



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP

Estudo de Soluções Alternativas de Armazenamento de Energia para Diferentes Horizontes Temporais

Bruno Filipe Gomes da Silva

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
sob orientação do Professor Doutor João Abel Peças Lopes

(O Presidente do Júri, Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva)

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Rua Roberto Frias, s/n, 4200-465 Porto, Portugal

Março de 2008

Resumo

Nesta dissertação, estão descritas várias soluções tecnológicas de armazenamento de energia que existem, são referidas as suas características, vantagens e desvantagens, são indicadas quais as soluções de armazenamento que melhor se adaptam a certas aplicações. São ilustradas várias comparações entre as várias tecnologias de armazenamento de acordo com os critérios que são mais favoráveis para as aplicações.

É salientada a importância dos sistemas de armazenamento em explorações de produção de energia, especialmente fontes de energia renováveis.

É apresentado um modelo e uma formalização matemática desse modelo para optimização de estratégias a aplicar na gestão integrada de parques eólicos, admitindo o funcionamento em ambiente de mercado.

É ainda apresentado a implementação da formalização matemática na linguagem de programação MATLAB.

Por último, são efectuadas simulações para vários cenários de exploração, sendo apresentados e analisados os resultados.

Palavras-chave

Tecnologias de armazenamento de energia

Alisamento do diagrama de cargas

Optimização dos proveitos de exploração de parque eólico

Formalização matemática do modelo de optimização

Abstract

In this thesis, are described some available electrical storage techniques, along with their characteristics, advantages and disadvantages; it's shown the best storage technique for each situation. It's shown several comparisons of various storage technologies in agreement with criteria that are most favourable for applications.

It's made known the importance of storage systems applied in farms of energy production, especially in renewable energy sources.

It's shown a model and mathematic formulation for strategies optimization to apply on the management of wind farms, allowing the solution to become competitive at the electricity markets.

It's still shown the implementation of mathematic formulation in MATLAB programming language.

Last, several exploitation scenarios are simulated and the results are presented and analysed.

Keywords

Energy storage systems

Levelling load

Wind farm profit optimization

Mathematic formalization of the optimization model

Agradecimentos

Gostaria de agradecer às pessoas que me acompanharam e contribuíram directa ou indirectamente para a realização desta dissertação.

Ao meu orientador, Professor João Abel Peças Lopes pelo apoio e tudo que me ensinou ao longo da realização deste trabalho. Os seus conhecimentos foram fundamentais para a concretização desta dissertação.

Às pessoas que trabalham no INESC Porto que me ajudaram, nomeadamente ao Luís Seca.

Ao Professor António Miguel Gomes pela ajuda que me deu.

Aos meus colegas de curso pela ajuda que me deram e por todos os momentos que passamos.

À Corine pela paciência e disponibilidade de rever cuidadosamente este texto.

À minha família, aos meus pais que sempre me deram apoio, ao meu irmão pelo seu humor sempre presente.

A todos o meu muito obrigado.

Capítulo 4 – Trabalho desenvolvido	49
4.1 Introdução	49
4.2 Modelização.....	49
4.3 Formalização do problema de optimização	51
4.4 Implementação	54
4.5 Conclusões	56
Capítulo 5 – Casos de análise	57
5.1 Introdução	57
5.2 Sistema de armazenamento por bombagem.....	58
5.2.1 Apresentação e análise de resultados	59
5.3 Sistema de armazenamento através de ar comprimido	65
5.3.1 Apresentação e análise de resultados	66
5.4 Sistema de armazenamento através de baterias de fluxo de vanádio	68
5.4.1 Apresentação e análise de resultados	69
5.5 Comparação dos resultados e conclusões.....	72
Capítulo 6 – Conclusões globais	74
6.1 Objectivos alcançados / Resultados obtidos.....	74
6.2 Perspectivas de desenvolvimento.....	75
Referências	76
Anexos	79

Índice de figuras

Figura 2.1 – Ilustração de sistema de armazenamento de ar comprimido	16
Figura 2.2 – Ilustração de sistema de armazenamento de bombagem abastecido por parque eólico	17
Figura 2.3 – Ilustração de sistema de armazenamento de pilha de combustível.....	18
Figura 2.4 – Ilustração de um sistema de armazenamento de pilha de combustível	19
Figura 2.5 – Distribuição das densidades de energia e potência de várias baterias ..	20
Figura 2.6 – Ilustração do interior de um super condensador	22
Figura 2.7 – Ilustração da estrutura de flywheel	23
Figura 2.8 – Ilustração da variação da frequência da rede com e sem flywheel.....	25
Figura 2.9 – Ilustração de bateria de fluxo do tipo PSB (Polisulfito de Bromo)	27
Figura 2.10 – Ilustração do funcionamento de bateria de fluxo redox de vanádio....	29
Figura 2.11 – Ilustração da eficiência da bateria regenerativa de vanádio ao longo do número de ciclos	30
Figura 2.12 – Ilustração de aplicação de VRB no exterior com 50kW.....	31
Figura 2.13 – Ilustração de aplicação de VRB no interior de edifício com 100kW	32
Figura 3.1 – Relação entre a potência de saída e a energia armazenada.....	37
Figura 3.2 – Índices de desempenho das tecnologias de armazenamento para as quatro categorias.....	39
Figura 3.3 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos campos de aplicação.....	40
Figura 3.4 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da eficiência energética e esperança de vida	41
Figura 3.5 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos custos de investimento por unidade de potência ou unidade de energia	43
Figura 3.6 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos custos de investimento calculados por ciclo de carga/descarga	44
Figura 3.7 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da sua densidade de massa e volume para aplicações de pequena escala.....	45

Figura 4.1 – Curva característica do preço diário da energia.54

Figura 5.1 – Condições para o caso 1.59

Figura 5.2 – Resultado da otimização do caso 1 para a tecnologia de bombagem.60

Figura 5.3 – Condições para o caso 2.61

Figura 5.4 – Resultado da otimização do caso 2 para a tecnologia de bombagem.61

Figura 5.5 – Condições para o caso 3.62

Figura 5.6 – Resultado da otimização do caso 3 para a tecnologia de bombagem.63

Figura 5.7 – Condições para o caso 4.64

Figura 5.8 – Resultado da otimização do caso 1 para a tecnologia de bombagem.64

Figura 5.9 – Resultado da otimização do caso 1 para a tecnologia de ar comprimido.....66

Figura 5.10 – Resultado da otimização do caso 2 para a tecnologia de ar comprimido.....67

Figura 5.11 – Resultado da otimização do caso 3 para a tecnologia de ar comprimido.....67

Figura 5.12 – Resultado da otimização do caso 4 para a tecnologia de ar comprimido.....68

Figura 5.13 – Resultado da otimização do caso 1 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio70

Figura 5.14 – Resultado da otimização do caso 2 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio70

Figura 5.15 – Resultado da otimização do caso 3 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio71

Figura 5.16 – Resultado da otimização do caso 4 para a tecnologia de bateria de fluxo vanádio71

Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Custo da tecnologia super condensadores.....	23
Tabela 2.2 – Tensão em circuito aberto de baterias regenerativas	28
Tabela 2.3 – Densidades de potência e energia de baterias regenerativas	28
Tabela 3.1 – Classificação das tecnologias de acordo com as características	47
Tabela 5.1 – Valores utilizados no sistema de armazenamento por bombagem.....	58
Tabela 5.2 – Valores utilizados no sistema de armazenamento de ar comprimido. ..	65
Tabela 5.3 – Valores utilizados no sistema de armazenamento de bateria de fluxo de vanádio.....	69
Tabela 5.4 – Resumo dos proveitos dos sistemas de armazenamento apresentados em percentagem.	72

Lista de abreviaturas

VRB	–	<i>Vanadium Redox Batteries</i> / Baterias Redox de Vanádio
Redox	–	<i>Reduction – oxidation</i> / Redução – oxidação
CAES	–	<i>Compressed Air Energy Storage</i> / Armazenamento de Energia através de Ar Comprimido
SMES	–	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> / Armazenamento de Energia através de Supercondutores Magnéticos.
PHS	–	<i>Pumped Hydro Storage</i> / Armazenamento através de Bombagem Hidroelétrica
E. C. Capacitors	–	<i>Electro Chemical (Electrochemical) Capacitors</i> / Condensadores Electroquímico
FBES	–	<i>Flow Batteries Energy Storage</i> / Armazenamento de Energia através de Baterias de Fluxo
e.g.	–	<i>exempli gratiã</i> / por exemplo

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas de armazenamento são utilizados para melhorar a operação do sistema em diferentes horizontes temporais, contribuindo para a melhoria da qualidade de serviço e qualidade da onda, dando contribuição significativa para a gestão de reservas e contribuindo para o aumento da segurança de abastecimento.

Actualmente pretende-se aumentar significativamente a contribuição das energias renováveis para a produção de electricidade, contudo estas fontes de energia nem sempre estão disponíveis, o que exige o recurso a técnicas de armazenamento de forma a conseguir explorar intensamente estes recursos.

Para além dos sistemas de armazenamento serem uma solução técnica de gestão da rede, são também importantes para uma melhor utilização da energia produzida pelas fontes de energia renováveis, contribuindo para a autonomia destes sistemas.

Esta dissertação tem por objectivo o estudo do problema da gestão integrada da produção de electricidade a partir de recursos renováveis intermitentes com sistemas de armazenamento. Para tal procedeu-se à recolha bibliográfica e estudo de soluções alternativas disponíveis para o armazenamento de energia, para diferentes horizontes temporais, assim como estudar questões relacionadas com o dimensionamento dos sistemas de armazenamento em função do seu campo de aplicação. São descritas características dos sistemas de armazenamento e efectuadas comparações entre as tecnologias apresentadas. Posteriormente adoptou-se uma formulação matemática de problema de optimização para encontrar a estratégia óptima de operação dos sistemas de

armazenamento / produção eólica em ambiente de mercado, e foram efectuadas simulações para vários cenários para identificar as vantagens da utilização destas soluções.

As energias provenientes de fonte renovável têm que ser utilizadas quando estão disponíveis. E nem sempre a disponibilidade coincide com a necessidade de consumo, por este motivo, são necessárias técnicas capazes de armazenar a energia produzida num instante para ser consumido em outro instante.

A necessidade de um melhor aproveitamento da energia proveniente de recursos naturais fez aprofundar o estudo das soluções alternativas de armazenamento de energia existentes.

Esta dissertação é composta por cinco capítulos além deste, cujo conteúdo de cada um está descrito sumariamente a seguir.

No capítulo 2, são referidas algumas tecnologias de armazenamento de energia que existem, são identificadas as suas características e apresentadas algumas situações em que são as tecnologias mais indicadas, são referidas limitações, vantagens e desvantagens.

De seguida, no capítulo 3, são apresentadas algumas características importantes para um sistema de armazenamento. Com base nestas características é possível estabelecer critérios de comparação entre as várias tecnologias apresentadas, são ainda apresentadas várias comparações de acordo com alguns critérios.

No capítulo 4, é apresentado o trabalho desenvolvido que objectivado em criar um modelo de gestão da energia produzida num parque eólico (podendo ser aplicado a outro método de geração de energia eléctrica), recorrendo a um sistema de armazenamento de energia, de forma a otimizar os máximos proveitos líquidos. Neste capítulo é ainda apresentada uma formalização do problema de optimização, sujeito às restrições e limites dos equipamentos. Por fim, ainda neste capítulo é apresentado a construção de uma ferramenta desenvolvida em MATLAB para implementar o modelo.

No capítulo 5, encontram-se testes realizados ao modelo implementado para três tecnologias de armazenamento: bombagem, ar comprimido e baterias de fluxo regenerativas de vanádio. Os testes realizados com diferentes condições: com e sem

restrição de limite de capacidade máxima de trânsito de potência na linha de ligação do parque eólico à rede; e consideraram-se ainda dois cenários possíveis para a potência eléctrica produzida utilizando o vento, maior ocorrência de vento durante o dia, e vento com maiores velocidades durante a noite.

Por último, no capítulo 6, são descritos e avaliados os objectivos alcançados e, enumerados pontos que no futuro poderão dar continuidade ao desenvolvimento do trabalho.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 Introdução

Neste capítulo são referidas algumas tecnologias de armazenamento de energia que existem, são identificadas as suas características e é explicado o seu funcionamento muito superficialmente. Em algumas tecnologias são indicados locais onde se encontram em exploração. São apresentadas algumas situações em que são mais indicadas, quais as suas limitações, as vantagens e desvantagens.

Os sistemas de armazenamento de energia que vão ser estudados a seguir são:

- Ar comprimido
- Bombagem
- Pilhas de Combustível
- Químico
- Supercondutores magnéticos
- Super condensadores
- Volante de inércia
- Baterias de fluxo regenerativas
 - VRB - Baterias Redox de Vanádio

As baterias redox (redução – oxidação) de vanádio, é um dos tipos de baterias de fluxo regenerativas, mas possui uma particularidade interessante que será apresentada mais à frente neste texto.

2.2 Ar comprimido

A tecnologia de armazenamento através de ar comprimido é aplicada a sistemas de turbinas a gás de alta potência.

O sistema de ar comprimido é baseado na tecnologia convencional de turbina de gás e utiliza o potencial elástico da energia do ar comprimido [1] e [2] citado por [3]. A energia é armazenada através de ar comprimido que fica contido numa caverna subterrânea. Para libertar a energia armazenada, o ar comprimido é retirado do reservatório, aquecido, e depois expandido em turbinas de alta pressão. Os resíduos do ar comprimido após a passagem pela turbina de alta pressão são misturados com combustível e queimados, fazendo-se expandir nas turbinas a gás de baixa pressão [3] e [4], estando as turbinas acopladas mecanicamente a geradores eléctricos.

Um método utilizado para a exploração deste sistema de armazenamento consiste em usar energia proveniente da produção de queima de gás, ou da rede eléctrica durante as horas de vazio para comprimir o ar, permitindo a utilização do ar comprimido durante as horas cheias para produzir uma energia três vezes maior para o mesma quantidade de queima de gás [5].

O armazenamento de energia através de ar comprimido é feito a altas pressões (40 – 70 bars) até perto da temperatura ambiente, permitindo menos volume nos reservatórios de armazenamento.

Grandes cavernas subterrâneas feitas com rochedos de alta qualidade a grandes profundidades ou caves subterrâneas de armazenamento de gás natural são as melhores opções para armazenamento de ar comprimido, como ilustra a Figura 2.1.

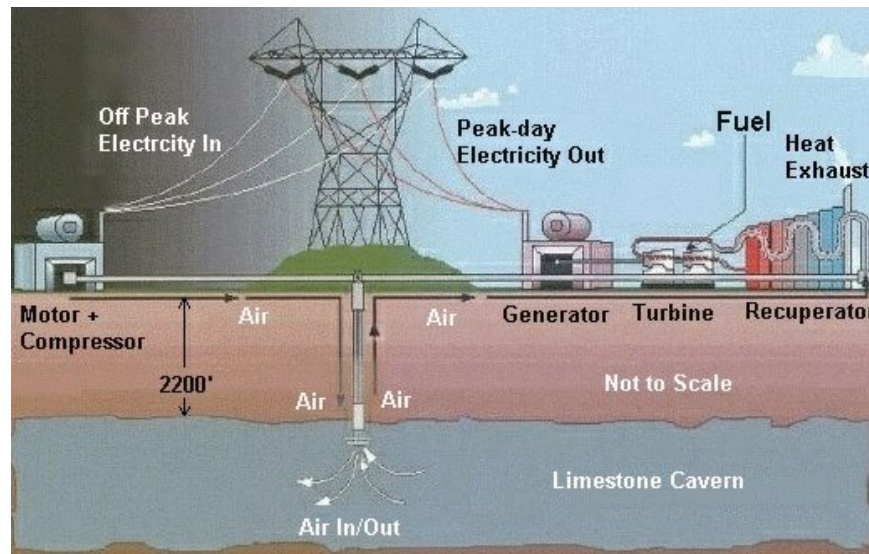


Figura 2.1 – Ilustração de sistema de armazenamento de ar comprimido [6].

Alguns estudos [7] têm mostrado que o ar pode ser comprimido e armazenado a pressões mais elevadas (20-100bars), possibilitando uma operação mais fácil para o sistema e permitindo encontrar mais locais adaptáveis à tecnologia, visto que diminui o espaço para armazenamento do ar comprimido.

O rendimento estimado para esta tecnologia segundo o autor [8] anda em torno de 70%, enquanto outros autores [9] e [10] afirmam um rendimento menos preciso, entre 65 e 75%, dependendo do tipo de gás usado. Um problema desta tecnologia é a elevada auto-descarga. Para melhorar o rendimento e reduzir os custos de operação, o ar vazado pela auto-descarga deve ser reduzido.

A primeira estação de armazenamento a usar ar comprimido num reservatório subterrâneo está em operação desde Novembro de 1978 em Huntorf na Alemanha [11].

Esta tecnologia é também uma boa solução em aplicações de pequena e média escala, sendo o ar comprimido armazenado em cilindros em altíssimas pressões (acima de 300 bars). Recorrendo a um compressor eléctrico que pode funcionar como gerador, o sistema tem um rendimento global de 50% [5]. O número de ciclos de operação é da ordem de algumas dezenas de milhares e é limitado principalmente pela fadiga mecânica.

Estudos realizados têm demonstrado que a geração de energia, a partir de turbinas eólicas com a tecnologia de ar comprimido para armazenamento, é um método economicamente viável para preencher a base do diagrama de cargas [3].

2.3 Bombagem

Nos sistemas de armazenamento que recorrem a bombagem, o princípio utilizado é bem conhecido: durante os períodos de vazio as estações de bombagem usam a energia eléctrica da rede para bombear a água de um reservatório com cota inferior para um reservatório de cota superior, como ilustra a Figura 2.2. Nas horas cheias e, especialmente, nas horas de ponta a água do reservatório superior é turbinada produzindo energia, transferindo-a para a rede.

A principal vantagem desta tecnologia é a rápida disponibilidade de utilização. Esta tecnologia é actualmente a mais usada para aplicações que necessitem de elevada potência disponível.

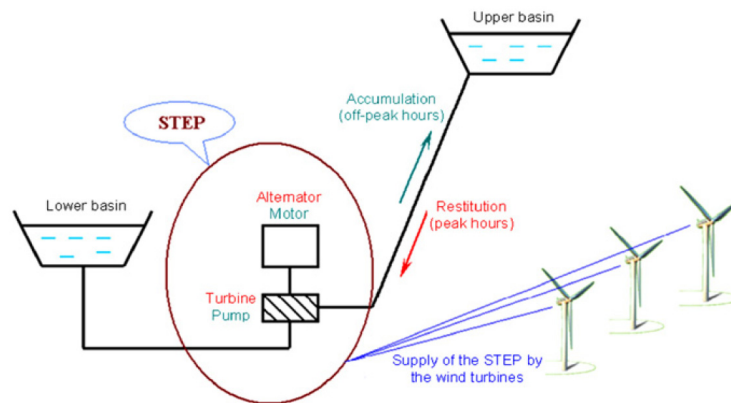


Figura 2.2 – Ilustração de sistema de armazenamento de bombagem abastecido por parque eólico [12].

O sistema de bombagem hidroeléctrica tem um rendimento típico do ponto de vista da rede entre 65 e 80%, dependendo das características dos equipamentos [13].

A capacidade de armazenamento energético depende de dois parâmetros: altura de queda da água e do volume de água armazenada.

A principal desvantagem da utilização desta tecnologia reside na necessidade de um local com cotas diferentes para os reservatórios superior e inferior.

2.4 Pilha de Combustível

Esta tecnologia de armazenamento, designado por *Fuel Cell* na literatura anglo-saxónica é composta por dois processos chave: electrólise, consumindo energia nas horas de vazio para produzir hidrogénio; e a geração de energia durante as horas cheias a partir do hidrogénio produzido e do oxigénio proveniente do ar. Contudo é aconselhável ter um tanque de hidrogénio de reserva para assegurar recursos em períodos de necessidade.

A reacção química oxidação – redução entre o hidrogénio e o oxigénio é particularmente simples, ocorrendo dentro da estrutura da célula electroquímica elementar que é composta por dois eléctrodos (ânodo e cátodo) separados por electrólito que se destina à transferência de cargas iónicas, como é ilustrado na Figura 2.3.

