo o processo aumenta a eficiência do sistema, uma vez que não há desperdício de trabalho realizado na compressão. O facto dos componentes do sistema serem todos conhecidos das grandes indústrias e confiáveis também traduz confiança no sucesso deste sistema. O facto do reservatório de armazenamento do ar não ter de ser numa mina subterrânea significa que este sistema pode ser colocado onde for mais conveniente ((Smart and Program 2015), (Bollinger 2013), (Program 2010)). Em 2011, testaram um protótipo de 40 kW com sucesso e em 2015 submeteram o relatório técnico final, contudo este relatório não indica o final da construção do projeto a média-larga escala, apenas que a

construção começou em 2013 e era expectável que viesse a operar a 1.5 MW (Smart and Program 2015), com uma eficiência de ciclo completo de 55% (Helsingen 2015).

4.2.9 Central de LightSail

A empresa LightSail Energy também desenvolveu um protótipo de armazenamento de energia com ar comprimido cuja compressão é isotérmica, sediado no Canadá, para agregar ao parque eólico Port Mersey Commercial Park de 4,7 MW. Na figura 4.11 está representado o esquema deste sistema (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015).

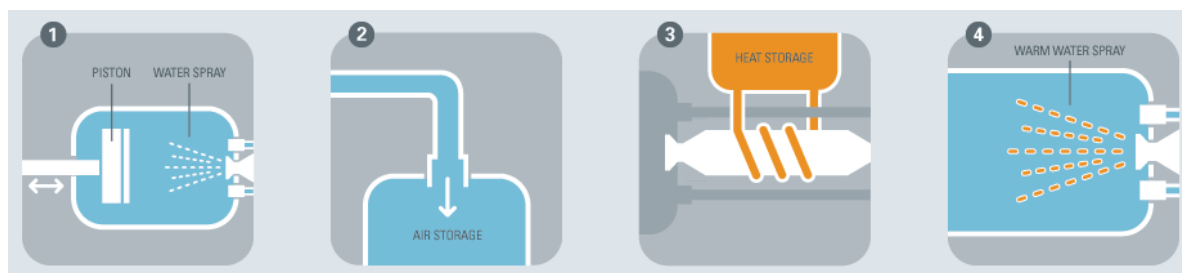


Figura 4.11: Esquema de funcionamento da central de LightSail (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015)

A ativação do motor faz ligar o compressor, que é um sistema de pistão duplo, para comprimir o ar, pelo que a temperatura do ar aumenta. Para manter a temperatura constante durante a compressão, libertam-se jatos de água que absorvem a energia térmica do ar. Ao absorver o calor, a água evapora-se, passando do estado líquido para o gasoso. A quantidade de água e o tamanho das gotas são muito importantes para que o processo seja eficiente. Depois da compressão o ar é armazenado num recipiente e o calor absorvido pela água também é armazenado, para uso posterior. Assim, o sistema armazena tanto energia mecânica como energia térmica, o que não é comum em sistemas de compressão isotérmica. O ar pode ser armazenado em reservatórios de armazenamento simples e de baixo custo (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015).

A expansão é um processo endotérmico, por isso, para manter a temperatura constante, liberta-se a água onde foi armazenado o calor gerado na compressão. Para a água conseguir transferir rapidamente o seu calor para o ar, o ar é previamente seco num condensador (Moritz Raible Advisor Paulo Fontes 2015). A empresa previa que o sistema estivesse preparado para operar a 250 kW durante 300 horas e que a diferença de temperatura final fosse, no máximo, de 10°C, e ainda, que este viesse a alcançar 70% de RTE (Helsingen 2015). Infelizmente este projeto nunca chegou a concretizar-se, a empresa faliu.

4.2.10 Central com armazenamento subaquático

Em Toronto, em 2013, foi lançado o primeiro projeto que armazena o ar comprimido debaixo de água, conhecido por UCAES. Tal como se mostra na figura 4.12. O ar comprimido é conduzido através de um tubo e armazenado em seis balões ancorados no leito do lago, a cerca de 3km da costa a 60 m de profundidade, pelo que o armazenamento é considerado isobárico. Quando é necessário gerar novamente eletricidade, considerado horário de pico, o ar retorna à superfície, é expandido na turbina, acionando o gerador que converte a energia mecânica em energia elétrica.

How it works

Hydrostor's compressed air storage system, now being tested on Toronto Island, essentially stores cheap off-peak electricity until it's needed at on-peak times.

