

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Otimização de dimensionamento e gestão de armazenamento integrado em parques híbridos eólico/fotovoltaico

Tiago Nuno Rodrigues Padrão

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

25 de fevereiro de 2021

Resumo

O crescimento da exploração das fontes de energia renovável tem sido notória nos últimos anos. No entanto, a sua natureza intermitente proporciona vários desafios técnicos e económicos relativamente à sua integração nos sistemas eléctricos de energia. Uma das soluções mais esperanças para responder a estes desafios é uso de sistemas de armazenamento de energia.

Assim, a dissertação propõe-se desenvolver uma metodologia de análise do dimensionamento e gestão dos sistemas de armazenamento integrados, de acordo com a capacidade eólica, fotovoltaica e características específicas dos parques em que o objetivo principal é o estudo da viabilidade técnico-económica de uma estratégia agregada de armazenamento de energia que permita minimizar o desperdício de energia total.

É estudada a integração de um sistema de armazenamento no parque híbrido eólico/fotovoltaico com sobre-equipamento de Fonte de Mesa II. Dado o facto de ser um parque híbrido, optou-se pela utilização de duas baterias, uma ligada à central solar do parque e a outra instalada no parque eólico, para assim minimizar a perda de energia produzida por excedente no ponto comum de interligação.

A metodologia de optimização usada nesta dissertação consiste numa abordagem de designada por "modo de carga" em que a operação da bateria minimiza o excedente de energia tendo por estratégia descarregar logo que possível, para se manter com um estado de carga baixo e disponível para servir a carga de excedentes que venham a surgir.

Por fim, a ferramenta de optimização foi aplicada para múltiplas combinações de capacidade e potência das baterias de forma a optimizar o LCOS e a viabilidade económica do armazenamento.

Com esta dissertação, conclui-se que a introdução de um mecanismo de armazenamento de energia mostra uma clara redução de quantidade de deslastre mas em certos casos pode não ser vantajoso economicamente pois tem um elevado custo de investimento.

A simulação de operação das baterias, conclui-se que, para o valor ótimo de dimensão da bateria se consegue 9% de redução do deslastre total, com 3,1% (3 233,39€ anuais) de redução de deslastre da produção no parque solar e com 5,9% (8 652,46 € anuais) de redução de deslastre da produção no parque eólico. Também se observou que os diferentes padrões de produção eólica e solar implicam uma maior frequência e melhor utilização da bateria instalado no parque eólico que a bateria instalado no parque solar. Da análise económica, conclui-se que os preços das baterias ainda são elevados para garantir a viabilidade, mas com a espectável rápida descida espera-se que esse limiar de viabilidade possa ser atingido nos próximos anos.

Palavras chave: Energia renovável; Sistemas de armazenamento de energia; Parque híbrido; Deslastre; LCOS.

Abstract

The growth in the exploitation of renewable energy sources has been noticeable in recent years. However, its intermittent nature provides several technical and economic challenges regarding its integration in electrical energy systems. One of the most hopeful solutions to meet these challenges is the use of energy storage systems.

Thus, the dissertation proposes to develop a methodology for analyzing the dimensioning and management of integrated storage systems, according to the wind, photovoltaic capacity and specific characteristics of the parks in which the main objective is the study of the technical and economic feasibility of a aggregate energy storage strategy to minimize total energy waste.

The integration of a storage system in the hybrid wind / photovoltaic park with over-the-counter Fonte de Mesa II equipment is studied. Given the fact that it is a hybrid park, we opted for the use of two batteries, one connected to the park's solar plant and the other installed in the wind farm, in order to minimize the loss of energy produced by surplus at the common interconnection point.

The optimization methodology used in this dissertation consists of an approach called "charge mode" in which the operation of the battery minimizes the surplus of energy with the strategy of discharging as soon as possible, in order to maintain a low state of charge and available to serve the surplus load that may arise.

Finally, the optimization tool was applied to multiple combinations of battery capacity and power in order to optimize LCOS and the economic viability of storage.

With this dissertation, it is concluded that the introduction of an energy storage mechanism shows a clear reduction in the amount of shocks but in certain cases it may not be economically advantageous as it has a high investment cost.

The simulation of battery operation, it is concluded that, for the optimal value of battery dimension, 9 % reduction of total displacement is achieved, with 3.1 % (€ 3 233.39 annual) of displacement reduction of the production in the solar park and with 5.9 % (8 652,46 € per year) of reduction of production disaster in the wind farm. It was also observed that the different patterns of wind and solar production imply a higher frequency and better use of the battery installed in the wind farm than the battery installed in the solar park. From the economic analysis, it is concluded that battery prices are still high to guarantee viability, but with the expected rapid decline it is expected that this viability threshold may be reached in the coming years.

Key words: Renewable energy; Energy storage systems; Hybrid park; Disaster; LCOS.

Agradecimentos

Foram várias as pessoas que contribuíram para o desenvolvimento e sucesso deste projeto, feito com o apoio de colegas, amigos e familiares. Deixo de seguida um agradecimento especial.

Ao Professor Doutor Cláudio Monteiro, agradeço todo o apoio demonstrado desde o primeiro até ao último dia, pela orientação, mas sobretudo pela partilha de conhecimento para a realização deste projeto.

Ao engenheiro Hugo Carvalho, agradeço a disponibilidade de recursos e conhecimento que providenciou ao longo da dissertação.

À Finerge pela oportunidade da realização da dissertação.

À minha família por todo apoio dado ao longo do meu percurso académico, sobretudo o apoio demonstrado desde sempre pelos meus pais. Um enorme obrigado!

Aos meus amigos, um grande obrigado pelos conselhos que me deram e apoio em todos os momentos. Ao André, Subtil, Eduardo, Rui, Cordeiro e Sá Pires um especial reconhecimento por terem tornado o meu percurso académico inesquecível.

*“You should be glad that bridge fell down.
I was planning to build thirteen more to that same design”*

Isambard Kingdom Brunel

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da Dissertação	4
1.4	Ambiente empresarial	5
2	Estado de arte	7
2.1	Tecnologias de sistemas de armazenamento	7
2.1.1	Formas de armazenamento	7
2.1.2	Componentes dos sistemas de armazenamento	10
2.1.3	Caraterísticas técnicas dos sistemas de armazenamento	11
2.1.4	Comparação entre os sistemas de armazenamento	15
2.1.5	Baterias de iões de lítio	20
2.2	Aplicações dos sistemas de armazenamento em fontes de energia intermitentes	22
2.2.1	Gestão de situações de deslastre ou limitação de produção	22
2.2.2	Ajuste de produção aos compromissos do mercado	23
2.2.3	Deslocamento horário	23
2.2.4	Serviços de sistema	23
2.2.5	Armazenamento médio prazo	24
2.3	Controlo dos sistemas de armazenamento	25
2.3.1	Objetivos e restrições do problema de armazenamento	25
2.3.2	Sistemas de controlo dos sistemas de armazenamento	26
2.3.3	Estratégias de controlo dos sistemas de armazenamento	27
2.4	Dimensionamento dos sistemas de armazenamento	30
2.4.1	Otimização da configuração e dimensão do sistema	30
2.5	Centro de produção híbrido	31
3	Caracterização do caso de estudo	37
3.1	Caracterização do parque de fonte de mesa II	37
3.1.1	Dados fornecidos	41
3.2	Análise de fluxos de energia	43
3.2.1	Análise mensal	43
3.2.2	Análise dos fluxos horários	47
4	Simulação e otimização do dimensionamento	53
4.1	Estratégia de controlo	53
4.2	Modelo matemático	54
4.3	Comportamento mensal da bateria	61

4.3.1	Energia mensal de carga e descarga	61
4.3.2	Comparação do deslastre após a introdução de bateria	62
4.3.3	Percentagem de tempo de carga mensal	66
4.4	Comportamento horário da bateria	69
4.4.1	Energia horária de carga e descarga	69
4.4.2	Comparação do deslastre horário após a introdução de baterias	70
4.4.3	Percentagem de tempo de carga horária	74
5	Análise económica	77
5.1	Indicador financeiro	77
5.2	Resultados obtidos	79
6	Conclusões e Trabalho Futuro	87
6.1	Conclusões	87
6.2	Trabalho futuro	88
	Referências	89

Lista de Figuras

1.1	Evolução da quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia no horizonte 2030	2
2.1	Diferentes tipos de tecnologias de armazenamento	8
2.2	Componentes de EES	10
2.3	Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência, em volume	15
2.4	Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência, em massa	16
2.5	Comparação do custo de capital de energia e custo anual de operação e manutenção	17
2.6	Comparação do rendimento de ciclo de sistemas EES	18
2.7	Maturidade dos sistemas	19
2.8	Posicionamento das tecnologias de armazenamento tendo em conta o seu campo de aplicação	20
2.9	Princípio de funcionamento das baterias Li-Ion	21
2.10	Áreas operacionais dos diferentes níveis de controlo de frequência	24
2.11	Relação entre o operador do sistema e os produtores.	25
2.12	Objetivos na operação de SAE.	26
2.13	Relação entre o PLC, o SAE e a consola HMI.	27
2.14	Esquema da configuração A e B. Retirado de [1]	32
2.15	Esquema da configuração C1 e C2. retirado de [1]	33
3.1	Localização geográfica do parque eólico de Fonte de Mesa II	37
3.2	Esquema genérico do parque de Fonte de Mesa II	38
3.3	Esquema unifilar do parque eólico de Fonte de Mesa II	38
3.4	Curva de potência da turbina eólica E82-E1	39
3.5	Curva do coeficiente de potência da turbina eólica E82-E1	40
3.6	Localização geográfica do sobre-equipamento.	41
3.7	Dados de produção do parque eólico mensais do parque de fonte de mesa II	43
3.8	Dados de produção do sobre-equipamento mensais do parque de fonte de mesa II	44
3.9	Dados de produção da central solar mensais do parque de fonte de mesa II	44
3.10	Dados de produção total mensais do parque de fonte de mesa II	45
3.11	Dados de deslastre de potência mensal do parque de fonte de mesa II	46
3.12	Dados de produção do parque eólico horários do parque de fonte de mesa II. . . .	47
3.13	Dados de produção do sobre-equipamento do parque eólico horários do parque de fonte de mesa II.	47
3.14	Dados horários da central solar do parque de fonte de mesa II.	48

3.15	Dados de produção total horários dos três centros de produção do parque de fonte de mesa II.	48
3.16	Dados de deslastre de potência horária do parque de fonte de mesa II	50
4.1	Fluxograma do funcionamento do algoritmo de operação com estratégia "Modo de Carga"	55
4.2	Fluxograma do funcionamento do algoritmo de operação com estratégia "Modo de Carga"(continuação)	56
4.3	Comportamento da bateria solar(1 MWh/ 1MW) no dia 16 de Fevereiro de 2015 .	59
4.4	Comportamento da bateria do sobre-equipamento(2 MWh/ 1MW) no dia 16 de Fevereiro de 2015	60
4.5	Energia Mensal da bateria solar no parque solar	61
4.6	Energia Mensal da bateria no parque eólico	62
4.7	Comparação do deslastre total após a introdução das baterias	62
4.8	Comparação do deslastre da produção solar após a introdução das baterias	64
4.9	Comparação do deslastre da produção eólico após a introdução das baterias . . .	65
4.10	Porcentagem de tempo que a bateria da central solar carrega ou descarrega mensalmente	67
4.11	Porcentagem de tempo que a bateria instalada no parque eólico carrega ou descarrega mensalmente	68
4.12	Energia de carga e descarga horária da bateria do parque solar	69
4.13	Energia de carga e descarga horária da bateria do parque eólico	69
4.14	Comparação horária de deslastre total após a introdução de baterias	70
4.15	Decremento horário do deslastre total após a introdução de baterias	71
4.16	Comparação horária de deslastre da central solar após a introdução de baterias . .	72
4.17	Decremento horário do deslastre da central solar após a introdução de baterias . .	72
4.18	Comparação horária de deslastre do parque eólico após a introdução de baterias .	73
4.19	Decremento horário do deslastre do parque eólico após a introdução de baterias .	73
4.20	Porcentagem de tempo que a bateria da central solar carrega ou descarrega por hora	74
4.21	Porcentagem de tempo que a bateria do parque eólico carrega ou descarrega por hora	74
5.1	Variação do LCOS na bateria da central solar	80
5.2	Variação do LCOS na bateria do parque eólico	83
5.3	Comparação da energia armazenada na bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar	84
5.4	Variação do LCOS na bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar	85

Lista de Tabelas

2.1	Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento	12
2.2	Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento(continuação)	13
2.3	Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento(continuação2)	14
2.4	Relação entre as estratégias e os objetivos no controlo de sistemas de armazenamento	29
3.1	Características da turbina eólica E82-E1	39
3.2	Comprimento e potência das ligações	40
3.3	Características do cabo LXHIV 150mm ²	41
3.4	Dados de produção média mensal do parque de fonte de mesa II em percentagem mensal	45
3.5	Dados de deslastre de potência mensal do parque de fonte de mesa II em percentagem	46
3.6	Dados de produção de potência média horária do parque de fonte de mesa II em percentagem da produção diária	49
3.7	Dados de deslastre de potência horária do parque de fonte de mesa II em da produção diária	50
4.1	Dados da metodologia na bateria solar	59
4.2	Dados da metodologia na bateria eólica	60
4.3	Decremento do deslastre total após a introdução das baterias	63
4.4	Decremento do deslastre da produção solar após a introdução das baterias	64
4.5	Decremento do deslastre da produção eólico após a introdução das baterias	65
5.1	Restrições da bateria de lítio	78
5.2	Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria da central solar	79
5.3	Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria da central solar	80
5.4	Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria do parque eólica	82
5.5	Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria do parque eólico	83
5.6	Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar	85
5.7	Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria do parque eólico após remover a bateria solar	86

Abreviaturas e Símbolos

BMS	Battery Management System
SMES	Superconducting magnetic energy storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
ENE	Estratégia Nacional de Energia
FESS	Flywheel Energy Storage System
SE	Sobre-Equipamento
SEE	Sistema Elétrico de Energia
LCOS	Custo nivelado de eletricidade armazenada
PHS	Pumped Hydro Storage
t_c	Tempo de Carga
t_d	Tempo de Descarga
t_r	Tempo de Resposta
P_n	Potência Nominal
E_n	Energia Nominal
η	Rendimento
Li-ion	Iões de Lítio
AG	Aerogerador
QMT	Quadro Média Tensão

Capítulo 1

Introdução

O presente capítulo descreve o enquadramento da dissertação, o seu contexto e a motivação que levaram à realização da mesma. São ainda especificados os objetivos propostos. De seguida, encontra-se a estrutura do documento através de uma breve sinopse de cada capítulo. Por fim, aborda-se o ambiente empresarial e os casos de estudo empregues.

1.1 Contextualização e Motivação

A produção de energia renovável tem sido um dos temas mais debatidos e analisados na procura de soluções que promovam a sustentabilidade ambiental e que respondam à crescente procura energética. Isto levou a que se definissem metas para reduzir a produção de energia de combustíveis fósseis e se aumentasse a produção e consumo de energias renováveis.

Portugal traçou metas ambiciosas neste tópico. Apesar de já se proposto em reduzir a dependência energética face ao exterior, passando de 83% em 2008 para 74% em 2020[2], de acordo com a estratégia nacional para a energia (ENE 2030), pretendendo atingir pelo menos 32% em termos da quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia até 2030. Em particular, tem definido como principal objectivo, alcançar uma quota de 47% de renováveis no consumo final de energia em 2030. A figura seguinte ilustra a trajetória relativa à quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia para 2030[3].

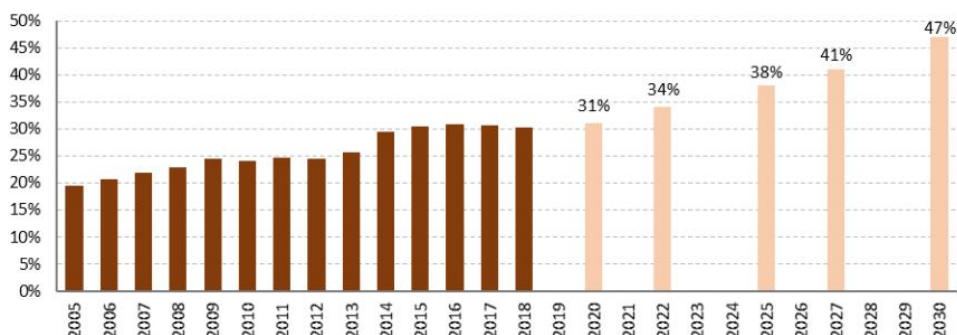


Figura 1.1: Evolução da quota de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia no horizonte 2030[3]

No entanto, a incorporação da produção de base renovável no mercado acarreta problemas a nível técnico e operacional, principalmente devido à grande variabilidade temporal dos recursos e à dificuldade da sua previsão. O mercado de eletricidade é constituído por propostas comunicadas pelas entidades produtoras e pelos comerciantes ou clientes elegíveis, de forma a que se estabeleça um equilíbrio entre produção e consumo. Por causa da intermitência das fontes renováveis, e pela importância que a capacidade de geração, utilizando esta fonte, tem no sistema elétrico, a passagem do regime de tarifa feed-in para um regime de mercado, carece de ser analisada com particular atenção[4]. É possível efetuar previsões sobre as fontes renováveis de forma a atenuar as incertezas associadas ao recurso eólico, existindo sempre desvios que se traduzem em perdas económicas.

Outro obstáculo com o qual os produtores de energia se deparam está relacionado com o facto de já terem pontos de ligação definidos. A legislação existente para parques de energia renováveis, impede os produtores de aumentar a potência dos pontos de ligação, mas podem recorrer ao conceito de sobre equipamento (SE). O SE é uma alteração do centro eletroprodutor que consiste num aumento da potência instalada, conseguido através da instalação de novos aerogeradores até ao limite de 20 % da potência de ligação atribuída. Vai permitir um reforço da capacidade de produção de energia elétrica dos centros eletroprodutores eólicos, rentabilizando, assim, as infraestruturas já existentes[5]. Com a instalação de SE, existirá maior potência instalada do que a capacidade de injectar na rede. Assim, é possível corresponder mais facilmente e eficientemente às exigências do mercado.

Existindo um excesso de energia, devido ao sobre-equipamento, recorreu-se à implementação de sistemas de armazenamento de energia (SAE). Os SAE, quando integrados num sistema elétrico, são unidades cuja utilização é destinada a duas funções: funcionar como “carga”, caso estejam a armazenar energia elétrica e como “gerador” nos períodos em que estes estão a descarregar energia elétrica para a rede[6].

Existem diversas tecnologias de armazenamento, tais como os sistemas de bombagem, os supercondensadores ou as baterias de fluxo, mas as mais utilizadas, que serão o principal foco nesta

dissertação, serão as baterias de íons de Lítio (Li-Ion) já que têm como principais vantagens a sua alta densidade de energia, longo ciclo de vida e elevada eficiência.[7].

Assim, com a diversidade de tecnologias dos SAE, o armazenamento de energia produzida em excesso nas centrais pode ser aplicado a diversos sistemas com diferentes objectivos, tais como:

- gestão de situações de deslastre de produção;
- minimização dos desvios de mercados;
- prestação de serviços do sistema;
- otimização da valorização de energia, armazenando em horas que a energia é mais barata e descarregando em horas que a energia é mais cara.

Com base neste contexto, a Finerge que é uma empresa produtora de energia renovável, tem interesse em maximizar a utilização e valorização dos seus ativos e da sua capacidade de produção, daí que necessita de ferramentas de otimização do dimensionamento dos sistemas de armazenamento em parques híbridos eólicos/fotovoltaicos. No âmbito deste processo, a dissertação propõe-se desenvolver uma metodologia de análise do dimensionamento e gestão dos sistemas de armazenamento integrados, de acordo com a capacidade eólica, fotovoltaica e características específicas dos parques, de forma a otimizar a sua fiabilidade técnica e a viabilidade económica. Pretende-se também desenvolver ferramentas de optimização da operação horária de carga e descarga das baterias, já que a optimização da capacidade e da operação horária são dois objectivos que se interligam, pois a escolha de uma capacidade óptima de uma bateria depende de uma simulação temporal do histórico de uma operação de carga e descarga da mesma.

1.2 Objetivos

A presente dissertação tem como principal objetivo a otimização de dimensionamento e gestão de armazenamento integrado em parques híbridos eólico/fotovoltaico que pode ser dividida em 2 sub-objetivos:

- 1) Otimizar o dimensionamento do armazenamento;
- 2) Otimizar a estratégia de carga e descarga das baterias.

Ao longo desta tese estes objectivos estão divididos em várias fases de trabalho:

- Estudo e caracterização técnica de diferentes sistemas de armazenamento de energia;
- Estudo de diferentes padrões de produção das centrais híbridas eólicas/fotovoltaicas;

- Desenvolvimento de metodologias de otimização de carga e descarga das baterias, tendo em conta a função objectivo (minimizar o desperdício de energia total) e restrições do sistema (restrições da capacidade do ponto de ligação, restrições associadas ao sistema de produção);
- Com os resultados de operação horária ao longo de um período anual histórico, otimizar a capacidade do sistema de armazenamento
- Avaliar a viabilidade económica do sistema de armazenamento integrado em parques híbridos eólicos/fotovoltaicos.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação aborda técnicas de armazenamento integrado em parques eólicos/fotovoltaicos e a sua otimização. Para tal dividiu-se o documento em 6 capítulos.

No primeiro capítulo é feita uma breve contextualização do problema em causa, assim como a motivação. Para uma melhor compreensão do que é proposto ser feito ao longo da dissertação são explicitados os objectivos da mesma e o caso de estudo.

O segundo capítulo corresponde ao estado de arte, sendo dividido por cinco subcapítulos. No primeiro, é realizado um estudo sobre os diferentes tipos de tecnologia no mercado, as suas características bem como o seu impacto económico. De seguida, no segundo, são referidas as diferentes aplicações dos sistemas de armazenamento de energia. No terceiro subcapítulo, é efectuada uma abordagem teórica ao controlo e diferentes estratégias de uso dos SEE. O quarto subcapítulo apresenta diferentes estratégias de dimensionamento dos SEE. Por ultimo, são caracterizados diferentes esquemas de configuração de centros de produção híbridos, para além das suas vantagens.

O terceiro capítulo apresenta e caracteriza o caso de estudo da dissertação. É realizado também um estudo das diferentes produções anuais e diárias do parque híbrido em causa.

No quarto capítulo, metodologia de otimização de armazenamento, estabelece-se e explica-se, detalhadamente, o algoritmo implementado para optimização dos SAE de parques híbridos eólicos/fotovoltaicos com recurso a um fluxograma, pois permite uma melhor compreensão passo a passo da metodologia.

No quinto capítulo, a metodologia desenvolvida anteriormente é aplicada a um caso de estudo escolhido de forma a obter resultados experimentais. Após atingir estes resultados, procede-se a uma análise crítica dos mesmos, com o objetivo de determinar os efeitos obtidos após a aplicação do algoritmo.

Por último, o sexto capítulo apresenta uma síntese sobre o trabalho efectuado acompanhado das conclusões fundamentais obtidas ao longo da dissertação. É, também, feita uma avaliação dos objetivos alcançados e as suas dificuldades.

1.4 Ambiente empresarial

Esta dissertação resulta de uma parceria entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto com a Finerge. Fundada em 1996 e após um contínua aposta na construção e desenvolvimento de centrais eólicas e solares, a Finerge, é uma empresa que opera 53 centrais eólicas e 16 parques solares, sendo, neste momento, um dos líderes de produção de energia renovável em Portugal.[8]

Capítulo 2

Estado de arte

Numa primeira fase deste capítulo serão identificadas as diferentes formas de armazenamento de energia dos SAE e descritos os seus componentes. De forma a efetuar uma comparação entre as tecnologias de armazenamento, serão estudadas as suas características técnicas.

2.1 Tecnologias de sistemas de armazenamento

Armazenamento de energia elétrica é um processo de difícil execução e custo elevado. Para tornar este processo economicamente viável, recorre-se a SAE que têm como principal função a conversão de energia elétrica de uma rede de energia numa forma de energia, que pode ser armazenada para voltar a ser convertida em energia elétrica, quando for necessário[9].