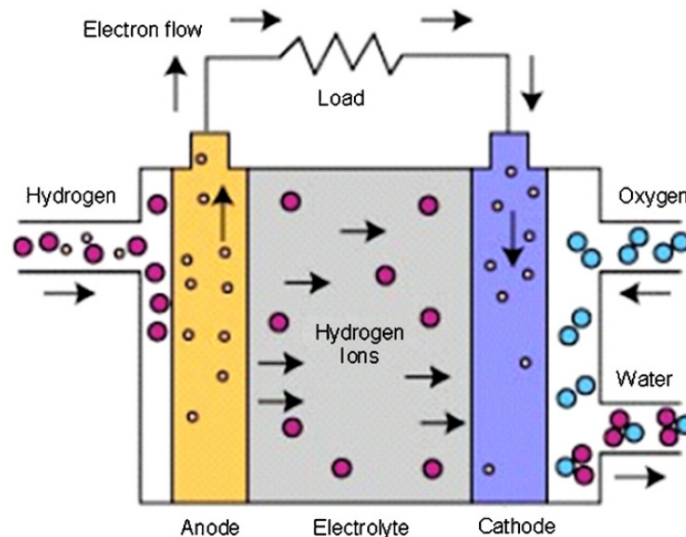


Figura 2.3 – Ilustração de sistema de armazenamento de pilha de combustível [5].

Existem vários tipos de pilhas de combustível, que na literatura anglo-saxónica são definidos por: *Alkaline Fuel cell*, *Polymer Exchange membrane Fuel cell*, *Direct methanol Fuel cell*, *Phosphoric Acid Fuel cell*, *Molten Carbonate Fuel cell*, *Solid oxide Fuel cell*.

As diferenças básicas entre estes tipos de pilhas residem nos seguintes pontos: o electrólito usado, a temperatura de operação, o design e o seu campo de aplicação.

As pilhas de combustível podem ser usadas na produção dispersa, particularmente em locais que exigem baixa potência, e.g. para emergência, zonas residenciais [5]. Um exemplo de uma estrutura para uso da pilha de combustível em produção dispersa é mostrado na Figura 2.4 em que a energia de abastecimento à rede, pode provir quer directamente da geração das turbinas eólicas, quer do armazenamento da pilha de combustível.

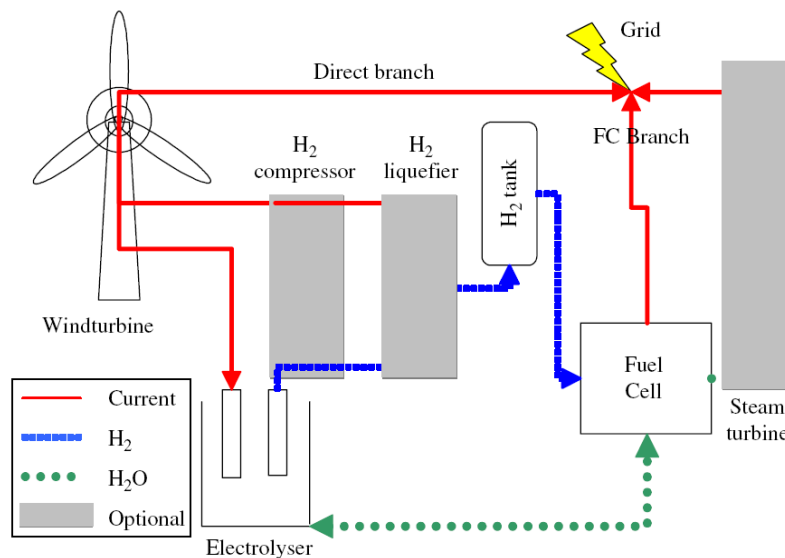


Figura 2.4 – Ilustração de um sistema de armazenamento de pilha de combustível [14].

Actualmente, devido a ser uma tecnologia ainda demasiado recente, tem muito baixa eficiência, é uma tecnologia muito cara e a sua duração de vida é bastante limitada.

2.5 Químico

Este tipo de armazenamento de energia eléctrica é feito através de acumuladores químicos, as tradicionais baterias. Têm a capacidade de transformar, através de reacções químicas, energia química em energia eléctrica e vice-versa, com baixo valor de emissões prejudiciais ao ambiente, sem ruído, e requerem pouca manutenção [5].

Existe uma vasta gama de tipos de baterias usados em sistemas de armazenamento: ácido – chumbo (*lead – acid*), cádmio – níquel (*nickel – cadmium*), hidreto de metelo – níquel (*nickel – metal hydride*), enxofre – sódio (*sodium – sulphur*), iões de lítio (*lithium – ion*), polímero – lítio (*lithium – polymer*), entre outros. As suas vantagens residem nas elevadas densidades de potência, acima dos 150 W/kg e atingindo até 2000 W/kg pela bateria de lítio, como é ilustrado na Figura 2.5, além da maturidade tecnológica que possuem.

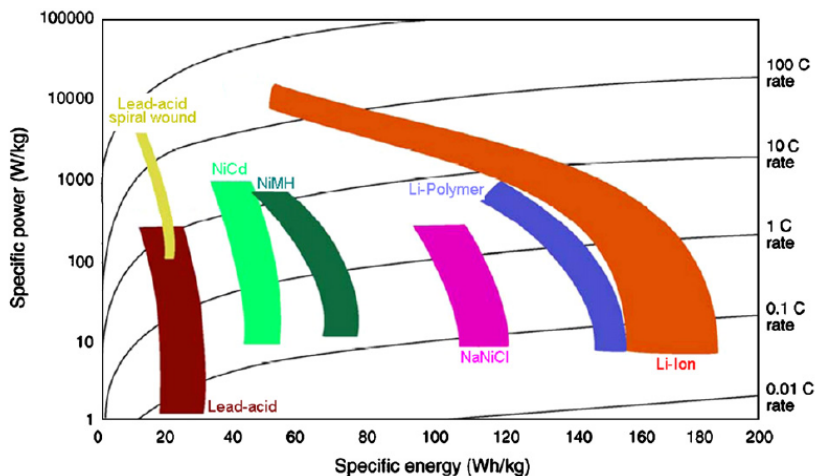


Figura 2.5 – Distribuição das densidades de energia e potência de várias baterias [15] citado por [5].

Esta tecnologia é normalmente usada em sistemas móveis, mas também em aplicações permanentes, e. g. circuitos de emergência, armazenamento de energia renovável em áreas isoladas.

A principal desvantagem é o tempo de vida reduzido para ciclos de grande amplitude, de algumas centenas a poucos milhares de ciclos, no entanto segundo um

estudo [16], se se fizer uma descarga profunda da bateria de, pelo menos, uma vez em 14 dias, com utilização regular, melhora o tempo de vida útil da bateria. Uma outra desvantagem é a variação do nível de tensão entre o nível próximo de carga máxima e o nível próximo de descarga total [5].

2.6 Supercondutores magnéticos

O armazenamento de energia em supercondutores magnéticos é alcançado por indução de corrente contínua (DC) numa bobine constituída por cabos supercondutores com resistência próxima de zero, geralmente feito de filamentos de nióbio de titânio (niobium – titane), (NbTi) que operam a temperaturas muito baixas (-270°C) [5]. A corrente aumenta durante a carga e diminui durante a descarga, situação em que tem de ser utilizado um sistema de conversão para corrente alternada (AC) [5].

Uma vantagem deste sistema de armazenamento é a sua elevada eficiência instantânea, próximo dos 95% para o ciclo de carga/descarga [11] citado por [5].

Estes sistemas são capazes de uma descarga profunda, perto da totalidade da energia armazenada, o que não acontece por exemplo com as baterias.

Este tipo de sistema de armazenamento é muito útil para aplicações que exijam operação contínua com grande número de ciclos completos carga/descarga. Têm uma resposta rápida, inferior a 100 milissegundos, o que o torna ideal para regular a frequência da rede [5].

A sua grande desvantagem reside na necessidade de existência de um sistema de refrigeração, que apresenta custos elevados e torna a operação mais complicada.

Projectos de grandes potências requerem grandes bobines, com algumas centenas de metros de diâmetro, que geram enormes forças electromagnéticas.

Estes sistemas são instalados subterraneamente para limitar o custo das infra-estruturas.

2.7 Super condensador

Este componente tem ambas as funções, de condensador e de bateria electroquímica, com a diferença de não terem reacções químicas, o que permite aumentar fortemente o número de ciclos de carga/descarga. O armazenamento de energia nestes sistemas depende do valor do campo eléctrico, ou melhor, do valor da diferença de potencial entre os dois eléctrodos, de acordo com a expressão 2.1. É aqui utilizado o mesmo princípio que os condensadores usam, mas apenas o material isolante é substituído por electrólito condutor iónico [13] citado por [5], como ilustra a Figura 2.6.

$$E_e = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad (2.1)$$

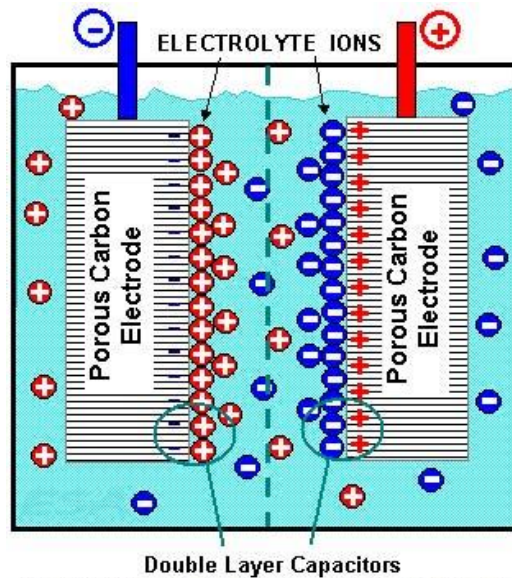


Figura 2.6 – Ilustração do interior de um super condensador [6].

Os super condensadores têm uma duração de vida de 8 a 10 anos, eficiência na ordem dos 95% e uma descarga própria de cerca de 5% por dia, o que significa que a energia armazenada deve ser usada rapidamente, uma outra desvantagem é a variação da

tensão com o nível de carga [5]. Ao longo dos anos o custo dos super condensadores tem diminuído bastante. A Tabela 2.1 revela essa diminuição.

Tabela 2.1 – Custo da tecnologia super condensadores [17] citado por [18].

Ano	1997	2002	2005
Custo (€/Wh)	150 a 500	50 a 150	15

2.8 Volante de inércia

Este tipo de acumuladores de energia, designado por *flywheel* na literatura anglo-saxónica, é composto por um volante de inércia acoplado a um motor/gerador. A *flywheel* é colocada dentro de um sistema de vácuo para a eliminação das perdas por fricção do ar e suspenso por chumaceiras para a operação estável.

As chumaceiras electromagnéticas permanentes não têm qualquer contacto com as partes girantes e segundo uma pequena experiência de uso não requer qualquer tipo de lubrificação, suportando o peso da *flywheel* por forças de repulsão [21]. As chumaceiras oferecem muito baixa fricção durante o armazenamento de longo prazo, proporcionando muito baixas perdas internas. A Figura 2.7 ilustra um esquema desta tecnologia.

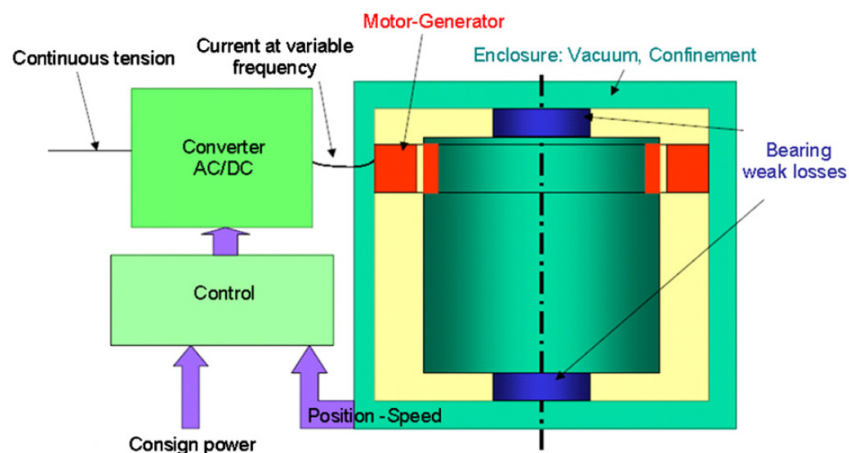


Figura 2.7 – Ilustração da estrutura de flywheel [19] citado por [5].

A flywheel armazena energia numa massa rotativa, através da sua energia cinética. A quantidade de energia cinética depende da inércia e da velocidade da massa rotativa.

Os volantes de inércia possuem características que os tornam úteis em aplicações onde actualmente são utilizados outros sistemas de armazenamento. As características comuns nos volantes de inércia são [21]:

- Elevada densidade de potência;
- Elevada densidade de energia;
- O estado da carga pode facilmente ser medido, desde que se saiba a velocidade de rotação;
- Sem período de manutenção exigido;
- Recarrega em pouco tempo;
- Materiais de baixo impacto ambiental;
- Sem capacidade de degradação, a duração do tempo de vida da flywheel é independente da profundidade de descarga;
- Tem a capacidade de funcionar bem quer na superfície, quer na profundidade da descarga ao contrário, e. g. das baterias tradicionais.

Nos dias que correm, a porção de energia na rede eléctrica proveniente de fontes de energia renovável é cada vez mais elevada. Estas fontes de energia renovável provocam deformações na onda de tensão, por isso e devido à característica de baixo tempo de resposta desta tecnologia, faz com que esta seja particularmente interessante para aplicações destinadas a auxiliar a estabilização da frequência da rede, como ilustra a Figura 2.8, tornando-se uma mais valia para esta tecnologia de armazenamento [20] citado por [21].

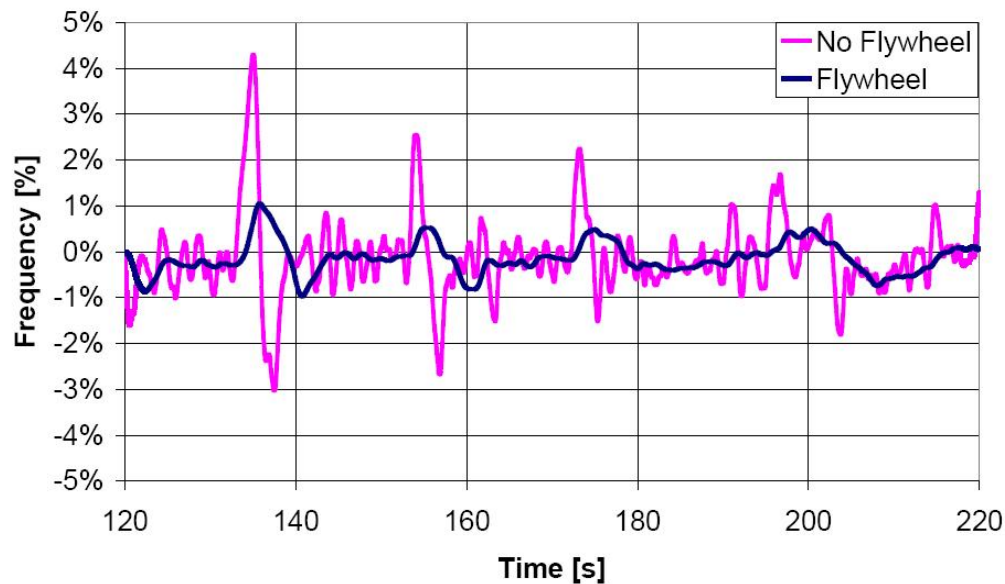


Figura 2.8 – Ilustração da variação da frequência da rede com e sem flywheel [22].

A energia cinética é transferida da flywheel para o sistema ou é absorvida pela flywheel recorrendo a uma máquina eléctrica que funciona quer como motor, quer como gerador, dependendo do ângulo da sua carga. Quando accionado como motor, a energia eléctrica absorvida pelo estator é convertida em binário e aplicada ao rotor, causando maior rotação e ganho de energia cinética. No modo de gerador, a energia cinética armazenada no rotor é injectada na rede eléctrica.

Eventualmente pretende-se usar sistemas de muito alta velocidade, uma vez que a energia armazenada é proporcional ao quadrado da sua velocidade de rotação, e apenas linearmente proporcional à massa, como é mostrado na expressão 2.2.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (2.2)$$

Sendo E_c a energia cinética armazenada na flywheel, I o momento de inércia e ω a velocidade angular da flywheel. O momento de inércia de qualquer objecto é dependente da sua forma e massa. Para a flywheel, a forma dominante é um cilindro sólido, sendo o momento de inércia dado pela expressão 2.3.

$$I = \frac{1}{2} \cdot r^2 \cdot m = \frac{1}{2} \cdot r^4 \cdot \pi \cdot a \cdot \rho \quad (2.3)$$

Nesta r é o comprimento do raio do cilindro, m a massa do cilindro, a o comprimento do cilindro, e ρ a densidade do material que compõe o cilindro.

A tecnologia flywheel já vem a ser desenvolvida desde a década 70 do século XX com objectivo de funcionar como sistema de armazenamento de energia. Desde então até aos dias de hoje foram desenvolvidos diferentes tipos de flywheel que têm vindo a evoluir, e mais recentemente, tem beneficiado dos progressos da tecnologia [21].

Este sistema tem elevada capacidade cíclica (desde 10.000 a 100.000 ciclos) de acordo com o tempo de vida útil do equipamento [5].

2.9 Baterias de fluxo regenerativas

As baterias de fluxo regenerativas, também conhecidas como pilhas de combustível regenerativas, são sistemas de dois electrólitos, sendo que ambos se encontram em estado líquido. Armazenam e libertam energia eléctrica por intermédio de reacções electroquímicas reversíveis entre dois electrólitos de soluções salinas, que ocorrem através da membrana da pilha de combustível regenerativa [23]. Os electrólitos circulam em dois circuitos separados como ilustra a Figura 2.9.

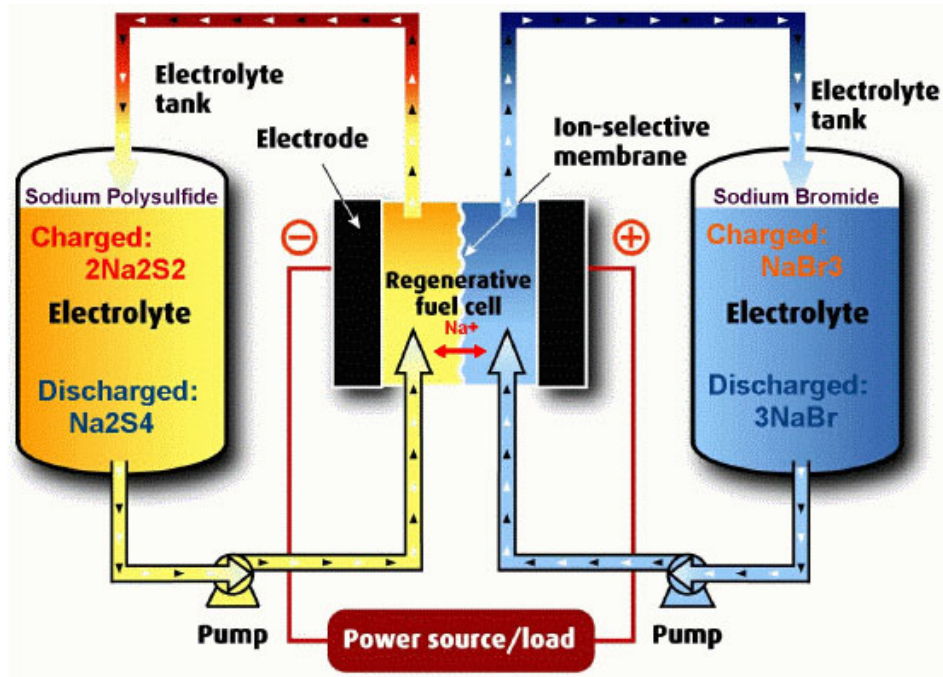


Figura 2.9 – Ilustração de bateria de fluxo do tipo PSB (Polissulfito de Bromo) [6].

Este tipo de baterias supera as limitações das baterias tradicionais, as quais estão limitadas pela área de superfície dos componentes sólidos das reacções químicas.

Têm vindo a ser desenvolvidos vários tipos de electrólito usando o bromo como elemento comum: com zinco (ZnBr), sódio (NaBr), vanádio (VBr), polisulfito de bromo (NaS-NaBr).

Esta tecnologia tem a grande vantagem de facilmente aumentar a capacidade de armazenamento, sendo tal possível simplesmente com o acréscimo de tanques de electrólito, por outro lado tem a desvantagem de difícil manuseamento pela fraca relação energia – volume [24] e elevados custos de manutenção [5].