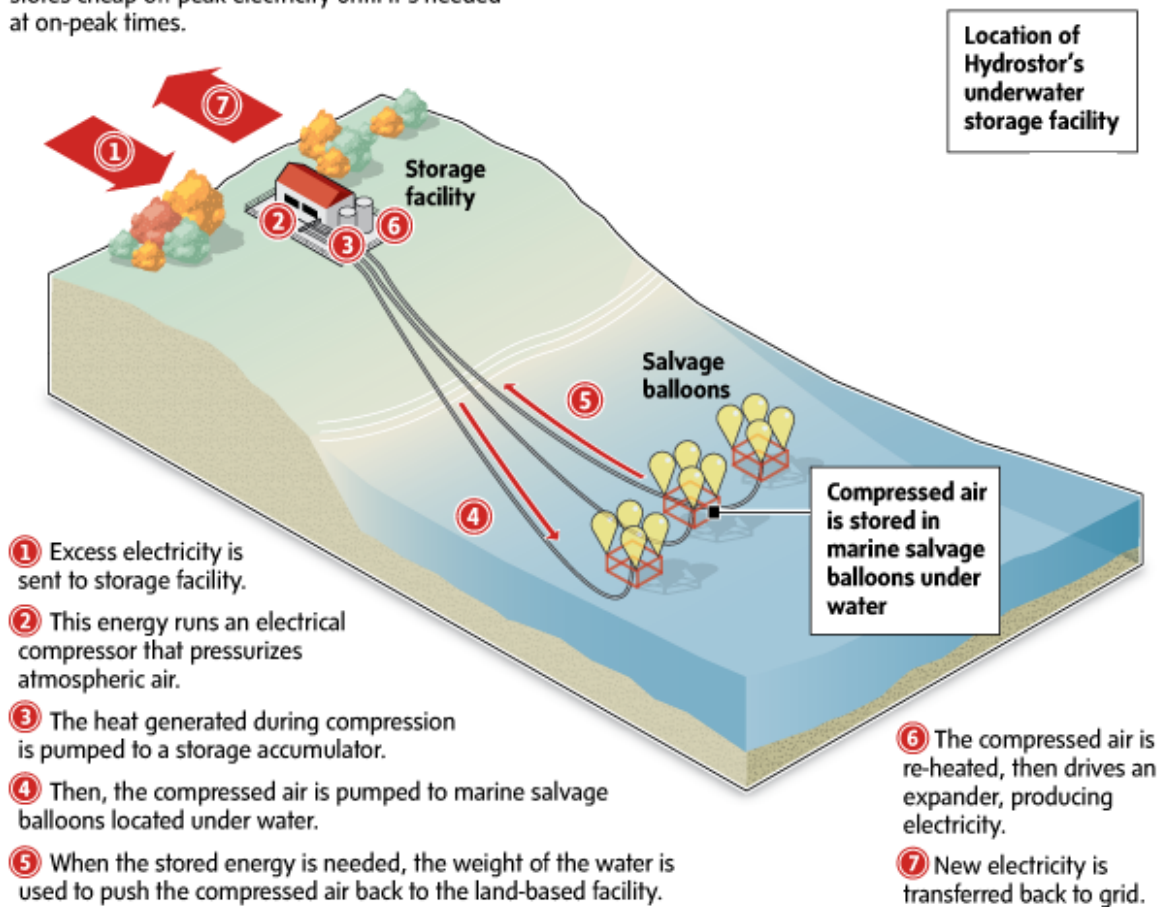


Figura 4.12: Esquema da uma central com armazenamento subaquático adaptado de (Hydrostor launching compressed air power storage off Toronto Island - The Globe and Mail 2015).

Este protótipo foi projetado para uma potência nominal de 1MW, o suficiente para abastecer cerca de 300 habitações. No caso de ser bem-sucedido, o projeto facilmente pode escalar pois os seus constituintes estão disponíveis no mercado. A eficiência de ciclo completo prevista é cerca de 60%, sendo o custo de instalação estimado num valor que varia entre 3US\$/kW (sistema de 5MW) e 2US\$/kW (sistema de 100 MW) (Hydrostor launching compressed air power storage off Toronto Island - The Globe and Mail 2015).

4.2.11 Projeto LAES (*Liquid Air Energy Storage*)

LAES, que também pode ser designado por CES (armazenamento de energia criogénica), pode ser considerado um tipo de armazenamento de energia com ar comprimido, embora neste caso não se encontre sob a forma gasosa quando é armazenado. O sistema aproveita o facto de a densidade do ar no estado líquido ser cerca de 700 vezes maior que a sua densidade no estado gasoso, o que permite obter densidades de armazenamento significativamente superiores.

Na figura 4.13 encontra-se a representação de uma central LAES. Na fase de armazenamento, este sistema utiliza eletricidade para acionar um permutador para arrefecer o ar do ambiente, abaixo da

temperatura de condensação. De seguida, o ar líquido é armazenado num tanque de baixa pressão, bem isolado do ponto de vista térmico.

Este tipo de depósitos já são comercializados, para armazenamento de azoto e oxigénio, por exemplo. Por fim, quando a energia é requerida, o ar é expandido produzindo gás de alta pressão, que aciona uma turbina, à qual se encontra acoplado um gerador que converte energia mecânica em elétrica (Air and Storage). O frio é parcialmente recuperado para a liquefação seguinte (DOE Global Energy Storage Database). E ainda, se houver alguma fonte de calor próxima destas centrais é possível aproveitar esse calor para a fase de expansão do ar liquefeito, aumentando a eficiência do sistema (DOE Global Energy Storage Database).