2.1.1 Formas de armazenamento

Relativamente ao modo de armazenamento, os SAE classificam-se de acordo com a forma de energia que utilizam. Existem seis formas fundamentais de armazenar energia[10]. Na figura 2.1 são visíveis estas formas de armazenamento acompanhado das tecnologias mais comuns associados a cada um deles.

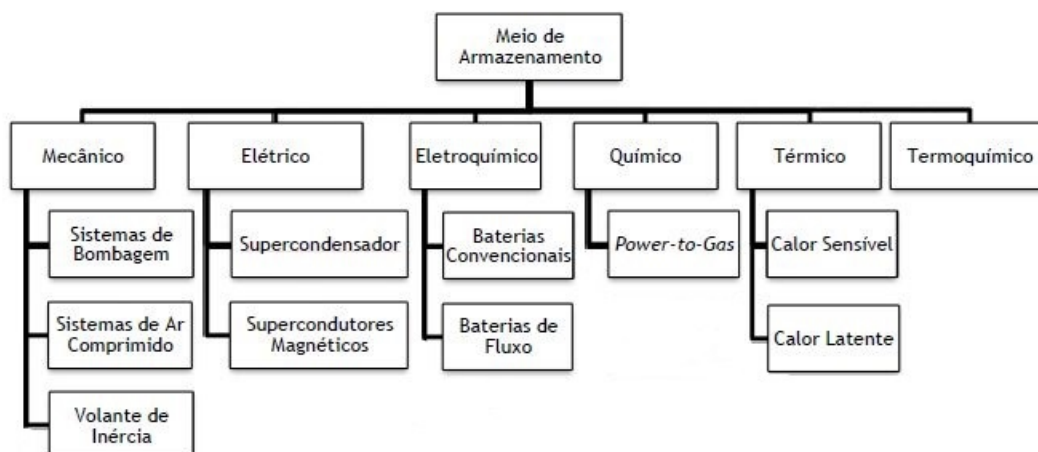


Figura 2.1: Diferentes tipos de tecnologias de armazenamento[10]

No grupo de armazenamento elétrico existem os supercondensadores (SMES) que, devido ao elevado número de ciclo de carga e descarga e elevada densidade de potência, são uma das tecnologias de armazenamento de energia que mais interesse despertam na mobilidade elétrica. Sendo uma forma de armazenamento eletrostático (fonte de tensão) [11]. Os condensadores são a forma mais direta de armazenar energia elétrica. Em termos simples, estes são constituídos por duas placas condutoras separadas por uma camada dielétrica. Quando uma placa é carregada pelo uso de eletricidade proveniente de uma fonte DC, a outra placa será carregada com uma carga de sinal oposto através de indução. Assim, o armazenamento de energia elétrica é feita pela acumulação de cargas positivas e negativas nestas placas[12].

Existem também os supercondutores magnéticos onde a corrente que passa através de bobina condutora cria um campo magnético usado para armazenar a energia. É uma forma de armazenamento magnético (fonte de corrente)[13].

Em relação ao grupo de armazenamento mecânico temos dois subgrupos: energia cinética e energia potencial.

No armazenamento de energia cinética destaca-se o Flywheel Energy Storage System (FESS). O volante de inércia armazena energia em discos rodantes. No processo de carga neste dispositivo, a energia é usada para alimentar um motor que faz os discos rodar, que permanecem a girar para que quando seja necessário produzir energia os discos sejam ligados a geradores[14].

A tecnologia mais comum em forma de energia potencial é o sistema de bombagem (PHS), que é uma configuração de dois reservatórios de água em diferentes elevações ligados por um tubo. Para produzir energia, a água flui do reservatório superior para o reservatório inferior através de

uma turbina. A turbina é conectada a um gerador e conforme gira, o gerador também, produzindo eletricidade. Para armazenar energia, a eletricidade faz girar um motor que bombeia água do reservatório inferior, subindo o tubo até o reservatório superior[15].

O sistema de ar comprimido também é uma forma de armazenamento de energia potencial. Durante o processo de armazenamento de energia, o ar entra no compressor do ambiente atmosférico e é comprimido em ar de alta pressão e armazenado. Durante o processo de libertação de energia, o ar de alta pressão passa primeiro pela câmara de combustão, é misturado com combustível e queimado, tornando-se ar de alta temperatura e alta pressão. Por fim, o ar vai para uma turbina, e neste ponto expande-se, libertando energia, fazendo com que a turbina gire e, assim, o gerador produza eletricidade [16].

As baterias convencionais e as baterias de fluxo são tecnologias de armazenamento eletroquímico. O processo é semelhante para ambas. Cada célula eletroquímica é composta por um eletrólito sólido, pastoso ou líquido e por dois elétrodos, que constituem o terminal positivo (cátodo) e o terminal negativo (ânodo). Durante a descarga, ocorrem reações eletroquímicas ao nível dos elétrodos, gerando um fluxo de elétrons através de um circuito externo. Estas reações são reversíveis, possibilitando o recarregamento da bateria pela aplicação de uma diferença de potencial aos elétrodos[17]. A diferença entre as duas tecnologias é que nas baterias de fluxo a energia química é fornecida por dois componentes químicos dissolvidos em líquidos que são bombeados através do sistema em lados separados de uma membrana. A troca iónica (acompanhada por fluxo de corrente elétrica) ocorre através da membrana enquanto ambos os líquidos circulam nos seus respetivos espaços[18]. Dentro de vários tipos de baterias convencionais destacam-se as de Chumbo-Ácido (PbA), Níquel-Cádmio (NiCd), Enxofre-Sódio (NaS) e Iões de lítio (Li-Ion). Sendo estas últimas, as que encontram melhores preparadas para o armazenamento de energia.[19]. Nas baterias de fluxo destacam-se as baterias de zinco-bromo (ZnBr) e as redox (VRB).

Power-to-Gas é uma forma de armazenamento de energia sob a forma química. Power-to-hydrogen (P2H) e power-to-methane (P2M) são 2 vertentes desta tecnologia. No processo de energia para hidrogénio, este é gerado por eletrólise, reação química de oxirredução provocada pela passagem da corrente elétrica, em que a água é decomposta em hidrogénio e oxigénio. No processo de energia para metano, este é formado pela metanação que requer hidrogénio resultante da eletrólise e de dióxido de carbono[20]. A energia é assim armazenada sob esta forma destes gases. No processo gas-to-power, os gases são extraídos e convertidos de volta em eletricidade quando necessário, através da combustão destes.[21]

O método de armazenamento de energia térmica é aplicado a diferentes situações dependendo da temperatura a que a energia é armazenada. A energia pode ser armazenada como calor sensível ou calor latente. O armazenamento de calor sensível é conseguido por aquecimento do meio de armazenamento e aumentando o seu conteúdo de energia, sem mudança de fase. A energia é

libertada ou absorvida pelo meio quando a sua temperatura diminui ou aumenta, respetivamente. Por outro lado, o calor latente está associado a mudanças de fase. A energia necessária durante o carregamento é utilizada para converter um material sólido num material líquido (como parafina) ou um material líquido num gás[22].

Finalmente, o armazenamento de energia termoquímica é baseado em reações químicas reversíveis como a recombinação/dissociação[23]. A energia é absorvida pela quebra de ligações moleculares (endotérmica) e libertada pela restauração de ligações moleculares(exotérmica), numa reação química completamente reversível. A capacidade de armazenamento de energia depende da entalpia da reação e do número de moles do reagente envolvido.[15]

2.1.2 Componentes dos sistemas de armazenamento

Os SAE são compostos por 4 componentes fundamentais: meio de armazenamento, o meio de carga, o meio de descarga e o sistema de controlo, Battery Management System (BMS), que administra todo o sistema[24].

A figura 2.2 mostra como os componentes de um SAE se interligam entre si.

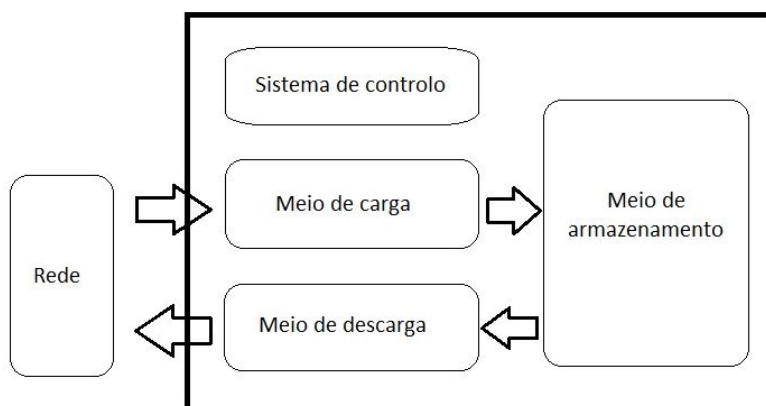


Figura 2.2: Componentes de EES

O componente designado por meio de armazenamento é o que define os limites de capacidade de armazenamento do sistema básico, ou seja, é o local onde a energia é armazenada[25].

O meio de carga tem como função converter energia proveniente do sistema noutra forma de energia, de modo a que esta possa ser armazenada no meio de armazenamento.

Para realizar o processo contrário, existe o meio de descarga, que aproveita energia do armazenamento e a converte de volta em eletricidade e a insere na rede, de acordo com a procura de um consumidor de energia [6].

O sistema de controlo, através de sensores que determinam quando estado de carga da unidade estiver a 100% ou a 0%, termina o processo de carga e descarga, respetivamente. O sistema de controlo tem também a funcionalidade de, através de variáveis de decisão em que a resposta de

controlo depende não só da própria unidade, mas também de fatores externos, determinar o preço a que deve ser vendida a energia, a verificação da quantidade de energia necessária a descarregar para a rede, entre outros aspetos[25].

2.1.3 Caraterísticas técnicas dos sistemas de armazenamento

Já foi visto um modo de distinguir as tecnologias de armazenamento, mas num parque híbrido eólico/fotovoltaico existem diversos fatores a considerar de modo a promover a melhor solução para cada sistema de produção de energia, já que nem todas as tecnologias são adequadas para os mesmos tipos de aplicações. Para ser possível uma melhor análise e comparação entre os SAE, é importante ter conhecimento das caraterísticas técnicas dos mesmos:

- Potência nominal (P_n) é potência máxima exigida por uma máquina ou aparelho em condições normais de uso;
- Energia nominal (I_n) é o máximo de corrente elétrica que o sistema suporta sem que ponha em perigo a sua conservação;
- Tempo de descarga (t_d) é o tempo que o sistema demora a descarregar completamente a sua energia armazenada, no estado de carga máximo;
- Tempo de resposta (t_r) é o tempo que o sistema demora a arrancar o seu descarregamento ou carregamento de energia;
- A duração de armazenamento é o tempo limite que o sistema de armazenamento consegue armazenar energia sem iniciar um novo ciclo;
- O tempo de vida é o tempo que o SAE consegue manter-se em funcionamento, ou seja, é a durabilidade do sistema. Pode ser analisada através de duas variáveis, o número de anos em funcionamento ou o número de ciclos efetuados pelo sistema;
- Densidade de potência volumétrica (DpV)(MW/L) é a quantidade de potência por unidade de volume
- Densidade de energia volumétrica (DiV)(MWh/L) é a quantidade de energia armazenada no sistema por unidade de volume;
- Densidade de potência gravimétrica ($DpKg$)(MW/Kg) é a quantidade de potência por unidade de quilograma;
- Densidade de energia gravimétrica ($DiKg$)(MWh/Kg) é a quantidade de energia armazenada no sistema por unidade de quilograma;
- Perdas (%/dia) (p) é a percentagem de carga que o SAE perde por dia.
- Maturidade de um sistema é o seu nível de progresso tecnológico

- Eficiência (η) a percentagem da energia que o sistema descarrega, comparada com a energia que o sistema carrega, ou seja, $\eta = E_{out} / E_{in}$.

As principais características técnicas das tecnologias de armazenamento descritas são apresentadas nas tabelas 2.1, 2.2 e 2.3. É a partir da análise destas características que é escolhida a tecnologia de armazenamento que mais se adequa a cada aplicação.

Tabela 2.1: Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento(adaptado de [26])

Tecnologias		Potência nominal (MW)	Capacidade de armazenamento		Tempo de resposta	Duração de armazenamento	Tempo de vida	
			Energia nominal (MWh)	Tempo de descarga			Anos	Ciclos
Sistemas de bombagem		1-5 K	500-8K	1-24 h	<1min	h-meses	30-50	20k - 50K
Sistemas de ar comprimido		3-400	<1 k	1-24 h	min	h-meses	20-40	10k-30k
Volante de inércia		0,1-20	0,75	s-min	<ms	s-min	>20	10 ⁵ -10 ⁷
Baterias Convencionais	NaS	0,05-8	0,4	s-h	ms	s-h	10-15	1K - 5K
	Pb-A	0-40	0,001-40	s-h	ms	min-dias	5-15	200- 2k
	Li-ion	0,1-50	0,004-10	min-h	ms	min-dias	15	2K-7K
	NiCd	0-40	~6,75	s-h	ms	min-dias	6 -16	1,5k-3K
Baterias de fluxo	VRB	0.5–100	2	s-10h	ms	h-meses	7 - 16	>16K
	ZnBr	0.05–10	0,1-4	s-10h	ms	h-meses	10 -20	2k-3,5K
Supercondensadores		0-0,3	0,0005	ms-h	ms	s-h	10 -30	50K-100K
Supercondutores magnéticos		0,01-10	0,0001-0,1	ms-min	ms	min-h	15 -20	>100K
Power to gas -> armazenamento -> Gas to Power	Hidrogénio	0,1-4	1-400	1-24 h	s-min	h-meses	20-30	-
	Metano	0,1-4	1-400	1-24 h	min	h-meses	30	-
Calor sensível		0,001-10	-	-	-	dias-meses	-	-
Calor latente		0,001-1	-	-	-	h-dias	-	-
Termoquímico		0,01-1	-	-	-	h-meses	-	-

Tabela 2.2: Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento (continuação)(adaptado de [26])

Tecnologias		Densidade de potência (W/L)	Densidade de energia (MWh/L)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)	Perdas (%\dia)	Eficiência	Maturidade
Sistemas de bombagem		0,133-0,5	0,01-0,12	0,01-0,12	0,5-1,5	~0	~87	Madura
Sistemas de ar comprimido		0,4-20	0,04-10	2,2-24	30-60	~0	70-89	Madura
Volante de inércia		0,25-424	40-2k	400-1,5K	10 - 30	55-100	90-93	Pré-comercial
Baterias Convencionais	NaS	150-345	1,3-50	150-345	150-345	~0	85	Comercial
	Pb-A	25-90	10-400	75-300	25-50	0,1-0,3	85	Madura
	Li-ion	94-500	56-800	150-2K	160-200	0,1-0,3	95	Comercial
	NiCd	15-150	38-141	140-180	35-60	0,03-0,6	60-70	Comercial
Baterias de fluxo	VRB	45-90	2,5-33,4	80-150	30-50	~0	75-82	Comercial
	ZnBr	5,2-70	3-8,6	45-100	75-85	0,24	60-70	Pré-Comercial
Supercondensadores		2,5-15	15-4,5 K	500-10K	20	5	95-98	Demonstração - pré-comercial
Supercondutores magnéticos		2,5-10	0,2-2,5	-	-	10 - 15	80-90	Demonstração - pré-comercial
Power to gas -> armazenamento -> Gas to Power	Hidrogénio	-	-	-	-	~0	30-50	Comercial
	Metano	-	-	-	-	~0	25-35	R&D - pré-comercial
Calor sensível		-	-	-	-	-	50-90	R&D - madura
Calor latente		-	-	-	-	-	75-90	R&D - comercial
Termoquímico		-	-	-	-	-	75-100	R&D

Tabela 2.3: Comparação entre diferentes tecnologias de armazenamento (continuação2)(adaptado de [26])

Tecnologias		Custo		
		[€/kWh]	[€/kW]	[c€/kWh per cycle]
Sistemas de bombagem		4,5-90	540-2000	0,09-1,26
Sistemas de ar comprimido		1,8-45	360-1395	1,8-3,6
Volante de inércia		900-1,2K	225-315	2,9-22,5
Baterias Convencionais	NaS	270-450	315-2700	7,2-18
	Pb-A	45-360	270-540	4,5-9
	Li-ion	100	540-1080	13,5-90
	NiCd	720-1350	450-1350	-
Baterias de fluxo	VRB	135-900	2250	4,5-72
	ZnBr	135-900	630-2250	4,5-72
Supercondensadores		270-1800	90-405	1,8-18
Supercondutores magnéticos		896-8964	179-314	-
Power to gas -> armazenamento -> Gas to Power	Hidrogénio	1 - 9	1703-5647	-
	Metano	1 - 9	3137-4482	-
Calor sensível		0,1 - 9	3048-4034	-
Calor latente		9 - 45	5378-13,5K	-
Termoquímico		7 - 90	896-2689	-

2.1.4 Comparação entre os sistemas de armazenamento

Nesta secção será feita uma comparação entre as diversas tecnologias através de um levantamento geral de certas características, tais como o custo, volume e peso, rendimento e maturidade. Os dados destas características são retirados das tabelas 2.1 e 2.2.

2.1.4.1 Volume e peso

O tamanho e o peso de um sistema SAE são um fator importante para muitas aplicações, especialmente em aplicações portáteis. Se o sistema for mais leve e compacto, a sua mobilidade será facilitada.

A figura 2.3 mostra a comparação da densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em volume (L), de diferentes tecnologias EES. Para uma determinada quantidade de energia, quanto mais altas forem as densidades de potência e energia, menor será o volume do sistema de armazenamento de energia necessário.

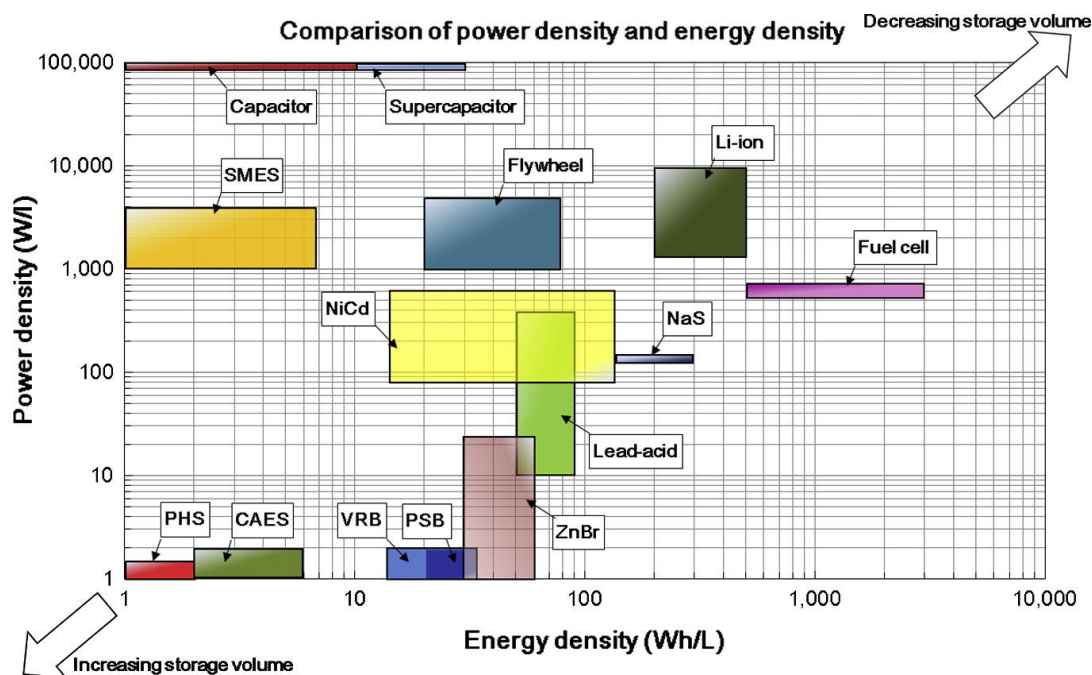


Figura 2.3: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência, em volume. Retirado de[27]

Na figura 2.3, as tecnologias altamente compactas adequadas para aplicações de volume limitado podem ser encontradas no canto superior direito, e os sistemas de armazenamento que consomem grande volume estão localizados no canto inferior esquerdo. A maioria das baterias, Flywheel e células de combustível têm densidades de potência e densidades de energia moderadas. PHS e CAES têm densidades mais baixas, que se traduz numa mobilidade baixa, portanto, são usados principalmente em EES estacionários e requerem grandes reservatórios para aplicações em escala de grade. Supercondensadores têm densidades de potência muito altas, mas baixas densidades de energia. As densidades das baterias de fluxo são geralmente mais baixas do que as baterias

convencionais. A bateria de íons de lítio tem uma alta densidade de potência e uma alta densidade de energia, o que leva a uma ampla utilização em dispositivos portáteis e a um potencial promissor em transporte e outras aplicações de pequena escala[27].

A figura 2.4 apresenta uma comparação entre as diferentes tecnologias de armazenamento no diz respeito á densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em massa(kg).

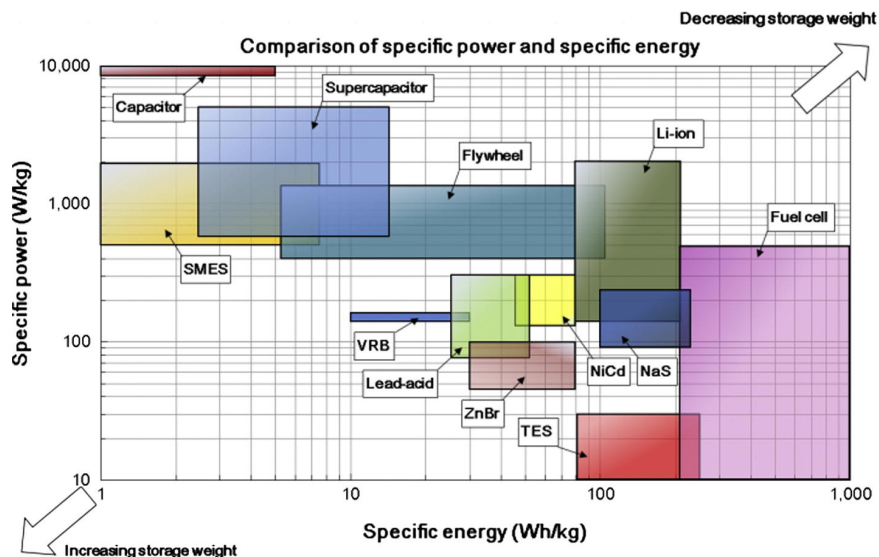


Figura 2.4: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em relação à sua densidade de energia/potência, em massa. Retirado de[27]

Para adquirir uma determinada quantidade de energia, quanto maior for a densidade de potência e a densidade de energia, mais leve será o peso do sistema EES. As tecnologias EES adequadas para aplicações leves podem ser encontradas no canto superior direito da figura.

2.1.4.2 Custo de capital

O custo de capital é um dos fatores mais importantes para o uso industrial dos EES. É representados por características expressas na tabela 2.3: custo de potência (€/kW), custo de energia (€/kWh) e custo por ciclo(€/kWh per cycle). Mas para uma análise económica completa, é importante também considerar os tempos de vida e os ciclos, pois são dois fatores que afetam o custo geral do investimento. A baixa vida útil e os tempos de ciclo reduzidos aumentam o custo de manutenção e substituição[27].