Uma bateria de fluxo regenerativa do tipo ilustrado na Figura 2.9, quando carregada, o potencial de uma célula em circuito aberto é cerca de 1,5 Volt, dependendo da concentração electroquímica. É possível aumentar o potencial, acrescentando módulos de células em série, com um eléctrodo partilhado entre duas células, funcionando como cátodo numa delas e tornando-se ânodo na outra. O valor de tensão em circuito aberto para outros tipos de bateria regenerativa quando carregada, é apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Tensão em circuito aberto de baterias regenerativas [18].

Tipo	Potencial da célula no estado de carga (Volt)
Vanádio	1,6
Bromo – Enxofre	1,5
Bromo – Zinco	1,83

Os módulos são ligados electricamente em série, de modo a obter o potencial desejado, em corrente contínua, e ligados hidraulicamente em paralelo, de modo a obter a capacidade de armazenamento desejada.

A desvantagem da ligação das células em série consiste no aumento das perdas que se produzem à passagem de corrente pelos múltiplos eléctrodos.

Para estes sistemas de armazenamento os custos por kWh diminuem à medida que a capacidade de armazenamento aumenta, devido ao acréscimo de somente tanques de electrólito.

Um exemplo de bateria de fluxo regenerativa foi desenvolvido em 2003 na Inglaterra pela Regenesys Technologies, com capacidade de armazenamento de 15MWh-120MWh e rendimento global de cerca de 75% [25] citado por [5]. Na Tabela 2.3 estão apresentados valores de densidade de potência e de energia para alguns tipos de baterias regenerativas.

Tabela 2.3 – Densidades de potência e energia de baterias regenerativas [26] e [27] citado em [18].

Tipo	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
Vanádio	20 - 25	20
Bromo – Enxofre	20 - 25	10
Bromo – Zinco	90	70

2.9.1 VRB – Baterias Redox de Vanádio

Este tipo de bateria de fluxo regenerativa é idêntico às baterias referidas no ponto anterior, mas com a diferença do Vanádio possuir a capacidade de ser explorado em quatro estados diferentes de oxidação e usar esta propriedade para assim fazer a bateria, utilizando apenas um electrólito químico em vez de dois [24], como ilustra a Figura 2.10, sendo favorável para a não degradação da membrana.

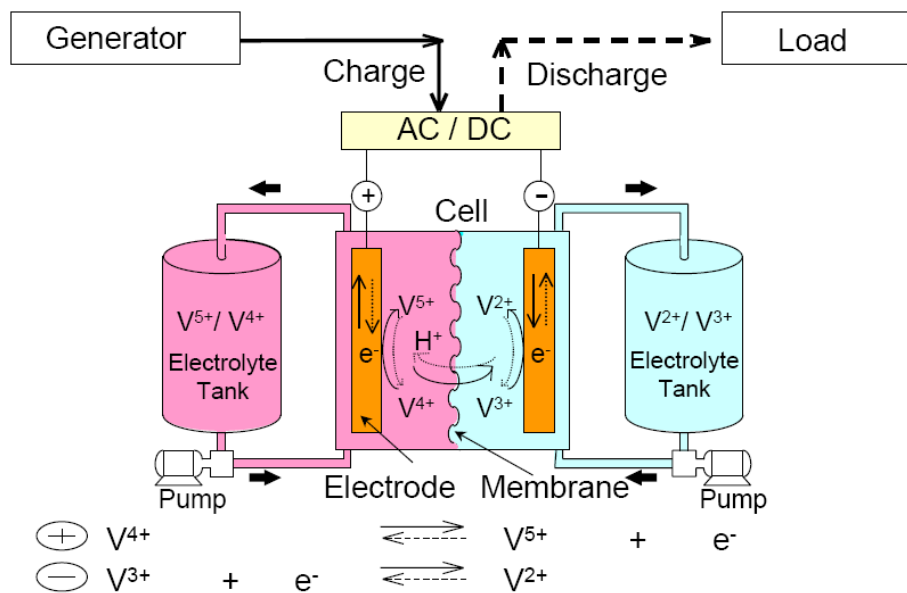


Figura 2.10 – Ilustração do funcionamento de bateria de fluxo redox de vanádio [28].

Eis as características vantajosas da VRB [28], [29] e [30]:

- Grande capacidade de sobrecarga;
- Rápida resposta (350µs);
- Tempo de vida longo quer em profunda carga ou descarga;
- Facilidade de aumento de capacidade de armazenamento;
- Operação a temperatura ambiente e pouco sensível à sua variação;
- Rendimento do sistema entre os 65 e 75%;
- Muito baixa auto-descarga;

- Repetidas cargas e descargas profundas sem degradar o rendimento do sistema;
- Se acidentalmente algum electrólito se misturar a bateria não sofre danos permanentes;
- Reduzido impacto ambiental (emite apenas de 7 a 25% da quantidade de emissões poluentes de uma bateria de ácido – chumbo, durante o ciclo de vida).

A bateria de fluxo de vanádio pode ser carregada e descarregada mais de 10 000 vezes sem degradar o rendimento, como se pode verificar na Figura 2.11, proveniente de um teste realizado numa bateria de 20kW [30], tendo a possibilidade de substituir o electrólito quando o rendimento baixar significativamente.

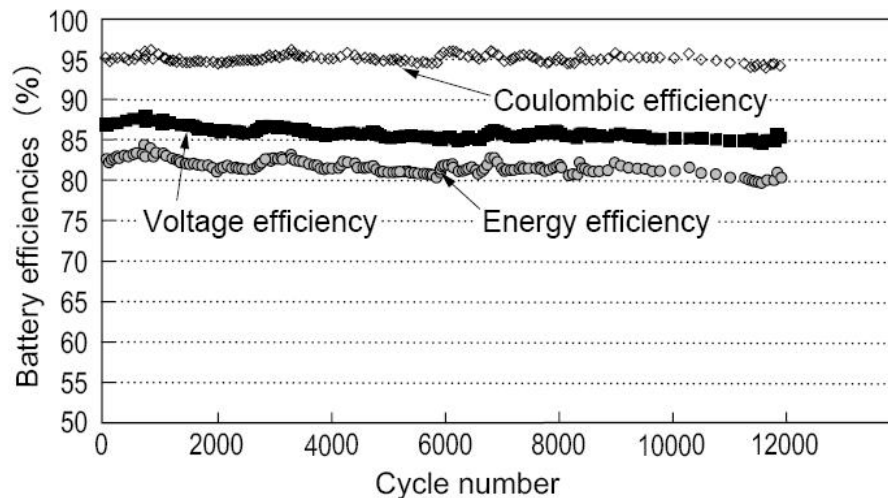


Figura 2.11 – Ilustração da eficiência da bateria regenerativa de vanádio ao longo do número de ciclos [30].

A principal vantagem da bateria de fluxo regenerativa de Vanádio consiste em ter capacidade de armazenamento quase ilimitada, aplicando simplesmente tanques maiores. A principal desvantagem é a fraca relação energia – volume, tornando difícil o manuseamento com dimensões grandes [24] e o elevado custo de manutenção [5].

Alguns exemplos de aplicação da tecnologia de baterias de fluxo regenerativas de vanádio são [28], [29] e [30]:

- Controlo do factor de potência;
- Regulação das variações de tensão, provenientes das variações de carga;
- Controlo e estabilização da frequência;
- Melhoria da qualidade da onda.

Casos de aplicação, no exterior com potência de 50 kW, Figura 2.12 e no interior de edifícios, Figura 2.13 com potência de 100 kW.



Figura 2.12 – Ilustração de aplicação de VRB no exterior com 50kW [30].

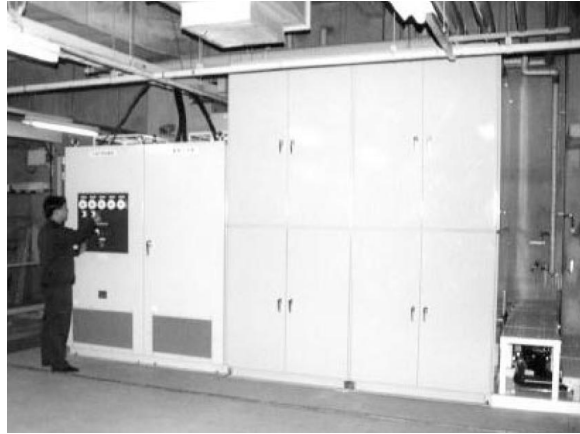


Figura 2.13 – Ilustração de aplicação de VRB no interior de edifício com 100kW [30].

2.10 Conclusões

O aumento do uso de armazenamento de energia nas redes de potência tem sido limitado pela disponibilidade de tecnologias satisfatórias. O armazenamento em grande escala é feito habitualmente recorrendo a bombagem hídrica ou a sistemas de ar comprimido, mas os locais para a construção de novas estações de bombagem hidroelétrica são poucos, devido às limitações de orografia e considerações de impacto ambiental. O armazenamento através de ar comprimido exige também a disponibilidade de cavernas que satisfaçam os requisitos ou poros de rocha para armazenar o ar. Ambas as tecnologias têm algum atraso no tempo de resposta e na sua capacidade para a troca rápida de carga para descarga.

Tecnologias modulares, que podem ser adaptáveis a novas situações, tal como sistemas de baterias de fluxo regenerativas, oferecem a capacidade, quer do tempo de resposta quer na troca rápida de carga/descarga e vice-versa. A característica de muito baixa auto-descarga, desta tecnologia possibilita a conservação da energia armazenada por períodos longos.

Capítulo 3

Comparações entre as diferentes tecnologias de armazenamento

3.1 Introdução

Sendo muitas as tecnologias de armazenamento disponíveis, o estudo comparativo torna-se complicado. Para ser possível fazer uma comparação eficaz do desempenho das diferentes tecnologias de armazenamento, é necessário elaborar uma lista de características das várias soluções de armazenamento de energia, tais como: o custo, a capacidade de armazenamento, a autonomia, o tempo de descarga, a eficiência, a durabilidade, entre outras que estão apresentadas no ponto 3.2. Com base nestas características é possível criar critérios de comparação entre as várias tecnologias, apresentados nos pontos seguintes.

3.2 Características das soluções de armazenamento de energia

As soluções de armazenamento de energia podem ser classificadas de acordo com os seguintes critérios [5]:

- O tipo de aplicação: se permanente ou móvel.
- A duração do armazenamento: curto ou longo prazo.
- O tipo de produção: potência máxima necessária.

É necessário analisar criticamente as características fundamentais dos sistemas de armazenamento, de modo a estabelecer um critério de comparação para seleccionar a melhor tecnologia para cada caso específico.

As características principais dos sistemas de armazenamento, que determinam a selecção de uma tecnologia são tratadas a seguir [5]:

➤ **Capacidade de armazenamento**

A capacidade de armazenamento está associada à quantidade de energia que é possível armazenar depois do sistema de armazenamento carregado. Por outro lado, a auto-descarga é um factor atenuante para situações de utilização a longo prazo.

➤ **Potência disponível**

Este parâmetro está associado à constituição e tamanho do motor/gerador no sistema de conversão da energia armazenada. Geralmente é expresso através da potência máxima de carga ou descarga.

➤ **Tempo de descarga**

O armazenamento de energia é em geral um processo lento, sendo que a libertação de energia pode ter que ocorrer de forma muito rápida. A potência de descarga, pode contudo estar limitada a uma taxa de transmissão de potência máxima, derivado a limitações dos equipamentos, e. g. num sistema de bombagem a capacidade de libertação da energia armazenada está limitada pela potência máxima que o gerador hidroeléctrico é capaz de operar.

O tempo de descarga depende da profundidade de descarga e das condições operacionais do sistema.

É denominado tempo de descarga, o tempo que é necessário para esvaziar a energia armazenada num sistema de armazenamento totalmente carregado, sendo libertada à potência máxima.

O tempo de descarga pode ser calculado através da expressão 3.1, dividindo a energia total armazenada pela potência máxima de libertação da energia.

$$\tau(s) = \frac{W_{st}}{P_{\max}} \quad (3.1)$$

➤ **Rendimento**

Este parâmetro define a relação entre a energia libertada e a energia armazenada. A definição do rendimento deve ser baseada na análise de vários ciclos de operação. Para o sistema de armazenamento ser realmente competitivo deve apresentar um rendimento global elevado, isto significa que, para uma operação óptima, o conjunto de transferência de potência deve ser limitar as perdas, em termos de energia transferida e auto-descarga [31].

➤ **Durabilidade**

Refere-se ao número de vezes que a unidade de armazenamento pode libertar o nível de energia, para a qual foi projectada, sendo expresso em número máximo de ciclos (um ciclo corresponde a uma carga e uma descarga total).

Todos os sistemas de armazenamento estão sujeitos à fadiga ou ao desgaste, provocado pelo seu uso. Geralmente é esta a principal causa do seu envelhecimento. O projecto do sistema de armazenamento, aquando a sua escolha, deve ter como principal preocupação a resistência do sistema de armazenamento em termos de ciclos de funcionamento. Contudo, o processo de fadiga real é muitas vezes complexo e a

capacidade cíclica nem sempre é bem definida. Em todos os casos, está fortemente ligada à amplitude dos ciclos e/ou com o estado médio de carga [32].

➤ **Autonomia**

A autonomia de um sistema depende quer do tipo de armazenamento, quer do tipo de aplicação. Para pequenos sistemas, de alguns kWh, em áreas isoladas em que se confia nas fontes de energia renovável, a autonomia torna-se um critério crucial.

A autonomia é definida pela razão entre a capacidade de armazenamento de energia e a potência máxima de descarga, conforme a expressão 3.2.

$$a = \frac{W_u}{P_d} \quad (3.2)$$

➤ **Custos**

Os custos de um sistema de armazenamento incluem o investimento inicial e os custos de operação (manutenção, perdas de energia durante o ciclo, envelhecimento).

Sistemas de baixa eficiência, com baixa capacidade cíclica, geralmente requerem um investimento mais baixo [31].

➤ **Fiabilidade e adaptabilidade à fonte de geração**

O sistema de armazenamento necessita de estar adaptado ao tipo de aplicação (áreas isoladas de pequena ou média escala, conexão de rede, etc.) e ao tipo de produção (permanente, móvel, renovável, etc.).

Na Figura 3.1 está representada a relação entre a potência de saída e a energia armazenada, para as várias tecnologias de armazenamento.

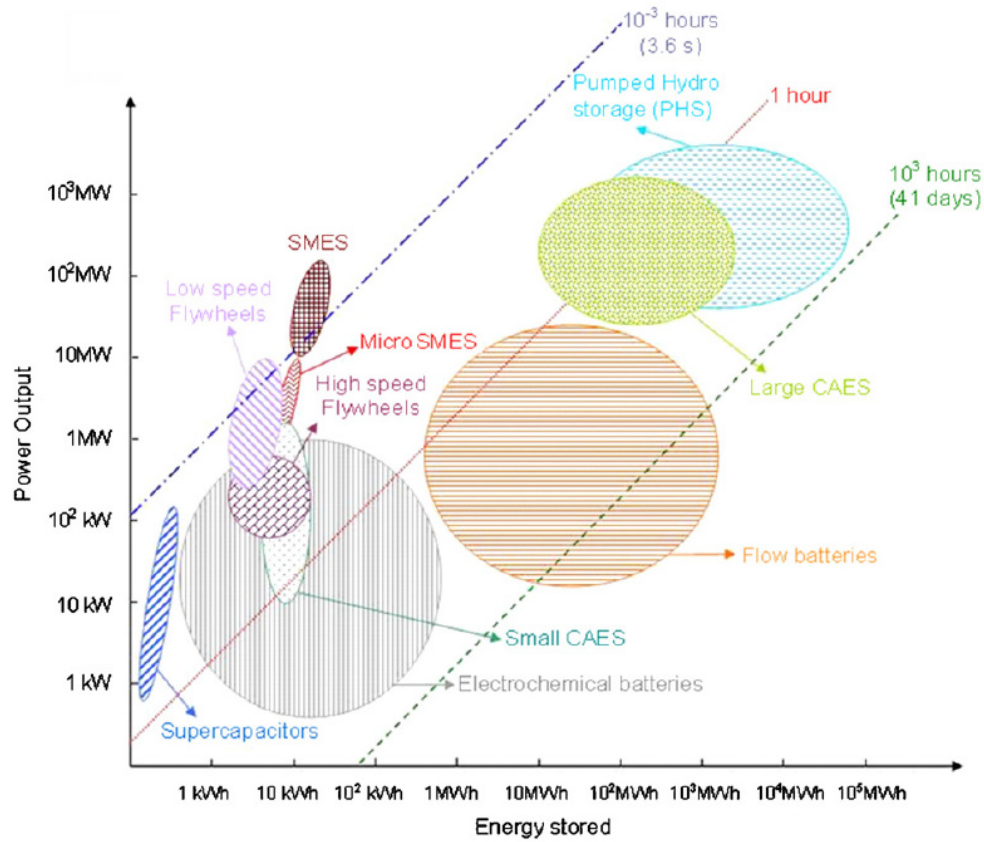


Figura 3.1 – Relação entre a potência de saída e a energia armazenada [33] citado por [5].

➤ **Auto-descarga**

A auto-descarga pode ser definida pela quantidade de energia que estava inicialmente armazenada e que, ao fim de algum tempo sem uso, se dissipa.

➤ **Densidade de energia por massa ou volume**

A quantidade máxima de energia acumulada por unidade de massa ou volume de unidades de armazenamento. A massa e o volume são factores importantes para certas aplicações, e.g. as aplicações móveis.

➤ **Restrições de operação**

As restrições de operação estão essencialmente relacionadas com a segurança (e.g. risco de explosão, temperaturas de operação, pressão), que podem influenciar na escolha da tecnologia de armazenamento.

➤ **Componente ambiental**

A componente ambiental de um sistema de armazenamento é cada vez mais tida em conta na execução do seu projecto. Por exemplo, num sistema de armazenamento de bombagem, a necessidade de construção de dois reservatórios de tamanho considerável pode dar origem a um impacto ambiental de elevada importância.

➤ **Outras características**

Acrescem às características principais anteriormente descritas, as seguintes: a facilidade de manutenção, a simplicidade do projecto, a flexibilidade operacional, a rápida resposta para libertar a energia armazenada, etc.

3.3 Classificação das tecnologias por índice de desempenho

As características apresentadas no ponto 3.2 permitem definir o “índice de desempenho”, para quatro categorias de aplicação [5]:

1. Aplicações de pouca potência em áreas isoladas, essencialmente para alimentar sistemas de emergência;
2. Aplicações de média potência em áreas isoladas: abastecimento de pequenos aglomerados populacionais;
3. Aplicações para nivelamento do diagrama de cargas;

4. Aplicações para controlo da qualidade da onda.

Na Figura 3.2 estão ilustradas as tecnologias que têm maior índice de desempenho em cada uma das quatro categorias.

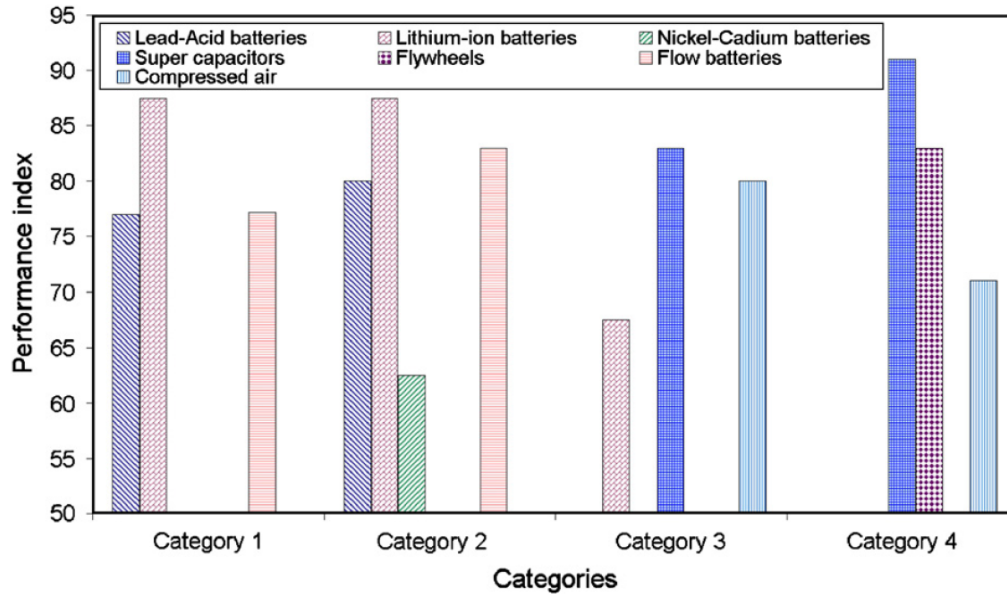


Figura 3.2 – Índices de desempenho das tecnologias de armazenamento para as quatro categorias [5].