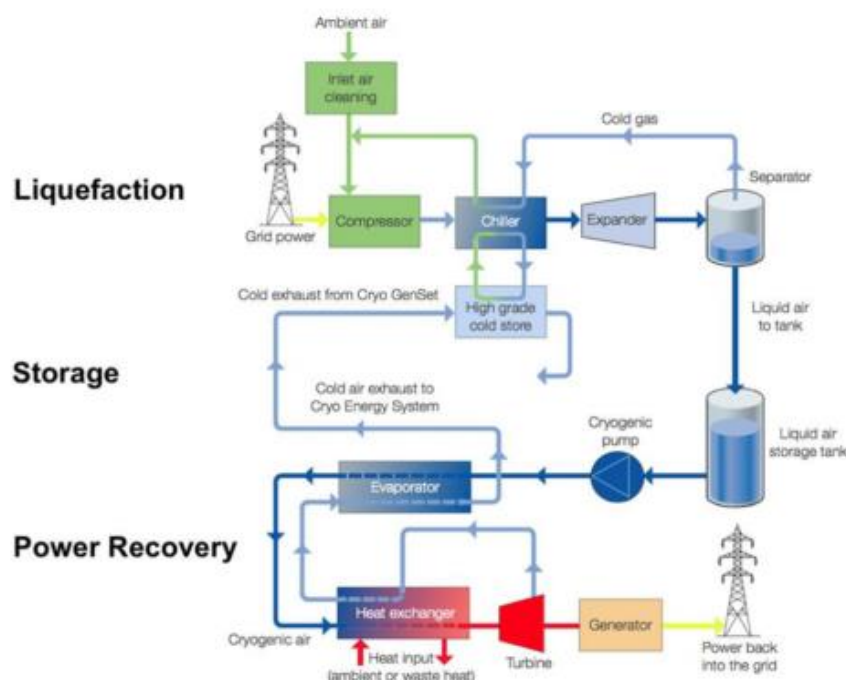


Figura 4.13: Estrutura de uma central LAES (Xing Luo 2013)

Os principais componentes deste sistema são o compressor, unidade de liquefação, reservatório de baixa pressão termicamente isolado, unidade de evaporação, turbina e gerador. Este sistema pode atingir 650 MW de potência, sendo capaz de atingir eficiências superiores a 50% (Xing Luo 2013).

Em 2008, a HighView Power Storage, em Birmingham, começou a desenvolver um projeto piloto com este conceito, com 350 kW de potência, que foi ligada à rede local, demonstrando que esta tecnologia é viável (Wang et al. 2017). Neste momento esta pequena central encontra-se na universidade de Birmingham para estudos e propostas de ensino (Wang et al. 2017).

Ao longo deste capítulo foram analisados os vários projetos AEAC que estão a ser desenvolvidos. Muitos deles estão associados à produção de energia renovável, a grande maioria à energia eólica, também devido à localização dos reservatórios subterrâneos. Foram testados principalmente em micro-redes, onde a tecnologia AEAC pode rapidamente atender às necessidades da rede, tanto ao nível da estabilidade da rede e qualidade da energia, como aos custos da eletricidade, tornando estas redes mais confiáveis e estáveis (Wang et al. 2017).

Conclui-se que, tal como já havia sido discutido, o armazenamento a larga escala aliado às fontes de energia renováveis trás grandes benefícios. Além de que estes novos sistemas não produzem emissões de gases poluentes, contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

Página intencionalmente em branco

5 Conclusão e desenvolvimentos futuros

A escassez dos recursos energéticos e as alterações climáticas atribuídas à utilização de combustíveis fósseis obriga as sociedades a atuar quer na ótica do consumo, onde urge medidas de utilização racional da energia, quer na ótica da produção, onde a aposta tecnológica deve satisfazer a crescente exigência de eficiência no aproveitamento das fontes de energia primárias disponíveis. No entanto, as energias renováveis confrontam-se com um grande desafio, o facto de serem de natureza variável.

A presença de um sistema de armazenamento de energia é, cada vez mais, a alternativa futura para que o contributo das fontes de energia renovável no *mix* energético seja cada vez maior, armazenando a energia produzida em excesso e devolvendo essa energia à rede quando necessária. Cada tecnologia de armazenamento de energia é classificada de acordo com a sua utilidade de serviço à rede ou de acordo com a forma sob a qual a energia é armazenada. O armazenamento de energia elétrica permite tornar as energias renováveis despacháveis, com maior qualidade de energia, uma vez que não emitem gases poluentes e nocivos ao ambiente, como mantém a estabilidade, segurança e confiabilidade da rede de distribuição de energia. E, portanto, também possibilita uma utilização mais regrada, que por sua vez, permite maiores poupanças de energia e uma maior independência do consumidor em relação ao produtor. Neste campo, a informação disponível é vasta mas pouco concisa, nomeadamente na descrição dos conceitos, uma vez que para um mesmo conceito descrevem-se diferentes definições. Todas as tecnologias de armazenamento de energia têm vantagens e desvantagens e, dependendo da sua capacidade e potência, têm diferentes utilidades. No entanto, é de notar que, num sistema elétrico baseado em energias renováveis, as tecnologias de armazenamento de energia têm de incluir dispositivos de curto prazo e rápida reação, mas também tecnologias de armazenamento de longos períodos para que o sistema seja flexível a todos os níveis. No que diz respeito ao tipo de energia armazenada, a maioria (se não toda) da bibliografia estudada está em concordância, embora difira nalguns aspetos de funcionamento das tecnologias e nas gamas de potência e eficiência, principalmente.