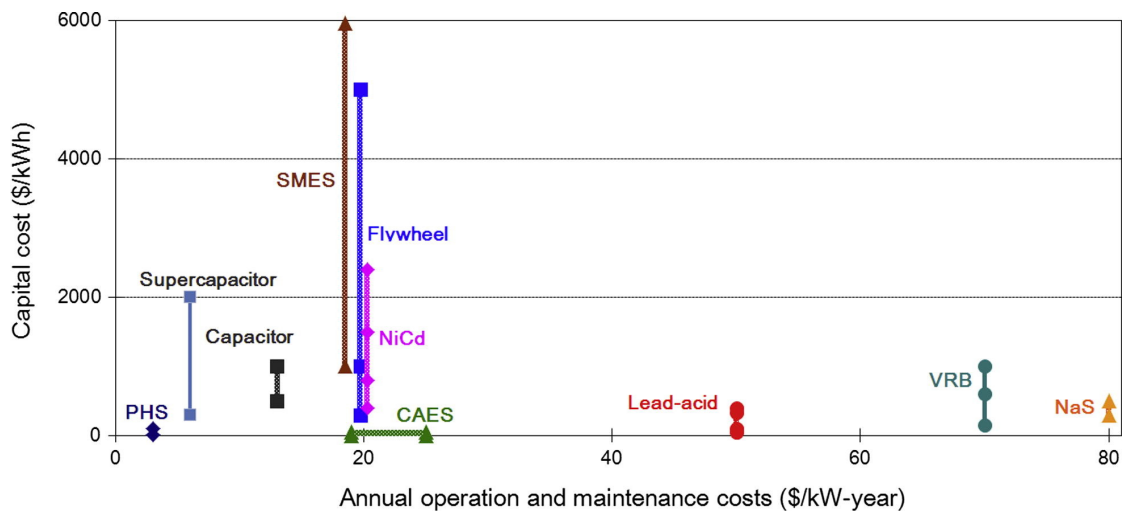


Figura 2.5: Comparação do custo de capital de energia e custo anual de operação e manutenção. Retirado de[27]

O custo dos EES tende a diminuir com o esforço contínuo em pesquisa e desenvolvimento, e alguns avanços tecnológicos importantes podem levar a mudanças dramáticas nos custos[27]. Da figura 2.5, observa-se que as tecnologias PHS e CAES têm custos de capital de energia mais baixos, em comparação com todas as outras tecnologias. As baterias NaS, VRB e Chumbo-ácido, apesar de terem um custo de capital baixo, têm um custo de manutenção bastante elevado.

2.1.4.3 Rendimento

O rendimento de um sistema é a percentagem da energia que o sistema descarrega, comparada com a energia que o sistema carrega, ou seja, $\eta = E_{out} / E_{in}$. Os SAE podem ser divididos em três grupos[12]:

- Eficiência muito alta: têm uma eficiência de ciclo muito alta com mais de > 90
- Alta eficiência: têm uma eficiência de ciclo de 60–90%.
- Baixa eficiência: têm uma eficiência inferior a 60%, principalmente devido a grandes perdas durante a conversão do lado comercial AC para o lado do sistema de armazenamento.

A figura 2.6 mostra uma comparação de diferentes tecnologias em relação ao seu rendimento por ciclo.

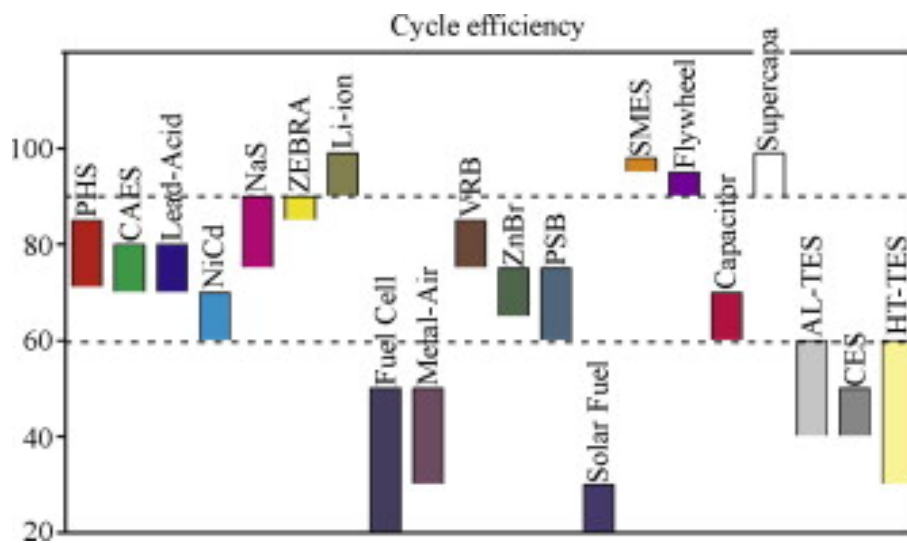


Figura 2.6: Comparação do rendimento de ciclo de sistemas EES. Retirado de [12]

É de salientar a existência de um trade-off entre o custo de capital e o rendimento de ciclo, pelo menos até certo ponto. Por exemplo, uma tecnologia de armazenamento com baixo custo de capital, mas baixo rendimento de ciclo, pode ser competitiva com uma tecnologia de alto custo e alta rendimento de ciclo[12].

2.1.4.4 Maturidade

A maturidade técnica dos sistemas SAE é mostrada na figura 2.7. As tecnologias EES podem ser classificadas em três categorias em termos de maturidade[12]:

- Tecnologias maduras: PHS e bateria de chumbo-ácido são maduras e têm sido usados por mais de 100 anos;
- Tecnologias desenvolvidas: CAES, NiCd, NaS, Li-ion, baterias de fluxo, flywheel, supercondensador, calor latente e calor sensível. Todos estes sistemas SAE são desenvolvidos tecnicamente e estão disponíveis comercialmente; no entanto, em aplicações reais, especialmente para funções em grande escala, ainda não são generalizados;
- Tecnologias em desenvolvimento: Solar fuel.

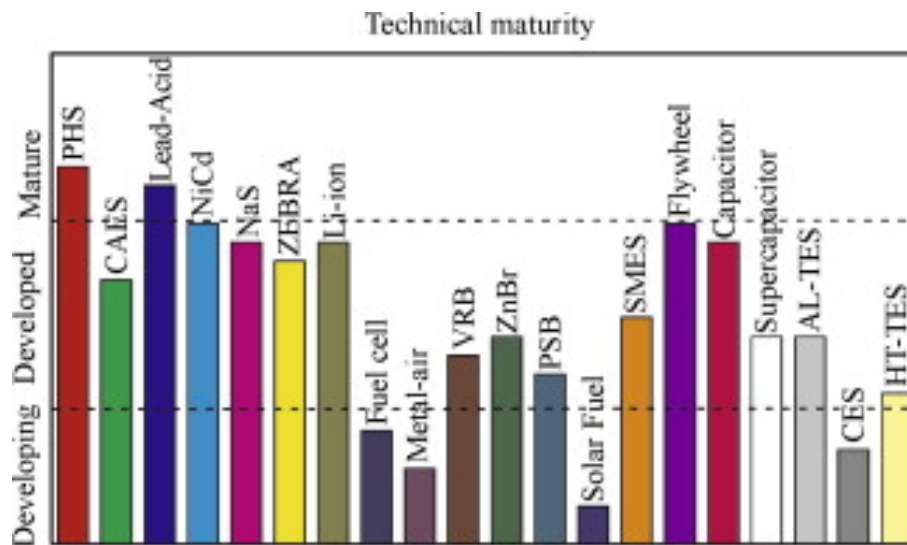


Figura 2.7: Maturidade dos sistemas. Retirado de [12]

2.1.4.5 Tempo de descarga, tempo de resposta e capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento de energia, o tempo de descarga e o tempo de resposta são características a ter em conta na seleção de um determinado tipo de SAE, relativamente ao campo de aplicação. No geral, os campos de aplicação das tecnologias de armazenamento são divididos em três grandes grupos:

- **Qualidade de serviço:** a energia armazenada é aplicada durante poucos segundos, logo as tecnologias usadas para funções de qualidade de serviço (como fornecimento ininterrupto de potência de breve duração, controlo de tensão e frequência) requerem um rapidíssimo tempo de resposta[12]. Assim, através dos dados das tabelas 2.1 e 2.2 verifica-se que as tecnologias mais apropriadas são as Baterias convencionais e de fluxo, os Flywhells, os supercondutores e os supercondensadores.
- **Gestão de energia:** Estas tecnologias estão associadas a aplicações de time-shifting, onde se aplica um armazenamento de energia nos períodos de menor consumo e menor preço (horas de vazio) e no seu uso ou venda nas horas de maior consumo (horas de ponta), evitando o recurso a eletricidade de preço mais elevado (Peak Shaving)[27]. Para isso é necessária uma tecnologia com grande capacidade e duração de armazenamento e baixo tempo de descarga e resposta. Os sistemas de bombagem e ar comprimido são tecnologias capazes de realizar gestão de energia em grande escala.
- **Potência de ligação:** A energia armazenada é aplicada num intervalo entre os segundos e alguns minutos, para assegurar a continuidade de serviço, isto quando há comutação de fontes de energia. Quando EES's são adaptados para *Bridging point*, devem ter um tempo de resposta (até cerca de 1 s), com o fim de disponibilizar a continuidade do fornecimento de energia em períodos de falta de energia, o que requer um elevado tempo de descarga.(até

várias horas)[12]. Para este campo de aplicação, os sistemas mais adequados são as baterias e os supercondensadores.

A figura 2.8 mostra como as diferentes tecnologias se distribuem por estes três grupos de campos de aplicação, devido às suas características técnicas de tempo de descarga, tempo de resposta e capacidade de armazenamento.

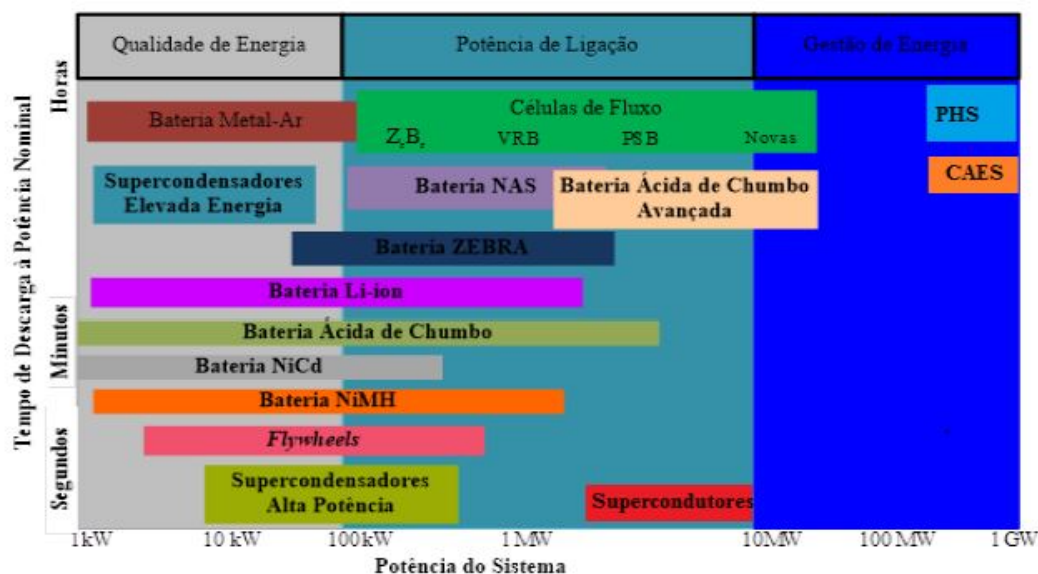


Figura 2.8: Posicionamento das tecnologias de armazenamento tendo em conta o seu campo de aplicação[28]

2.1.5 Baterias de iões de lítio

As baterias Li-ion têm adquirido uma elevada distinção comparativamente a outros tipos de baterias que estão tecnologicamente maduras, como por exemplo, as de chumbo-ácido ou níquel cádmio, por revelarem alta densidade energética, alta eficiência e uma maior longevidade[29].

A configuração típica de baterias de iões de lítio são fornecidas na figura 2.9. Consiste em um elétrodo positivo e um negativo, separados por materiais porosos poliméricos e imersos num eletrólito. O elétrodo positivo contém um ião metálico (como Co, Ni, Mn) e oxigénio, o elétrodo negativo é feito de material de carbono, como grafite, enquanto o eletrólito consiste em sais de lítio em líquido orgânico. Os iões de lítio são extraídos do cátodo e inseridos no ânodo durante o processo de carga, como ilustra a figura 2.9. A reação inversa ocorre durante o processo de descarga[30].

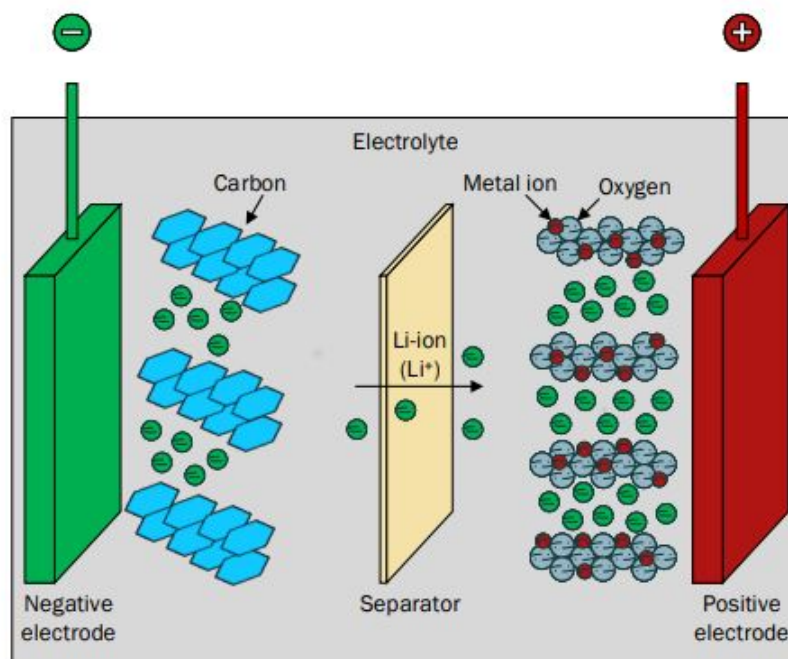


Figura 2.9: Princípio de funcionamento das baterias Li-Ion[30]

Numa bateria de Li-Ion, de modo a prolongar o seu tempo de vida em ciclos, existem diversos fatores que merecem uma atenção redobrada, dos quais se podem destacar a profundidade de descarga, a taxa de carregamento, a taxa de descarregamento, bem como a tensão de final de carregamento. Quanto mais elevada for o valor da profundidade de descarga, parâmetro que indica a quantidade de energia de uma bateria que foi utilizada tendo em conta a sua capacidade nominal e expressa em percentagem, menor será o tempo de vida desta em ciclos[31].

Adicionalmente, elevadas taxas de carregamento e de descarregamento, bem como uma sobrecarga desta, conduzem também a uma diminuição do mesmo. De modo a adquirir a tensão nos terminais e a capacidade desejada, células individuais das baterias são colocadas em série e em paralelo[32]. O seu método de funcionamento baseia-se na migração de íons de Lítio positivos do ânodo para o cátodo, tipicamente uma liga contendo lítio, através de um eletrólito, normalmente líquido, durante o descarregamento e o inverso durante o carregamento, tendo como fundamento um princípio denominado intercalação[33].

2.2 Aplicações dos sistemas de armazenamento em fontes de energia intermitentes

Os principais desafios, no que diz respeito à produção de energia renovável, são a intermitência, as taxas de rampa e a limitação de potência fornecida pelos parques.

A intermitência é provocada por variações bruscas de vento, no caso de produção eólica, ou por passagens de nuvens sobre painéis fotovoltaicos, no caso de produção fotovoltaica. Estas variações, quando se mantêm por minutos a horas, influenciam a reserva da produção e o despacho de energia, ao passo que se apenas se mantiverem entre segundos a minutos, podem afetar o controlo de frequência do sistema, e, eventualmente, conduzir a deslapses de carga[33]. Isto significa que as centrais produtoras não podem despachar energia com a mesma consistência que a geração convencional.

As taxas de rampa traduzem-se pela variação da potência nos SAE por unidade de tempo e o aumento do seu declive é consequência direta da intermitência das fontes[34]. Estas rampas devem ser limitadas, de modo a que seja possível a introdução destes sistemas em grande escala, minimizar os custos relacionados com serviços auxiliares (tal como o uso da reserva girante do sistema) e reduzir o impacto na fiabilidade do sistema[35].

Uma produção em excesso pode levar a um congestionamento das linhas que transportam a potência gerada pelo parque, bem como perturbações nos perfis de tensão da rede. Em consequência, será realizado um corte na potência fornecida pelo parque em questão para níveis nos quais o SEE se encontre num estado seguro. Com a integração dos SAE, o produtor poderá armazenar a energia que seria desperdiçada e fornecê-la em momentos posteriores, traduzindo-se num valioso benefício económico.[36]

O papel dos sistemas EES no domínio da produção é a minimização destes fatores, dotando as centrais eólicas de uma maior previsibilidade e controlabilidade, colocando-as em condições de igualdade de despacho com as centrais de produção não-renovável, facilitando a integração destas no SEE[17].

Neste capítulo pretende-se enumerar e analisar as diversas aplicações dos sistemas de armazenamento, especialmente no que toca à integração e suporte de produção intermitente.

2.2.1 Gestão de situações de deslapse ou limitação de produção

Devido à intermitência das fontes eólicas e fotovoltaicas, o sistema de produção de energia pode sofrer oscilações de frequência e tensão, o que originam situações de deslapse de carga e congestionamento da linha.[37]

Outro facto que pode conduzir a situações de deslapse de produção são restrições impostas pelas centrais convencionais. Por vezes, a variação provocada pela intermitência do recurso pode não corresponder à capacidade das centrais térmicas variarem a sua produção [38].

Assim, os SAE permitem o aproveitamento dessa energia, que de outra forma, seria desperdiçada. A energia armazenada pode ser entregue à rede após a resolução de congestionamento[33].

Exemplos de SAE que permitam esta gestão são os sistemas de bombagem, os sistemas de ar comprimido e as baterias, já que, tal como no deslocamento horário, a energia é armazenada durante períodos de horas ou mais[38].

2.2.2 Ajuste de produção aos compromissos do mercado

Como referido anteriormente, as intermitências das fontes de energia renovável influenciam o despacho de energia. Em muitos casos, a previsão de potência a ser produzida deve ser comunicada no dia anterior ao operador de mercado e o produtor será penalizado no caso de existir um desvio de produção relativamente a esse valor. [39]

Desta forma, com a integração de SAE, a produção é mais fiel face ao comunicado anteriormente, pois caso haja um défice, o SAE pode fornecer energia de forma a mitigar essa diferença. Na eventualidade de um excesso de produção, ocorre um carregamento de energia para ser fornecida mais tarde, conduzindo assim a uma redução de prejuízos económicos dos quais o produtor seria alvo.[40]

Tendo em conta que se trata de um acontecimento com uma janela temporal de horas até dias, as baterias de Li-Ion tratam-se de uma tecnologia a considerar.

2.2.3 Deslocamento horário

O uso de SAE para deslocamento horário, *outime shifting*, consiste no armazenamento de energia em períodos de baixo custo do sistema (normalmente durante a madrugada) e descarregar a energia armazenada num período posterior, em que os preços forem elevados[30]. Os benefícios obtidos serão tanto maiores quanto maior for a diferença entre os preços de vazio e os preços de ponta[41].

Este tipo de aplicação requer um sistema SAE com elevada capacidade de armazenamento e que seja capaz de armazenar energia durante longos períodos de tempo (várias horas). O rendimento do sistema SAE é outro fator importante para a viabilidade económica da realização do deslocamento horário uma vez que um equipamento de SAE ineficiente perderá uma porção significativa da energia que armazenou.

2.2.4 Serviços de sistema

Como já referido em 2.2.1, a natureza intermitente das fontes renováveis provoca oscilações de frequência e tensão ao sistema. O armazenamento de energia é usado para combater estas adversidades promovendo um controlo da tensão e uma regulação da frequência.

Os equipamentos utilizados para produção, transmissão e aproveitamento de energia elétrica causam um fluxo de potência reativa na rede. Ao fornecer suporte de tensão, os operadores da rede pretendem compensar o fluxo de potência reativa e garantir que a tensão seja restaurada ou mantida dentro de limites aceitáveis e, portanto, garantindo a estabilidade do sistema[30].

Os desvios da frequência da rede são causados pela diferença entre a produção e a carga. Os SAE respondem a um aumento da frequência da rede com o carregamento e respondem a uma

diminuição da frequência com o descarregamento, contribuindo assim para manter a frequência da rede dentro dos limites predefinidos[30].

Existem três tipos de regulação de frequência: primária, secundária e terciária.

Eles são mostrados na figura 2.10.

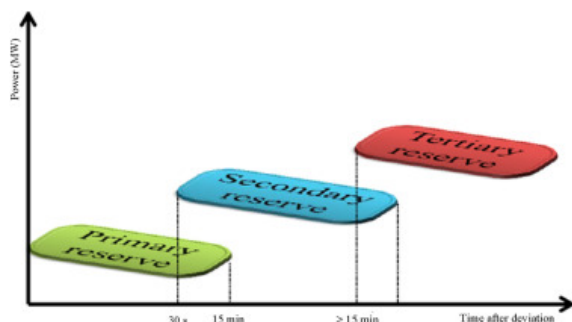


Figura 2.10: Áreas operacionais dos diferentes níveis de controlo de frequência. Retirado de [42]

A objetivo do controlo da reserva primária é criar um equilíbrio entre a produção e a procura e restaurar a frequência dentro de 5–30 s [43].

A reserva secundária tem dois objetivos: serve de backup para a regulação primária e garante que a frequência seja definida para 50 Hz[42]. O início de atuação dessa reserva não deve ser superior a 30 segundos e sua atuação deverá estar concluída, o mais tardar em 5 minutos [44].

No último nível, a reserva terciária consiste em um serviço de sistema que tem por objetivo, garantir a restituição dos níveis de reserva da regulação primária e secundária, exigidos, a fim de preparar a rede para desvios adicionais[44].

2.2.5 Armazenamento médio prazo

O armazenamento a médio prazo consistem num processo idêntico ao deslocamento horário mas a energia fica armazenada por um periodo de tempo bastante longo, vários meses. Assim, o armazenamento a médio prazo permite o aproveitamento do excesso de produção verificado durante algumas estações do ano e a sua entrega ao sistema em meses em que tal não se verifica.[45]

SAE com elevadas densidades de energia, reduzidas perdas e rendimento são os mais indicados para este tipo de aplicação. Assim, as tecnologias viáveis para este armazenamento são: os sistemas de bombagem, as baterias de fluxo, os sistemas de ar comprimido, bem como power-to-gas[46].

As baterias de lítio não são as mais indicadas, já que se traduziria num investimento demasiado elevado para ciclos de carga e descarga longos.

2.3 Controlo dos sistemas de armazenamento

2.3.1 Objetivos e restrições do problema de armazenamento

De forma a otimizar a integração de SAE num parque híbrido eólico/fotovoltaico, é importante definir objetivos por parte do produtor de modo a implementar posteriormente uma estratégia que permita o seu cumprimento.

Como já foi referido anteriormente, as fontes de energia de recurso renovável possuem uma natureza intermitente que provoca incertezas para o operador de sistema. Isto origina desafios técnicos e económicos. Além disso, existem padrões de qualidade de serviço impostos pelos reguladores do setor energético de cada país que devem ser cumpridos e que podem conduzir a prejuízos económicos para este na eventualidade de serem infringidos [47].

Assim, é do interesse das entidades reguladoras do setor energético de cada país minimizar os impactos causados pela incerteza das fontes de energia renováveis. Com esse objectivo, recorrem a restrições técnicas ou sinais económicos que levem os produtores de energia a atuar de forma mais previsível e fiável[33]. Na figura 2.11, encontra-se esquematizada a relação existente entre o operador do sistema e os produtores de energia renovável.

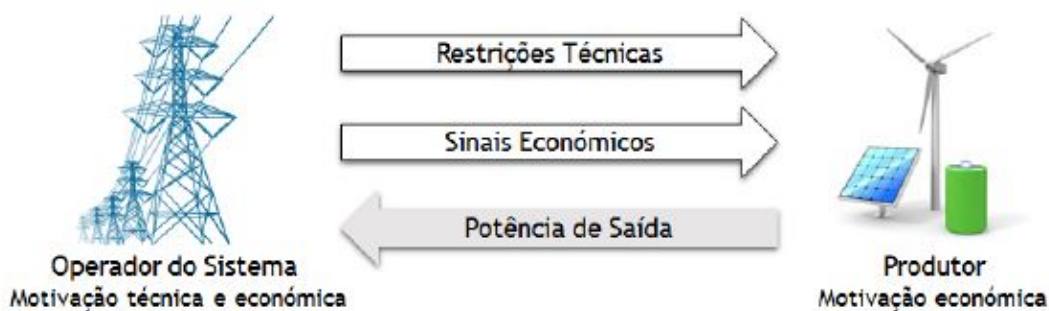


Figura 2.11: Relação entre o operador do sistema e os produtores. Retirado de [33]

As restrições técnicas consistem, principalmente, em limitações na potência de saída. Os sinais económico estão relacionadas com penalizações financeiras avultadas associadas a desvios de produção face á que foi comunicada ao operador de sistema, tanto em excesso como em défice[48].