3.4 Comparação da potência em função do campo de aplicação

As aplicações permanentes de armazenamento de energia a grande escala, podem ser classificadas em três grupos principais:

- Qualidade da onda:
 - Aplicada numa escala de tempo de segundos ou menos.
 - Destinada a assegurar a continuidade de serviço e a qualidade da onda da tensão.

- Armazenamento de reserva:
 - Aplicada numa escala de tempo de segundos ou minutos.
 - Destinada a assegurar a continuidade de serviço quando há troca de uma fonte de energia para outra.

- Gestão da rede:
 - Aplicada em escalas de tempo de horas.
 - Nivelar o diagrama de cargas reduzindo a necessidade de garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo, armazenando nas horas de vazio, para entregar à rede nas horas cheias.

Na Figura 3.3 estão representadas as tecnologias que melhor satisfazem cada uma das três categorias.

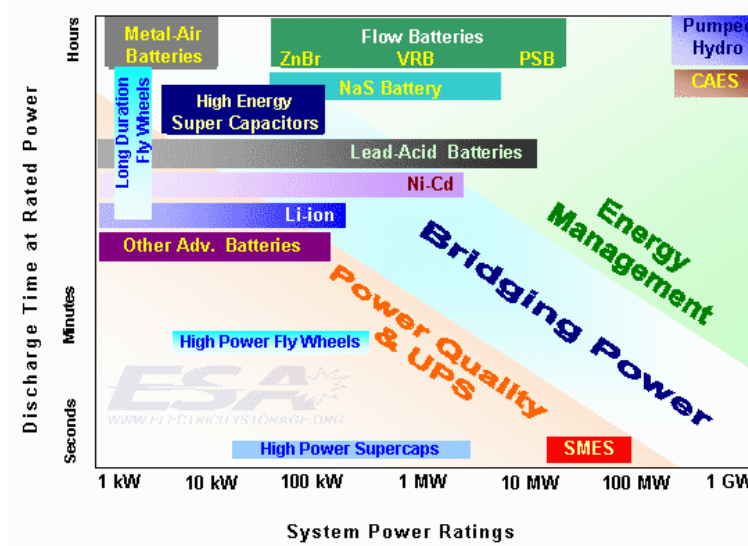


Figura 3.3 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos campos de aplicação [6].

3.5 Comparação da eficiência energética por ciclo

O rendimento dos ciclos de operação e a previsão do tempo de vida (número máximo de ciclos) do sistema de armazenamento são dois parâmetros importantes a considerar antes de se escolher a tecnologia de armazenamento, pois afectam e muito os custos globais do armazenamento. Um baixo rendimento aumenta os custos de operação, pois só uma parte da energia armazenada pode ser usada. Os sistemas de armazenamento com um reduzido período de vida, também aumentam os custos a longo prazo, pois a unidade de armazenamento necessita de ser substituída com mais frequência.

A contabilização de custos necessita de incluir ainda os custos de financiamento e as despesas de operação. Na Figura 3.4 estão ilustradas as características de diferentes técnicas de armazenamento com o respectivo rendimento e tempo de vida.

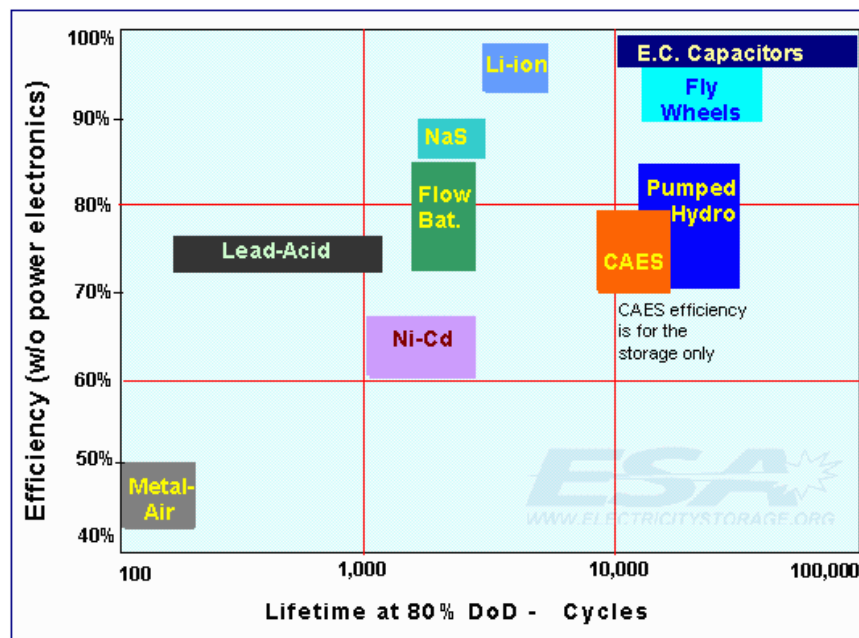


Figura 3.4 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da eficiência energética e esperança de vida [6].

3.6 Comparação dos custos de investimento

Os custos de investimento associados ao tipo de armazenamento constituem um factor económico importante que afectam os custos totais de produção de energia. Assim, alguns tipos de armazenamento podem somente tornar-se proveitosos se for fornecido determinado valor mínimo de energia. Os custos globais do sistema necessitam então de ser considerados, a fim de ser efectuada uma análise completa dos custos.

Nem sempre a tecnologia mais barata no momento da compra, se torna a tecnologia mais viável. Por exemplo, apesar de as baterias de ácido – chumbo serem relativamente baratas, não é necessariamente a opção mais económica para gerir energia, uma vez que a durabilidade é relativamente baixa.

Nos custos de investimento, estão também incluídos os custos associados ao projecto necessário para o sistema de armazenamento de energia, que depende do tipo e do tamanho do sistema.

Na Figura 3.5 é apresentada uma comparação de custos de investimento de várias tecnologias. Estes custos de energia incluem o rendimento do sistema de armazenamento, a fim de se obter, o custo por unidade de energia útil. Os custos relativos às baterias foram ajustados de forma a não incluírem os custos relacionados com a electrónica de conversão de potência.

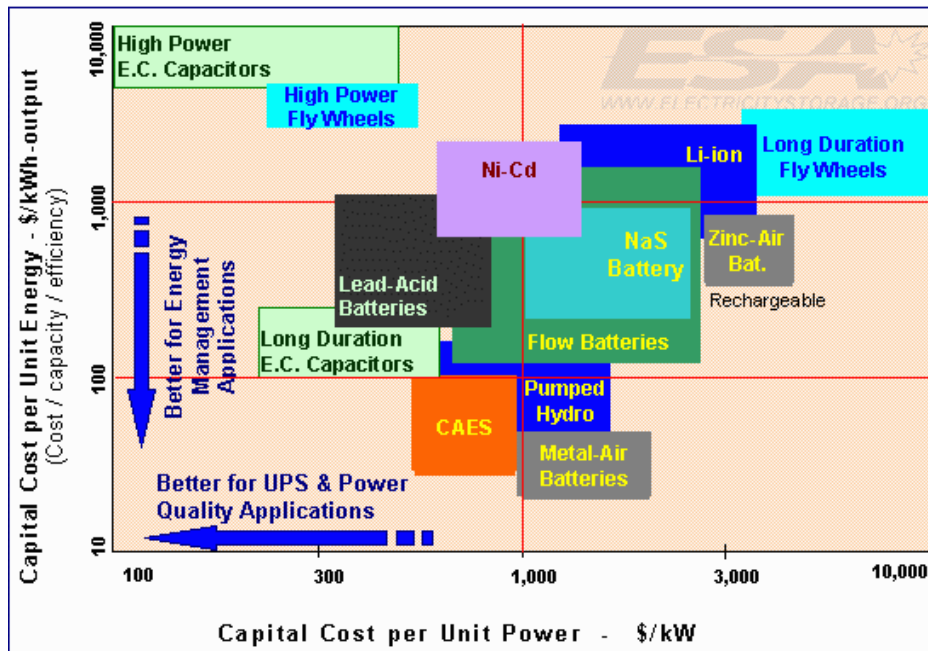


Figura 3.5 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos custos de investimento por unidade de potência ou unidade de energia [6].

3.7 Comparação do custo de investimento por ciclo carga/descarga

O custo por ciclo pode ser o melhor método de avaliar os custos de um sistema de armazenamento de energia para aplicações de carga/descarga frequentes.

A Figura 3.6 mostra a componente principal deste custo, tendo em conta a durabilidade e o rendimento do sistema. Os custos apresentados servem apenas para ter uma ideia da ordem dos valores, pois existem custos, e.g. de substituição de equipamento por envelhecimento entre outros, que podem ainda não ser conhecidos nas tecnologias emergentes.

De referir que o custo por ciclo não é um critério apropriado para o controlo da qualidade da onda ou armazenamento de reserva, referidos no ponto 3.4, onde o armazenamento é menos frequente e os custos da energia são altos e voláteis.

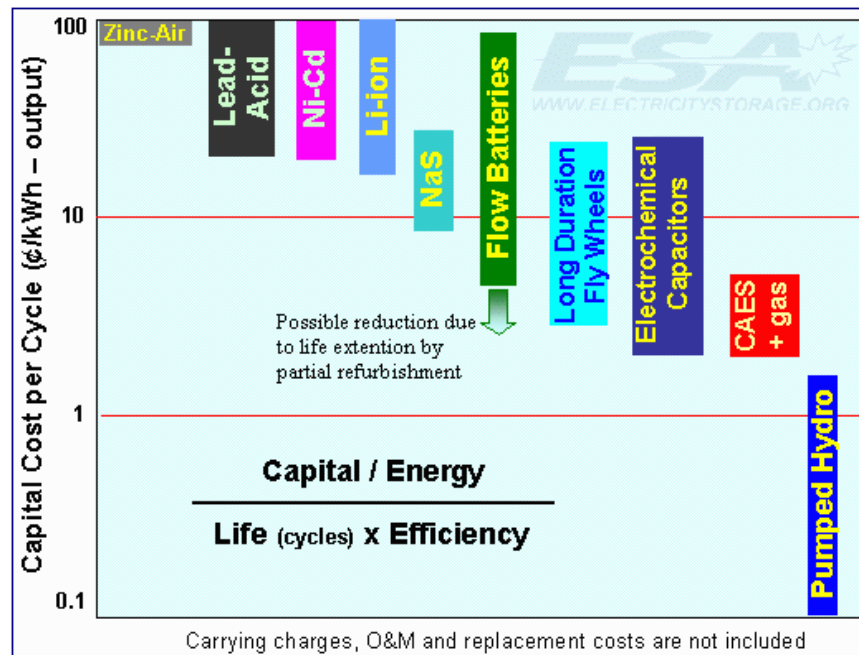


Figura 3.6 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função dos custos de investimento calculados por ciclo de carga/descarga [6].

3.8 Comparação baseada na densidade de massa ou volume

O tamanho e o peso dos dispositivos de armazenamento são factores importantes para algumas aplicações.

O volume do sistema de armazenamento pode tornar-se demasiado importante na escolha quando há restrições de espaço no local a instalar, ou o espaço é muito caro, e.g., em áreas urbanas. Os equipamentos de serviços auxiliares, tais como, sistemas de refrigeração, sistemas de isolamento térmico, também são igualmente importantes, como o próprio sistema de armazenamento, pois também ocupam espaço.

Por consequência do aumento do volume resulta o aumento do custo global do sistema.

O peso do sistema de armazenamento é igualmente uma questão pertinente, e torna-se um aspecto de imensa importância em aplicações móveis.

A Figura 3.7 ilustra uma relação entre peso e volume para as unidades de armazenamento de energia.

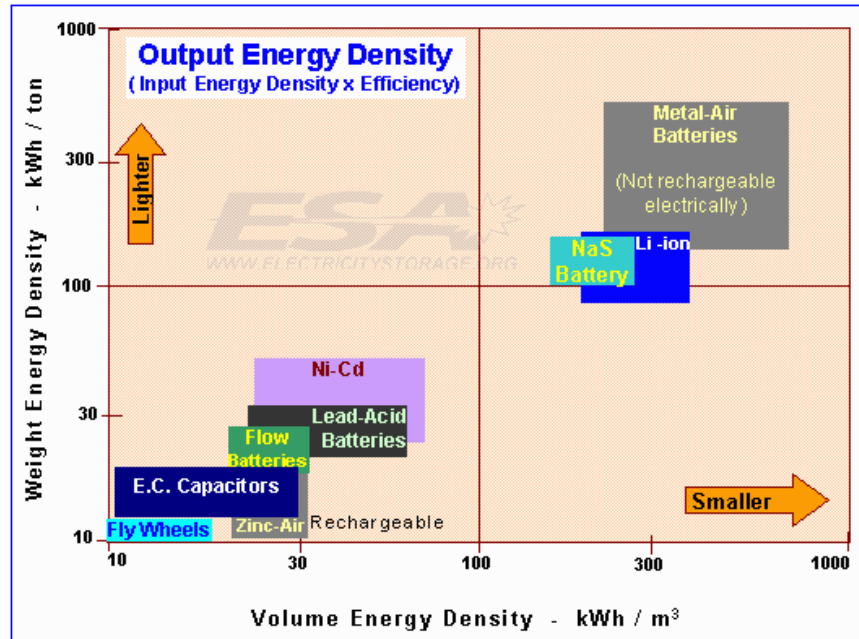


Figura 3.7 – Distribuição das técnicas de armazenamento em função da sua densidade de massa e volume para aplicações de pequena escala [6].

Na Figura 3.7 a bateria metal – ar tem a mais alta densidade de energia, no entanto, não são electricamente recarregáveis, ao contrário das baterias zinco – ar, que têm durabilidade relativamente curta e que estão em fase de desenvolvimento.

3.9 Análise global das comparações das técnicas de armazenamento de energia

O autor [5], refere os seguintes pontos.

Para as aplicações permanentes de baixa potência, o elemento chave está associado ao baixo valor da característica de auto-descarga. Para este tipo de aplicação, as unidades de baterias de lítio são as melhores candidatas.

Para sistemas em pequena escala (poucos kWh) em áreas isoladas o elemento chave é a autonomia. Para este tipo de aplicação, as baterias de ácido – chumbo continuam a oferecer o melhor compromisso entre o desempenho e o custo. As baterias de lítio têm melhor desempenho, mas são ainda muito dispendiosas.

Para sistemas maiores (alguns 100kWh), são preferidas as baterias de ácido – chumbo. As soluções alternativas têm menor eficiência e são mais caras. A tecnologia de ar comprimido tem o problema de auto-descarga, a pilha de combustível é uma tecnologia ainda cara e de baixo rendimento, enquanto que a bateria de fluxo tem elevados custos de manutenção.

Nas aplicações de alisamento do diagrama de cargas (categoria 3 do ponto 3.3), que requer grande armazenamento de energia, o ar comprimido e as baterias de fluxo são as melhores escolhas, tendo o ar comprimido menos custos.

Em aplicações associadas ao controlo da qualidade da onda (categoria 4 do ponto 3.3), os elementos chave são: a capacidade de libertação de energia e a capacidade cíclica. Neste caso as tecnologias mais indicadas são as flywheels e os super condensadores.

De acordo com o autor [18], é apresentado no anexo A uma tabela resumo com valores das características das variadas tecnologias de armazenamento. Os valores e resultados dessa tabela, diferem um pouco dos apresentados nos pontos anteriores, com maior relevo na capacidade cíclica das baterias de fluxo e na eficiência energética do ar comprimido, talvez devido ao documento ser mais antigo, de 2004, e entretanto as tecnologias terem evoluído.

Na Tabela 3.1 está disposta uma classificação, defendida igualmente pelo autor [18], para as várias tecnologias de armazenamento, consoante as características.

Tabela 3.1 – Classificação das tecnologias de acordo com as características [18].

Característica	Tecnologia de armazenamento											
	Bateria Ácido – Chumbo	Baterias de Lítio	Baterias de Níquel	Bateria Metal – Ar	Bateria Sódio – Enxofre	Super Condensadores	Volante de inércia	Bateria de fluxo Regenerativa	Pilha de Combustível	Ar comprimido	Super condutores magnéticos	Bombagem
Custos efectivos	++	-	-	++	-	--	-	++	--	-	-	-
Abastecimento de energia	++	++	++	++	++	--	+-	++	++	++	++	++
Capacidade cíclica	+-	+	++	--	+	++	++	+	--	++	++	++
Descarga longa	--	+	-	+	+	+	++	-	+	++	+	++
Segurança	+	-	-	++	--	+	+	+	-	+	+	++
Densidade de energia	-	+	-	+	+-	--	-	-	?	-	-	+
Baixa manutenção	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	-	+-
Mobilidade	++	++	++	++	-	++	+	-	+-	+-	--	--
Facilidade de uso	++	+	++	++	-	++	+	+	-	+	-	-
Impacto ambiental	+-	+	+	++	--	+	++	-	++	++	++	++
Dependente do local	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++	++	-

++ = muito bom, + = bom, +- = satisfatório, - = mau, -- = muito mau

De salientar que na Tabela 3.1 a classificação da característica associada à mobilidade do sistema de armazenamento de ar comprimido, refere-se a sistemas de aplicações de pequena e média escala, sendo o ar comprimido armazenado em cilindros em altíssimas pressões, e não se refere a sistemas de ar comprimido em que o ar comprimido é armazenado em cavernas subterrâneas.

Em resumo, as baterias de ácido – chumbo satisfazem tecnicamente a todas as categorias, mas tem durabilidade muito limitada. As baterias de níquel e as baterias metal – ar apresentam baixa eficiência e custo elevado. A pilha de combustível é ainda uma tecnologia com pouca maturidade. Algumas tecnologias são capazes de assegurar as necessidades de armazenamento para a troca de fonte de abastecimento, como é o caso da

bombagem para aplicações de grande escala e os supercondutores magnéticos para aplicações em pequena escala.

3.10 Conclusões

O armazenamento de energia eléctrica é um elemento chave que permite aumentar a integração das energias renováveis, sendo cada vez mais necessário. Quando a fonte de energia é intermitente e localizada numa zona isolada, a utilização do armazenamento torna-se crucial.

Embora o objectivo final de um sistema de armazenamento de energia seja absorver energia num período para a libertar nouro período mais tarde, existem diferentes situações de aplicação. Algumas aplicações poderão necessitar de se deslocar, outras poderão ter necessidade de grandes capacidades de armazenamento, entre outras situações, existindo várias tecnologias disponíveis pode-se escolher a tecnologia que melhor se adapta para cada situação.

Capítulo 4

Trabalho desenvolvido

4.1 Introdução

A primeira fase do trabalho desenvolvido consistiu em adoptar e adaptar um modelo de gestão da energia produzida num parque eólico, recorrendo a um sistema de armazenamento de energia, com objectivo de maximizar os proveitos líquidos.

Numa segunda fase foi realizada a formalização do problema de optimização, de forma a maximizar os proveitos líquidos, sujeito às restrições e limites dos equipamentos do sistema composto pelo parque eólico / sistema de armazenamento.

Numa fase posterior foi criada uma ferramenta implementando o modelo na linguagem de programação MATLAB.

4.2 Modelização

Para melhorar a gestão de um parque eólico, aumentando os proveitos e tornando a solução competitiva em mercados de electricidade, o parque eólico deve ser capaz de armazenar energia eléctrica para não ficar dependente das variações da fonte de energia primária.

O modelo de gestão integrado na produção eólica com armazenamento é baseado num outro já existente [34], embora que com algumas alterações significativas e consiste em otimizar a gestão da potência de saída de um parque eólico, através de uma unidade de armazenamento de energia eléctrica. A optimização do armazenamento é feita para 24 horas, considerando períodos discretos de uma hora. O modelo é dependente da previsão da produção eólica [35], [36] e [37] citado por [34]. Quanto melhor for a previsão, melhor será o resultado da estratégia de optimização.

Quando a remuneração da energia eólica dependente da hora em que a energia é fornecida à rede, é desejável o uso de estratégias de operação tal que, em determinadas horas a potência de saída do parque eólico esteja numa gama de valores, enquanto que, a outras horas a potência de saída esteja numa outra gama, sendo entregue globalmente a mesma quantidade de energia à rede.

Por vezes existem também restrições operacionais, quer de carácter associado a limites de capacidade da rede ou impostos em certos períodos de operação, quer em limitações contratuais ou estratégias de mercado de energia.

Com um sistema de armazenamento é possível suavizar flutuações provenientes da produção eólica, preencher falhas de produção fazendo cumprir contratos, permitindo ainda que a capacidade instalada do parque eólico possa ser maior que a capacidade de recepção da rede.

Embora o parque eólico e o sistema de armazenamento possam estar fisicamente distantes, neste modelo assume-se que estão próximos, assim como também é assumido que não é possível armazenar energia e produzir energia a partir do armazenamento na mesma hora.