Assim, as tecnologias de armazenamento devem maximizar a densidade de energia armazenada e/ou a densidade de potência de saída (dependendo da utilização) e o rendimento, e minimizar os custos de investimento, operação e manutenção, pois estes são fundamentais na análise da viabilidade e do impacto destes sistemas.

Face a todas estas necessidades, o interesse recai sobre as tecnologias de armazenamento de maior capacidade e de resposta mais lenta, como a hídrica de bombagem e o armazenamento de ar comprimido, que armazenam energia mecânica.

Destes dois sistemas, optou-se pelo estudo do armazenamento de energia em ar comprimido, pois este sistema constitui uma alternativa aos sistemas de energia hídrica de bombagem, tanto na energia que armazena como nas suas utilidades. Os sistemas HB são mecanicamente simples e confiáveis para atender às necessidades do mercado mas, hoje em dia, já não são suficientes. Além de terem restrições em termos do local geográfico, ocupam grandes volumes em comparação com a densidade de energia e potência de saída.

Pelo estudo elaborado na realização desta dissertação, conclui-se que um sistema AEAC tem três fases distintas: compressão, armazenamento e expansão. Estas fases podem ser classificadas de acordo com os processos termodinâmicos que o ar sofre ao longo das mesmas (esquema da figura 3.1).

Quando a compressão é adiabática, não existem trocas de calor, por isso, os principais problemas associados estão relacionados com as temperaturas atingidas, pois não existem materiais que resistam a estas condições. Quando a compressão é isotérmica, a temperatura mantém-se constante, e o principal

desafio é este mesmo, uma vez que o ar aquece quando comprimido, têm de existir trocas de calor exatamente à mesma taxa a que o ar aumenta de temperatura, o que depende não só dos materiais do reservatório, como da envolvente e, principalmente, do fluido de trabalho. Tanto a compressão adiabática como a isotérmica são processos perfeitos, muito difíceis de atingir, por isso, e pelos estudos realizados, a compressão pode ser aproximada ou a um ou a outro. Relativamente ao armazenamento do ar, este pode ser subterrâneo ou à superfície. Quando é subterrâneo, geralmente, são utilizadas minas com condições específicas para armazenamento de ar comprimido, como por exemplo o impedimento de fugas de ar e que permitam anular a auto descarga do sistema de armazenamento. Os depósitos de superfície permitem a existência destes sistemas em qualquer localização, com materiais mais apropriados à compressão e expansão em causa. Contudo, ainda necessitam de grande desenvolvimento, pois não há conhecimento de quais os materiais que melhor se adequam a cada sistema. Os reservatórios de armazenamento também se podem classificar como isobáricos (pressão constante) ou isocóricos (volume constante). A preferência por um ou outro depende, essencialmente, do tipo de depósito utilizado. Aquando o armazenamento de ar e, no caso de a compressão ser adiabática, também se pode armazenar o calor gerado na compressão de forma a ser reutilizado na expansão, ao invés do ar ser aquecido por fontes exteriores ao sistema.

Analisando os sistemas num todo, como são exemplo as centrais analisadas no capítulo 4, percebe-se que as centrais convencionais de Huntorf e McIntosh não são a solução há muito procurada, uma vez que utilizam fontes poluentes, no processo de expansão. Procurou-se fazer melhor, mantendo o princípio de funcionamento das primeiras mas melhorando a potência e a eficiência destas centrais, tendo sido projetadas a central de Norton, de Iowa e de Dakota Salts, que acabaram por ser abandonadas devido a problemas com os reservatórios de armazenamento (não serem adequados) e a elevados custos de investimento. A grande desvantagem destes sistemas são as temperaturas atingidas no processo de compressão, visto que o trabalho envolvido nesta etapa não é recuperado na sua totalidade, por ocorrerem perdas no armazenamento devido ao arrefecimento do ar antes de ser armazenado e durante o armazenamento.

Os projetos seguintes surgiram com o objetivo de eliminar o aquecimento do ar proveniente de fontes exteriores, na fase da expansão. Ao invés do ar ser arrefecido para o ambiente, pode trocar calor num dispositivo AET, de forma a não se perder uma fração da energia que já foi depositada no sistema sob a forma de trabalho, durante o processo de carga. Surgem, assim, a central ADELE e ALACAES, com recuperação do calor gerado na compressão, que é armazenado num dispositivo diferente do reservatório de armazenamento de ar. Outra central que utiliza a compressão adiabática é a de armazenamento subaquático, onde o ar é armazenado a pressão constante. A grande vantagem deste projeto, relativamente aos anteriores, é de os materiais estarem disponíveis no mercado.