Além dos incentivos provocados pelo operador do sistema, os produtores são também incentivados pelo mercado de energia elétrica, podendo armazenar energia quando o seu preço é mais reduzido e fornecendo nos períodos em que o este é maior. Como tal, uma investigação tem sido desenvolvida no âmbito das estratégias de despacho de curto-prazo (diário), a partir das capacidades de carregamento/descarregamento dos equipamentos SAE [17].

Existem diversas metodologias com diferentes objetivos para o controlo de SAE em parques híbridos eólicos/fotovoltaicos. Na figura 2.12, encontram-se esquematizadas as metodologias fundamentais e onde se enquadram.

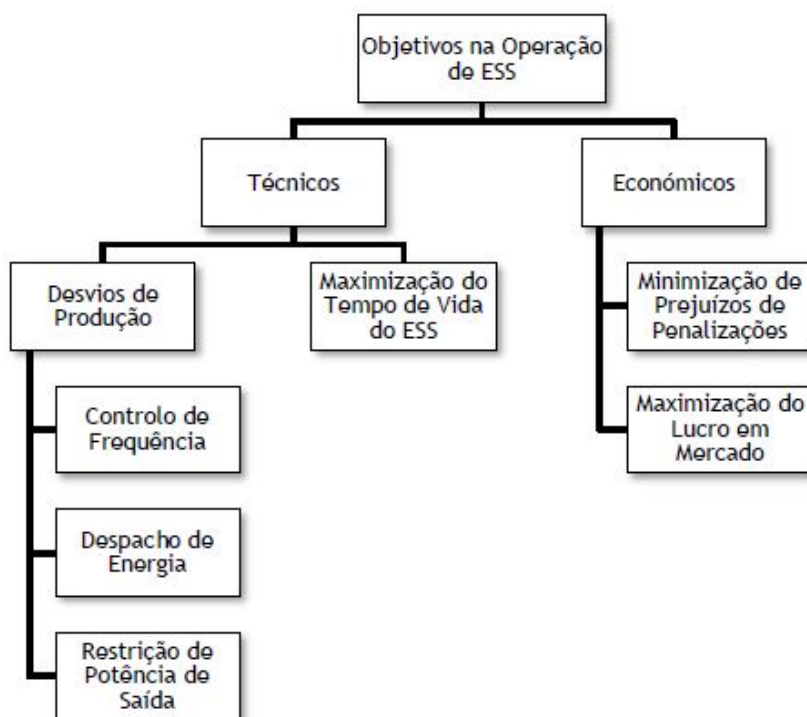


Figura 2.12: Objetivos na operação de SAE. Retirado de [33]

2.3.2 Sistemas de controlo dos sistemas de armazenamento

De modo a facilitar a integração de estratégias de controlo de SAE num sistema híbrido eólico/fotovoltaico, podem ser aplicadas num controlador lógico programável (PLC). Um PLC trata-se de um dispositivo dotado de uma memória programável de maneira a guardar instruções e implementar funções para o controlo de máquinas e processos. Recebe sinais de entrada e impõe ao sistema de armazenamento um método de funcionamento mediante estes. [49]. Para tornar esta monitorização do sistema mais eficiente, é empregue uma consola *Human Machine Interface* (HMI). O HMI é um interface de usuário ou painel que conecta uma pessoa a uma máquina, sistema ou dispositivo. Apresenta o gráfico dos processos em tempo real e fornece a possibilidade de ajustes de diferentes parâmetros, comunicando com o PLC e este com o ESS[50].

Na figura 2.13 está representado a relação entre o PLC, o HMI e o SAE.

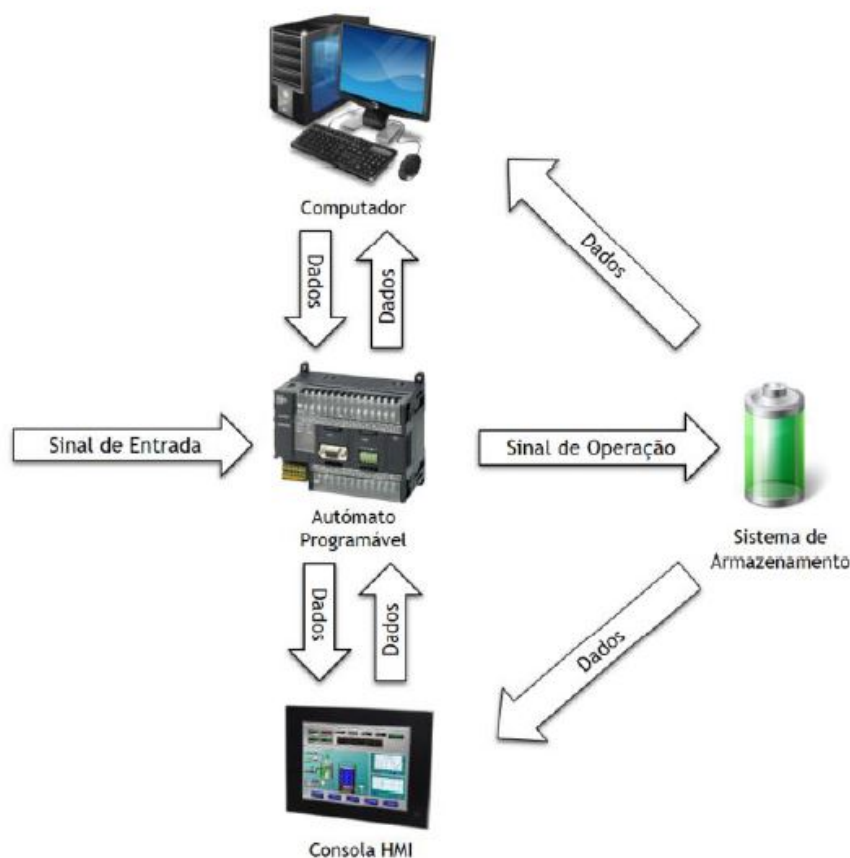


Figura 2.13: Relação entre o PLC, o SAE e a consola HMI. Retirado de [33]

Após adquirir os sinais de entrada, o PLC envia um sinal de operação ao BMS, com o objetivo de fazer com que as baterias atuem de acordo com a estratégia selecionada e programada neste. Porém, para proceder ao armazenamento de informação passada, deverá ser utilizado um computador dotado de um software de supervisão[33].

2.3.3 Estratégias de controlo dos sistemas de armazenamento

Existem essencialmente sete estratégias para os ESS: modo de carga, modo de descarga, modo intermédio, modo cíclico, modo dinâmico, modo time-of-use e modo preditivo.

2.3.3.1 Modo de carga

O objetivo do modo de carga é manter os SAE num estado de carga mínimo, de modo a que seja possível armazenar energia sempre que exista um excedente de produção. Assim, uma vez armazenada energia, esta deve ser injetada na rede no primeiro momento em que tal seja possível. Esta estratégia tem aplicação em sistemas nos quais o excesso de energia produzida é valorizado, como é o caso do autoconsumo e de quando as penalizações impostas aos produtores pelos operadores do sistema são maiores nos desvios por excesso do que nos desvios por défice.

A desvantagem deste modo é que caso haja um déficit de produção, o SAE, não vai ter capacidade de carga para fornecer energia.

2.3.3.2 Modo de descarga

Esta estratégia representa uma ideia inversa à do modo de carga. O objetivo principal é manter o estado de carga num nível máximo, para quando existir um déficit de produção seja possível fornecer energia. O modo de descarga é indicado para sistemas onde as penalizações das quais os produtores são alvo são mais elevadas quando existe uma produção em déficit, quando comparadas com as penalizações associadas a uma produção em excesso.[33]. A desvantagem deste modo é, também, o inverso do anterior. Caso haja um excesso de produção, o SAE não vai ter capacidade de armazenamento

2.3.3.3 Modo intermédio

Metodologia semelhante as duas anteriores, o modo intermédio faz com que o estado de carga se mantenha num nível intermédio, de forma a compensar tanto o excesso como o déficit de produção de energia. A desvantagem deste modo em relação aos dois anteriores é se fica apenas com cerca de metade da capacidade da bateria, tanto para carregar como para descarregar energia.

2.3.3.4 Modo time-of-use

Num período de tempo diurno, existem momentos em que pode ser mais vantajoso o uso do modo de carga, outros o uso do modo de descarga e há, também, momentos onde o modo intermédio é o mais eficiente. O modo time-of-use trata-se da utilização conjunta destes três modos. Através de dados históricos, é implementada uma estratégia que permite variar a referência do estado de carga para diferentes períodos de tempo[33].

2.3.3.5 Modo cíclico

O modo cíclico tem como objectivo maximizar o tempo de vida do SAE. Para isso, é usado um princípio de carregamento e descarregamento total do SAE. Sempre que iniciado um ciclo que carregamento, apenas será feito o descarregamento no momento em que um limite máximo do estado de carga seja alcançado. O processo inverso será aplicado ao ciclo de descarregamento, ou seja, apenas após o limite mínimo do estado de carga ser alcançado é que iniciará o carregamento da carga[51]. Para que este modo seja eficiente e possa minimizar as penalizações dos desvios de produção serão precisos, pelo menos, dois SAE em paralelo, onde um carrega e o outro descarrega.

2.3.3.6 Modo dinâmico

O modo dinâmico rege-se no seguimento dos preços de mercado, adaptando assim o SAE a cada situação em tempo real. Quando os preços de mercado se encontram reduzidos, o SAE recebe ordem para armazenar energia, e nos momentos em que estes forem superiores, a energia armazenada será fornecida [52].

O uso deste modo permite maximizar os lucros obtidos em ambiente de mercado.

2.3.3.7 Modo preditivo

O modo preditivo pressupõe o conhecimento da previsão de preços de mercado e/ou da produção a ser efetuada num determinado parque eólico. O seu funcionamento pode ter como base os diferentes modos acima referidos. A utilização deste modo permite o cálculo de um plano de operação para um SAE, para uma dada janela temporal, tal como um dia. Porém, uma vez que depende de previsões, apresenta certos graus de incerteza [33].

2.3.3.8 Relação entre as estratégias e os objetivos

Existem diversas estratégias que podem ser aplicadas no controlo de SAE e que conduzem ao cumprimento de um dado objetivo. A tabela 2.4 associa diferentes estratégias aos objetivos referidos no ponto 2.3.1.

Tabela 2.4: Relação entre as estratégias e os objetivos no controlo de sistemas de armazenamento

Objetivo	Estratégia
Limites de produção	Modo preditivo Modo de carga
Ajustes de produção	Modo preditivo Modo intermédio
Deslocamento horário	Modo preditivo Modo dinâmico Modo cíclico
Serviços de sistema	Modo intermédio
Armazenamento a médio prazo	Modo cíclico Modo preditivo

Para o objetivo de limites de produção é do interesse do produtor manter a carga num limite mínimo, logo as melhores estratégias são o modo preditivo e modo de carga. O modo intermédio também pode ser usado, mas não são os mais indicados, pois não se aproveita a carga ao máximo.

Nos ajustes de produção, é necessário estar preparado para caso haja défice ou excesso de produção. Assim, o modo preditivo e o modo intermédio são as soluções indicadas.

O deslocamento horário tem como objetivo valorizar a energia produzida segundo os preços de mercado. Assim, o modo preditivo, o modo dinâmico e o modo cíclico são os indicados.

Serviços de Sistema pedem um aumento ou um decréscimo de produção a qualquer momento. Essa incerteza faz com que o melhor método para este objetivo seja o modo intermédio.

No armazenamento a médio a prazo é importante ter uma estratégia de médio prazo para rentabilizar eficientemente a energia. O modo cíclico é o indicado para este objetivo, sabendo que em certos meses vai existir um excesso de produção, comparando com outros.

2.4 Dimensionamento dos sistemas de armazenamento

Nesta secção serão estudadas várias metodologias existentes o dimensionamento dos sistemas SAE para suporte de parques híbridos eólicos/fotovoltaicos.

Uma vez determinado o tipo de tecnologia SAE para uma determinada função, é necessário determinar quais as características (potência e energia nominais) ótimas desse sistema. Este procedimento evita uma instalação demasiado elevada, reduzindo o custo de investimento. Além disso, a tecnologia de armazenamento escolhida deve ter uma potência nominal suficiente grande e ser capaz de descarregar e carregar a uma taxa adequada[53].

A resolução deste problema pode ser determinada através uma análise custo-benefício em que se tem em conta os custos e proveitos e se consideram as capacidades técnicas do sistema ESS[54].

2.4.1 Otimização da configuração e dimensão do sistema

No artigo[55], é proposto uma metodologia probabilística para dimensionamento de sistemas SAE, para suporte tanto de produção eólica como fotovoltaica. Para isso é realizada uma análise espectral do comportamento da velocidade do vento e da radiação solar juntamente com uma curva de potência padrão para as turbinas eólicas, características do painel fotovoltaico. A carga elétrica é calculada em função da hora do dia, tipo de dia (dia útil ou dia não útil) e mês do ano.

Em [56], a estratégia utilizada para o dimensionamento dos SAE passa por minimizar os seus custos, de forma a obter um erro de 4% na produção face à prevista, em 90% do tempo. Para tal, são considerados quatro controladores: simples, difuso, rede neuronal simples e rede neuronal avançada. Os resultados demonstram que para o controlador simples, a capacidade da bateria de

fluxo de Zinco-Bromo deveria ser de 40% da potência instalada, tendo sido um valor idêntico para a rede neuronal simples. O pior resultado foi para o controlador difuso, tendo o controlador de rede neuronal avançada obtido o melhor resultado, com uma capacidade de 33%.

O trabalho relatado em[57] elabora uma função objetivo, a maximizar, que mede a diferença entre o benefício económico oferecido pelo sistema SAE e o seu custo. Procura-se obter o dimensionamento ótimo para um sistema BESS que garanta uma potência de saída constante de um dado parque eólico, mantendo a tensão da interligação entre os aerogeradores e sistema SAE com a rede (através do sistema de condicionamento e conversão de potência) dentro dos limites admissíveis.

A metodologia proposta em[58], sugere uma função de custo quadrática associada ao desvio de produção numa base horária, os resultados demonstram que uma BESS com capacidade entre 15% e 25% da capacidade do parque é capaz de responder aos objetivos.

2.5 Centro de produção híbrido

Actualmente, os sistemas de energia renovável estão a tornar-se cada vez mais populares, com o aumento da procura de energia e a preocupação com a poluição ambiental em todo o mundo. A energia eólica e a energia fotovoltaica têm caracteres complementares.[59].

Pode definir-se centro de produção híbrida ou também denominado de sistema híbrido como um sistema que utiliza mais do que uma fonte de energia conectada a uma rede num ponto de conexão para gerar e distribuir energia elétrica de forma otimizada. Um sistema híbrido de energia renovável utiliza dois ou mais métodos de produção de energia, geralmente solar e eólica[59]. Existem vários motivos que despertaram o interesse pela instalação de sistemas híbridos renováveis, dos quais podem-se destacar os seguintes[60]:

- Redução dos custos de investimento em infraestruturas de rede;
- Inclusão de unidades de armazenamento;
- Possibilidade de otimizar o uso da rede com a instalação de uma maior capacidade do que aquela que era autorizada no contrato de conexão;
- Complementariedade entre os recursos eólico e solar no local;
- Utilização mais eficiente dos recursos naturais;

A produção de energia renovável pode não satisfazer totalmente a procura de energia num dado intervalo de tempo, dada a sua natureza imprevisível e a dependência das condições climáticas.

Deste modo, surge a possibilidade de combinar diferentes fontes de energia renovável, como é o caso do sistema híbrido eólico-fotovoltaico que irá ser tratado na presente dissertação. Tal como o próprio nome indica, este sistema é baseado nos aproveitamentos solar fotovoltaico e eólico e tem como finalidade melhorar a eficiência e a fiabilidade do sistema retirando partido da natureza complementar diária e sazonal de ambos os recursos variáveis de energia renovável. Enquanto que, o vento é tendencialmente maior durante a noite, a irradiação solar atinge o pico durante o

dia. Já numa escala mensal, os picos solares acontecem durante os meses de Verão, quando as condições de vento são relativamente baixas, enquanto a geração de energia eólica atinge os picos durante os meses de Outono/Inverno, quando o perfil de irradiação solar é mínimo.

O aumento da capacidade instalada no ponto de conexão é traduzido na maximização do uso da rede existente o que resulta em poupanças no desenvolvimento da rede, reduz os custos de investimento em infraestruturas de rede, assim como, os custos gerais de projeto. Em certas estruturas, verifica-se a redução das tarifas de uso de rede subsequentes pagas pelos usuários finais da rede. Para além disso, a otimização do uso da rede existente pode resolver problemas de congestionamento em muitas áreas onde não é possível a implantação de novas redes. Os centros de produção híbrida podem ser ainda complementados por um sistema de armazenamento de forma a permitir o fornecimento de energia elétrica nos períodos de indisponibilidade dos recursos renováveis[60].

Para além disso, as centrais híbridas podem facilitar a aceleração da eletrificação rural, uma vez que podem fornecer parcialmente o despacho programado de energia para satisfazer a procura em áreas onde a rede elétrica não é suficientemente confiável para fornecer energia elétrica. Estes centros de produção híbrida são denominados de sistemas autónomo[60].

As principais configurações de operação e conexão à rede dos centros de produção híbrida estão apresentadas esquematicamente nas figuras 2.14 e 2.15

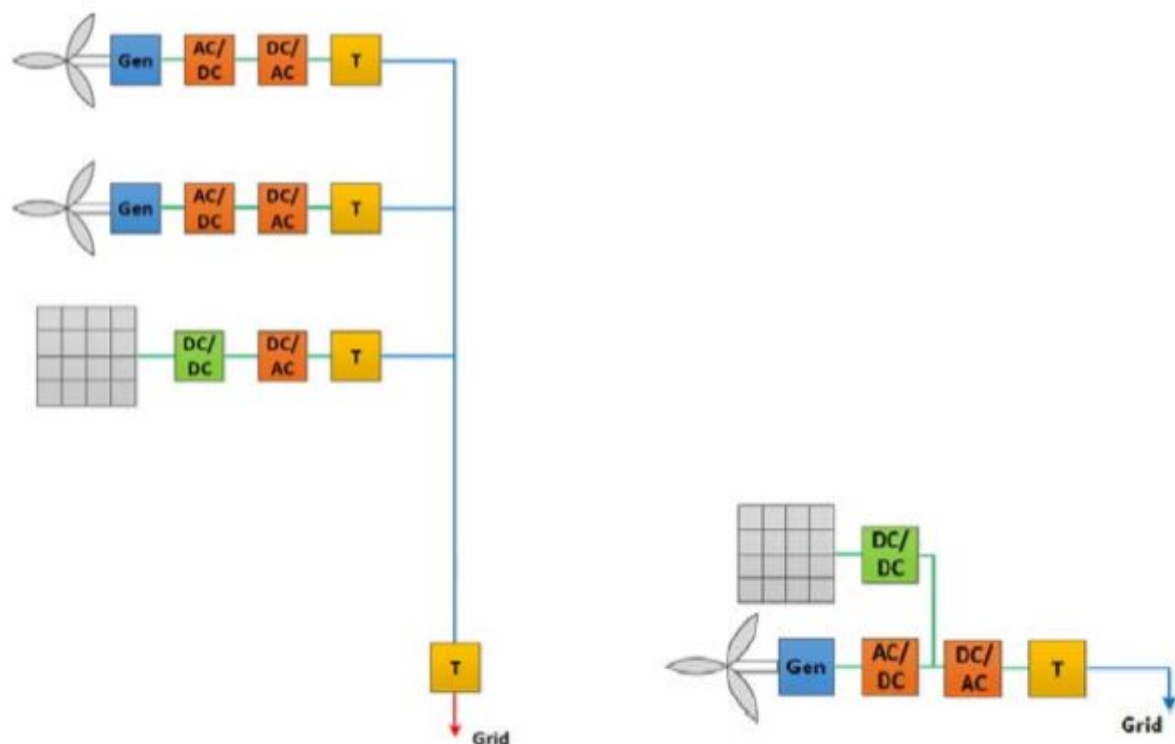


Figura 2.14: Esquema da configuração A e B. Retirado de [1]

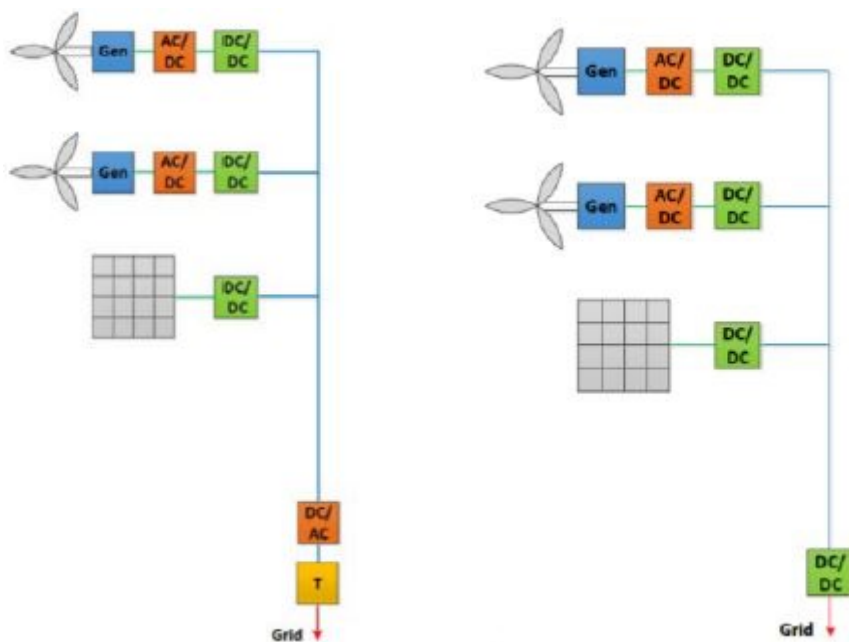


Figura 2.15: Esquema da configuração C1 e C2. retirado de [1]

A. Centrais híbridas co-localizadas - consiste num sistema em que todas as tecnologias ativas têm pontos de conexão individuais, mas estão conectadas à mesma subestação, que é o ponto de interconexão entre a central híbrida e a rede externa. Neste caso, é necessário um controlador global da central para agregar as tecnologias individuais para que todo o sistema possa ser considerado como uma única central do ponto de vista da rede[1].

B. Integração dos painéis fotovoltaicos nas turbinas eólicas - este sistema de combinação das tecnologias solar e eólica permite um melhor aproveitamento do equipamento de conversão já existente da central eólica e traz vantagens relativamente aos inversores solares dado que, estes podem ser eliminados quando a conversão em larga escala é implantada na turbina eólica, o que se traduz numa redução dos custos. Apesar desta configuração beneficiar do aumento da produção anual de energia por metro quadrado do parque eólico, dispõe da desvantagem da existência de sombreamento dos painéis fotovoltaicos pelas lâminas e pela torre eólica, o que pode neutralizar o aumento geral da produção anual de energia. É ainda de salientar que esta configuração não é adequada para a instalação de painéis fotovoltaicos num parque eólico já existente consequente de restrições de espaço que possam existir e devido à limitação de capacidade resultante do equipamento de evacuação de energia da turbina eólica existente. Além disso, a prestação de serviços auxiliares pode ser limitada em comparação com a primeira configuração, pois os inversores solares não têm interface com a rede[1].

C. Tecnologias individuais eólica e solar compartilham a mesma subestação e o mesmo ponto de acoplamento à rede - neste caso as tecnologias individuais são conectadas a um sistema coletor DC e são necessários diferentes esquemas de controle ao nível de cada sistema ativo individual, assim como, componentes adicionais de rede na central híbrida que são integrados no controlador da central. Esta configuração traz benefícios relativamente à economia de investimentos em bens

de capital. Para além disso, dado que as duas centrais estão localizadas num único local ou pelo menos nas proximidades, o condicionamento do local e os custos em termos de operação e manutenção, serão mais baixos. A interface entre a instalação e a rede terá um inversor do lado da rede (DC/AC) no caso de sistemas conectados HVAC (figura 2.15 c) ou um conversor DC/DC no caso de sistemas HVDC (figura 2.15 d)[60].