A remuneração mais elevada da energia de um parque eólico nas horas cheias tem por objectivo aumentar a contribuição das energias renováveis para a produção nestas horas, com o objectivo de reduzir a produção com origem térmica; mesmo que o preço da energia renovável seja maior que o preço de mercado da produção de energia térmica nestes períodos de ponta.

Admite-se nesta modelização que a remuneração da energia produzida a partir directamente da eólica e da energia produzida a partir do sistema de armazenamento são em ambos os casos pagos ao preço da energia eólica. Assim um parque eólico com

sistema de armazenamento por bombagem, nos casos em que a energia armazenada é proveniente somente dos geradores eólicos, o preço pago pela energia armazenada e entregue à rede é o mesmo da energia eólica, que é melhor remunerada que a energia hídrica.

De acordo com as directivas a seguir pela união europeia para as energias renováveis, os operadores de sistema são obrigados a dar prioridade de despacho à energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis em qualquer hora do dia [38].

O modelo tem como objectivo maximizar os proveitos da venda da energia eléctrica produzida no parque eólico, armazenando energia produzida durante as horas em que a energia é mais barata, horas de vazio, e libertando a energia armazenada nas horas em que a energia eléctrica é mais cara, sempre que possível e economicamente viável, fazendo cumprir as restrições operacionais impostas a cada hora do dia.

4.3 Formalização do problema de optimização

Sendo o objectivo do modelo maximizar os proveitos, conforme já dito anteriormente, os ganhos de um parque eólico provém da energia eléctrica entregue à rede, contudo a mesma quantidade de energia em horários diferentes pode trazer ganhos diferentes. A função objectivo descrita na expressão 4.1 consiste em maximizar a soma do produto da remuneração da energia a cada hora pelo volume da energia entregue à rede na mesma hora, subtraindo os custos de manutenção relativos ao sistema de armazenamento, sujeito às restrições descritas nas expressões de 4.2 a 4.10.

$$\text{Máx} \sum_{i=1}^{24} (c_i \cdot P_i - cp \cdot Pp_i) \quad (4.1)$$

Sujeito às restrições:

$$P_i = Pw_i + Ph_i \quad (4.2)$$

$$Pv_i = Pw_i + Pp_i + Pdl_i \quad (4.3)$$

$$E_i = E_{i-1} + \eta_p \cdot Pp_{i-1} - \frac{1}{\eta_h} \cdot Ph_{i-1} \quad (4.4)$$

$$Pg^L \leq Pw_i + Pp_i \leq Pg^U \quad (4.5)$$

$$P_i^L \leq P_i \leq P_i^U \quad (4.6)$$

$$Ph^L \leq Ph_i \leq Ph^U \quad (4.7)$$

$$Pp^L \leq Pp_i \leq Pp^U \quad (4.8)$$

$$0 \leq E_i \leq E^U \quad (4.9)$$

$$P_{DLi} \geq 0 \quad (4.10)$$

Todas as variáveis são vectoriais, de 24 elementos cada vector, que correspondem às 24 horas de um dia. A variável, P , representa a potência activa entregue à rede, a cada hora, pelo conjunto aerogeradores e sistema de armazenamento; Pw , corresponde à potência que é entregue à rede, produzida a partir dos aerogeradores; Ph , à potência entregue à rede, produzida a partir do sistema de armazenamento; Pp , representa a potência activa que é armazenada em cada hora; E , traduz a energia que existe armazenada no reservatório a cada hora; Pdl , significa a potência que é desperdiçada e que não é usada para produzir energia eléctrica, sendo que tal pode acontecer quando o reservatório de armazenamento estiver na capacidade máxima e a linha de ligação do parque eólico à rede não for suficiente para transportar a energia produzida pelos aerogeradores, nesse caso há necessidade de tirar de serviço alguns aerogeradores.

A previsão da potência disponível pelo vento para cada hora, para o parque eólico em questão, Pv , é um dado conhecido à partida.

A potência entregue à rede a cada hora, P , pode ser proveniente quer directamente dos geradores eólicos, P_w , quer da potência produzida a partir do sistema de armazenamento P_h , expressão 4.2.

Da expressão 4.3 vem que a soma da potência que é entregue directamente à rede a partir dos aerogeradores a cada hora P_w , com a potência que é armazenada também nessa hora P_p , e a potência que eventualmente pode ser desperdiçada P_{dl} , é igual à potência disponível pelo vento para essa hora P_v .

O nível de armazenamento no reservatório ao final de cada hora, expressão 4.4, é igual ao nível da hora anterior, mais a energia armazenada durante essa hora, menos a energia entregue à rede produzida a partir do armazenamento nessa hora.

A fracção da potência produzida pelos geradores eólicos que é entregue directamente à rede, juntamente com a potência para armazenamento não pode ser superior a P_g^U , que define a capacidade de potência eléctrica máxima que o grupo de geradores do parque eólico é capaz de produzir, e inferior a P_g^L , valor de potência eléctrica mínima que o mesmo grupo de geradores consegue fornecer, tendo o valor zero na ausência de vento estando portanto os aerogeradores parados, expressão 4.5.

As expressões de 4.6 a 4.10 representam os parâmetros limite dos equipamentos do sistema de armazenamento.

Os parâmetros, P^U e P^L , representam os limites a cada hora máximo e mínimo, respectivamente, relacionado com as restrições de capacidade da linha de ligação do parque eólico à rede e/ou dos requisitos do mercado de energia.

Os parâmetros, P_h^U e P_h^L , correspondem ao limites superior e inferior, respectivamente, de produção de potência a partir do sistema de armazenamento (e.g. gerador hidroeléctrico no caso da bombagem). Os parâmetros, P_p^U e P_p^L , correspondem aos limites superior e inferior, respectivamente, de potência de armazenamento (e.g. limites da estação de bombagem). Os parâmetros, η_p e η_h , correspondem aos rendimentos de armazenamento e libertação da energia armazenada, respectivamente (e.g. rendimento de da estação de bombagem e rendimento de

turbinamento, no caso da bombagem). No caso geral, o que acontece é haver apenas um rendimento, sendo dado pelo produto dos dois rendimentos.

Os parâmetros, E^U e E_0 , correspondem à capacidade máxima de armazenamento de energia eléctrica do reservatório e ao nível de armazenamento inicial (igual ao restante do dia anterior), respectivamente, expressos em Wh.

O parâmetro, cp , é o valor de manutenção do sistema de armazenamento da energia.

Como o preço da energia depende da hora a que é vendida, a previsão do preço de cada hora é colocado no vector c , que dá origem a uma curva similar à ilustrada na Figura 4.1.

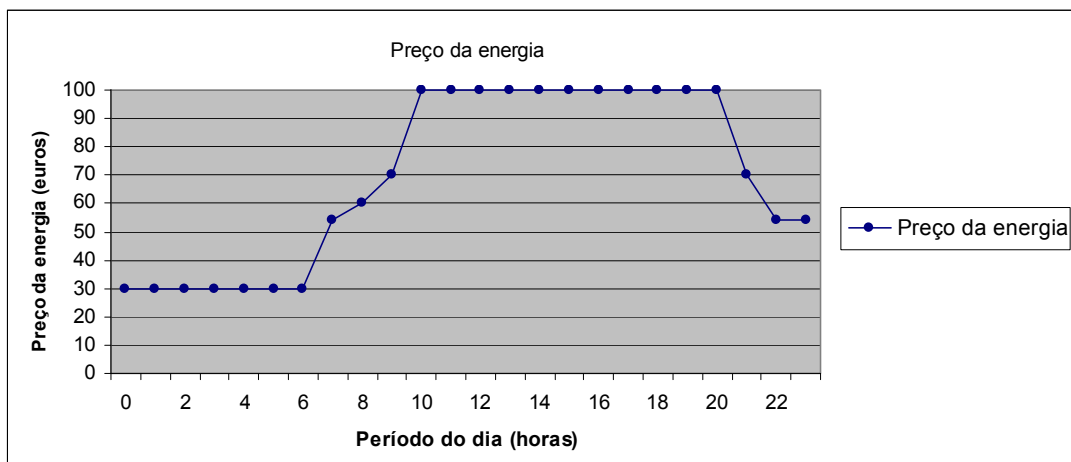


Figura 4.1 – Curva característica do preço diário da energia.

4.4 Implementação

O modelo foi implementado na linguagem de programação, MATLAB, com a utilização de um algoritmo que recorre a uma ferramenta de optimização, *linprog*, que se baseia no método do ponto interior. Os dados de entrada, fornecidos pelo utilizador são inseridos numa folha de cálculo do Excel.

A aplicação desenvolvida em MATLAB, lê os valores inseridos na folha de cálculo, trabalha os dados fazendo a optimização e apresenta os resultados na mesma

folha de cálculo. Nessa folha de cálculo os parâmetros E_0 e E^U têm diferente designação, $Arm.inicial$ e $Arm.Máx$, respectivamente, para proporcionar melhor percepção ao utilizador.

De referir que a folha de cálculo tem de ter o nome “optimizacao” e tem de estar na raiz “C:”, ficando com o caminho “C:\optimizacao.xls”, para que o programa faça a optimização.

Para implementar as restrições referidas anteriormente de acordo com os critérios da função de optimização, *linprog*, é necessário dividir as restrições de igualdade, $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$, das restrições de desigualdade, $A \cdot x \leq b$. Começando com as de igualdade, trabalhando as expressões (4.2), (4.3) e (4.4), de modo a obter $A_{eq} \cdot x = b_{eq}$:

$$P_i - Pw_i - Ph_i = 0$$

$$Pw_i + Pp_i + Pdl_i = Pv_i$$

$$\frac{1}{\eta_h} \cdot Ph_i - \eta_p \cdot Pp_i + E_i = E_{i-1}$$

Transcrevendo em forma de matriz, vem:

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/\eta_h & -\eta_p & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_i \\ Pw_i \\ Ph_i \\ Pp_i \\ Pdl_i \\ E_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ Pv_i \\ E_{i-1} \end{bmatrix}$$

Trabalhando também a expressão (4.5), relativamente às desigualdades, de modo a obter $A \cdot x \leq b$:

$$Pg^L \leq Pw_i + Pp_i \leq Pg^U \Leftrightarrow \begin{cases} Pw_i + Pp_i \leq Pg^U \\ Pw_i + Pp_i \geq Pg^L \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} Pw_i + Pp_i \leq Pg^U \\ -Pw_i - Pp_i \leq -Pg^L \end{cases}$$

Transcrevendo em forma de matriz, vem:

$$\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_i \\ Pw_i \\ Ph_i \\ Pp_i \\ Pdl_i \\ E_i \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Pg^U \\ -Pg^L \end{bmatrix}$$

Esta formalização é apenas relativa a uma hora, sendo para tratar o problema na globalidade necessário expandir para as 24 horas de um dia, repetindo as matrizes por linhas e colunas.

Este problema é um problema de optimização linear com 144 variáveis, 72 restrições de igualdade e 48 restrições de desigualdades.

4.5 Conclusões

O modelo adoptado permite uma melhor estratégia de gestão de um parque eólico, fazendo uma optimização que proporciona o máximo proveito proveniente da venda de energia eléctrica produzida pelo parque eólico, tornando a solução competitiva nos mercados de electricidade.

A formulação matemática adoptada para o problema de optimização permite aumentar a rendibilidade de um sistema composto por um parque eólico e uma tecnologia de armazenamento de energia, obedecendo a restrições operacionais e limites dos equipamentos.

Com base na formulação matemática foi criada uma ferramenta em linguagem de programação MATLAB possibilitando a aplicação do modelo em casos práticos. De referir que a optimização torna-se ineficiente se a energia disponibilizada pelo vento for inferior à energia exigida pelo mercado de electricidade na globalidade somada da energia de perdas totais do sistema de armazenamento.

Capítulo 5

Casos de análise

5.1 Introdução

Neste capítulo foram realizados testes para três tecnologias de armazenamento: bombagem, ar comprimido e baterias regenerativas de vanádio. Para cada tecnologia, foram realizados testes em quatro diferentes condições: com e sem restrição de limite de capacidade máxima de trânsito de potência na linha de ligação do parque eólico à rede; e consideraram-se ainda dois cenários possíveis para a potência produzida utilizando o vento, maior ocorrência de vento durante o dia, e vento com maiores velocidades durante a noite.

Nos testes em que se considerou limite de capacidade máxima de ligação do parque eólico à rede, o limite foi sempre o mesmo para todas as tecnologias; assim como a potência produzida utilizando o vento, quando com maior ocorrência durante a noite ou durante o dia, foi também igual para todas as tecnologias.

No total foram realizados testes a três tecnologias, com quatro situações diferentes de testes para cada tecnologia, dando origem a 12 casos diferentes.

5.2 Sistema de armazenamento por bombagem

Pegando no exemplo dado em [34], um parque eólico com 6 turbinas de 2MW cada, totalizando uma potência instalada de 12MW, com um pequeno grupo hídrico para armazenamento através de bombagem com 3 MW, e de rendimento típico global para o sistema de bombagem de 75%. Este sistema apresenta dois reservatórios de água, um superior e outro inferior, capaz de armazenar em cada um aproximadamente toda a energia produzida durante duas horas, pelo grupo de geradores eólicos à potência máxima.

Os custos de manutenção relativos ao sistema de armazenamento foi mantido com o mesmo valor de [34], 1,5 euros por cada MWh.

Nos testes efectuados, foi assumido que o reservatório superior inicialmente estava vazio. A informação vem resumida na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Valores utilizados no sistema de armazenamento por bombagem.

Pg^U (MW)	E^U (MWh)	E_0 (MWh)	Rendimento	Pp^U (MW)	Ph^U (MW)	cp (por MWh)
12	24	0	$\eta_p \cdot \eta_h = 0.75$ $0.8 \cdot 0.94 \cong 0.75$	3	3	1.5

Caso 1: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 2: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, sem limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 3: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 4: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, sem limite de capacidade da linha de ligação.

5.2.1 Apresentação e análise de resultados

Caso 1: Nesta situação a potência disponibilizada pelo vento em algumas horas é inferior ao limite mínimo da rede e em outras excede o limite máximo como ilustra o gráfico da Figura 5.1.

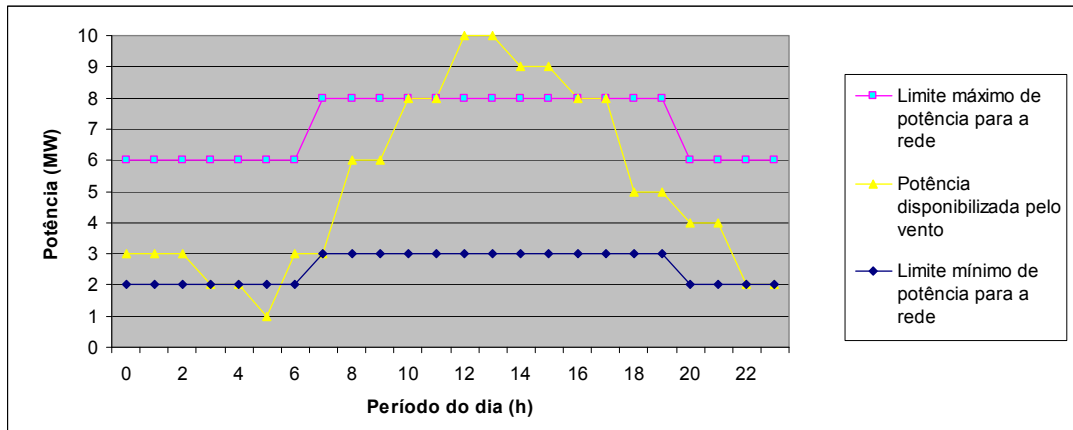


Figura 5.1 – Condições para o caso 1.

Os resultados obtidos da otimização com todos os valores estão descritos com detalhe no anexo B, juntamente com o significado das abreviaturas utilizadas na folha de cálculo. A partir desses dados, foi possível construir o gráfico ilustrado na Figura 5.2. Analisando o gráfico, é visível que a potência activa entregue à rede cumpre os limites estabelecidos durante todos os períodos. De salientar ainda que alguma energia é armazenada durante as horas de preço mais baixo e também nos períodos em que excede o limite máximo, para ser libertada mais tarde na rede nas horas com preço mais elevado.

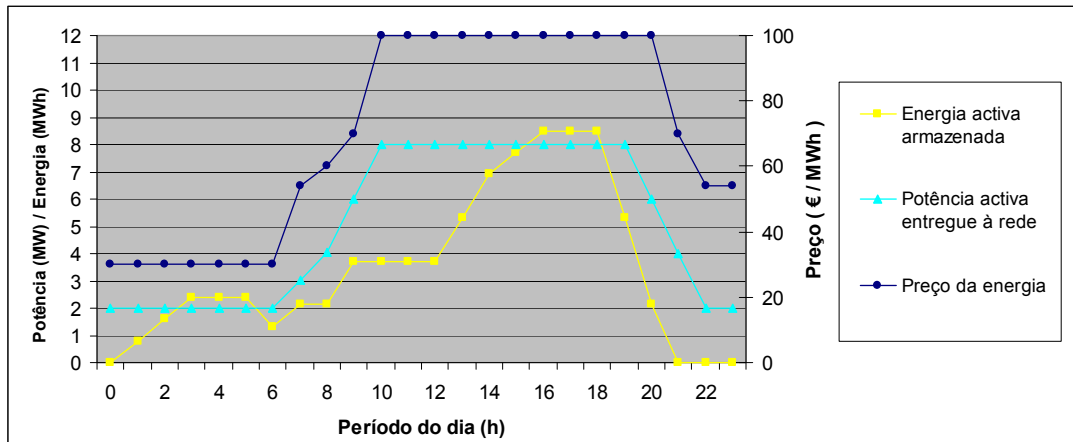


Figura 5.2 – Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bombeamento.

Com este sistema de armazenamento e segundo as condições desta situação, foi possível obter uma rentabilização de 10322 euros, enquanto que, se não existisse qualquer tipo de sistema de armazenamento seria rentabilizado apenas 9748 euros, sendo a diferença de 574 euros, valores relativos a um dia. Essa diferença traduz-se num valor 5.9% superior em relação à opção de não ter qualquer tipo de sistema de armazenamento.

Caso 2: Nesta situação a potência disponibilizada pelo vento continua em alguns períodos a ser inferior ao limite mínimo de potência para a rede, diferenciado do caso anterior apenas por não existir limite máximo de potência na ligação à rede, como ilustra o gráfico da Figura 5.3.

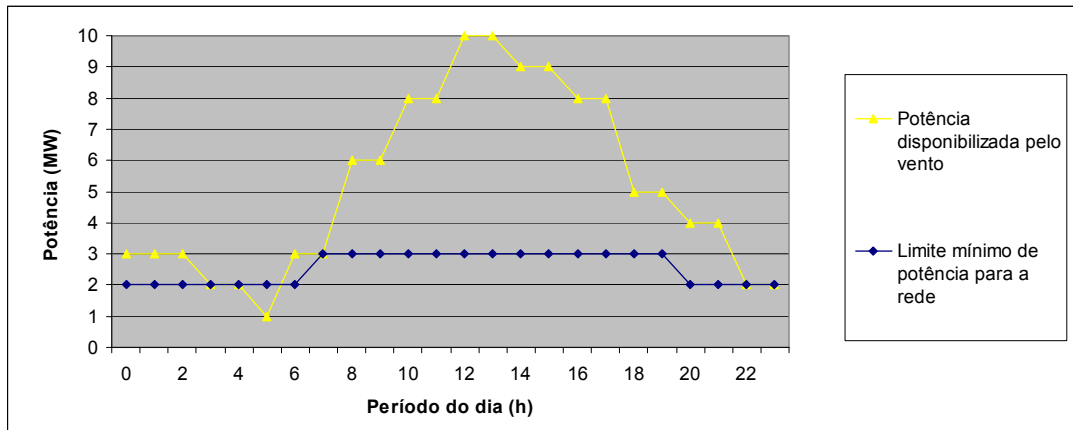


Figura 5.3 – Condições para o caso 2.

Os resultados obtidos da otimização para esta situação, estão descritos com detalhe no anexo C, continuam a cumprir o limite de potência mínimo para a rede. Como não existe limite máximo de entrega de potência à rede, a bombagem é feita apenas nos períodos em que é economicamente viável, como ilustra o gráfico da Figura 5.4. Verificando-se que o vento forte é predominante durante o dia, o nível de armazenamento fica longe da capacidade máxima.