No que respeita aos sistemas com compressão isotérmica existem poucos desenvolvimentos, que se traduz nas poucas centrais projetadas: uma central no Texas, em Gaine, o SustainX e LightSail. As vantagens destes sistemas em relação aos de compressão adiabática remete-se às temperaturas, que são constantes e por isso não é necessário haver armazenamento de energia térmica, o que simplifica o *design*, envolve menos perdas e materiais mais comuns. O grande desafio, nestes casos, é conseguir que as trocas de calor sejam de tal maneira eficientes que permitam que a temperatura se mantenha constante. Se assim for, é necessário garantir, ainda, que o processo tenha uma velocidade não tão lenta que não seja possível recuperar o trabalho utilizado na compressão, daí a maioria destes sistemas utilizar o sistema de pistão líquido. Conclui-se, assim, que a eficiência de um sistema AEAC não depende dos processos termodinâmicos envolvidos em cada uma das fases, mas de todo o conjunto. Ainda, o calor retirado do ar, na compressão adiabática, pode ser aproveitado para outros fins, nomeadamente de aquecimento da habitação.

A análise destas tecnologias leva a crer que, ao contrário do que é publicado e citado, o armazenamento de energia em ar comprimido não se tornou competitivo com a energia hídrica de bombagem, tanto por problemas técnicos como económicos. Estes problemas limitam o sucesso da tecnologia, pois não permitem o desenvolvimento tão rápido quanto o desejado e aclamado.

O potencial que esta tecnologia é capaz de atingir está muito longe de ser alcançado, pelo que são propostos alguns pontos a ter em consideração no desenvolvimento de futuros estudos e protótipos AEAC.

Mediante o conteúdo apresentado na figura 3.2, o nome atribuído às tecnologias deveria ser mais esclarecedor, nomeadamente nos artigos que abordam novos estudos de AEAC.

Além desta problemática, muitos dos artigos estudados apresentam falhas nos termos utilizados, bem como nos resultados apresentados, verificando-se ser muito difícil fazer uma análise comparativa entre as diferentes tecnologias, uma vez que os mesmos parâmetros são calculados de formas muito distintas, nomeadamente a eficiência dos sistemas. Torna-se necessário, e bastante útil, o desenvolvimento de uma ferramenta numérica, que inclua todos os modelos de possíveis sistemas, que calcule, de forma igualitária, pelo menos os parâmetros mais relevantes no sistema, designadamente as pressões, temperaturas, volumes, caudais de massa, trocas de calor e trabalho, densidade de energia, eficiência, tendo também em conta os materiais utilizados nos reservatórios de armazenamento.

Na temática dos materiais constituintes dos sistemas, é necessário haver cooperação entre as diferentes entidades especializadas nos materiais que as constituem, para que se desenvolvam componentes mais adequados para AEAC, nomeadamente que suportem altas temperaturas e altas pressões. O facto de a maioria dos sistemas ser pouco experimental e a inexistência de dados dificulta o desenvolvimento destes componentes da tecnologia, ficando aquém das expectativas.

Os custos são muitas vezes as causas de não se desenvolverem este tipo de tecnologias, que dependem de fatores como a localização da instalação, do material utilizado, do tamanho do sistema. Por isso, é conveniente a elaboração de um mapa com indicação das minas que são adequadas ao armazenamento de ar comprimido e também dos locais onde seja possível conciliar com uma fonte de energia renovável. Ainda, um estudo sobre os possíveis impactos ambientais da exploração das minas subterrâneas também seria interessante.

Embora se tenham desenvolvido vários projetos de demonstração, a informação é escassa, a análise técnico-económica é praticamente inexistente, pelo que deveriam ser elaboradas fichas técnicas, que discriminassem alguns aspetos fundamentais à concretização do projeto, como as condições de ligação e operação, restrições da rede no local de instalação, o ponto de injeção na rede e a especificação de alguns valores como a frequência, tensão, potência. E, ainda, os custos da tecnologia, que envolvem, como já foi referido, o material, tamanho e capacidade do sistema.

Apesar de tudo, e visto que existe a necessidade, AEAC é uma boa oportunidade de negócio nas próximas décadas.