O presente caso de estudo tem por objetivo a integração de vários parque eólicos e centrais fotovoltaicas, sendo que estas são independentes e localizados em pontos distantes entre si. Contudo, a sua integração é realizada na mesma rede, de 60 kV, a partir do mesmo ponto de interligação. Pode portanto ser considerado um esquema semelhante ao da configuração tipo A, apresentado na figura 2.14.

Vantagens do sistema híbrido

A combinação de energia solar com a energia eólica, independentemente da configuração, traz vantagens comparando com as centrais de produção de apenas uma tecnologia. Alguns desses benefícios são [1][61]:

- Aumento da disponibilidade;
- Redução da variabilidade;
- Aumento do fator de capacidade e maior produção anual de energia;
- Minimização de perdas de produção;
- Redução de custos e aumento dos lucros;
- Aumento da despachabilidade.

Como já referido anteriormente, devido à natureza intermitente dos seus recursos naturais, a geração de energia eólica e solar é inconstante ao longo do tempo. Este facto suscita perturbações na rede elétrica que pode originar preços muito baixos de energia dada a elevada oferta face à procura[60].

Assim, a complementaridade tanto diária como sazonal dos perfis de geração de ambos os recursos, eólico e solar, pode resultar num aumento da disponibilidade e uma redução da variabilidade de produção de energia.

Com esta complementaridade entre os recursos eólicos e solares, existe uma maior utilização do conversor, do transformador e da capacidade de conexão que se traduz num maior número de horas que a central opera à plena carga, comparativamente com a instalação eólica ou solar individual. Por este motivo, a combinação das duas tecnologias de geração de energia melhora o fator

de capacidade combinado da central híbrida e aumenta a produção anual de energia[61].

A combinação da energia eólica e solar oferece também a oportunidade de utilizar otimamente a infraestrutura elétrica e assim, reduzir o custo de despesas e de manutenção com o desenvolvimento de uma infraestrutura de uma central híbrida[61].

Capítulo 3

Caracterização do caso de estudo

No presente capítulo é introduzido o caso de estudo que será alvo de análise. É caracterizado o parque híbrido eólico/fotovoltaico em estudo e enumeram-se os dados fornecidos pela Finerge. De seguida, é efetuada uma análise e tratamento desses dados com o propósito de melhor compreender as restrições e requisitos do problema em questão.

3.1 Caracterização do parque de fonte de mesa II

Como foi referido anteriormente, a presente dissertação incide na otimização e dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia elétrica num parque híbrido eólico/fotovoltaico. O caso em estudo é de um projecto de parque eólico de Fonte da Mesa II, que abrange terrenos da freguesia de Penude, pertencente ao concelho de Lamego, distrito de Viseu. A componente eólica do parque tem uma potência instalada de 10 MW, com 5 aerogeradores de 2 MW cada. Será integrada uma capacidade de 20% de sobre equipamento, para além de potência fotovoltaica de 3,5 MW.

A figura 3.1 mostra a localização geográfica do parque eólico de Fonte de Mesa II.

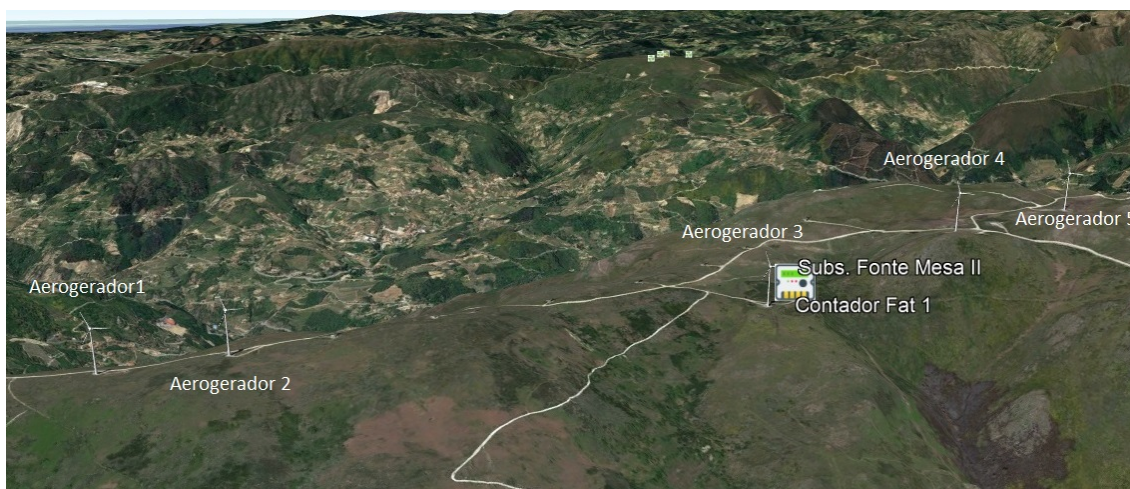


Figura 3.1: localização geográfica do parque eólico de Fonte de Mesa II

De seguida, na figura 3.2 é apresentado um esquema genérico com o parque eólico, o sobre-equipamento, a central fotovoltaica e ponto de interligação.

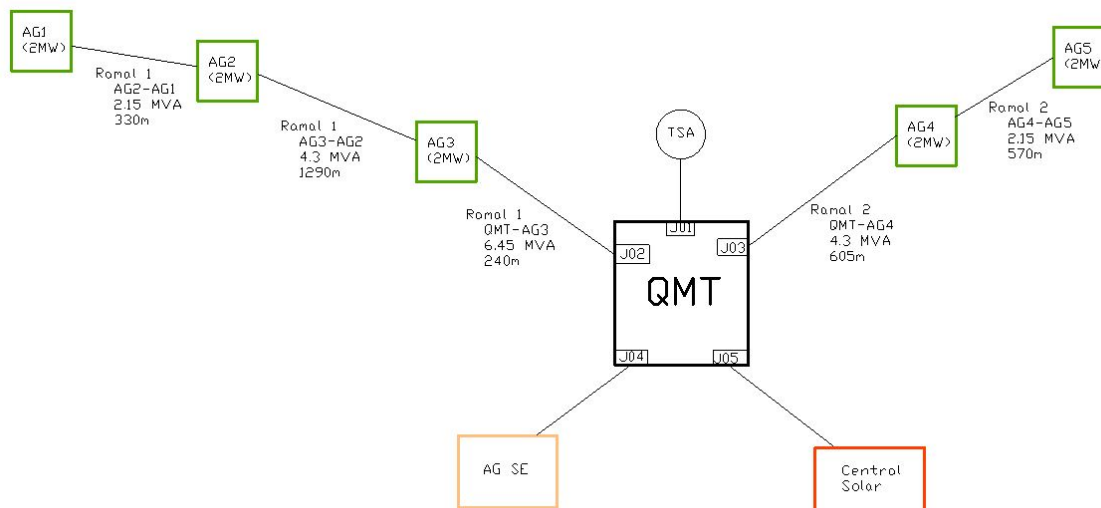


Figura 3.2: Esquema genérico do parque de Fonte de Mesa II

Esquema unifilar

A análise do esquema unifilar é importante para uma melhor compreensão do parque eólico. A figura 3.3 apresenta o esquema unifilar do parque eólico de Fonte de Mesa II.

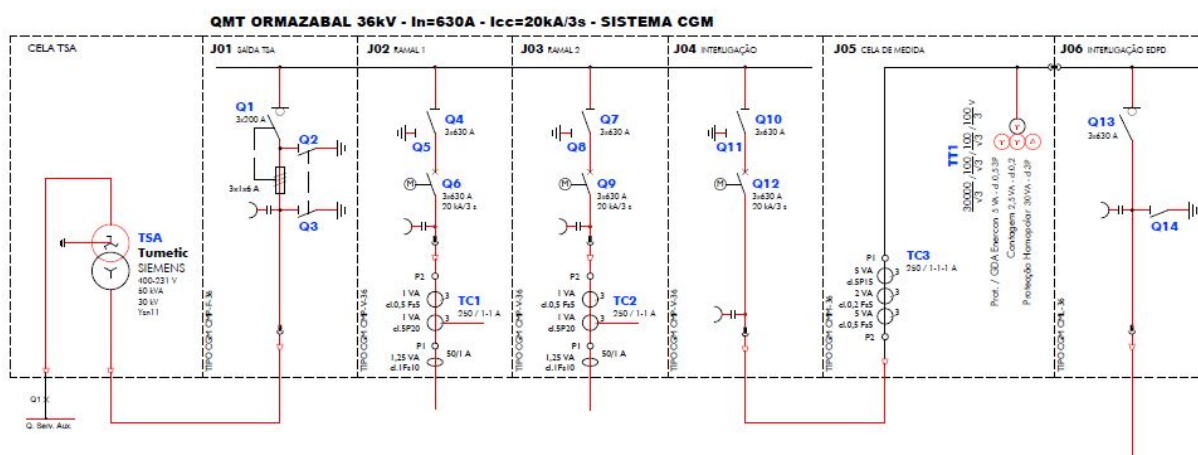


Figura 3.3: Esquema unifilar do parque eólico de Fonte de Mesa II

Como se pode observar, no esquema, a subestação tem um quadro de média tensão (QMT) de 36 kV, uma corrente de serviço (I_n) igual a 630 A e uma corrente de curto circuito de 20 kA/s.

O quadro apresenta 6 ligações. A primeira (J01) liga o quadro ao transformador. Transformador este da marca Siemens, modelo Tumetic com 400-231 V, 50 kVA e ligação yzn11. As ligações

J02 e J03 são os ramais que ligam o quadro aos aerogeradores. A ligação J04 é a interligação da subestação.

Tipo de turbina eólica

No parque de Fonte de Mesa II apenas é usado um tipo de turbina eólica, E82 E1. Na tabela 3.1 apresentam-se algumas características da turbina eólica referida. Também é possível verificar nas figuras 3.4 e 3.5, a curva característica de potência e o coeficiente de potência da turbina. Estes dois parâmetros são de extrema relevância uma vez que avaliam o desempenho do aerogerador.

Tabela 3.1: Características da turbina eólica E82-E1

Características	Turbina E82-E1
Potencia nominal (kW)	2000
Número de pás	3
Comprimento das pás (m)	38,8
Diâmetro do rotor (m)	82
Velocidade do vento nominal (m/s)	14
Velocidade do vento cut-in (m/s)	2,5
Velocidade do vento cut-out (com controlo de tempestade ativado) (m/s)	25
Velocidade do vento cut-out (com controlo de tempestade desativado) (m/s)	34
Altura total (m)	119,3

Figura 3.4: Curva de potência da turbina eólica E82-E1

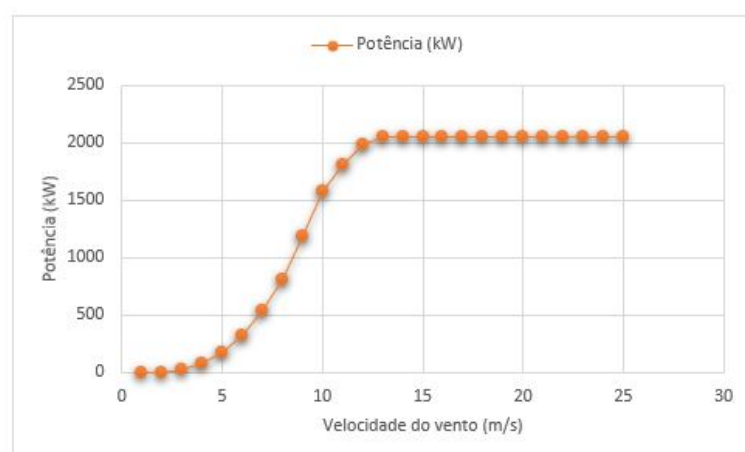
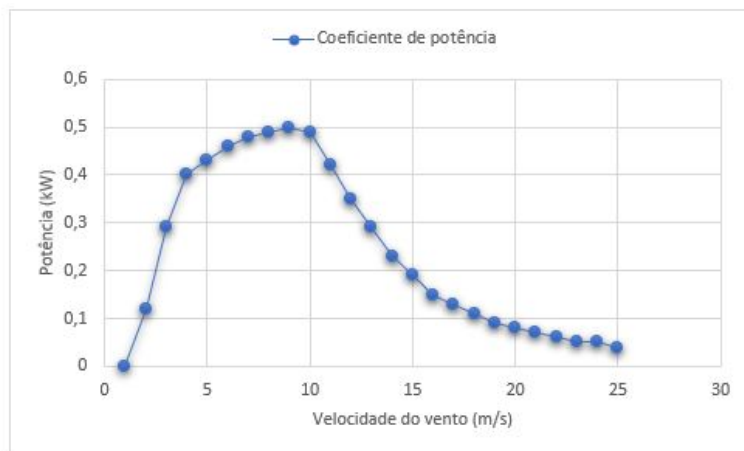


Figura 3.5: Curva do coeficiente de potência da turbina eólica E82-E1



Ramais

Neste parque eólico existem dois ramais. O ramal 1 liga a subestação com o aerogerador 3, que por sua vez, liga com o aerogerador 2 e, finalmente, este liga ao aerogerador 1. O ramal 2 tem origem na subestação com destino o aerogerador 4. Deste ponto, faz ainda a ligação com o aerogerador 5. É usado um cabo do tipo LXHIV monopolar com 150mm^2 de secção.

A tabela 3.2 indica o comprimento do cabo, bem como a potência a transportar e a tabela 3.3 apresenta as características técnicas do cabo.

Tabela 3.2: Comprimento e potência das ligações

Identificação do ramal	Ligação		Comprimento (m)	Potência a transportar MVA
	Origem	Destino		
Ramal 1	QMT(J02)	AG3	240	6,45
Ramal 1	AG3	AG2	1290	4,3
Ramal 1	AG2	AG1	330	2,15
Ramal 2	QMT(J03)	AG4	605	4,3
Ramal 2	AG4	AG5	570	2,15
TSA	TSA	QMT(J01)	15	0,05

Tabela 3.3: Características do cabo LXHIV 150mm²

Característica	Sigla	Unidade	Valor
Tensão	Ucabo	V	18/30
Corrente	Icabo	A	330
Resistência elétrica do cabo	Rcabo	Ω/km	0,206
Indutância elétrica do cabo	Lcabo	mH/km	0,394
Alma condutora	---	AL/CU	AL
Coeficiente da alma condutora	k	Un	7

Sobre-equipamento

Tal como referido anteriormente, será instalado no parque de Fonte de Mesa II um sobre-equipamento de 20%. Isto corresponde a uma nova turbina eólica.

A figura 3.6 representa a localização do sobre-equipamento.



Figura 3.6: Localização geográfica do sobre-equipamento

3.1.1 Dados fornecidos

Os dados fornecidos relativos ao caso de estudo (parque eólico de Fonte de Mesa II) encontram-se compreendidos entre o dia 1 de Janeiro de 2015 e o dia 31 de Dezembro de 2018, em intervalos de 15 minutos. Estes perfazem um total de 140239 períodos que contêm a seguinte informação:

- P_e : Produção dos 5 aerogeradores (kW);
- P_{se} : Produção do sobre-equipamento (kW);
- P_s : Produção dos painéis fotovoltaicos (kW);

Com estas 3 colunas de informação foi possível retirar mais 4 variáveis úteis para o uso do modelo

- P_{total} : Produção total do parque (MW);
- Deslastre total (D_{total}): Quantidade de energia que o parque produz acima do limite da interligação (para armazenar) (kW);
- Deslastre eólico (D_e): Componente da energia produzida acima do limite que pertence ao sobre-equipamento (kW);
- Deslastre solar (D_s): Componente da energia produzida acima do limite que pertence aos painéis fotovoltaicos (kW).

Para o cálculo da produção total é usado um simples somatório:

$$P_{total} = P_e + P_{se} + P_s; \quad (3.1)$$

O deslastre total é toda a potência que ultrapassa os 10 MW instalados do parque logo é necessário o seu cálculo:

- Se $P_{total} > 10 \text{ MW}$

$$D_{total} = P_{total} - 10 \text{ MW} \quad (3.2)$$

- Se $P_{total} \leq 10 \text{ MW}$

$$D_{total} = 0 \quad (3.3)$$

A potência de produção solar vai ter prioridade a ser deslastrada em relação à potência deslastrada pela produção de energia eólica, pois o seu preço de mercado é inferior.

Logo, se a P_{total} ultrapassar os 10MW, é primeiro removida a potência solar e só depois, se a P_{total} ainda for superior aos 10 MW, e que é removida a potência eólica proveniente do sobre-equipamento. Assim:

- Se $D_{total} - P_{total} > 0$

$$D_e = D_{total} - P_{total} \quad (3.4)$$

- Se $D_{total} - P_{total} \leq 0$

$$D_e = 0 \quad (3.5)$$

Tendo o D_{total} e o D_e , calcular o deslastre solário é um simples subtração.

$$D_s = D_{total} - D_e \quad (3.6)$$

3.2 Análise de fluxos de energia

Após a caracterização do parque integrante do caso de estudo, é importante fazer uma análise dos respectivos dados. Para isso foi feita uma análise dos diferentes tipos de produção do parque, tanto com valores mensais, como com valores horários.

3.2.1 Análise mensal

De modo a melhor cumprir os objetivos propostos, começou-se por analisar os dados de produção eólica, produção do sobre equipamento, produção solar e o deslastre mensal, entre os anos de 2015 a 2018.

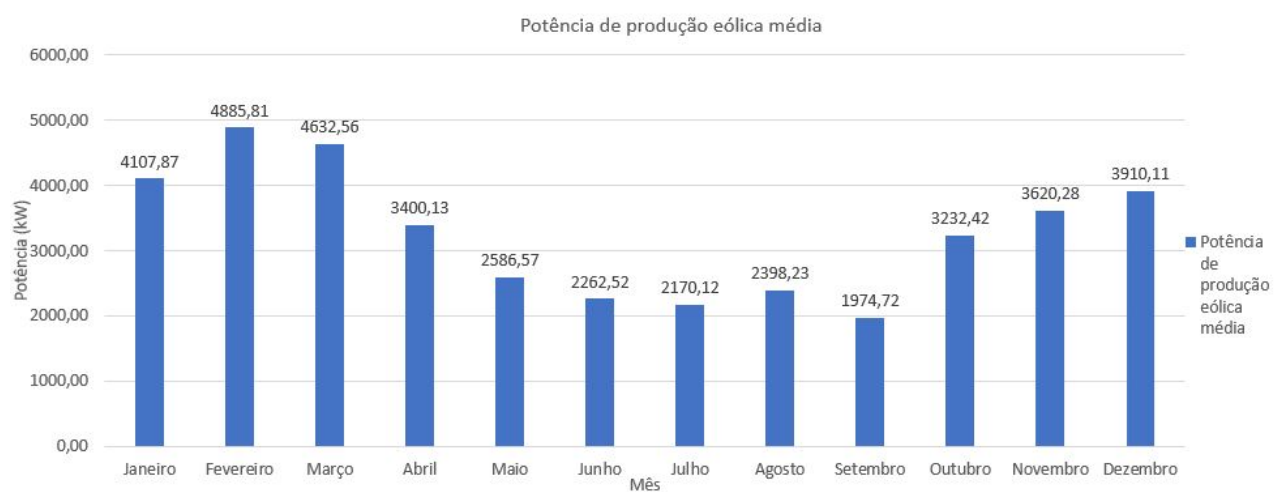


Figura 3.7: Dados de produção do parque eólico mensais do parque de fonte de mesa II

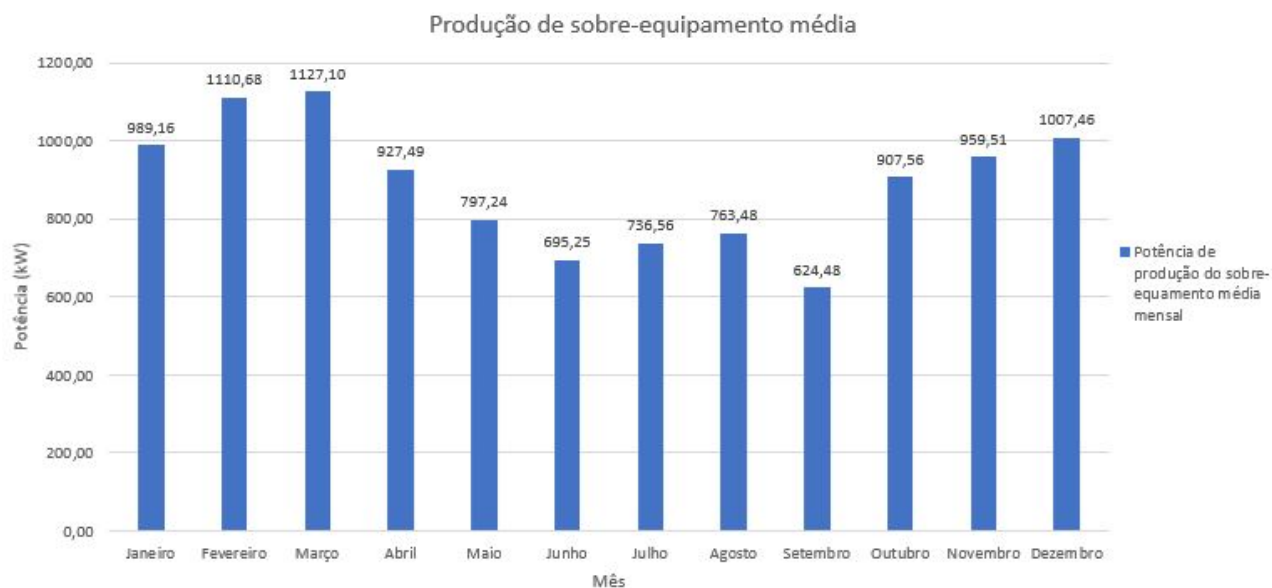


Figura 3.8: Dados de produção do sobre-equipamento mensais do parque de fonte de mesa II

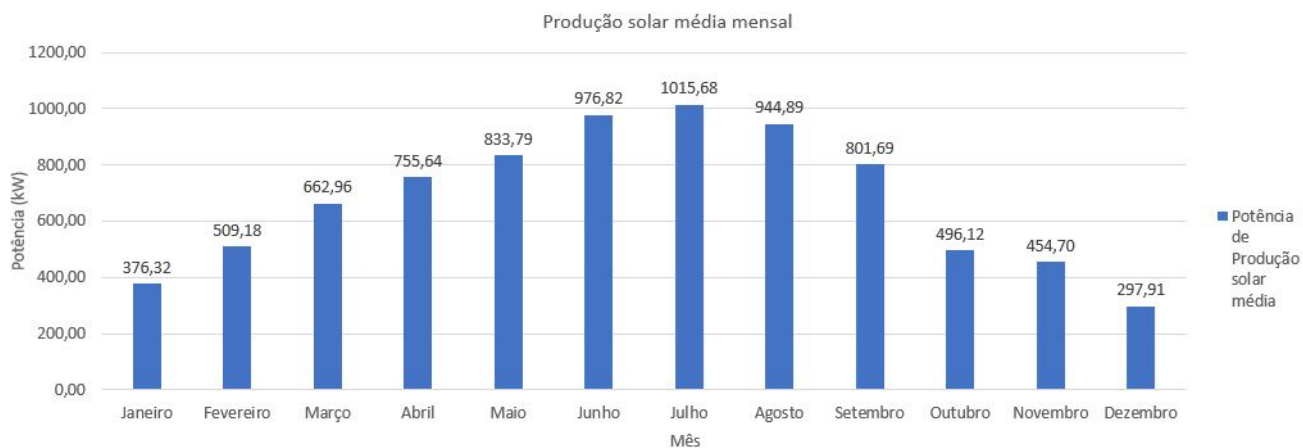


Figura 3.9: Dados de produção da central solar mensais do parque de fonte de mesa II

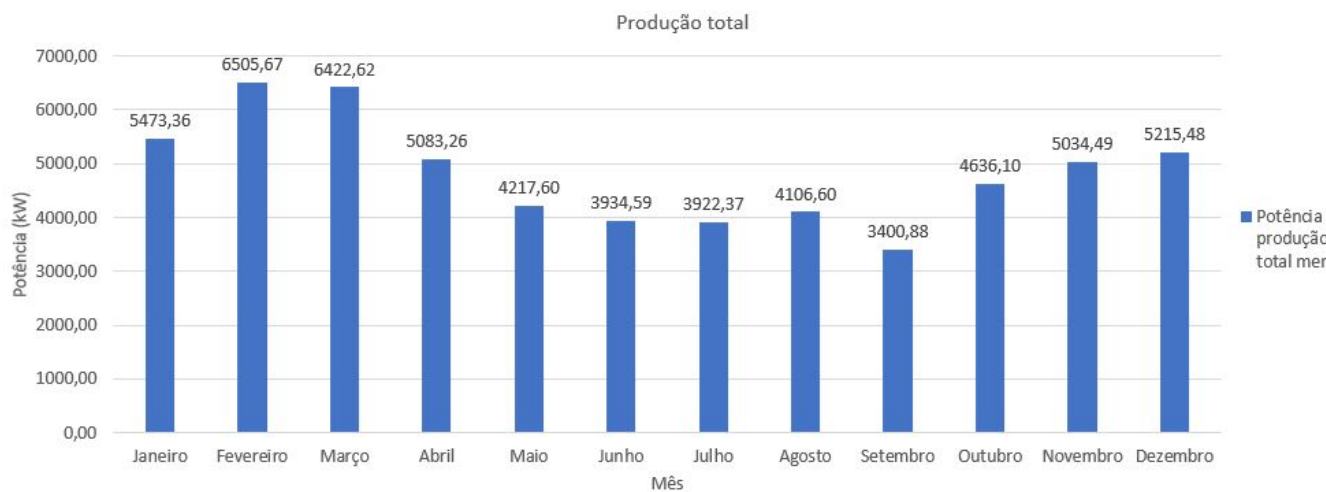


Figura 3.10: Dados de produção total mensais do parque de fonte de mesa II

Tabela 3.4: Dados de produção média mensal do parque de fonte de mesa II em percentagem mensal

Mês	Produção eólica (%)	Produção de sobre-equipamento (%)	Produção solar (%)
Janeiro	75,052	18,072	6,876
Fevereiro	75,101	17,073	7,827
Março	72,129	17,549	10,322
Abril	66,889	18,246	14,865
Maio	61,328	18,903	19,769
Junho	57,503	17,670	24,826
Julho	55,327	18,779	25,895
Agosto	58,399	18,592	23,009
Setembro	58,065	18,362	23,573
Outubro	69,723	19,576	10,701
Novembro	71,910	19,059	9,032
Dezembro	74,971	19,317	5,712

Através dos dados da figura 3.7 verifica-se que nos meses de janeiro, fevereiro e março, existe uma maior potência de produção eólica, sendo que a produção do sobre equipamento segue o mesmo comportamento da produção eólica do parque, segundo a figura 3.8.