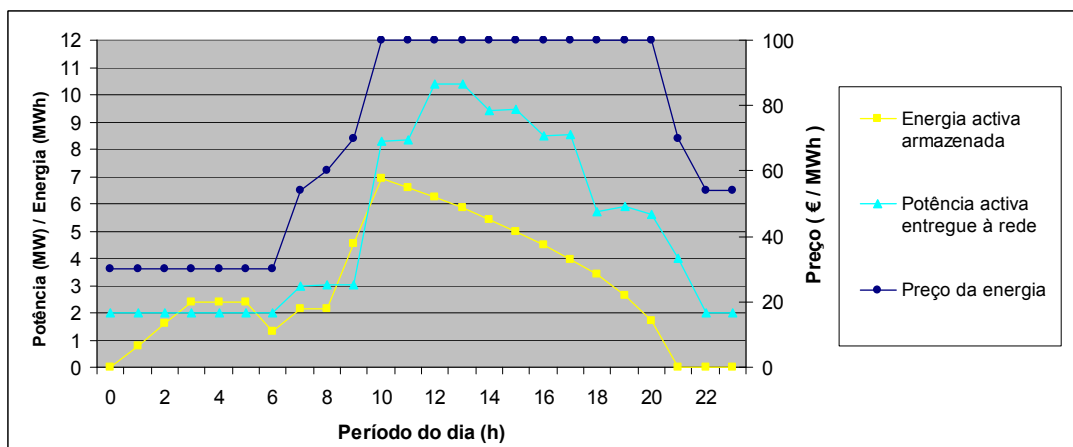


Figura 5.4 – Resultado da otimização do caso 2 para a tecnologia de bombagem.

Para estas condições, o sistema de bombagem apenas teve rentabilização de 1.5% superior em relação à opção de não ter qualquer sistema de armazenamento.

Caso 3: Novamente com limite máximo de potência a entregar à rede, no entanto neste caso o vento forte é predominante durante a noite. Nestas caso existem períodos em que a potência produzida a partir do vento é inferior ao limite mínimo de potência a entregar à rede e períodos em que é superior ao limite máximo, como ilustra o gráfico da Figura 5.5.

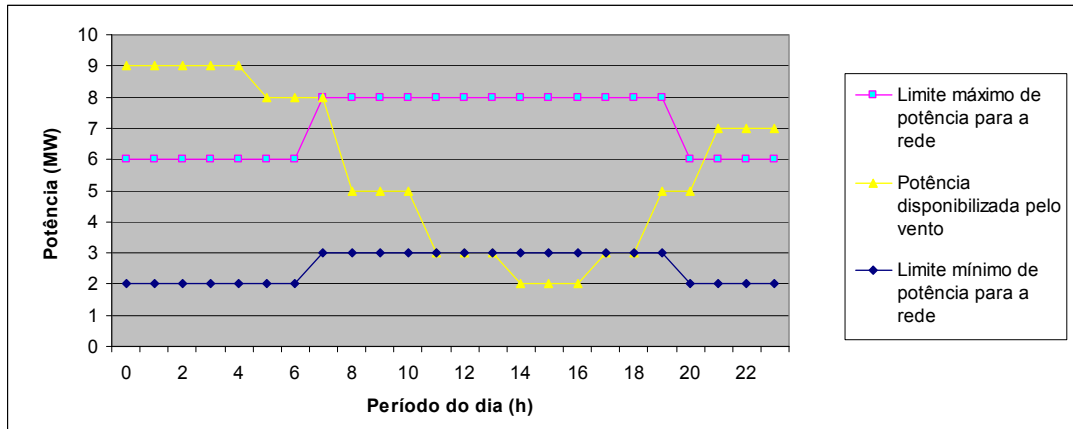


Figura 5.5 – Condições para o caso 3.

Após optimização, com pormenores descritos no anexo D, os valores da potência activa entregue à rede cumprem os limites estabelecidos, ou seja, estão dentro da banda de operação pré-estabelecida. A energia é armazenada no sistema de armazenamento durante a noite, coincidindo com o período de maior disponibilidade de vento forte, como ilustra o gráfico da Figura 5.6. Embora o sistema de armazenamento não tenha atingido a capacidade máxima, este ficou muito próximo do seu limite, e só não o atingiu devido ao limite de potência máxima da estação de bombagem Pp^U , durante as zero e as sete horas.

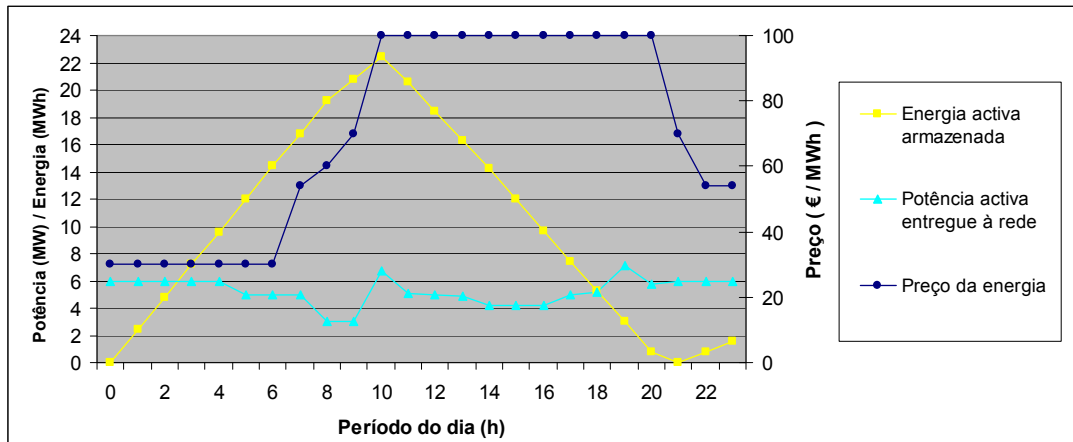


Figura 5.6 – Resultado da optimização do caso 3 para a tecnologia de bombagem.

A rentabilização nestas condições foi 22.5% superior em relação à opção de não ter qualquer sistema de armazenamento. O elevado valor deve-se a dois factos: ao vento ser forte durante a noite, procedendo-se ao armazenamento de energia nessas horas em que a energia é barata, e libertando a energia para a rede nas horas com remuneração mais elevada; e pelo facto de, se não houvesse sistema de armazenamento a potência disponível pelo vento de valor acima do limite máximo de potência a entregar à rede seria desperdiçada.

A optimização é feita de modo a que sempre que haja capacidade de armazenamento e que a potência disponibilizada pelo vento, para determinado período do dia, seja superior ao limite máximo de potência a entregar à rede, seja feito o armazenamento, mesmo que este cenário ocorra nos últimos períodos do dia, ficando energia armazenada para o dia seguinte, como acontece neste caso.

Caso 4: Com vento forte durante a noite, sem limite máximo de potência a entregar à rede, e com alguns períodos do dia em que a potência disponibilizada pelo vento é inferior ao limite mínimo, como ilustra o gráfico da Figura 5.7.

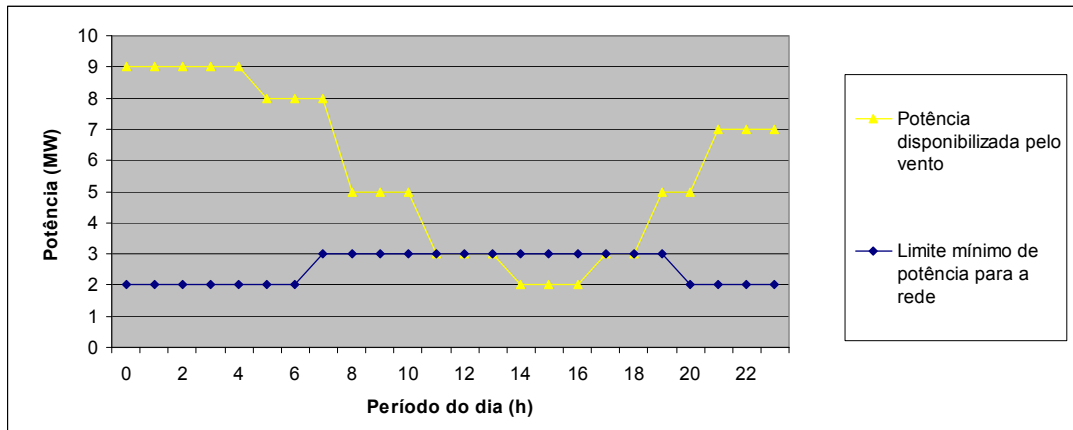


Figura 5.7 – Condições para o caso 4.

Após a otimização, os resultados obtidos não foram muito diferentes do caso 3. As diferenças incidem essencialmente, na energia produzida para a rede a partir do armazenamento, que teve diferente distribuição sendo que nas últimas horas do dia não procedeu a bombagem, como ilustra o gráfico da Figura 5.8.

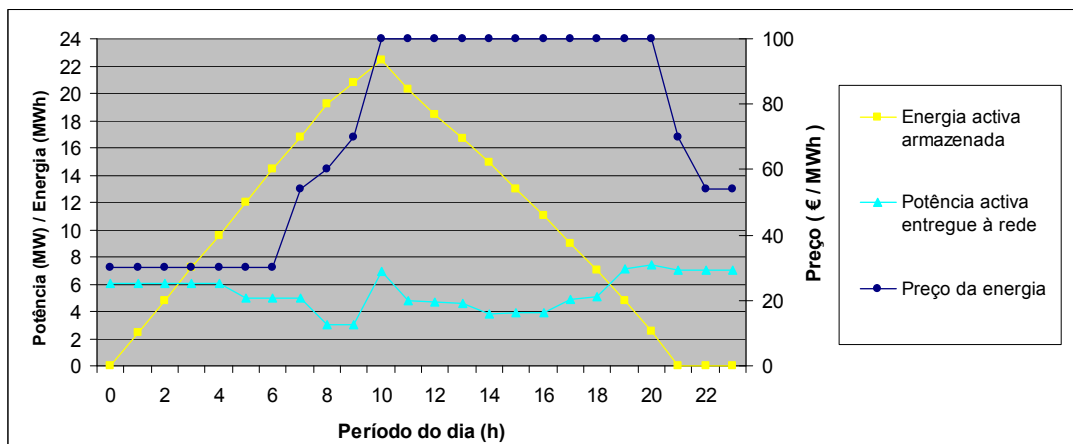


Figura 5.8 – Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bombagem.

Neste caso a rentabilização foi 13% superior relativamente à opção de não ter qualquer tipo sistema de armazenamento, estão descritos detalhes no anexo E.

5.3 Sistema de armazenamento através de ar comprimido

Com objectivo de facilitar a comparação entre as várias tecnologias, mantiveram-se as mesmas características do parque eólico, assim como as características que se podiam manter do sistema de armazenamento. As principais alterações introduzidas tiveram lugar apenas no rendimento, relativamente ao sistema de bombagem. Considerou-se que o rendimento para este sistema de armazenamento é cerca de 70%. Assim tomaram-se os valores da Tabela 5.2 para se efectuarem os testes. O valor do custo de manutenção do sistema de armazenamento também se manteve.

Tabela 5.2 – Valores utilizados no sistema de armazenamento de ar comprimido.

Pg^U (MW)	E^U (MWh)	E_0 (MWh)	Rendimento	Pp^U (MW)	Ph^U (MW)	cp (por MWh)
12	24	0	$\eta_p \cdot \eta_h = 0.7$ $0.8 \cdot 0.88 \cong 0.7$	3	3	1.5

Considerando de novo as quatro situações já definidas em 5.2, temos:

Caso 1: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 2: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, sem limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 3: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 4: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, sem limite de capacidade da linha de ligação.

5.3.1 Apresentação e análise de resultados

Os resultados do exercício de optimização são pouco diferentes dos obtidos pelo sistema de bombagem, porque são sistemas de armazenamento idênticos no que diz respeito às características comparadas. Como foi apenas o rendimento que diminuiu, verifica-se uma diminuição da rentabilização, para todas as situações.

Caso 1: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.1, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.9 sendo a rentabilização neste caso superior 5.4% relativamente à opção de não existir qualquer tipo de sistema de armazenamento (ver mais detalhes no anexo F).

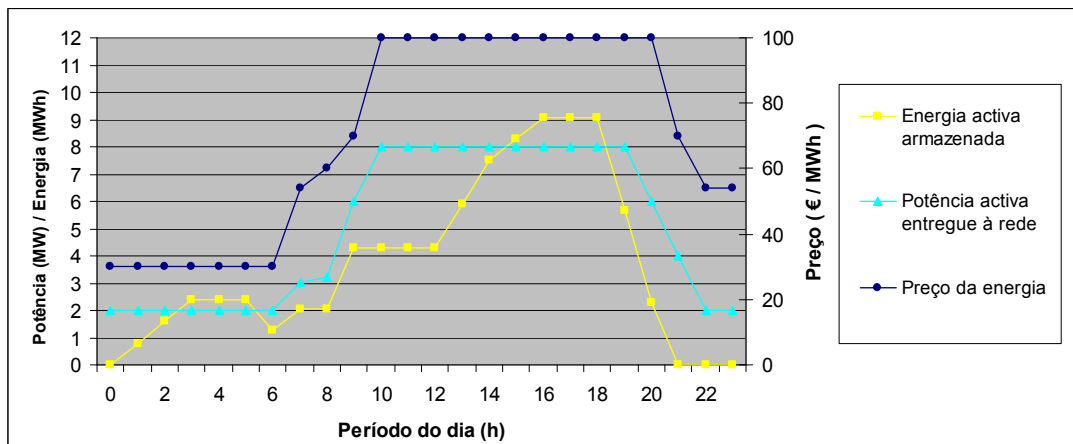


Figura 5.9 – Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de ar comprimido.

Caso 2: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.3, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.10 sendo a rentabilização neste caso superior 1.1% relativamente à opção de não existir qualquer tipo de sistema de armazenamento (ver mais detalhes no anexo G).

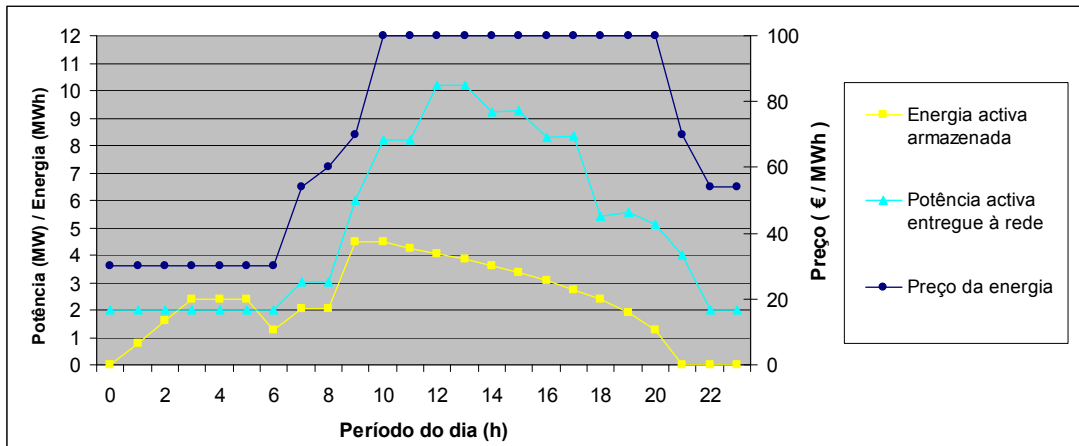


Figura 5.10 – Resultado da optimização do caso 2 para a tecnologia de ar comprimido.

Caso 3: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.5, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.11 sendo a rentabilização neste caso superior 20.6% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo H).

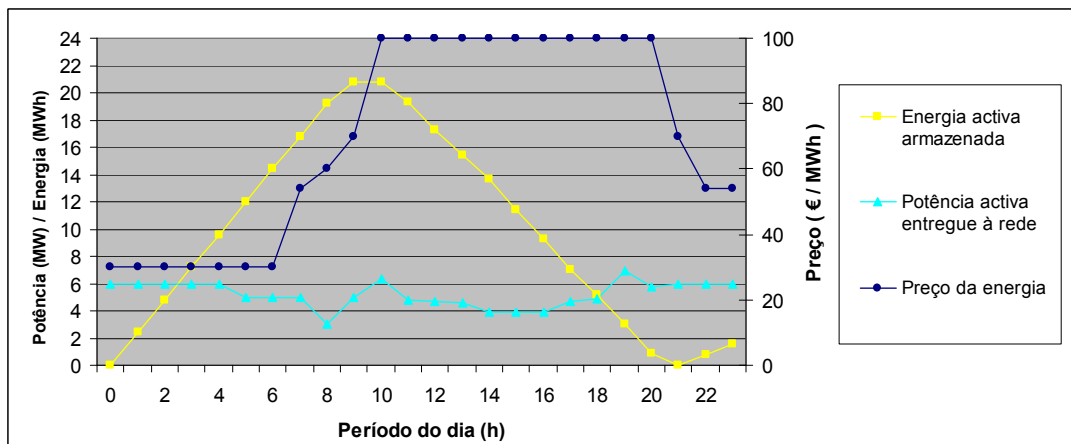


Figura 5.11 – Resultado da optimização do caso 3 para a tecnologia de ar comprimido.

Caso 4: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.7, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.12 sendo a rentabilização neste caso

superior 11.3% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo I).

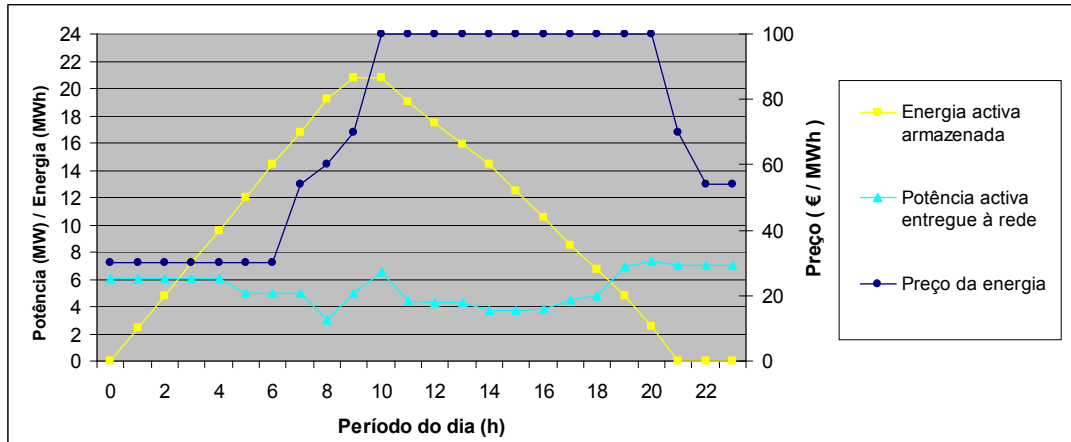


Figura 5.12 – Resultado da optimização do caso 4 para a tecnologia de ar comprimido.

5.4 Sistema de armazenamento através de baterias de fluxo de vanádio

Mais uma vez mantiveram-se as características do parque eólico. Relativamente às características do sistema de armazenamento, o rendimento típico para esta tecnologia é em torno de 75%. A capacidade de armazenamento que foi testada neste caso corresponde a apenas 25%, da capacidade de armazenamento das tecnologias de bombagem e ar comprimido, 6 MWh. A capacidade de armazenamento foi diminuída, porque as tecnologias de bombagem e ar comprimido na realidade têm capacidades de armazenamento muito elevadas, e seria muito caro ter uma capacidade de armazenamento de baterias regenerativas de vanádio da mesma dimensão que a utilizada pelos sistemas de bombagem ou ar comprimido. Assim consideraram-se os valores da Tabela 5.3 para se efectuar estes testes. Como as baterias de fluxo têm custos de manutenção elevados, o valor relativo a estes custos nesta tecnologia de armazenamento para casos de simulação foi aumentado para 2,5 euros por MWh.

Tabela 5.3 – Valores utilizados no sistema de armazenamento de bateria de fluxo de vanádio.

Pg^U (MW)	E^U (MWh)	E_0 (MWh)	Rendimento	Pp^U (MW)	Ph^U (MW)	cp (por MWh)
12	6	0	$\eta_p \cdot \eta_h = 0.75$ $0.8 \cdot 0.94 \cong 0.75$	3	3	2.5

Considerando mais uma vez as quatro situações como em 5.2, temos:

Caso 1: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 2: Vento forte com maior ocorrência durante o dia, sem limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 3: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, com limite de capacidade da linha de ligação.

Caso 4: Vento forte com maior ocorrência durante a noite, sem limite de capacidade da linha de ligação.

5.4.1 Apresentação e análise de resultados

Caso 1: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.1, após a otimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.13 sendo a rentabilização neste caso superior 5.2% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo J).