Página intencionalmente em branco

6 Bibliografia

- “A Carga e Descarga Do Condensador.”
http://macao.communications.museum/por/exhibition/secondfloor/MoreInfo/2_3_5_ChargingCapacitor.html (December 11, 2018).
- “A Near-Isothermal Expander for Isothermal Compressed Air Energy Storage System.” *Applied Energy* 225(April): 955–64. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.055>.
- Abelho, Sofia Gazimba. 2011. “Armazenamento de Energia Eléctrica : Cenários Para o Sistema Eléctrico Português.” : 57.
- Air, Liquid, and Energy Storage. “Liquid Air Energy Storage.” : 2–3.
- “Bethel Energy Center | APEX CAES.” <http://www.apexcaes.com/bethel-energy-center> (November 12, 2018).
- Bi, Xianyun, Pei Liu, and Zheng Li. 2016. “Thermo-Dynamic Analysis and Simulation of a Combined Air and Hydro Energy Storage (CAHES) System.” *Energy* 116: 1385–96. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.149>.
- Bollinger, Benjamin. 2013. “Isothermal Compressed Air Energy Storage Project Description Goals / Objectives.” (August): 2013.
- Budt, Marcus, Daniel Wolf, Roland Span, and Jinyue Yan. 2016. “A Review on Compressed Air Energy Storage: Basic Principles, Past Milestones and Recent Developments.” *Applied Energy* 170: 250–68. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916302641> (May 4, 2018).
- Buhagiar, Daniel, and Tonio Sant. 2017. “Modelling of a Novel Hydro-Pneumatic Accumulator for Large-Scale Offshore Energy Storage Applications.” *Journal of Energy Storage* 14: 283–94. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.05.005>.
- Bullough, Chris et al. 2004. “Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy.” *Proceedings of the European Wind Energy Conference* (November): 22–25. http://ewww.theeestory.com/files/EWEC_Paper_Final_2004.pdf.
- Cavaco, Luis Eliseu. 2013. “Definição de Reservatórios Geológicos Para Armazenamento de Energia Em Ar Comprimido e Sinergias Com Produção de Energia.”
- Cazzaniga, R. et al. 2017. “Compressed Air Energy Storage Integrated with Floating Photovoltaic Plant.” *Journal of Energy Storage* 13: 48–57. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.06.006>.
- Chen, Haisheng et al. 2009. “Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review.” *Progress in Natural Science* 19(3): 291–312. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X> (July 16, 2018).
- Chen, Long Xiang, Mei Na Xie, et al. 2018. “A Novel Isobaric Adiabatic Compressed Air Energy Storage (IA-CAES) System on the Base of Volatile Fluid.” *Applied Energy* 210(September 2017): 198–210. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.009>.
- Chen, Long Xiang, Peng Hu, et al. 2018. “A Novel Throttling Strategy for Adiabatic Compressed Air Energy Storage System Based on an Ejector.” *Energy Conversion and Management* 158: 50–59. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417312074> (March 23, 2018).

“Compressores de Ar e Acessórios.”

<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAePIAK/compressores-ar-acessorios?part=2>
(September 6, 2018).

De Samaniego Steta, Fernando. 2010. “Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-Based Operation Strategy for Its Integration into Power Markets.” *EEH Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute ...* (October): 115. http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/MastersThesis_Fernando_de_Samaniego_Steta_2010.pdf.

Dell, R. M., and D. A.J. Rand. 2001. “Energy Storage - A Key Technology for Global Energy Sustainability.” *Journal of Power Sources* 100(1–2): 2–17. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775301008941> (September 3, 2018).

“DOE Global Energy Storage Database.” <http://www.energystorageexchange.org/projects/1355>
(November 13, 2018).

DTI. 2004. “Review of Electrical Energy Storage Technologies and Systems and of Their Potential for the UK.” : 1–34. <http://www.wearemichigan.com/JobsAndEnergy/documents/file15185.pdf>.

Elmegaard, Brian, and Wiebke Brix. 2011. “Efficiency of Compressed Air Energy Storage.” *The 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*: 1–12. http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:72193/datastreams/file_6324034/content.

Energy, Compressed A I R, Storage Feasibility, I N North, and Final Report. 2011. “DAKOTA SALTS STATE OF NORTH DAKOTA.”

“Energy Density of Storage Devices - Energy Education.” https://energyeducation.ca/encyclopedia/Energy_density_of_storage_devices (November 29, 2018).

“EnergyAustralia Ponders World’s Largest Seawater Pumped Hydro Energy Storage Plant | Energy Storage News.” <https://www.energy-storage.news/news/energyaustralia-ponders-worlds-largest-seawater-pumped-hydro-energy-storage> (September 6, 2018).

Filipe Coelho Simões, Tiago et al. 2017. *Metodologias de Despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia*. [https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/844820067125242/Metodologias de despacho de SAE_Tiago Simoes_63187.pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/844820067125242/Metodologias%20de%20despacho%20de%20SAE_Tiago%20Simoes_63187.pdf) (December 10, 2018).

Grazzini, Giuseppe, and Adriano Milazzo. 2008a. “Thermodynamic Analysis of CAES/TES Systems for Renewable Energy Plants.” *Renewable Energy* 33(9): 1998–2006.

Guo, Zuogang, Guangyi Deng, Yongchun Fan, and Guangming Chen. 2016. “Performance Optimization of Adiabatic Compressed Air Energy Storage with Ejector Technology.” *Applied Thermal Engineering* 94: 193–97. <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.10.047>.

Hartmann, Niklas, O. Vöhringer, C. Kruck, and L. Eltrop. 2012. “Simulation and Analysis of Different Adiabatic Compressed Air Energy Storage Plant Configurations.” *Applied Energy* 93: 541–48. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911008014> (April 18, 2018).