Com os dados da figura 3.9 observa-se que nos meses de Maio, Junho, Julho e Agosto existe uma maior potência de produção de energia solar em relação aos outros meses (em alguns casos mais do dobro), o que já era expectável dado que nestes meses a irradiação média diária (em Wh/m^2) é superior.

A produção total mensal do parque híbrido é vista na figura 3.10. Como os valores de produção eólica são muito elevados, em relação ao sobre-equipamento e o solar, não existem grandes

alterações percentuais da produção eólica. Os meses de fevereiro e março são os mais produtivos e setembro o menos produtivo.

A tabela 3.4 revela os níveis de percentagem da produção total associados à média das potências de produção mensais dos três centros de produção do parque.

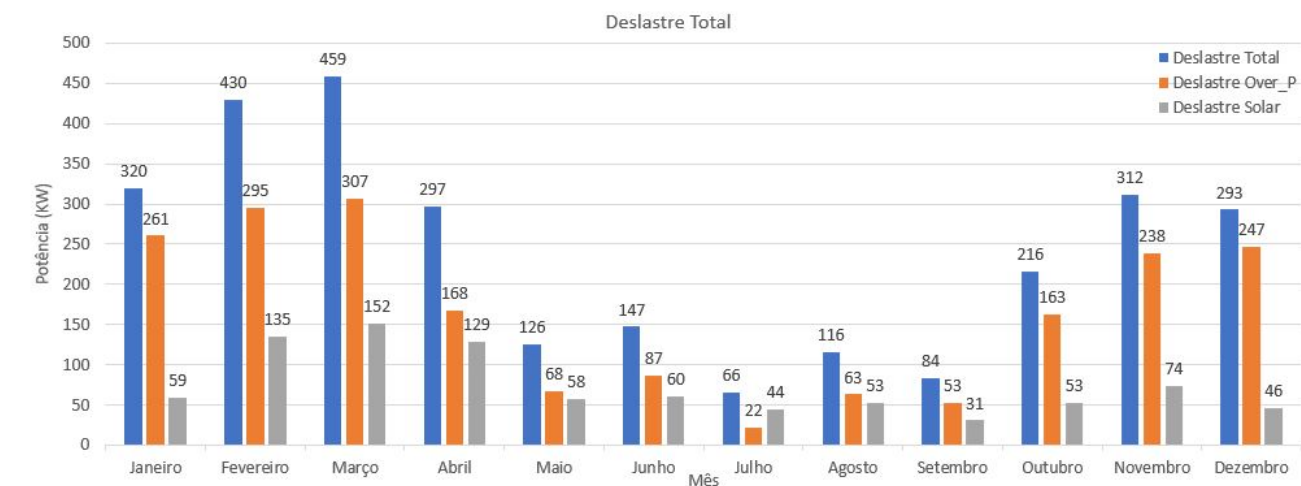


Figura 3.11: Dados de deslastre de potência mensal do parque de fonte de mesa II

Tabela 3.5: Dados de deslastre de potência mensal do parque de fonte de mesa II em percentagem

Mês	Deslastre total (%)	Deslastre eólico (%)	Deslastre solar (%)
Janeiro	5,843	4,764	1,080
Fevereiro	7,856	5,393	2,463
Março	8,387	5,608	2,778
Abril	5,426	3,072	2,354
Mai	2,300	1,236	1,064
Junho	2,693	1,592	1,101
Julho	1,207	0,397	0,811
Agosto	2,126	1,156	0,969
Setembro	1,526	0,965	0,562
Outubro	3,948	2,981	0,966
Novembro	5,700	4,355	1,345
Dezembro	5,353	4,510	0,842
Total	4,364	3,002	1,361

Na figura 3.11 estão representados os valores de deslastre total, deslastre solar e deslastre eólico, sendo este ultimo proveniente da turbina de sobre-equipamento.

Verifica-se que nos meses de fevereiro e março existe uma potência muito superior de deslastre comparado com outros meses. Isto deve-se ao facto de, como visto anteriormente, existir uma grande produção eólica, tanto das 5 turbinas eólica, como do sobre-equipamento do parque. Apesar de nos meses mais quentes do ano existir uma maior produção de energia solar, a diferença

entre os níveis de produção eólico e solar são tão grandes que não afetam os valores de percentagem de deslastre total, representados na tabela 3.5. Apenas no mês de julho existe uma maior percentagem de deslastre solar do que deslastre eólico, pois é o mês que tem maior produção solar e o segundo menor em produção eólica.

Observa-se ainda que 4,364% de toda a produção é deslastre, onde 3,002% é provenientes da produção eólica do sobre equipamento e 1,361% da produção solar.

3.2.2 Análise dos fluxos horários

Após a verificação de dados mensais, procedeu-se á análise de dados de produção por hora, para determinar quais os momentos do dia em que as baterias serão mais utilizadas.

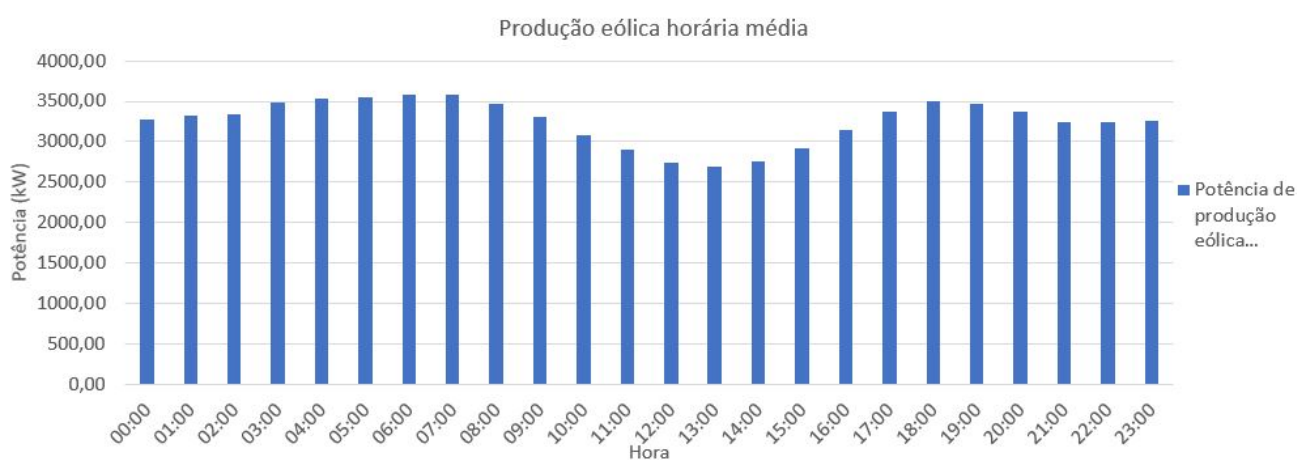


Figura 3.12: Dados de produção do parque eólico horários do parque de fonte de mesa II.



Figura 3.13: Dados de produção do sobre-equipamento do parque eólico horários do parque de fonte de mesa II.

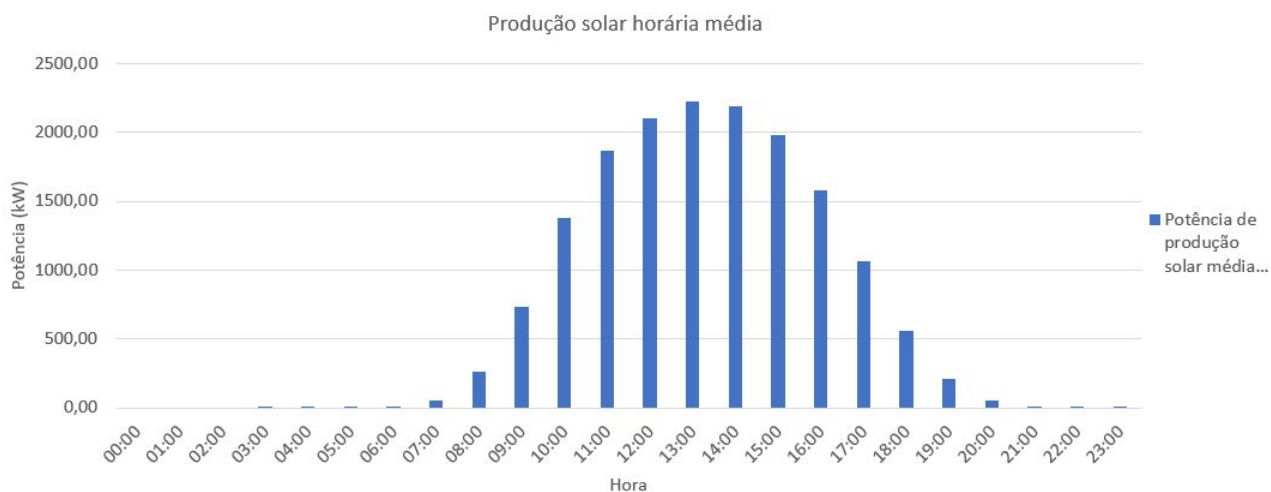


Figura 3.14: Dados horários da central solar do parque de fonte de mesa II.



Figura 3.15: Dados de produção total horários dos três centros de produção do parque de fonte de mesa II.

Tabela 3.6: Dados de produção de potência média horária do parque de fonte de mesa II em percentagem da produção diária

Hora	Produção eólica		Produção de sobre-equipamento		Produção solar		Produção total	
	kW	%	kW	%	kW	%	kW	%
00:00	3268,03	4,183	881,41	4,146	0,00	0,000	4149,436	3,588
01:00	3319,99	4,250	897,07	4,220	0,00	0,000	4217,06	3,647
02:00	3334,25	4,268	898,82	4,228	0,00	0,000	4233,073	3,660
03:00	3482,48	4,458	935,33	4,400	0,00	0,000	4417,808	3,820
04:00	3528,96	4,517	934,35	4,395	0,00	0,000	4463,313	3,859
05:00	3546,51	4,540	946,08	4,450	0,04	0,000	4492,631	3,885
06:00	3581,39	4,584	952,99	4,483	3,36	0,021	4537,735	3,924
07:00	3584,93	4,589	948,84	4,463	53,83	0,331	4587,6	3,967
08:00	3470,65	4,442	925,48	4,353	263,99	1,623	4660,123	4,030
09:00	3313,39	4,241	885,32	4,164	733,72	4,512	4932,425	4,265
10:00	3087,19	3,952	836,72	3,936	1378,00	8,474	5301,898	4,585
11:00	2905,82	3,719	796,42	3,746	1868,45	11,490	5570,695	4,817
12:00	2745,36	3,514	763,82	3,593	2097,85	12,901	5607,032	4,848
13:00	2689,82	3,443	742,22	3,491	2223,85	13,676	5655,883	4,891
14:00	2755,45	3,527	763,15	3,590	2187,42	13,452	5706,017	4,934
15:00	2912,80	3,728	809,72	3,809	1983,42	12,197	5705,945	4,934
16:00	3139,24	4,018	869,39	4,089	1579,04	9,711	5587,661	4,832
17:00	3376,47	4,322	936,93	4,407	1059,85	6,518	5373,248	4,646
18:00	3497,74	4,477	962,82	4,529	560,84	3,449	5021,395	4,342
19:00	3475,65	4,449	959,44	4,513	210,63	1,295	4645,725	4,017
20:00	3372,30	4,317	938,59	4,415	50,46	0,310	4361,345	3,771
21:00	3241,80	4,149	907,37	4,268	6,22	0,038	4155,39	3,593
22:00	3237,47	4,144	889,91	4,186	0,13	0,001	4127,51	3,569
23:00	3257,43	4,169	876,88	4,125	0,01	0,000	4134,309	3,575
Diário	3255,214	67,556	885,793	18,383	677,546	14,061	4818,552	100

Através das figuras 3.12 e 3.13 verifica-se que os níveis de produção de energia eólica são equilibrados durante as 24 horas, havendo apenas uma pequena redução entre as 10 e as 16 horas. A tabela 3.6 mostra como as percentagens de produção são bastante similares durante o dia. Verifica-se também que os valores percentuais de produção de energia eólica dos 5 aerogeradores do parque são praticamente idênticos com o sobre-equipamento instalado.

Analisando o gráfico apresentado na figura 3.14, é possível entender que, sem surpresas, entre as 11 e 16 horas é o momento do dia em que existe uma maior produção de energia solar. Sendo que, a influência da produção de energia fotovoltaica na produção total do parque é tal, que se verifica um aumento da produção nesse mesmo horário, tal como é possível observar no gráfico apresentado na figura 3.15.

Por dia, em média, são produzidos cerca de 4,818 MW em que 67,56% são provenientes da produção eólica das 5 turbinas eólicas, 18,383% são relativos ao uso do sobre-equipamento do parque e, apenas, 14,061% pertencem à produção solar, como se pode ver na tabela 3.6

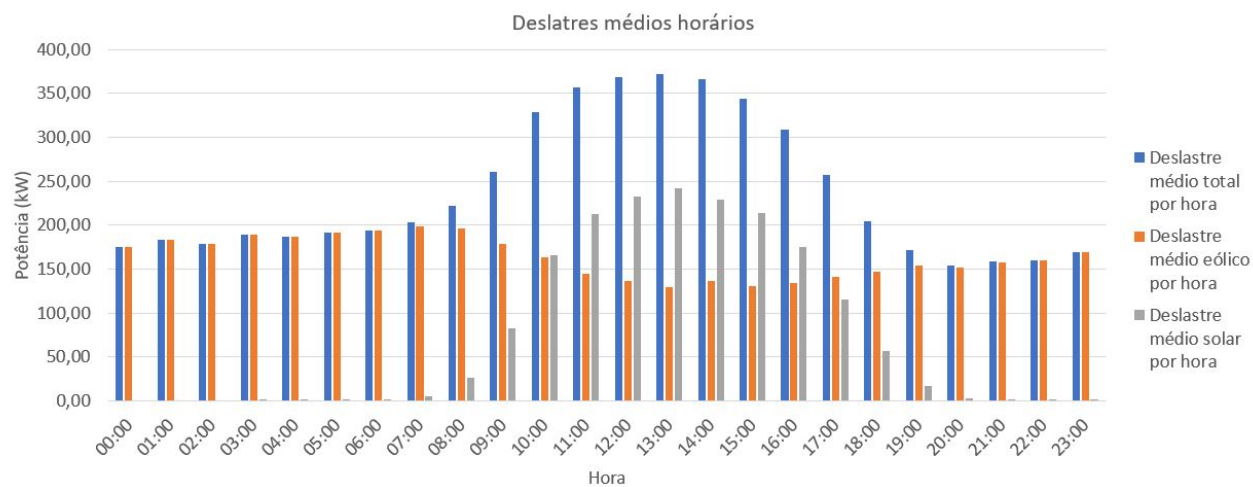


Figura 3.16: Dados de deslante de potência horária do parque de fonte de mesa II

Tabela 3.7: Dados de deslante de potência horária do parque de fonte de mesa II em da produção diária

Hora	Deslante total		Deslante eólico		Deslante solar	
	kW	%	kW	%	kW	%
00:00	174,66	3,061	174,66	3,061	0,00	0,000
01:00	182,85	3,205	182,85	3,205	0,00	0,000
02:00	179,11	3,139	179,11	3,139	0,00	0,000
03:00	188,69	3,307	188,69	3,307	0,00	0,000
04:00	186,30	3,265	186,30	3,265	0,00	0,000
05:00	192,09	3,367	192,09	3,367	0,00	0,000
06:00	193,69	3,395	193,42	3,390	0,27	0,005
07:00	203,49	3,567	198,96	3,487	4,53	0,079
08:00	222,61	3,902	196,34	3,441	26,27	0,460
09:00	261,12	4,577	178,51	3,129	82,61	1,448
10:00	328,60	5,759	163,05	2,858	165,55	2,902
11:00	357,36	6,263	144,30	2,529	213,06	3,734
12:00	369,16	6,470	136,94	2,400	232,22	4,070
13:00	372,19	6,523	129,99	2,278	242,20	4,245
14:00	366,25	6,419	136,72	2,396	229,54	4,023
15:00	343,77	6,025	130,48	2,287	213,29	3,738
16:00	309,42	5,423	134,18	2,352	175,24	3,071
17:00	257,06	4,506	141,32	2,477	115,74	2,029
18:00	204,18	3,579	147,58	2,587	56,59	0,992
19:00	171,11	2,999	154,46	2,707	16,65	0,292
20:00	153,98	2,699	151,57	2,657	2,41	0,042
21:00	158,49	2,778	158,14	2,772	0,34	0,006
22:00	159,85	2,802	159,84	2,802	0,01	0,000
23:00	169,41	2,969	169,41	2,969	0,00	0,000
Diário	237,726	4,934	163,705	3,397	74,022	1,536

No caso dos deslastes de produção horários, verifica-se, analisando a figura 3.16 que segue o mesmo padrão das produções. É constante durante a maior parte do dia, mas quando há um aumento de produção solar, o deslastre total aumenta para valores muito superiores. A ultima linha da tabela 3.7 sumariza o deslastre médio diário e a percentagem parcial de deslastre de cada componente de produção. Por dia, em média são desperdiçados cerca de 237,726 kW, que perfaz um total de 4,934% da energia total produzida por dia. Destes, 3,397% são provenientes do deslastre do uso do sobre-equipamento do parque e 1,536 % pertencem ao deslastre associado à produção solar.

Capítulo 4

Simulação e otimização do dimensionamento

O presente capítulo descreve a implementação do algoritmo utilizado para a simulação de operação do sistema parque híbrido-SAE bem como a ferramenta utilizada para a otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento.

Começou-se por descrever a estratégia de controlo escolhida para implementar sob a forma de algoritmo de operação do equipamento SAE.

De seguida, é explicado o funcionamento do algoritmo de operação desenvolvido, os seus objetivos e pressupostos, com o auxílio de um fluxograma.

Posteriormente, foi analisado o comportamento de ambas as baterias com um período de tempo anual e diário.

Por fim, salienta-se que apesar da ferramenta desenvolvida oferecer a possibilidade de simular diversos tipos de sistemas de armazenamento, esta dissertação focar-se-á no estudo da tecnologia da bateria de iões de lítio.

4.1 Estratégia de controlo

Existem diversas estratégias de controlo de SAE, como mencionado anteriormente, mas, após a análise dos níveis de produção e de deslastre do parque de Fonte de Mesa II, foi selecionado o modo de carga como o método que melhor se adapta ao caso de estudo.

O objetivo da otimização de operação do equipamento SAE é a minimização do deslastre de potência do parque. Adicionalmente, sempre que possível, pretende-se a manutenção de um baixo nível de carga de modo a ter a bateria sempre pronta a carregar excedentes de produção. O modo de carga permite carregar o máximo de energia no SAE e, assim, minimizar o deslastre da potência de produção do parque. Desta forma, trata-se de um método dotado de uma elevada simplicidade e que responde aos problemas referidos.

Por se tratar de um parque híbrido, decidiu-se recorrer à instalação de duas baterias, uma que armazena e descarrega energia localizada na central solar e a outra no sobre-equipamento.

Assim sendo, com a instalação destas duas baterias, existe um maior rendimento de armazenamento de energia, não se focando apenas no deslastre individual de um componente de produção do parque, mas sim no deslastre total.

4.2 Modelo matemático

A estratégia do modo de carga consiste em manter a bateria num estado de carga mínimo, ou seja, assim que possível deve injetar a energia armazenada na rede. Assim, é possível armazenar energia sempre que existe um excedente de produção.

A simulação é efectuada regularmente num intervalo de tempo de 15 minutos e efectuada em modo offline, ou seja o algoritmo não está integrado no sistema de controlo, apenas simula a operação do sistema de controlo. A função objetivo visa minimizar o deslastre total.

As figuras [4.1](#) e [4.2](#) apresentam o fluxograma que descreve o funcionamento do algoritmo.