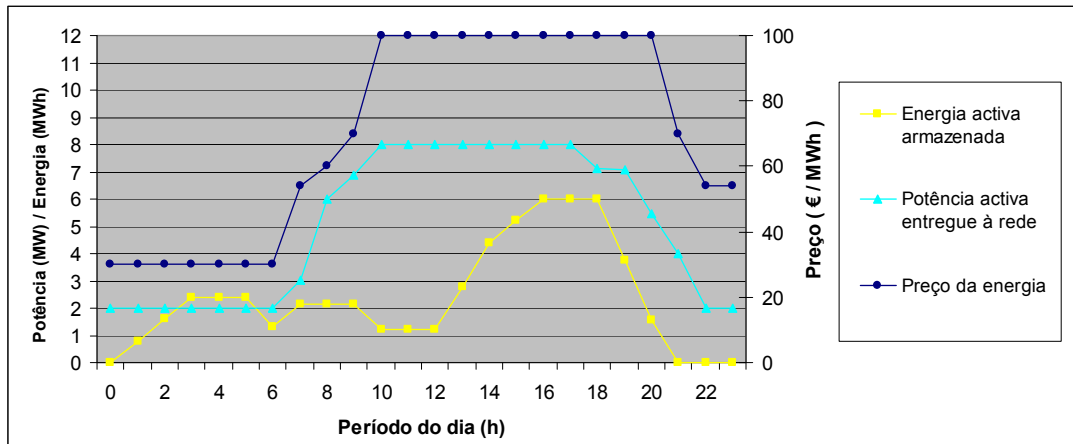


Figura 5.13 – Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio.

Caso 2: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.3, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.14 sendo a rentabilização neste caso superior 1.4% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo K).

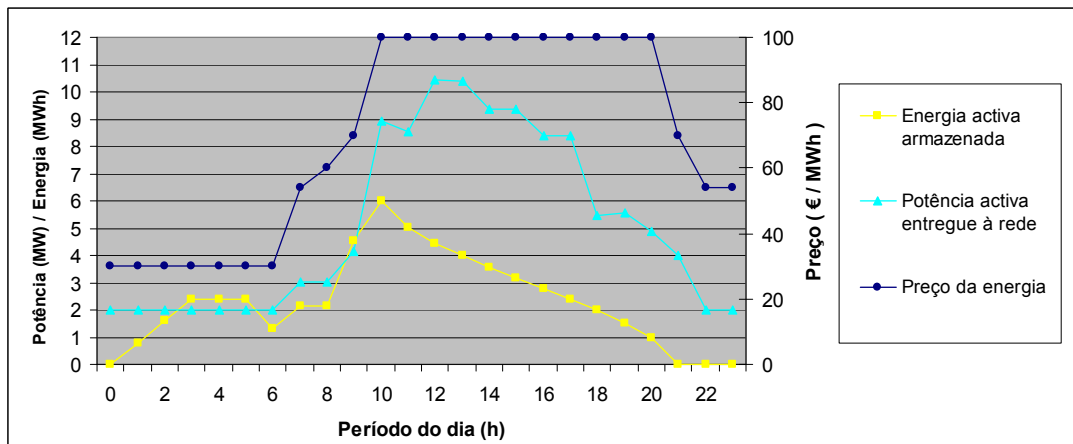


Figura 5.14 – Resultado da optimização do caso 2 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio.

Caso 3: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.5, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.15 sendo a rentabilização neste caso superior 7.2% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo L).

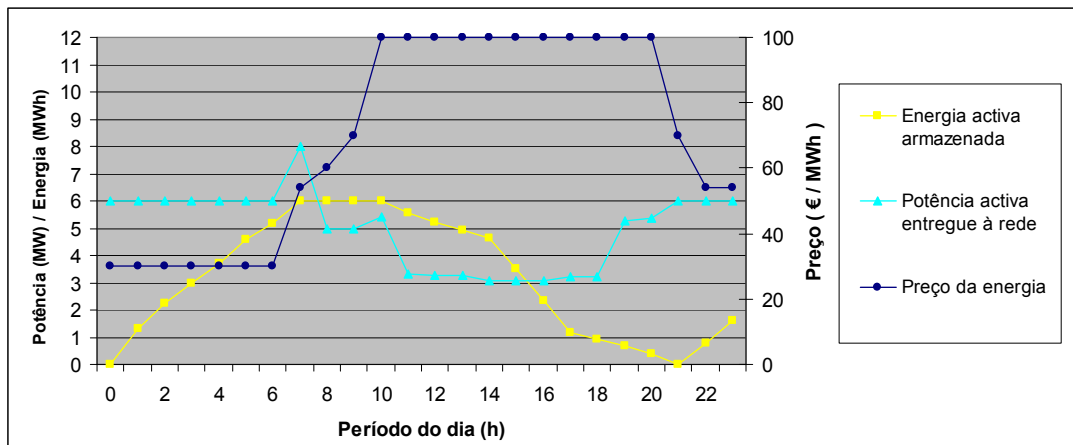


Figura 5.15 – Resultado da optimização do caso 3 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio.

Caso 4: Segundo as condições do gráfico da Figura 5.7, após a optimização o resultado pode ser observado no gráfico da Figura 5.16 sendo a rentabilização neste caso superior 4.1% relativamente à opção de não existir qualquer tecnologia de armazenamento (ver mais detalhes no anexo M).

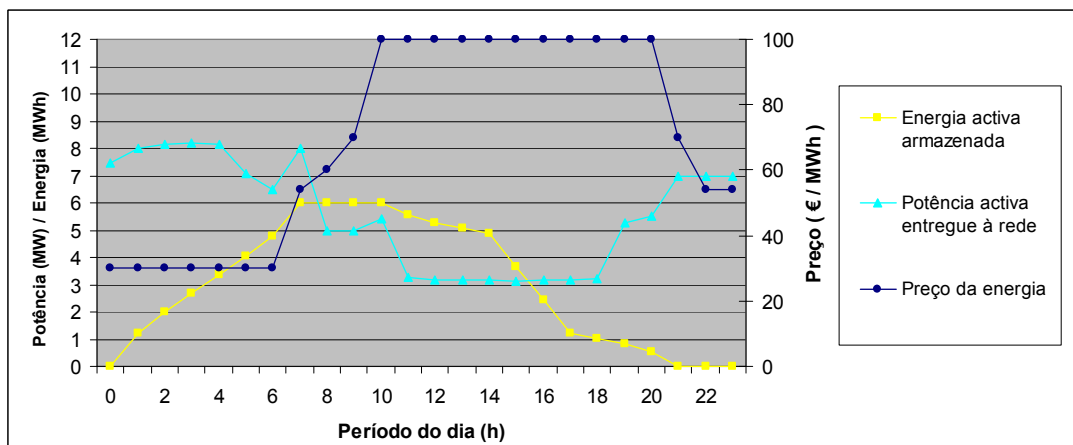


Figura 5.16 – Resultado da optimização do caso 4 para a tecnologia de bateria de fluxo de vanádio.

5.5 Comparação dos resultados e conclusões

Para cada um dos quatro casos testados nos três tipos de sistema de armazenamento apresentados anteriormente, foi feita uma comparação sobre o acréscimo de rendibilidade económica do sistema composto pelo parque eólico/sistema de armazenamento relativamente às situações em que existe armazenamento e não existe. Os resultados são apresentados resumidamente em percentagem na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resumo dos proveitos dos sistemas de armazenamento apresentados em percentagem.

	Tecnologia de armazenamento		
Condições	Bombagem	Ar comprimido	Bateria de Vanádio
Caso 1	5.9	5.4	5.2
Caso 2	1.5	1.1	1.4
Caso 3	22.5	20.6	7.2
Caso 4	13.0	11.3	4.1

Pela Tabela 5.4, percebe-se que para os casos 1 e 2, os valores percentuais da rendibilidade económica são próximos nas três tecnologias de armazenamento. Esta semelhança de valores resulta da condição de vento forte, que se assumiu existir com maior ocorrência durante o dia em ambos os casos.

Nos casos 3 e 4 os valores de rendibilidade económica para o sistema de armazenamento através de baterias de fluxo regenerativas de vanádio são bastante inferiores à bombagem e ao sistema de ar comprimido, devido à capacidade de armazenamento ser inferior.

Assim conclui-se que nas regiões em que o vento forte tem ocorrência maioritariamente durante o dia, o sistema de armazenamento de energia para essas situações não necessita de ter capacidade de armazenamento tão elevada. Nas regiões em que o vento forte tem maior ocorrência durante a noite, a situação é diferente, nestes casos quanto maior a capacidade do sistema de armazenamento, maior é a rendibilidade

económica. No entanto, existe um valor limite para a capacidade de armazenamento, a partir do qual não existe qualquer interesse, quer do ponto de vista económico, quer do ponto de vista técnico.

Capítulo 6

Conclusões globais

Neste capítulo são apresentadas as conclusões globais sobre o trabalho realizado e são expostos os limites do trabalho sendo colocadas questões para uma possível prossecução do seu desenvolvimento.

6.1 Objectivos alcançados / Resultados obtidos

Foram pesquisadas e estudadas algumas soluções alternativas disponíveis para o armazenamento de energia, analisadas as suas características e quais os seus campos de aplicação que melhor se adaptavam. Foi feito também uma comparação entre as tecnologias estudadas de acordo com as exigências do campo de aplicação, assim como uma comparação da sua utilização em diferentes horizontes temporais para cada tecnologia.

Foi adoptada uma formulação matemática para um problema de optimização, com objectivo de aumentar a rendibilidade de um sistema composto por um parque eólico e uma tecnologia de armazenamento, obedecendo a restrições tecnológicas e restrições externas impostas.

Foram ainda realizadas simulações para três tecnologias de armazenamento de energia (sistema de bombagem, sistema de ar comprimido e sistema de bateria de fluxo de vanádio) com vários cenários possíveis. Dessas simulações, pode concluir-se que

dependendo das condições, o volume de armazenamento pode ter um impacto considerável nos resultados obtidos, relativamente a valores de rendibilidade do conjunto parque eólico/sistema de armazenamento. Verificou-se também que o valor do rendimento de cada tecnologia tem impacto significativo na rendibilidade da solução.

Daqui se conclui, que para responder às necessidades futuras do aumento da produção renovável intermitente, as tecnologias de armazenamento de energia precisam ser melhoradas a curto e médio prazo. É necessário melhorar a esperança de vida dos equipamentos de armazenamento, assim como a capacidade cíclica e o seu rendimento.

6.2 Perspectivas de desenvolvimento

Numa perspectiva de possível prossecução do desenvolvimento do trabalho realizado, algumas questões podem ser colocadas nesse sentido.

Seria útil e desejável um estudo técnico-económico de algumas soluções estudadas neste trabalho, a fim de se saber quanto tempo seria necessário ao funcionamento da tecnologia de armazenamento, para serem rentabilizados todos os custos de investimento do sistema de armazenamento de energia.

Quanto maiores forem as capacidades de armazenamento, maiores serão os valores de rentabilidade, contudo na prática existe um valor para a capacidade a partir do qual o acréscimo de rentabilidade permanece estagnado. Seria necessário a realização de uma análise de sensibilidade, a fim de estabelecer o limite de capacidade de armazenamento a partir do qual não se obtêm melhores valores de rentabilização.

Referências

- [1] Desai N, Nelson S, Garza S, Pemberton D, Lewis D, Reid W. “Study of electric transmission in conjunction with energy storage technology”. Estado do Texas, 2003.
- [2] Ter-Gazarian A, Institution of Electrical Engineers. Energy storage for power systems. London: Peter Peregrinus; 1994.
- [3] Paul Denholm. “Improving the technical, environmental and social performance of wind energy systems using biomass-based energy storage”, pp. 1355 – 1370. Golden, EUA; Agosto 2005.
- [4] Alfred Cavallo. “Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES)”, Energy Volume 2, 2ª edição, pp. 120-127, USA, Fevereiro 2007
- [5] H. Ibrahim, A. Ilinca and J. Perron. “Energy storage systems - Characteristics and comparisons”. Québec, Canadá; Janeiro 2007.
- [6] < www.electricitystorage.org/ >.
- [7] Dale T. Bradshaw. “Pumped hydroelectric storage (PHS) and compressed air energy storage (CAES)”, IEEE PES summer meeting on energy storage, 2000.
- [8] Robyns B. “Contribution du stockage de l’énergie électrique à la participation au services système dès Éoliennes”. Séminaire SRBE–SEE–L2EP “Éolien et réseaux: enjeux”, Março 2005.
- [9] Paisley MA, Overend RP. “Verification of the performance of future energy resources’ SilvaGasw biomass gasifier—operating experience in the Vermont gasifier”. Disponível em: < www.fercoenterprises.com/downloads/Verification.pdf >
- [10] Weyerhaeuser. “Biomass gasification combined cycle”, Report No. DE-FC36-96GO10173; USA department of energy, 2003.
- [11] Anzano JP, Jaud P, Madet D. Stockage de l’électricité dans le système de production électrique. Techniques de l’ingénieur, traité de Génie Électrique D4030; 1989.
- [12] Ibrahim H, Ilinca A, Peroon J. Solutions de stockage de l’énergie éolienne. Rapport interne, UQAR, UQAC; Janeiro 2006.
- [13] Multon B, Ruer J. “Stocker l’électricité: Oui, c’est indispensable, et c’est possible! pourquoi, où, comment?” Publicação ECRIN em contribuição ao debate nacional sobre energia, Abril 2003.
- [14] Emmanuel Kasseris, Zissis Samaras and Dimitrios Zafeiris. “Optimization of a wind-power fuel-cell hybrid system in an autonomous electrical network environment”. Renewable Energy, Volume 32, pp. 57-79, Thessaloniki, Grécia; Janeiro 2007.
- [15] Van den Bossche P, Vergels F, Van Mierlo J, Matheys J, Van Autenboer W. SUBAT: An assessment of sustainable battery technology. Journal of power sources 2006;162(2): 913–9.

- [16] Rudi Kaiser. “Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems”. *Journal of Power Sources*, Volume 168, pp. 58-65. Freiburg, Alemanha; Maio 2007
- [17] B. Willer, INVESTIRE Storage technology report, WP ST3 Supercapacitors
- [18] International Energy Agency. “Evaluation of energy storage devices in stand-alone PV power systems”. Abril 2004
- [19] Multon B, Bernard N, Kerzrého C, Ben Ahmed H, Cognar JY, Delamare J, Faure F. Stockage électromécanique d’énergie. Club CRIN Énergie Alternatives – Groupe Stockage d’énergie. Présentation du 23 Mai 2002.
- [20] Vattenkraften i Sverige Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, IVA; 2002.
- [21] Björn Bolund, Hans Bernhoff and Mats Leijon. “Flywheel energy and power storage systems”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 11 pp. 235-258. Uppsala, Suécia; Fevereiro 2007.
- [22] “Electricity storage and renewables?”. ESA e KEMA. Lisboa, Maio 2002.
- [23] Anthony Price, Stuart Bartley, Stewart Male and Graham Cooley. “A novel approach to utility scale energy storage”. *Power Engineering Journal*, Junho 1999
- [24] “Vanadium Redox Battery”. < http://en.wikipedia.org/wiki/Vanadium_redox_battery >
- [25] Couffin P, Perrin M. Le stockage des énergies intermittentes. Commissariat à l’Énergie Atomique (CEA). *Clefs CEA (50–51)*, hiver 2004–2005. p. 136–8. < <http://www.cea.fr>>.
- [26] N. Tassin, INVESTIRE Storage technology report, WP ST7 Redox systems
- [27] < http://www.energy.sintef.no/prosjekt/SIP_MH/Dokumenter/Energy_storage%20lysark.pdf >
- [28] “Vanadium Redox-Flow Battery (VRB) for a Variety of Applications”. SUMITOMO ELECTRIC INDUSTRIES, Ltd.
- [29] “The VRB Energy Storage System – An Introduction to Wind & the Integration of a VRB-ESS”. VRB Power Systems INCORPORATED < <http://www.vrbpower.com> >. Canadá, Março 2007.
- [30] Nobuyuki TOKUDA, Takashi KANNO, Takushi HARA, Toshio SHIGEMATSU, Yasumitsu TSUTSUI, Atsuo IKEUCHI, Takefumi ITOU e Takahiro KUMAMOTO. “Development of a Tedox Flow Battery System”. *SEI Technical Review* pp.88-94, Junho 2000.
- [31] Multon B, Robin G, Erambert E, Ben Ahmed H. Stockage de l’énergie dans les applications stationnaires. *Colloque Énergie électrique: besoins, enjeux, technologies et applications*. pp.64–77. Belfort, França, 18 Junho 2004.
- [32] Messenger R, Ventre J. *Photovoltaic systems engineering*. Boca Raton, FL: CRC Press; 1999.
- [33] *Emerging Energy Storage Technologies in Europe*. Rapport Frost & Sullivan, 2003.
- [34] E. D. Castronuovo e J. A. Peças Lopes. “Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant”. Porto, Portugal; Julho 2004

- [35] Dutton AG, Kariniotakis G, Halliday JA, Nogaret E. Load and wind power forecasting methods for the optimal management of isolated power systems with high wind penetration. *Wind Eng* 1999;23(2): 69–88.
- [36] Shuhui L, Wunsch DC, O’Hair EA, Giesselmann MG. Using neural networks to estimate wind turbine power generation. *IEEE Trans Energy Convers* 2001;16(3):276–82.
- [37] Costello R, McCoy D, O’Donnell P, Dutton AG, Kariniotakis GN. Potential benefits of wind forecasting and the application of More-Care in Ireland. *MED POWER 2002 Conference*, Atenas Grécia, 2002.
- [38] European Union Directive 2001/77/EC, “On the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market”, *Official Journal of the European Communities* L283, 27 Outubro 2001.