He, Wei et al. 2017. “Exergy Storage of Compressed Air in Cavern and Cavern Volume Estimation of

- the Large-Scale Compressed Air Energy Storage System.” *Applied Energy* 208: 745–57.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917313569> (August 13, 2018).
- Helsingen, Eirik Mørkved. 2015. “Adiabatic Compressed Air Energy Storage.” 155(June): 804–15.
- “Hydrogen Storage– Natural Gas & The Environment | Enbridge Gas Distribution Inc.”
[https://www.enbridgegas.com/Natural Gas and the Environment/Enbridge A Green Future/Hydrogen Storage](https://www.enbridgegas.com/Natural%20Gas%20and%20the%20Environment/Enbridge%20A%20Green%20Future/Hydrogen%20Storage) (September 6, 2018).
- “Hydrostor Launching Compressed Air Power Storage off Toronto Island - The Globe and Mail.”
<https://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/hydrostor-launches-compressed-air-power-storage-system-off-toronto-island/article27306527/> (November 13, 2018).
- IEC. 2011. “Electrical Energy Storage - White Paper.” *International Electrotechnical Commission*: 1–78. <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>.
- “Is ‘Renewable Methane’ Energy Storage an Efficient Enough Option?”
<http://blogs.worldwatch.org/revolt/is-“renewable-methane”-energy-storage-an-efficient-enough-option/> (September 6, 2018).
- Johnson, Patrick, Prakash Dhamshala, and Phil Kazemersky. “Assessment of Compressed Air Energy Storage System (Caes).”
- José Terezo, Ailton. 2007. *CARACTERIZAÇÃO DE SUPERCAPACITORES À BASE DE COMPÓSITOS RuO₂ /POLIANILINA ROBSON SHODI NISHYAMA*.
<http://www.livrosgratis.com.br> (December 11, 2018).
- Jubeh, Naser M., and Yousef S.H. Najjar. 2012. “Green Solution for Power Generation by Adoption of Adiabatic CAES System.” *Applied Thermal Engineering* 44: 85–89.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.04.005>.
- Keeney, James Walter. 2013. “Investigation of Compressed Air Storage Efficiency.” (December).
- Leonzio, Grazia. 2016. “Process Analysis of Biological Sabatier Reaction for Bio-Methane Production.” *Chemical Engineering Journal* 290: 490–98.
<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1385894716300365> (October 23, 2018).
- Liu, Jin-Long, and Jian-Hua Wang. 2016. “A Comparative Research of Two Adiabatic Compressed Air Energy Storage Systems.” *Energy Conversion and Management* 108: 566–78.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415010699> (August 8, 2018).
- Liu, Jinchao et al. 2014. “Economic Analysis of Using above Ground Gas Storage Devices for Compressed Air Energy Storage System.” *Journal of Thermal Science* 23(6): 535–43.
- Lopes, Sérgio. *Sérgio Augusto Seixas Lopes TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA*.
[https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/40488/1/Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Servicos de Sistema.pdf](https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/40488/1/Tecnologias%20de%20Armazenamento%20de%20Energia%20para%20Fornecimento%20de%20Servicos%20de%20Sistema.pdf) (October 19, 2018a).
- Luo, Xing, Jihong Wang, Mark Dooner, and Jonathan Clarke. 2015. “Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation.” *Applied Energy* 137: 511–36.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.

- Marcus, David. 2011. *Fuel---Free Geologic Compressed Air Energy Storage From Renewable Power*.
https://www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/terp/ntig/prog_rpts/GC_Task1.pdf
(November 12, 2018).
- Mazloun, Youssef, Haytham Sayah, and Maroun Nemer. 2017. “Dynamic Modeling and Simulation of an Isobaric Adiabatic Compressed Air Energy Storage (IA-CAES) System.” *Journal of Energy Storage* 11: 178–90.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17300154> (August 8, 2018).
- Moritz Raible Advisor Paulo Fontes, BEng. 2015. “Study of Compressed Air Energy Storage (CAES) for Domestic Photovoltaic Systems.”
- Moutoux, Richard David. 2007. “Wind Integrated Compressed Air Energy Storage in Colorado.”
“Neural Energy Consulting: Compressed Air Energy Storage (CAES).”
<http://www.neuralenergy.info/2009/06/caes.html#Proposal> (November 13, 2018).
- Odukamaiya, Adewale et al. 2016. “Thermal Analysis of Near-Isothermal Compressed Gas Energy Storage System.” *Applied Energy* 179: 948–60.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916310005?via%3Dihub> (February 19, 2018).
- Ostermann, Fernanda, Letície M Ferreira, and Cláudio J H Cavalcanti. *Supercondutividade Uma Proposta de Inserção No Ensino Médio*.
https://www.if.ufrgs.br/public/tapf/n8_ostermann_ferreira_cavalcanti.pdf (March 28, 2019).
- Paulo, João. 2014. “A New Concept in Compressed Air Energy Storage A New Concept in Compressed Air Energy Storage.”
- Pereira, Fábio, and S Istemas D E A Rmazenamento D E E Nergia. 2012. “E s s (s a e) 1.” : 17–28.
“Pilot Plant.” <https://alacaes.com/technology/pilot-plant/> (November 13, 2018).
- Power, R W E. “ADELE – ADIABATIC COMPRESSED-AIR ENERGY STORAGE FOR ELECTRICITY SUPPLY.”
- Program, Energy Storage. “Isothermal Compressed Air Energy Storage Energy Storage Program SustainX ’ s ICAES System More About the Technology.”
- Qin, C., and E. Loth. 2016. “Simulation of Spray Direct Injection for Compressed Air Energy Storage.” *Applied Thermal Engineering* 95: 24–34.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.11.008>.
- Riaz, Muhammad Ali, and Muhammad Ali Riaz. 2010. “Feasibility of Compressed Air Energy Storage to Store Wind on Monthly and Daily Basis.”
- Santos, Nuno Pessanha. “Supercondensadores - "O Que São? Como Funcionam?"”
Supercondensadores - "O que são? Como Funcionam?";
http://www.academia.edu/7472630/Supercondensadores_-_O_que_são_Como_Funcionam_
(October 24, 2018).
- Sarbu, Ioan, and Calin Sebarchievici. 2018. “A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage.”
Sustainability (Switzerland) 10(1).