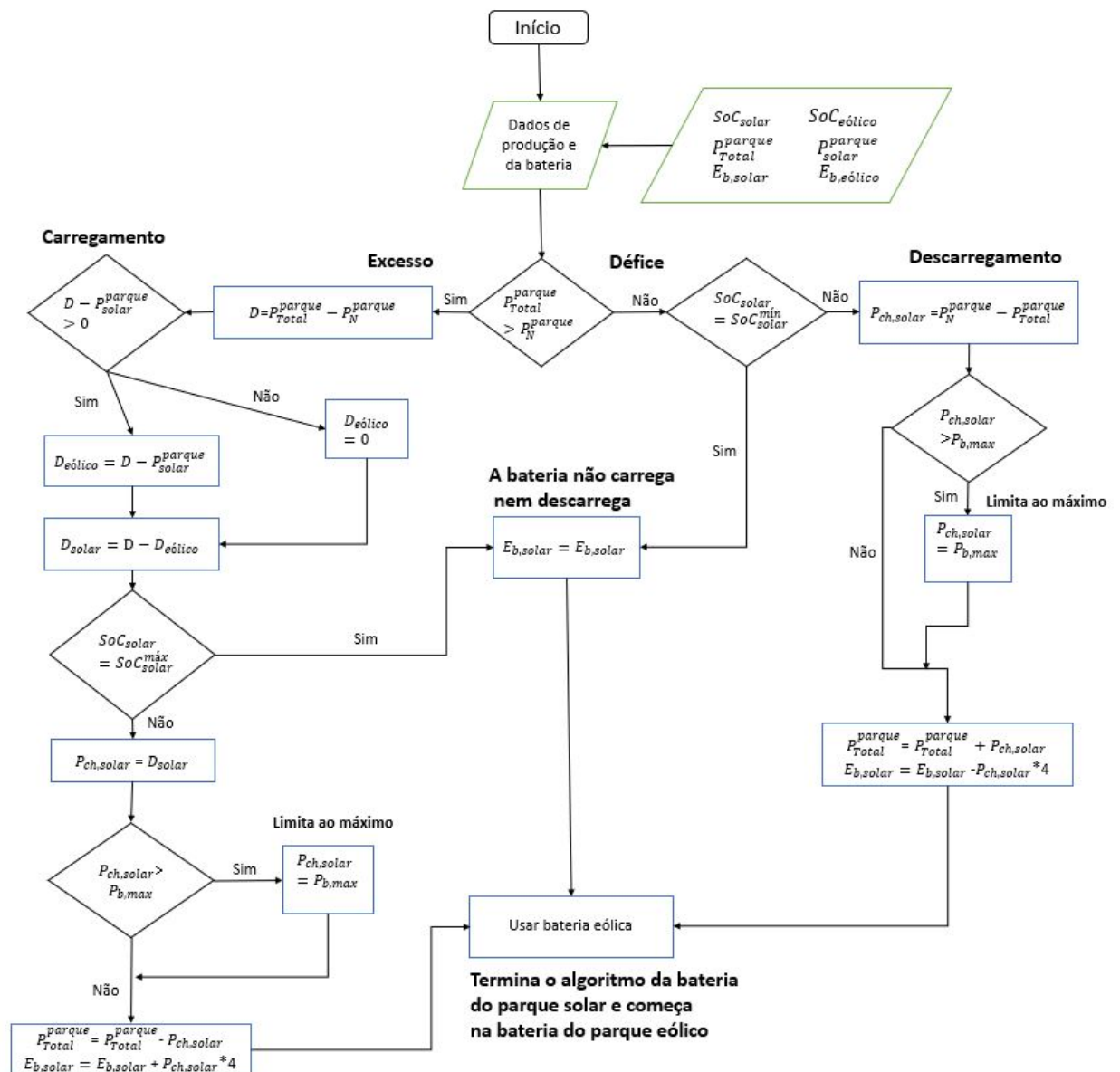


Figura 4.1: Fluxograma do funcionamento do algoritmo de operação com estratégia "Modo de Carga"

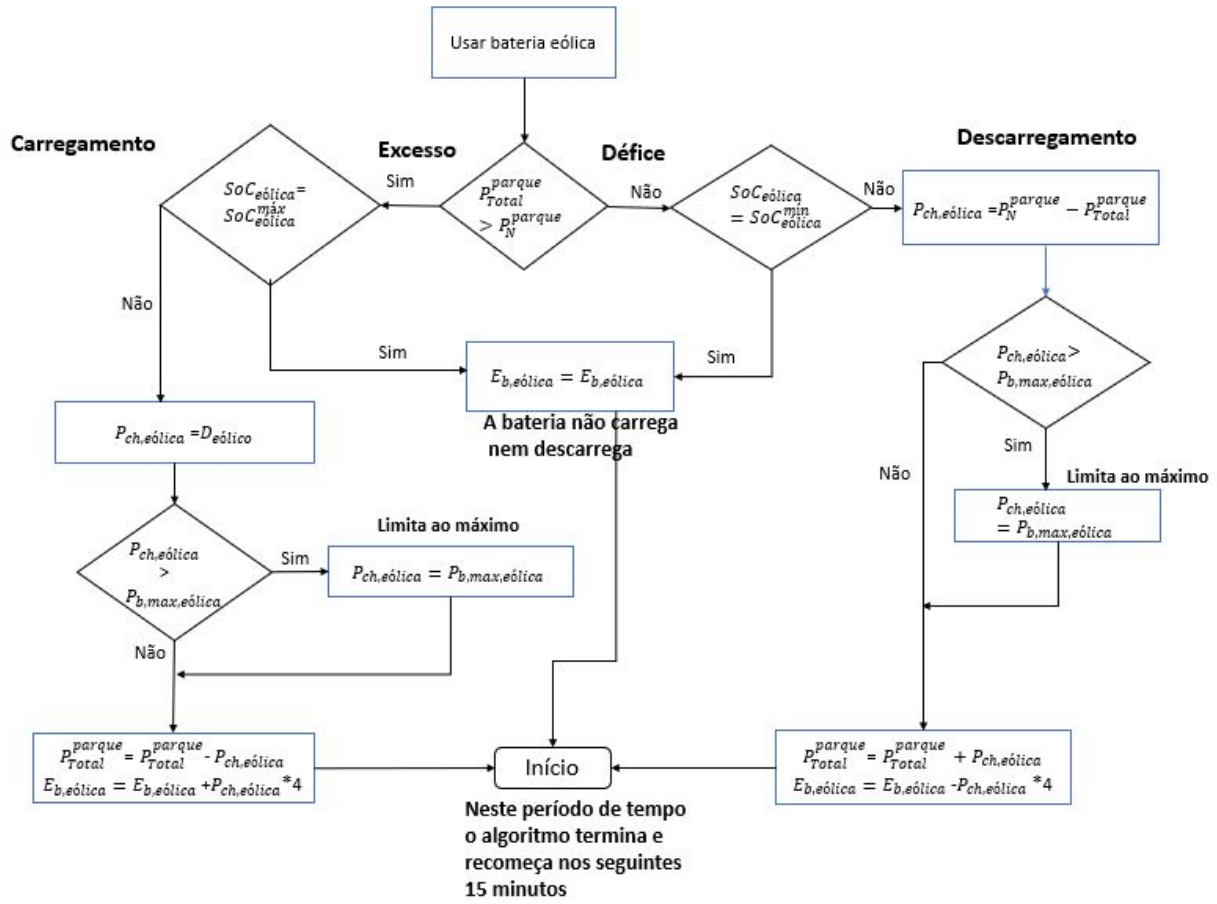


Figura 4.2: Fluxograma do funcionamento do algoritmo de operação com estratégia "Modo de Carga"(continuação)

Em que:

- P_{total}^{parque} : Corresponde á produção total do parque, somatório da produção eólica, produção de sobre-equipamento e produção solar (kW);
- P_N^{parque} : Potência nominal do parque (10 MW);
- SoC_{solar} : Estado de carga actual da bateria solar (kWh);
- SoC_{eolico} : Estado de carga actual da bateria eólica (kWh);
- SoC^{Max} : Estado de carga máximo da bateria solar (kWh);
- SoC^{Min} : Estado de carga mínimo da bateria solar (kWh);
- $E_{b,solar}$: Energia armazenada na bateria solar (kWh);
- $E_{b,eolica}$: Energia armazenada na bateria eólica (kWh);

- D : Deslastre total (kW);
- D_{solar} : Deslastre solar (kW);
- D_{elico} : Deslastre eólico(kW);
- P_{ch} : Potência exigida à bateria para armazenar ou fornecer naquele instante (kW).

Procede-se á explicação da sequência do algoritmo seguindo o fluxograma da figura 4.1 e 4.2. O algoritmo recebe certas informações do parque e da bateria: estado de carga e energia de ambas as baterias, e a energia produzida pelo parque nesse instante.

Começa-se por analisar os dados de produção total do parque e comparar este valor com a sua potência nominal (10 MW).

$$P_{total}^{parque} > P_N^{parque}; \quad (4.1)$$

Quando a potência total for superior a 10 MW haverá uma situação de excesso e quando for inferior estamos perante uma situação de défice.

No caso de défice, verifica-se o estado de carga da bateria solar e caso não esteja no mínimo a bateria vai descarregar a energia que puder de modo a compensar o défice de produção.

$$SoC_{solar} = SoC_{solar}^{Min}; \quad (4.2)$$

$$P_{ch} = P_N^{parque} - P_{total}^{parque}; \quad (4.3)$$

$$P_{total}^{parque} = P_{total}^{parque} + P_{ch}; \quad (4.4)$$

$$E_{b,solar} = E_{b,solar} - P_{ch} * 4; \quad (4.5)$$

Se a bateria estiver descarregada, não ocorrem alterações.

$$E_{b,solar} = E_{b,solar}; \quad (4.6)$$

Após isto, a primeira comparação é efectuada novamente. Se voltar a existir défice é repetido este processo para a bateria eólica localizada no sobre-equipamento. Caso a potência produzida pelo parque após o processo de descarregamento seja exactamente igual à potência nominal do parque, o algoritmo, apesar de indicar um caso de défice, não faz qualquer alteração, já que assume que a potência que tem de carregar (P_{ch}) é 0.

Em caso de excesso, procede-se ao cálculo do deslastre total, solar e eólico através das equações 3.2 a 3.6 descritas no secção 3.1.5.

Verifica-se que o estado de carga da bateria solar não está no máximo.

$$SoC_{solar} = SoC_{solar}^{Max}; \quad (4.7)$$

Caso se confirme, a bateria solar carrega o máximo de energia possível.

$$P_{ch} = D_{solar}; \quad (4.8)$$

$$P_{ch} > P_N^{parque} - P_{total}^{parque}; \quad (4.9)$$

$$E_{b,solar} = E_{b,solar} - P_{ch} * 4; \quad (4.10)$$

Após isso volta-se a comparar a potência produzida total do parque, agora subtraída da energia carregada pela bateria, com a potência nominal, voltando ao início do algoritmo.

Caso se repita o excesso de potência, o processo de carregamento de energia é repetido com a bateria eólica.

Durante todo o funcionamento do algoritmo existem algumas condicionantes. Uma delas é o facto de o excesso ou défice de produção ser superior á capacidade das baterias. De forma a controlar essa condição foram adicionadas 2 fórmulas de forma a limitar a energia que as baterias carregam ou descarregam.

Primeiro, verifica-se que essa condição se confirma:

$$P_{ch,solar} > P_{b,max}; \quad (4.11)$$

Caso se confirme, o algoritmo automaticamente limita a energia a ser carregada ou descarregada:

$$P_{ch,solar} = P_{b,max}; \quad (4.12)$$

A função objetivo visa minimizar o deslastre total.

De seguida, apresenta-se, nas figuras 4.3 e 4.4, a operação das 2 baterias, durante o dia 16 de Fevereiro de 2015, através do algoritmo atrás descrito. De forma a esta operação ser melhor compreendida, apresentam-se os valores dos dados do algoritmo de entre as 13h e as 15h do mesmo dia.



Figura 4.3: Comportamento da bateria solar(1 MWh/ 1MW) no dia 16 de Fevereiro de 2015

Tabela 4.1: Dados da metodologia na bateria solar

Bateria Solar										
hora	Produção E (kW)	Produção SE (kW)	Produção S (kW)	Produção Total (kW)	Desl. Total (kW)	Desl. Eólico (kW)	Desl. Solar (kW)	SOC (%)	Carga (kWh)	descarga (kWh)
13:00:00	8040,00	1773,00	1677,62	11490,622	1490,62	0,000	1490,622	0%	250	0,00
13:15:00	9040,00	1773,00	1444,31	12257,308	2257,31	813,000	1444,308	25%	250	0,00
13:30:00	9000,00	1773,00	1210,99	11983,994	1983,99	773,000	1210,994	50%	250	0,00
13:45:00	8910,00	1773,00	1309,34	11992,342	1992,34	683,000	1309,342	75%	250	0,00
14:00:00	7550,00	1773,00	1641,00	10964,004	964,00	0,000	964,004	100%	0	0,00
14:15:00	6590,00	1773,00	1972,67	10335,666	335,67	0,000	335,666	100%	0	0,00
14:30:00	7040,00	1773,00	2304,33	11117,328	1117,33	0,000	1117,328	100%	0	0,00
14:45:00	7730,00	1773,00	2634,81	12137,806	2137,81	0,000	2137,806	100%	0	0,00
15:00:00	8870,00	1773,00	2633,62	13276,622	3276,62	643,000	2633,622	100%	0	0,00



Figura 4.4: Comportamento da bateria do sobre-equipamento(2 MWh/ 1MW) no dia 16 de Fevereiro de 2015

Tabela 4.2: Dados da metodologia na bateria eólica

Bateria eólica										
Produção Total 2 (kW)	Desl. Total 2 (kW)	SOC (kWh)	Carga (kWh)	Descarga (kWh)	Produção Total 3 (kW)	Produção Eólica 3 (kW)	Produção Solar 3 (kW)	Desl. Total 3 (kW)	Desl. Eólico 3 (kW)	Desl. Solar 3 (kW)
10490,622	490,622	0%	122,65	0,00	10000,00	1282,38	677,62	0	0	0
11257,308	1257,308	6%	314,33	0,00	10000,00	515,69	444,31	0	0	0
10983,994	983,994	22%	245,99	0,00	10000,00	789,01	210,99	0	0	0
10992,342	992,342	34%	248,09	0,00	10000,00	780,66	309,34	0	0	0
10964,004	964,004	47%	241,01	0,00	10000,00	809,00	1641,01	0	0	0
10335,666	335,666	59%	83,91	0,00	10000,00	1437,33	1972,67	0	0	0
11117,328	1117,328	63%	279,33	0,00	10000,00	655,67	2304,33	0	0	0
12137,806	2137,806	77%	464,69	0,00	10279,07	503,00	2634,81	279,07	0	279,07
13276,622	3276,622	100%	0	0,00	13276,62	1773,00	2633,62	3276,62	643	2633,62

Para este exemplo a bateria solar tem capacidade de carregar 1000 kWh, o que significa que em 15 minutos carrega no máximo 250 kWh. A bateria eólica tem de capacidade de carregar 2000 kWh, 500 kWh em 15 minutos.

Verificado que há um excesso de produção e o estado de carga da bateria se encontra no mínimo, vai iniciar-se o processo de carga. Na 1ª linha, após verificação da existência de deslastre e com a bateria com SOC no mínimo, a bateria solar carrega 250 kWh pois é o máximo que consegue carregar em 15 minutos. Após, retira-se a energia que foi carregada pela bateria à produção total do parque.

Assim, verificando na tabela 4.2, o parque continua a produzir mais que o permitido mas com um excesso menor, de apenas 490,662 kW. Como a segunda bateria também está no seu estado de carga mínimo, vai entrar também no processo de carga. A potência de deslastre multiplicada

pelo intervalo de tempo ($490,622 \times 0,25$) resulta na energia que a 2ª bateria vai carregar naquele instante (122,655 kWh). Deste modo, retirando novamente essa energia da produção total do parque, verifica-se que às 13 horas do dia 16 de Fevereiro de 2015, com a inclusão de SEE, o aproveitamento de energia produzida pelo parque passou de 87,03 % para 100%. O mesmo acontece até as 14:30 horas. A bateria solar carrega sempre o máximo possível até o seu estado de carga ficar ao máximo, o que acontece às 14h. A bateria eólica alcança o seu estado de carga máximo às 15h. Nessa linha verifica-se que ambas as baterias se encontram com o estado máximo de carga, existindo um excedente de produção e um desperdício de 13,25%.

4.3 Comportamento mensal da bateria

Após implementar a metodologia será estudado o comportamento das baterias ao longo de um ano. De forma a poder comparar melhor o desempenho das duas baterias, ambas têm um capacidade de 1 MWh e potência de 1 MW. Esta análise segue o mesmo padrão da análise mensal.

4.3.1 Energia mensal de carga e descarga

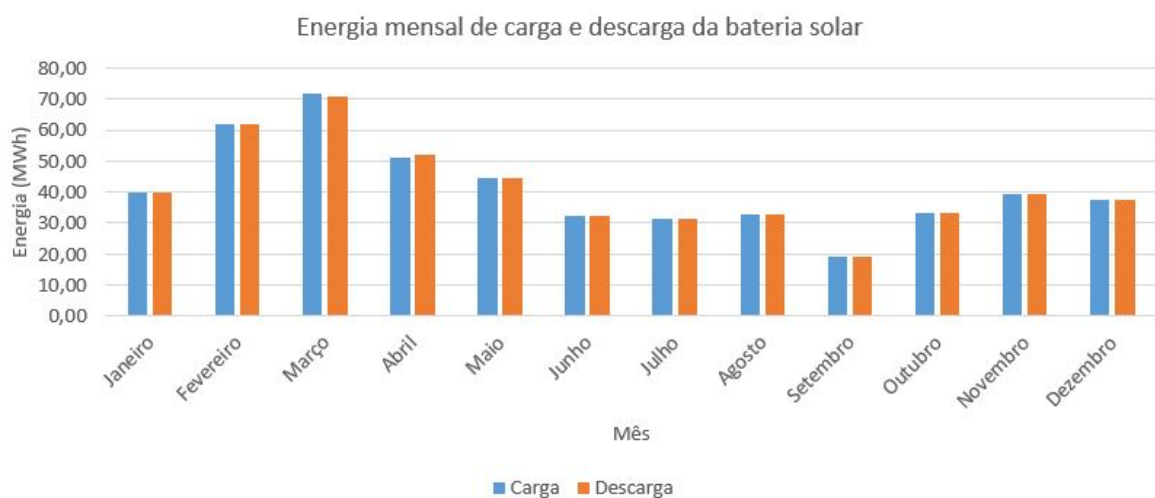


Figura 4.5: Energia Mensal da bateria solar no parque solar

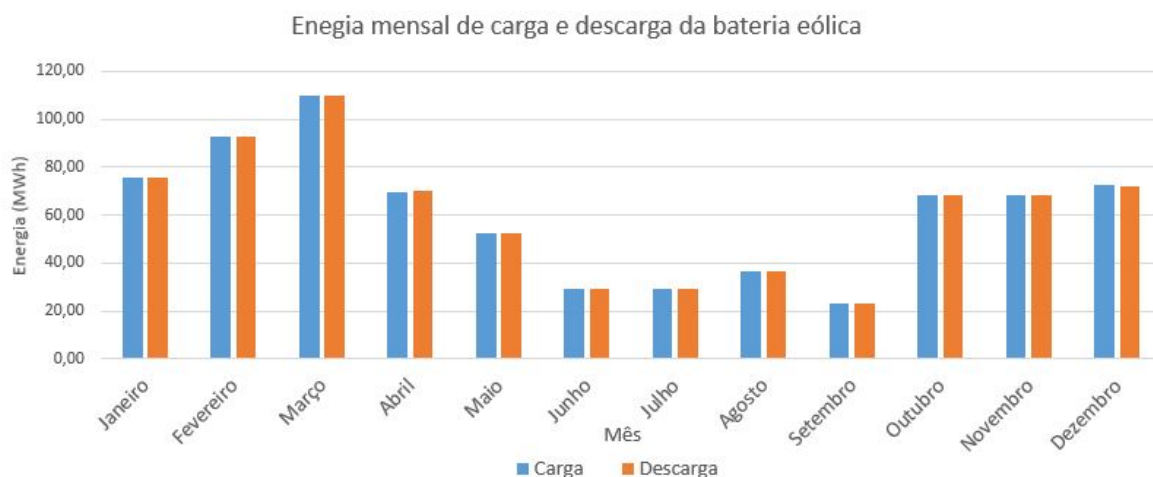


Figura 4.6: Energia Mensal da bateria no parque eólico

As energias de carga e de descarga de cada uma das baterias são, expectavelmente, bastante semelhantes pois a energia acumulada é descarregada no próprio período, com diferenças mínimas. Em março é quando existe uma maior utilização das baterias e em setembro é quando as baterias são menos utilizadas.

Verifica-se também, pelos valores, que a bateria do parque eólico tem uma maior utilização face à bateria da central solar, apesar desta ser prioritária. Isto deve-se a existência de um maior nível de deslastre eólico e frequência de oscilação, com períodos mais curtos de ciclo carga/descarga.

4.3.2 Comparação do deslastre após a introdução de bateria

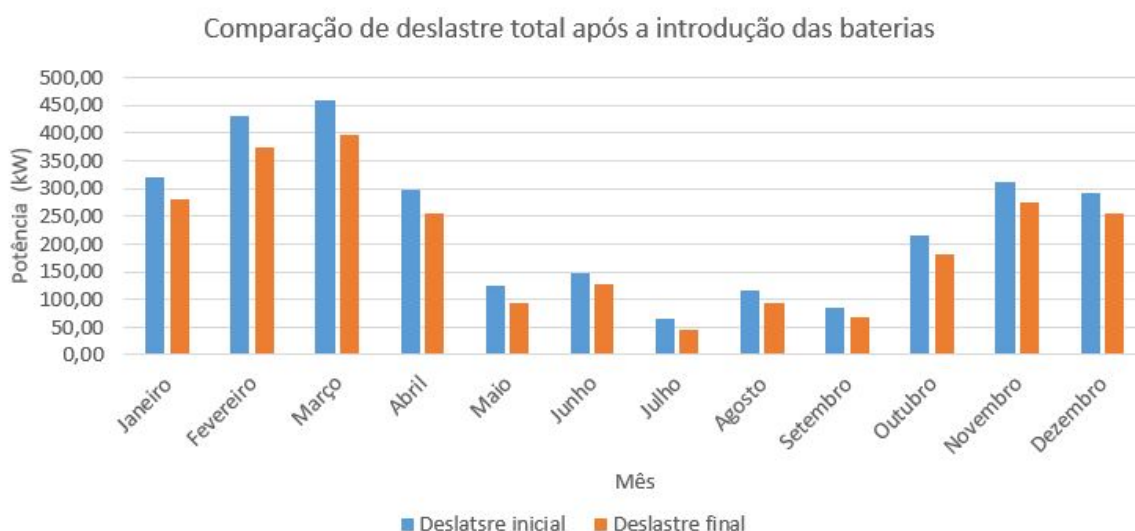


Figura 4.7: Comparação do deslastre total após a introdução das baterias

Tabela 4.3: Decremento do deslastre total após a introdução das baterias

	Decremento	
	kW	%
Janeiro	38,68	12,09%
Fevereiro	56,97	13,25%
Março	60,99	13,29%
Abril	41,79	14,07%
Mai	32,62	25,91%
Junho	21,33	14,47%
Julho	20,29	30,72%
Agosto	23,30	20,03%
Setembro	14,63	17,51%
Outubro	34,11	15,79%
Novembro	37,40	11,99%
Dezembro	37,01	12,63%
Total	34,82	14,65%

Na tabela 4.3 estão os valores do decremento do deslastre total após a introdução das baterias. Como se pode observar, setembro é mês onde existe menor deslastre em termos absolutos já que, como vimos na secção anterior, é o mês onde as baterias são menos usadas.

Março, que é o mês com mais deslastre total, foi, em termos de potência, o que teve maior benefício com a introdução das baterias, com um ganho de 60,99 kW que perfaz um aproveitamento de 13,29% de energia. Julho foi o mês em que houve maior aproveitamento percentual, com 30,72%, apesar do deslastre ter diminuído apenas 20,29 kW. Esses valores devem-se ao facto de julho ser o mês com menor deslastre do ano em termos absolutos.

No total, ao longo de um ano, verifica-se que existe um aproveitamento energético médio de 34,82 kW (14,65%) após a introdução das baterias.

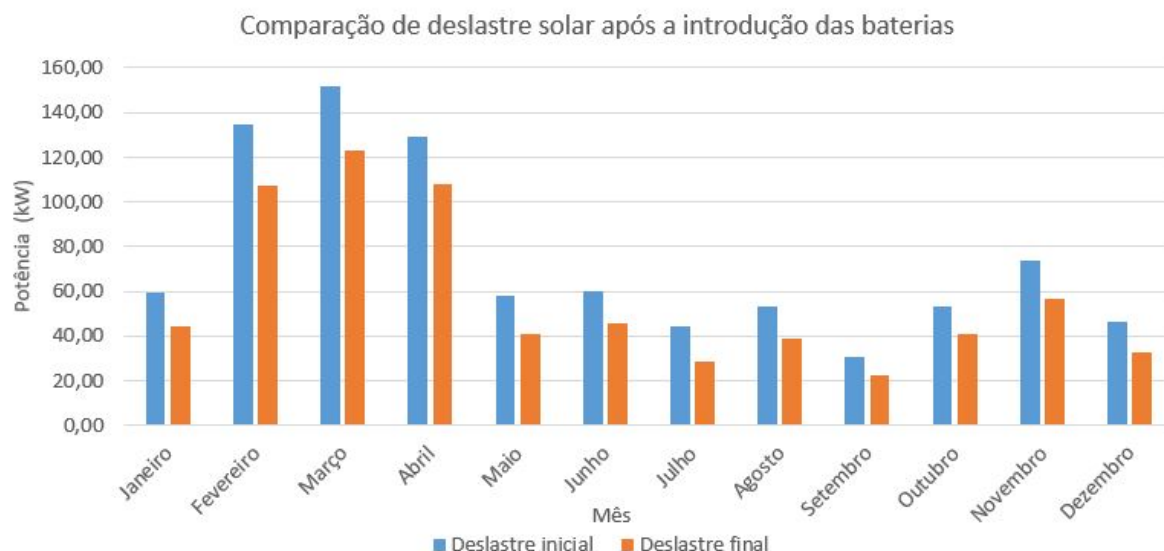


Figura 4.8: Comparação do deslastre da produção solar após a introdução das baterias

Tabela 4.4: Decremento do deslastre da produção solar após a introdução das baterias

	Decremento	
	kW	%
Janeiro	14,64	24,77%
Fevereiro	26,99	20,07%
Março	28,96	19,04%
Abril	21,21	16,46%
Maio	17,48	30,02%
Junho	14,66	24,33%
Julho	15,97	36,01%
Agosto	14,42	27,19%
Setembro	8,06	26,22%
Outubro	12,14	22,95%
Novembro	16,97	23,05%
Dezembro	13,55	29,41%
Total	17,03	23,01%

Da figura 4.8 e da tabela 4.4 constata-se que os meses com maior produção solar não são aqueles em que houve maior aproveitamento de energia. Em Março houve uma diminuição de 28,96 kW, que corresponde a 19,04%. Apesar não ser o valor percentual mais elevado, é o maior valor de decremento em kW. Isto deve-se ao facto de existir muita produção eólica durante o mês de Março.