Anexo A

Tabela resumo das características das tecnologias de armazenamento

Característica	Bateria Ácido - chumbo	Baterias de lítio	Baterias de Níquel	Bateria Metal - ar	Bateria de Sódio - enxofre	Super condensadores
Custo (€/kWh)	50-150	300-1500	220-3200	50-200	500-2500	50 000 a 150 000
Eficiência energética	81 a 94	93 a 100	60 a 83	50	75 a 86	85 a 100
Auto-descarga	1 a 4% por mês	0 a 6% por mês	5 a 40% por mês	8% por mês	0	50% por mês
Tempo de vida	100-1500 ciclos, 3-15 anos	200-3000 ciclos, 6-20 anos	500-3000 ciclos	30 ciclos	Mais de 2500 ciclos	Mais de 500 000 ciclos, 10 anos
Gama potencia	Mais de 10 kW	Mais de 100 kW	1-100 kW	Mais de 10 kW	Mais de 6 MW	Mais de 1 MW (alta potência)
Segurança	Baixo risco (eléctrico, químico)	Materiais perigosos	Substancias nocivas	Sem risco	Materiais perigosos	Baixo risco (eléctrico, químico)

Característica	Flywheel	Baterias de fluxo	Pilha de combustível	Ar comprimido	Supercondutores magnéticos	Bombagem
Custo (€/kWh)	700-1000	100-200	4000-4500	300-800	800-1800	-
Eficiência energética (%)	90 a 96	60 a 75	30 a 60	40 a 73	90 a 99	50 a 85
Auto-descarga	72% por mês	Mais de 10% por dia (conectado)	2-3% (quando conectado)	25% por mês	-	0
Tempo de vida	100 000 ciclos, 20 anos	2000 ciclos ou mais, 5-15 anos	1000 a 50 000 horas	20 000 a 100 000 ciclos, 20 anos	100 000 ciclos, 20 anos	75 anos
Gama potencia	1-5 kW (longa duração) e 1-100 kW (alta potência)	10 kW a 1 MW	Mais de 100 kW	1 a 1000 kW	Mais de 5000 MW	Mais de 100 MW
Segurança	Sem risco	Sem risco	Baixo risco	Baixo risco	Seguro	Seguro

Anexo B

Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bombagem

e

Significado das abreviaturas utilizadas na folha de cálculo

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	6	1.5	24	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	6												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	6												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	6												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	6												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	8												
8	4.0	4.0	0.0	2.0	0.0	2.1	3.7	6	60	3	8												
9	6.0	6.0	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	6	70	3	8												
10	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	8	100	3	8												
11	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	8	100	3	8												
12	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	3.7	5.3	10	100	3	8												
13	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	5.3	6.9	10	100	3	8												
14	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	6.9	7.7	9	100	3	8												
15	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	7.7	8.5	9	100	3	8												
16	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.5	8	100	3	8												
17	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.5	8	100	3	8												
18	8.0	5.0	3.0	0.0	0.0	8.5	5.3	5	100	3	8												
19	8.0	5.0	3.0	0.0	0.0	5.3	2.1	5	100	3	8												
20	6.0	4.0	2.0	0.0	0.0	2.1	0.0	4	100	2	6												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	6												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

9748 €

Rentabilização com armazenamento

10322 €

Proveito líquido: 574 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 5.9 % superior

Optimizou com sucesso :)

Legenda:

P	- Energia activa entregue à rede hora-a-hora
P_w	- Energia activa entregue à rede hora-a-hora apartir do parque eólico
P_h	- Energia activa entregue à rede hora-a-hora apartir do armazenamento
P_p	- Energia activa consumida para armazenamento
P_{dl}	- Parte da potência activa que não é aproveitada, i. e., é desperdiçada
$E_{inicial}$	- Nível de energia armazenada no reservatório no início de cada hora
E_{final}	- Nível de energia armazenada no reservatório no final de cada hora
PV	- Vector de potência disponibilizada pelo vento hora-a-hora
c	- Vector do preço das energias activas hora-a-hora
cp	- Custo de manutenção do sistema de armazenamento
P^L	- Vector de limite de potência mínima na saída relacionado com os requisitos do mercado e restrições da rede
P^U	- Vector de limite de potência máxima na saída relacionado com os requisitos do mercado e restrições da rede
Arm. Máx	- Capacidade de energia máxima de armazenamento do reservatório
η_p	- Rendimento para armazenar
η_h	- Rendimento para produzir a energia armazenada
Arm. Inicial	- Nível inicial do reservatório
P_g^L	- Limite capacidade de potência inferior do parque eólico
P_g^U	- Limite capacidade de potência superior do parque eólico
P_h^L	- Limite capacidade de potência inferior de produção de energia a partir da energia armazenada
P_h^U	- Limite capacidade de potência superior de produção de energia a partir da energia armazenada
P_p^L	- Limite capacidade de potência inferior de armazenamento
P_p^U	- Limite capacidade de potência superior de armazenamento

Anexo C

Resultado da optimização do caso 2 para a tecnologia de bombagem

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	99	1.5	24	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	99												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	99												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	99												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	99												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	99												
8	3.0	3.0	0.0	3.0	0.0	2.1	4.5	6	60	3	99												
9	3.0	3.0	0.0	3.0	0.0	4.5	6.9	6	70	3	99												
10	8.3	8.0	0.3	0.0	0.0	6.9	6.6	8	100	3	99												
11	8.4	8.0	0.4	0.0	0.0	6.6	6.2	8	100	3	99												
12	10.4	10.0	0.4	0.0	0.0	6.2	5.8	10	100	3	99												
13	10.4	10.0	0.4	0.0	0.0	5.8	5.4	10	100	3	99												
14	9.4	9.0	0.4	0.0	0.0	5.4	5.0	9	100	3	99												
15	9.4	9.0	0.4	0.0	0.0	5.0	4.5	9	100	3	99												
16	8.5	8.0	0.5	0.0	0.0	4.5	4.0	8	100	3	99												
17	8.5	8.0	0.5	0.0	0.0	4.0	3.4	8	100	3	99												
18	5.7	5.0	0.7	0.0	0.0	3.4	2.7	5	100	3	99												
19	5.9	5.0	0.9	0.0	0.0	2.7	1.7	5	100	3	99												
20	5.6	4.0	1.6	0.0	0.0	1.7	0.0	4	100	2	99												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	99												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

10348 €

Rentabilização com armazenamento

10505 €

Proveito líquido: 157 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 1.5 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo D

Resultado da optimização do caso 3 para a tecnologia de bombagem

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	0.0	2.4	9	30	2	6	1.5	24	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	2.4	4.8	9	30	2	6												
2	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	4.8	7.2	9	30	2	6												
3	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	7.2	9.6	9	30	2	6												
4	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	9.6	12.0	9	30	2	6												
5	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	12.0	14.4	8	30	2	6												
6	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	14.4	16.8	8	30	2	6												
7	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	16.8	19.2	8	54	3	8												
8	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	19.2	20.8	5	60	3	8												
9	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	20.8	22.4	5	70	3	8												
10	6.7	5.0	1.7	0.0	0.0	22.4	20.6	5	100	3	8												
11	5.0	3.0	2.0	0.0	0.0	20.6	18.4	3	100	3	8												
12	5.0	3.0	2.0	0.0	0.0	18.4	16.3	3	100	3	8												
13	4.9	3.0	1.9	0.0	0.0	16.3	14.3	3	100	3	8												
14	4.2	2.0	2.2	0.0	0.0	14.3	12.0	2	100	3	8												
15	4.2	2.0	2.2	0.0	0.0	12.0	9.7	2	100	3	8												
16	4.1	2.0	2.1	0.0	0.0	9.7	7.4	2	100	3	8												
17	5.0	3.0	2.0	0.0	0.0	7.4	5.3	3	100	3	8												
18	5.1	3.0	2.1	0.0	0.0	5.3	3.0	3	100	3	8												
19	7.1	5.0	2.1	0.0	0.0	3.0	0.8	5	100	3	8												
20	5.8	5.0	0.8	0.0	0.0	0.8	0.0	5	100	2	6												
21	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	7	70	2	6												
22	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	7	54	2	6												
23	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	7	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7010 €

Rentabilização com armazenamento

8587.1 €

Proveito líquido: 1577 € + 2.26 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 22.5 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo E

Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bombagem

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	0.0	2.4	9	30	2	99	1.5	24	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	2.4	4.8	9	30	2	99												
2	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	4.8	7.2	9	30	2	99												
3	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	7.2	9.6	9	30	2	99												
4	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	9.6	12.0	9	30	2	99												
5	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	12.0	14.4	8	30	2	99												
6	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	14.4	16.8	8	30	2	99												
7	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	16.8	19.2	8	54	3	99												
8	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	19.2	20.8	5	60	3	99												
9	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	20.8	22.4	5	70	3	99												
10	7.0	5.0	2.0	0.0	0.0	22.4	20.3	5	100	3	99												
11	4.8	3.0	1.8	0.0	0.0	20.3	18.4	3	100	3	99												
12	4.7	3.0	1.7	0.0	0.0	18.4	16.7	3	100	3	99												
13	4.6	3.0	1.6	0.0	0.0	16.7	15.0	3	100	3	99												
14	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	15.0	13.0	2	100	3	99												
15	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	13.0	11.0	2	100	3	99												
16	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	11.0	9.0	2	100	3	99												
17	4.9	3.0	1.9	0.0	0.0	9.0	7.0	3	100	3	99												
18	5.1	3.0	2.1	0.0	0.0	7.0	4.8	3	100	3	99												
19	7.1	5.0	2.1	0.0	0.0	4.8	2.5	5	100	3	99												
20	7.4	5.0	2.4	0.0	0.0	2.5	0.0	5	100	2	99												
21	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	70	2	99												
22	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												
23	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7758 €

Rentabilização com armazenamento

8769.6 €

Proveito líquido: 1012 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 13.0 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo F

Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de ar comprimido

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η _p	η _h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	6	1.5	24	0.8	0.88	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	6												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	6												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	6												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	6												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	8												
8	3.2	3.2	0.0	2.8	0.0	2.1	4.3	6	60	3	8												
9	6.0	6.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.3	6	70	3	8												
10	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.3	8	100	3	8												
11	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.3	8	100	3	8												
12	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	4.3	5.9	10	100	3	8												
13	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	5.9	7.5	10	100	3	8												
14	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	7.5	8.3	9	100	3	8												
15	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	8.3	9.1	9	100	3	8												
16	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	9.1	9.1	8	100	3	8												
17	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	9.1	9.1	8	100	3	8												
18	8.0	5.0	3.0	0.0	0.0	9.1	5.7	5	100	3	8												
19	8.0	5.0	3.0	0.0	0.0	5.7	2.3	5	100	3	8												
20	6.0	4.0	2.0	0.0	0.0	2.3	0.0	4	100	2	6												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	6												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

9748 €

Rentabilização com armazenamento

10272 €

Proveito líquido: 523.8 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 5.4 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo G

Resultado da optimização do caso 2 para a tecnologia de ar comprimido

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	99	1.5	24	0.8	0.88	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	99												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	99												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	99												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	99												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	99												
8	3.0	3.0	0.0	3.0	0.0	2.1	4.5	6	60	3	99												
9	6.0	6.0	0.0	0.0	0.0	4.5	4.5	6	70	3	99												
10	8.2	8.0	0.2	0.0	0.0	4.5	4.3	8	100	3	99												
11	8.2	8.0	0.2	0.0	0.0	4.3	4.1	8	100	3	99												
12	10.2	10.0	0.2	0.0	0.0	4.1	3.8	10	100	3	99												
13	10.2	10.0	0.2	0.0	0.0	3.8	3.6	10	100	3	99												
14	9.2	9.0	0.2	0.0	0.0	3.6	3.3	9	100	3	99												
15	9.3	9.0	0.3	0.0	0.0	3.3	3.1	9	100	3	99												
16	8.3	8.0	0.3	0.0	0.0	3.1	2.7	8	100	3	99												
17	8.3	8.0	0.3	0.0	0.0	2.7	2.4	8	100	3	99												
18	5.4	5.0	0.4	0.0	0.0	2.4	1.9	5	100	3	99												
19	5.6	5.0	0.6	0.0	0.0	1.9	1.3	5	100	3	99												
20	5.1	4.0	1.1	0.0	0.0	1.3	0.0	4	100	2	99												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	99												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

10348 €

Rentabilização com armazenamento

10460 €

Proveito líquido: 112.3 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 1.1 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo H

Resultado da optimização do caso 3 para a tecnologia de ar comprimido

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	0.0	2.4	9	30	2	6	1.5	24	0.8	0.88	0	0	12	0	3	0	3	
1	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	2.4	4.8	9	30	2	6												
2	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	4.8	7.2	9	30	2	6												
3	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	7.2	9.6	9	30	2	6												
4	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	9.6	12.0	9	30	2	6												
5	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	12.0	14.4	8	30	2	6												
6	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	14.4	16.8	8	30	2	6												
7	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	16.8	19.2	8	54	3	8												
8	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	19.2	20.8	5	60	3	8												
9	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	20.8	20.8	5	70	3	8												
10	6.3	5.0	1.3	0.0	0.0	20.8	19.3	5	100	3	8												
11	4.7	3.0	1.7	0.0	0.0	19.3	17.3	3	100	3	8												
12	4.7	3.0	1.7	0.0	0.0	17.3	15.4	3	100	3	8												
13	4.6	3.0	1.6	0.0	0.0	15.4	13.6	3	100	3	8												
14	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	13.6	11.4	2	100	3	8												
15	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	11.4	9.3	2	100	3	8												
16	3.9	2.0	1.9	0.0	0.0	9.3	7.1	2	100	3	8												
17	4.7	3.0	1.7	0.0	0.0	7.1	5.2	3	100	3	8												
18	4.9	3.0	1.9	0.0	0.0	5.2	3.0	3	100	3	8												
19	6.9	5.0	1.9	0.0	0.0	3.0	0.9	5	100	3	8												
20	5.8	5.0	0.8	0.0	0.0	0.9	0.0	5	100	2	6												
21	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	7	70	2	6												
22	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	7	54	2	6												
23	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	7	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7010 €

Rentabilização com armazenamento

8454.9 €

Proveito líquido: 1445 € + 2.11 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 20.6 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo I

Resultado da optimização do caso 4 para a tecnologia de ar comprimido

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η _p	η _h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	0.0	2.4	9	30	2	99	1.5	24	0.8	0.88	0	0	12	0	3	0	3	
1	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	2.4	4.8	9	30	2	99												
2	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	4.8	7.2	9	30	2	99												
3	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	7.2	9.6	9	30	2	99												
4	6.0	6.0	0.0	3.0	0.0	9.6	12.0	9	30	2	99												
5	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	12.0	14.4	8	30	2	99												
6	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	14.4	16.8	8	30	2	99												
7	5.0	5.0	0.0	3.0	0.0	16.8	19.2	8	54	3	99												
8	3.0	3.0	0.0	2.0	0.0	19.2	20.8	5	60	3	99												
9	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	20.8	20.8	5	70	3	99												
10	6.5	5.0	1.5	0.0	0.0	20.8	19.1	5	100	3	99												
11	4.4	3.0	1.4	0.0	0.0	19.1	17.4	3	100	3	99												
12	4.3	3.0	1.3	0.0	0.0	17.4	15.9	3	100	3	99												
13	4.3	3.0	1.3	0.0	0.0	15.9	14.4	3	100	3	99												
14	3.7	2.0	1.7	0.0	0.0	14.4	12.5	2	100	3	99												
15	3.7	2.0	1.7	0.0	0.0	12.5	10.5	2	100	3	99												
16	3.8	2.0	1.8	0.0	0.0	10.5	8.5	2	100	3	99												
17	4.5	3.0	1.5	0.0	0.0	8.5	6.8	3	100	3	99												
18	4.8	3.0	1.8	0.0	0.0	6.8	4.8	3	100	3	99												
19	6.9	5.0	1.9	0.0	0.0	4.8	2.6	5	100	3	99												
20	7.3	5.0	2.3	0.0	0.0	2.6	0.0	5	100	2	99												
21	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	70	2	99												
22	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												
23	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7758 €

Rentabilização com armazenamento

8637.4 €

Proveito líquido: 879.4 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 11.3 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo J

Resultado da optimização do caso 1 para a tecnologia de bateria de fluxo

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η_p	η_h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	6	2.5	6	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	6												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	6												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	6												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	6												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	6												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	8												
8	6.0	6.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	6	60	3	8												
9	6.9	6.0	0.9	0.0	0.0	2.1	1.2	6	70	3	8												
10	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	8	100	3	8												
11	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	8	100	3	8												
12	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	1.2	2.8	10	100	3	8												
13	8.0	8.0	0.0	2.0	0.0	2.8	4.4	10	100	3	8												
14	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	4.4	5.2	9	100	3	8												
15	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	5.2	6.0	9	100	3	8												
16	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	8	100	3	8												
17	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	8	100	3	8												
18	7.1	5.0	2.1	0.0	0.0	6.0	3.8	5	100	3	8												
19	7.1	5.0	2.1	0.0	0.0	3.8	1.6	5	100	3	8												
20	5.5	4.0	1.5	0.0	0.0	1.6	0.0	4	100	2	6												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	6												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

9748 €

Rentabilização com armazenamento

10259 €

Proveito líquido: 510.6 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 5.2 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo K

Resultado da optimização do caso 2 para a tecnologia de bateria de fluxo

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η _p	η _h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	3	30	2	99	2.5	6	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	3	30	2	99												
2	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	3	30	2	99												
3	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
4	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	2.4	2.4	2	30	2	99												
5	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	2.4	1.3	1	30	2	99												
6	2.0	2.0	0.0	1.0	0.0	1.3	2.1	3	30	2	99												
7	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	3	54	3	99												
8	3.0	3.0	0.0	3.0	0.0	2.1	4.5	6	60	3	99												
9	4.2	4.2	0.0	1.8	0.0	4.5	6.0	6	70	3	99												
10	8.9	8.0	0.9	0.0	0.0	6.0	5.0	8	100	3	99												
11	8.5	8.0	0.5	0.0	0.0	5.0	4.4	8	100	3	99												
12	10.4	10.0	0.4	0.0	0.0	4.4	4.0	10	100	3	99												
13	10.4	10.0	0.4	0.0	0.0	4.0	3.6	10	100	3	99												
14	9.4	9.0	0.4	0.0	0.0	3.6	3.2	9	100	3	99												
15	9.4	9.0	0.4	0.0	0.0	3.2	2.8	9	100	3	99												
16	8.4	8.0	0.4	0.0	0.0	2.8	2.4	8	100	3	99												
17	8.4	8.0	0.4	0.0	0.0	2.4	2.0	8	100	3	99												
18	5.4	5.0	0.4	0.0	0.0	2.0	1.5	5	100	3	99												
19	5.5	5.0	0.5	0.0	0.0	1.5	1.0	5	100	3	99												
20	4.9	4.0	0.9	0.0	0.0	1.0	0.0	4	100	2	99												
21	4.0	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	70	2	99												
22	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												
23	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

Rentabilização com armazenamento

10348 €

10492 €

Proveito líquido: 143.8 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 1.4 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo L

Resultado da otimização do caso 3 para a tecnologia de bateria de fluxo

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η _p	η _h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	6.0	5.0	1.0	3.0	1.0	0.0	1.3	9	30	2	6	2.5	6	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	6.0	4.6	1.4	3.0	1.4	1.3	2.2	9	30	2	6												
2	6.0	4.5	1.5	3.0	1.5	2.2	3.0	9	30	2	6												
3	6.0	4.4	1.6	3.0	1.6	3.0	3.7	9	30	2	6												
4	6.0	4.5	1.5	3.0	1.5	3.7	4.6	9	30	2	6												
5	6.0	4.3	1.7	3.0	0.7	4.6	5.2	8	30	2	6												
6	6.0	4.5	1.5	3.0	0.5	5.2	6.0	8	30	2	6												
7	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	8	54	3	8												
8	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	5	60	3	8												
9	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	5	70	3	8												
10	5.4	5.0	0.4	0.0	0.0	6.0	5.5	5	100	3	8												
11	3.3	3.0	0.3	0.0	0.0	5.5	5.2	3	100	3	8												
12	3.3	3.0	0.3	0.0	0.0	5.2	4.9	3	100	3	8												
13	3.3	3.0	0.3	0.0	0.0	4.9	4.6	3	100	3	8												
14	3.1	2.0	1.1	0.0	0.0	4.6	3.5	2	100	3	8												
15	3.1	2.0	1.1	0.0	0.0	3.5	2.4	2	100	3	8												
16	3.1	2.0	1.1	0.0	0.0	2.4	1.2	2	100	3	8												
17	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	1.2	0.9	3	100	3	8												
18	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	0.9	0.7	3	100	3	8												
19	5.3	5.0	0.3	0.0	0.0	0.7	0.4	5	100	3	8												
20	5.4	5.0	0.4	0.0	0.0	0.4	0.0	5	100	2	6												
21	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.8	7	70	2	6												
22	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	0.8	1.6	7	54	2	6												
23	6.0	6.0	0.0	1.0	0.0	1.6	2.4	7	54	2	6												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7010 €

Rentabilização com armazenamento

7514 €

Proveito líquido: 504 € + 2.26 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 7.2 % superior

Optimizou com sucesso :)

Anexo M

Resultado da otimização do caso 4 para a tecnologia de bateria de fluxo

n	P	Pw	Ph	Pp	Pdl	E inicial	E final	PV	c	P ^L	P ^U	cp	Arm. Máx	η _p	η _h	Arm. inicial	Pg ^L	Pg ^U	Ph ^L	Ph ^U	Pp ^L	Pp ^U	
0	7.5	7.5	0.0	1.5	0.0	0.0	1.2	9	30	2	99	2.5	6	0.8	0.94	0	0	12	0	3	0	3	
1	8.0	8.0	0.0	1.0	0.0	1.2	2.0	9	30	2	99												
2	8.1	8.1	0.0	0.9	0.0	2.0	2.7	9	30	2	99												
3	8.2	8.2	0.0	0.8	0.0	2.7	3.4	9	30	2	99												
4	8.2	8.2	0.0	0.8	0.0	3.4	4.0	9	30	2	99												
5	7.1	7.1	0.0	0.9	0.0	4.0	4.8	8	30	2	99												
6	6.5	6.5	0.0	1.5	0.0	4.8	6.0	8	30	2	99												
7	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	8	54	3	99												
8	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	5	60	3	99												
9	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	5	70	3	99												
10	5.4	5.0	0.4	0.0	0.0	6.0	5.6	5	100	3	99												
11	3.3	3.0	0.3	0.0	0.0	5.6	5.3	3	100	3	99												
12	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	5.3	5.1	3	100	3	99												
13	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	5.1	4.9	3	100	3	99												
14	3.1	2.0	1.1	0.0	0.0	4.9	3.7	2	100	3	99												
15	3.1	2.0	1.1	0.0	0.0	3.7	2.5	2	100	3	99												
16	3.2	2.0	1.2	0.0	0.0	2.5	1.2	2	100	3	99												
17	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	1.2	1.0	3	100	3	99												
18	3.2	3.0	0.2	0.0	0.0	1.0	0.8	3	100	3	99												
19	5.3	5.0	0.3	0.0	0.0	0.8	0.5	5	100	3	99												
20	5.5	5.0	0.5	0.0	0.0	0.5	0.0	5	100	2	99												
21	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	70	2	99												
22	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												
23	7.0	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7	54	2	99												

Output

Input

Rentabilização sem armazenamento

7758 €

Rentabilização com armazenamento

8078.2 €

Proveito líquido: 320.2 € + 0.00 MWh armazenado

Com armazenamento tem proveito líquido de 4.1 % superior

Optimizou com sucesso :)