- Sciacovelli, Adriano et al. 2017. “Dynamic Simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) Plant with Integrated Thermal Storage – Link between Components Performance and Plant Performance.” *Applied Energy* 185: 16–28.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916315021> (September 4, 2018).
- “SIMEE - Produção e Consumo.”
<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Prod/Paginas/Verificada.aspx> (September 6, 2018).
- “Sistemas de Armazenamento de Energia: Tendências Para o Setor Elétrico | Blogs Pini.”
<http://blogs.pini.com.br/posts/tecnologia-sustentabilidade/sistemas-de-armazenamento-de-energia-tendencias-para-o-setor-eletrico-366246-1.aspx> (December 10, 2018).
- Smart, Sustainx, and Grid Program. 2015. “Technology Performance Report SustainX Smart Grid Program.” : 1–50.
- Solution, Large-scale Electricity Storage. “Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage Pilot Plant Product Roadmap.”
- Succar, Samir, and Robert Williams. 2008. “Princeton Environmental Institute PRINCETON UNIVERSITY Energy Systems Analysis Group Compressed Air Energy Storage : Theory , Resources , And Applications For Wind Power Acknowledgments.” *Princeton Environmental Institute Report* 8(April): 81. http://healutah.org/files/Succar2008_Part1.pdf.
- “Supercapacitores.”
<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:j5kpWybJ71EJ:www.ufjf.br/fisica/files/2013/10/FIII-04-09-Supercapacitores.pdf+&cd=1&hl=pt-PT&ct=clnk&gl=pt> (June 25, 2019).
- “Superconducting Magnetic Energy Storage.” <https://www.slideshare.net/ToshoN/superconducting-magnetic-energy-storage> (September 6, 2018).
- “Thermodynamic Analysis of CAES/TES Systems for Renewable Energy Plants.” *Renewable Energy* 33(9): 1998–2006. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148107003849> (July 16, 2018).
- Todd, M. 2017. “Control System Development for Power Generation from Small-Scale Compressed Air Energy Storage.”
- Treier, Matthias S. et al. 2018. “Estimations of Energy Density and Storage Efficiency for Cascading Adsorption Heat Storage Concepts.” *International Journal of Refrigeration*.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140700718303992> (November 29, 2018).
- Ursua, Alfredo, Luis M. Gandia, and Pablo Sanchis. 2012. “Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends.” *Proceedings of the IEEE* 100(2): 410–26.
<http://ieeexplore.ieee.org/document/5898382/> (September 6, 2018).
- Van der Linden, Septimus. 2006. “Bulk Energy Storage Potential in the USA, Current Developments and Future Prospects.” *Energy* 31(15): 3446–57.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544206000740> (September 3, 2018).
- Wang, Jidai et al. 2017. “Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development.” *Energies* 10(7).
- Wolf, Daniel, and Marcus Budt. 2014a. “LTA-CAES - A Low-Temperature Approach to Adiabatic

- Compressed Air Energy Storage.” *Applied Energy* 125: 158–64.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.013>.
- Xing Luo, Jihong Wang. 2013. “Overview of Current Development on Compressed Air Energy Storage.” : 39.
- Yao, Erren, Huanran Wang, and Guang Xi. 2016. “A Novel Pumped Hydro Combined with Compressed Air Energy.” *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources*: 155–66.
- Zhang, Wei Jun. 2011. “A Review of the Electrochemical Performance of Alloy Anodes for Lithium-Ion Batteries.” *Journal of Power Sources* 196(1): 13–24.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.07.020>.
- Zhang, Xinjing, Yujie Xu, Xuezhi Zhou, Yi Zhang, Wen Li, Zhitao Zuo, Huan Guo, et al. 2018. “A Near-Isothermal Expander for Isothermal Compressed Air Energy Storage System.” *Applied Energy* 225: 955–64. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918306135> (June 6, 2018).