O mês com maior produção solar, julho, que apenas teve um aproveitamento de 15,97 kW, foi o mês com maior percentagem de aproveitamento, já que nesse período o parque híbrido teve pouca produção.

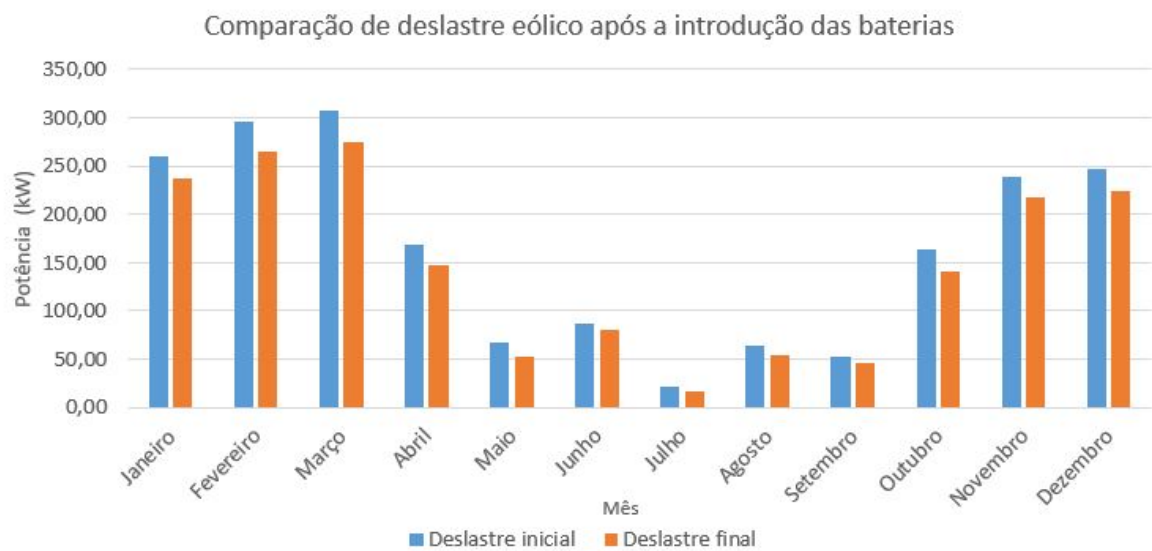


Figura 4.9: Comparação do deslaste da produção eólico após a introdução das baterias

Tabela 4.5: Decremento do deslaste da produção eólico após a introdução das baterias

	Decremento	
	kW	%
Janeiro	24,04	9,22%
Fevereiro	29,98	10,15%
Março	32,03	10,43%
Abril	20,58	12,24%
Maio	15,13	22,37%
Junho	6,67	7,66%
Julho	4,32	19,90%
Agosto	8,88	14,02%
Setembro	6,57	12,44%
Outubro	21,97	13,46%
Novembro	20,43	8,57%
Dezembro	23,45	9,50%
Total	17,79	10,87%

Na figura 4.9 e na tabela 4.5 verifica-se que nos meses mais quentes, onde a bateria solar é mais usada, verificou-se um menor aproveitamento de energia eólica, cerca de 3 vezes menor. Março continua a ser o mês com melhor aproveitamento em termos absolutos, 32,03 kW, que corresponde a 10,43%.

4.3.3 Percentagem de tempo de carga mensal

O modelo de optimização usado no algoritmo, baseado em "modo de carga" descarrega a bateria logo que exista oportunidade, de forma que a bateria esteja o máximo de tempo possível com disponibilidade para carregar o excesso que venha a surgir. A percentagem de tempo de carga (t_c) indica a percentagem de tempo que a bateria está em carga. Pelo contrário, a percentagem de tempo de descarga (t_d) indica a percentagem de tempo que a bateria está em modo de descarga. As formulas utilizadas para o cálculo do t_c e t_s foram utilizadas no excel:

$$= \text{Contar.Se.S}(\text{carga(kWh)}; \gg 0; M; = m) / \text{Contar.Se.S}(Ms; = m) \quad (4.13)$$

$$= \text{Contar.Se.S}(\text{carga(kWh)}; \gg 0; M; = m) / \text{Contar.Se.S}(Ms; = m) \quad (4.14)$$

A equação 4.13 conta as vezes que a bateria esta a carregar no mês "m" e divide esse valor por todos os períodos de tempo (15 minutos) desse mês "m". O mesmo processo é utilizado no calculo da descarga. "M" corresponde à coluna do excel relativa ao mês e "m" indica o mês desejado para a contagem.

O restante tempo $100\% - t_c - t_d$ é a percentagem de tempo que a bateria não está a ser utilizada.

Para a análise mensal, porque a energia carregada e descarregada é igual, quando no mesmo mês a $t_c > t_d$ implica que as intensidades de descarga foram superiores às intensidades de carga.

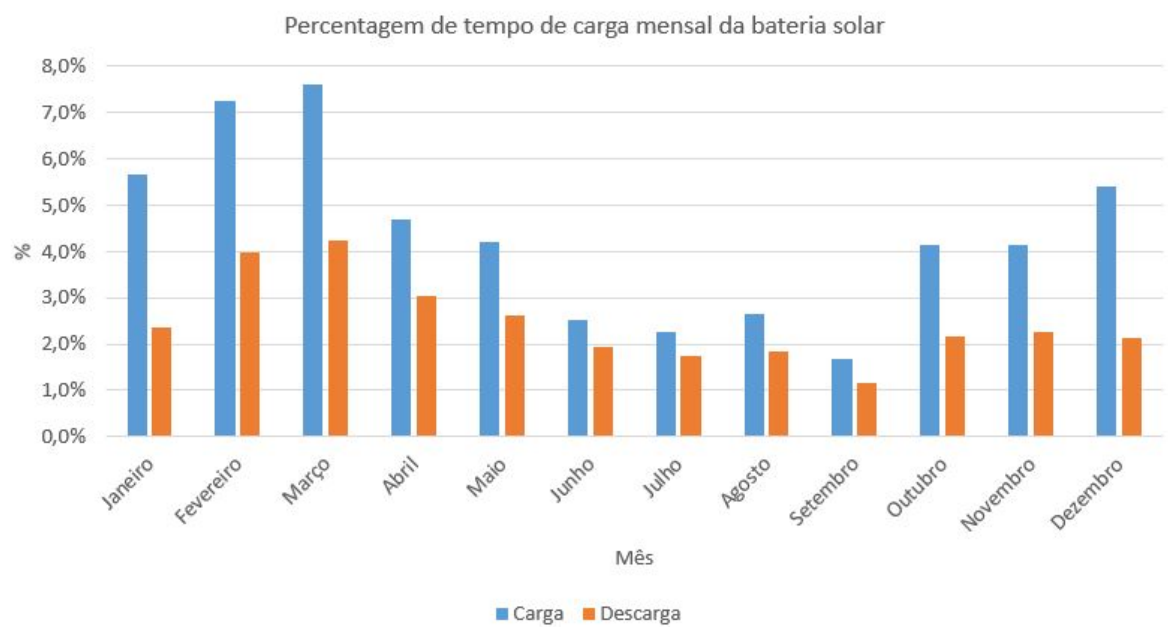


Figura 4.10: Percentagem de tempo que a bateria da central solar carrega ou descarrega mensalmente

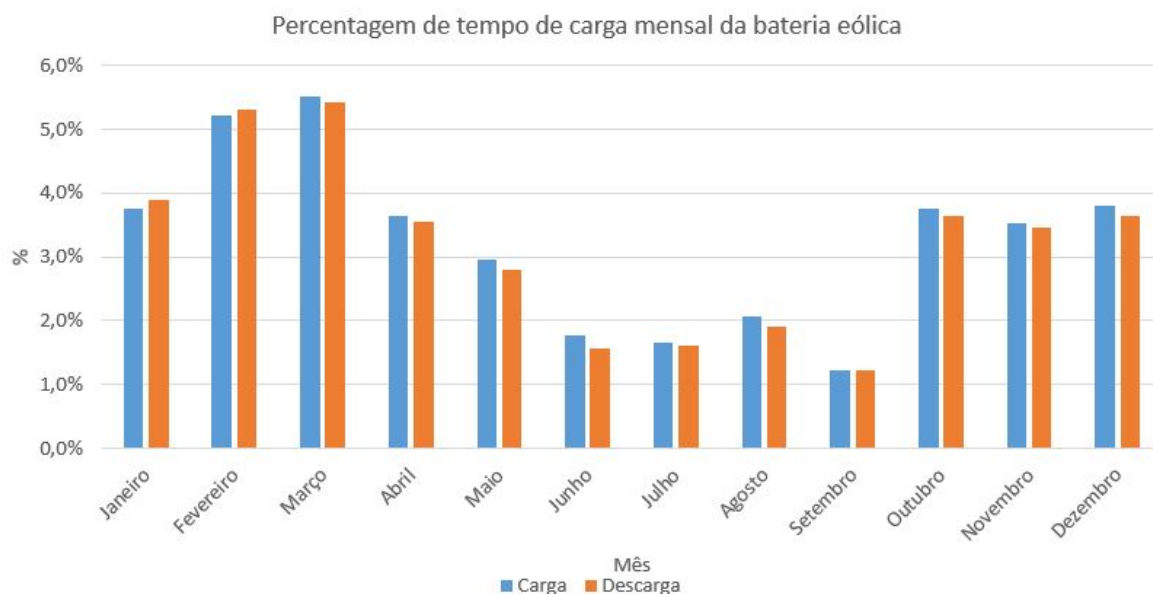


Figura 4.11: Percentagem de tempo que a bateria instalada no parque eólico carrega ou descarrega mensalmente

A bateria da central solar passa menos tempo a descarregar do que a carregar. Isto porque a bateria tem uma potência média de carga (81,63 kWh) bastante inferior à potência média de descarga (144,51 kWh), o que faz com que descarregue mais rápido do que carregue. Isso é bastante evidente nos 3 primeiros meses do ano, pois no inverno a energia em excesso do solar é menor comparativamente à do verão, necessitando assim mais tempo para carregar. Contudo, quando existe défice de energia, este é elevado e a bateria descarrega rápido.

No caso da bateria instalada no parque eólico não se verifica grande diferença entre o tempo de carga e descarga. As suas potências médias são também semelhantes (potência média de carga é 160,26 kWh e potência média de descarga é 163,98 kWh), porque tanto o excedente como o défice têm valores elevados, o que leva a bateria a carregar e descarregar igualmente rápido.

Comparando as figuras 4.10 e 4.11, verifica-se que a carga é mais lenta na bateria instalada na central solar que no parque eólico, ao contrário da descarga que é mais rápida no solar que no eólico. Contudo, a potência média de carga do parque eólico é geralmente superior à observada na central solar.

Tal como já foi observado anteriormente, nos meses de verão, as baterias são menos usadas que no resto do ano.

4.4 Comportamento horário da bateria

Efetuada o estudo do comportamento das baterias ao longo do ano, veremos agora de que forma se comportam diariamente.

4.4.1 Energia horária de carga e descarga

Nesta secção será analisado o valor anual de energia armazenada nas baterias, sumarizado para cada hora do dia. Essa análise será feita para as baterias instaladas no parque solar e no parque eólico.

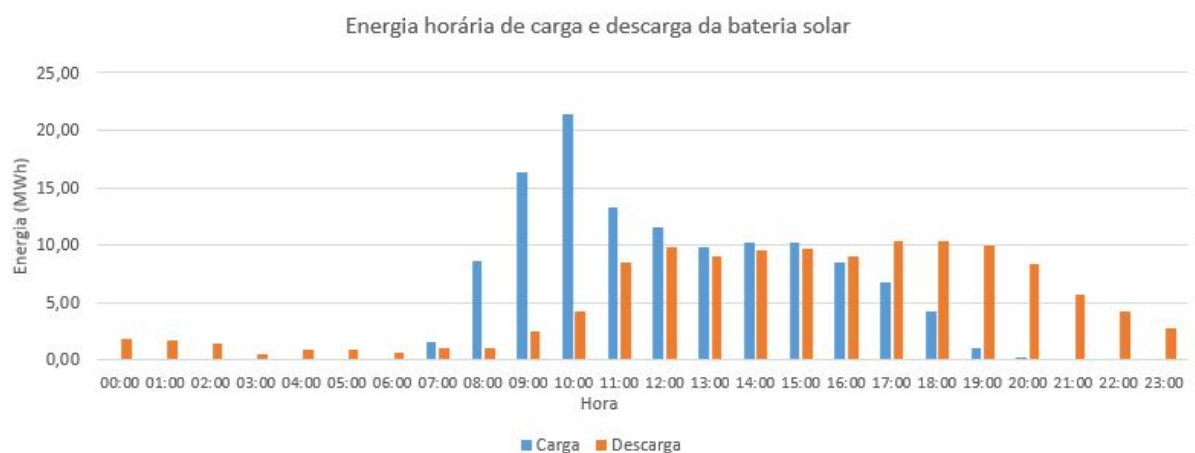


Figura 4.12: Energia de carga e descarga horária da bateria do parque solar

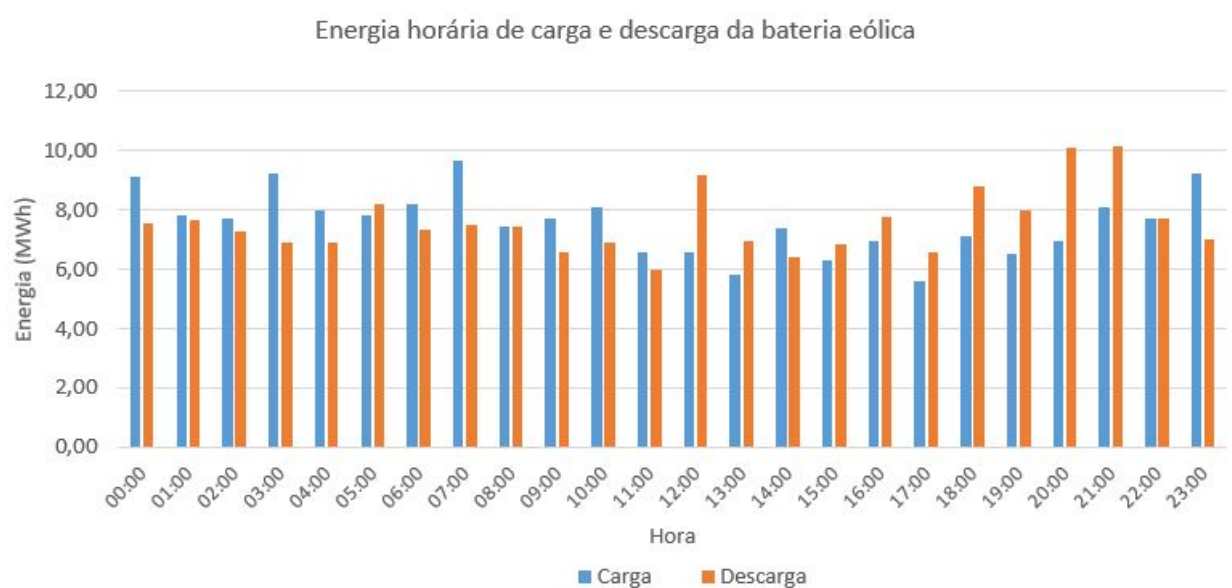


Figura 4.13: Energia de carga e descarga horária da bateria do parque eólico

Através da figura 4.12 verifica-se que a bateria da central solar, como era de esperar, inicia o ciclo de carga logo ao amanhecer, ou seja, quando começa a existir produção solar, e atinge o seu pico de utilização às 10 horas do dia. À medida que dia termina, a energia de carga vai diminuindo.

No caso da bateria do parque eólico, na figura 4.13, não é tão evidente a separação horária de períodos de carga e descarga, como se observou na bateria do parque solar. Porque o regime de produção eólica não tem um padrão diário muito vincado, a carga e descarga pode ocorrer estatisticamente de forma algo indiferenciada ao longo de todas as horas do dia. Pode ser observado, no entanto, que, embora de forma pouco diferenciada, existe uma maior probabilidade de carga durante a manhã e uma maior probabilidade de descarga durante a tarde.

4.4.2 Comparação do deslastre horário após a introdução de baterias

O deslastre consiste na produção excedente relativamente ao valor máximo de potência da interligação. O deslastre da produção solar é o excedente prioritário de redução e o deslastre eólico é o excedente secundário de redução quando já não existe energia solar para deslastar. Durante a noite todo o deslastre é eólico. O deslastre total é a soma dos dois deslastres, de produção eólica e solar. Nesta secção serão analisados e comparados os padrões médios horários de deslastre, com e sem as baterias.

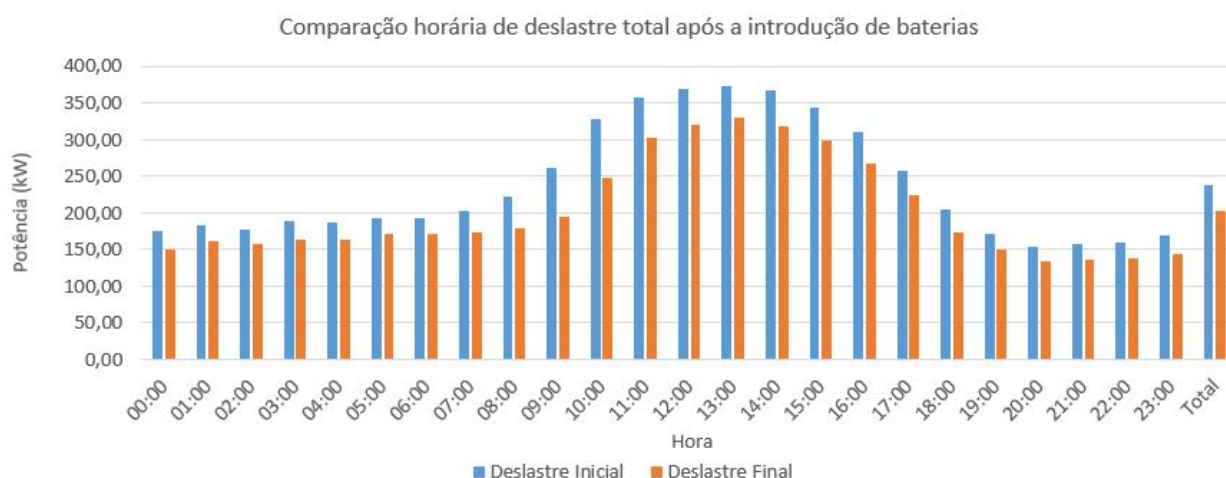


Figura 4.14: Comparação horária de deslastre total após a introdução de baterias

O período do dia em que existe maior utilização das baterias é entre as 8:00 e as 10:00 horas. Essa diminuição de deslastre reflete-se no deslastre solar. O deslastre pode atingir 25% tendo um valor médio de cerca de 15%, que corresponde a uma redução de potência média de deslastre de 237,69 kW para 202,87kW.

No gráfico 4.16 e 4.17 confirma-se que no início do dia, quando a bateria da central solar estatisticamente começa a carregar, há um aumento da energia aproveitada.

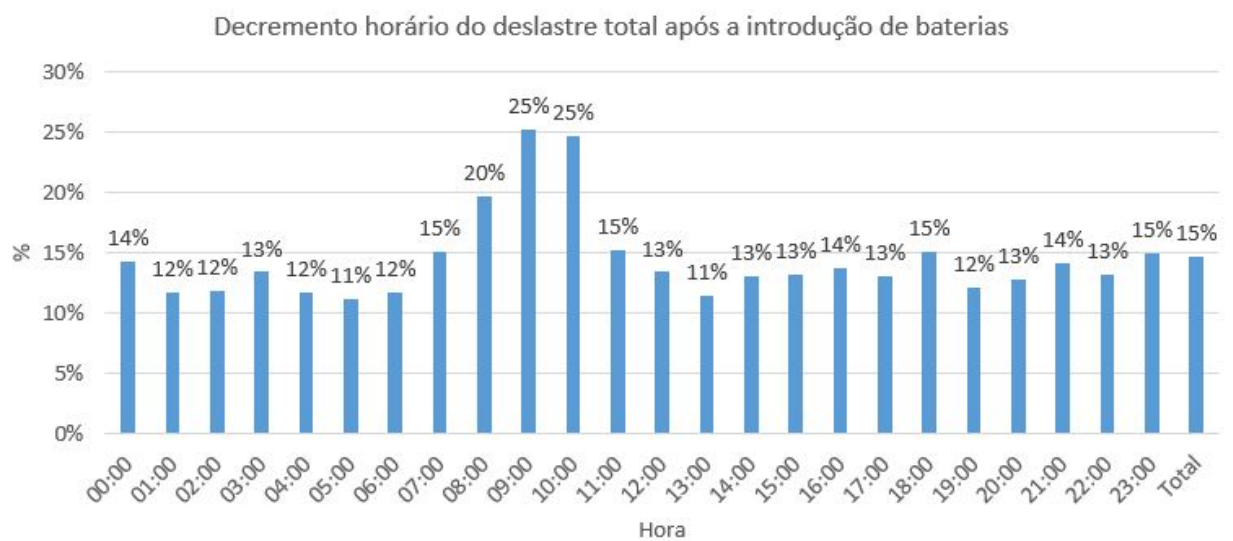


Figura 4.15: Decremento horário do deslastre total após a introdução de baterias

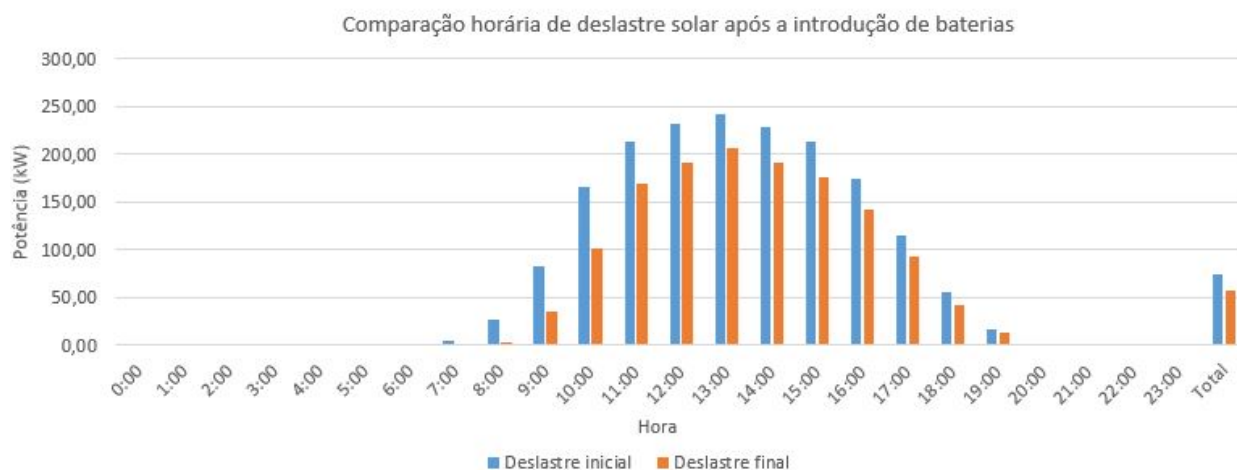


Figura 4.16: Comparação horária de deslastre da central solar após a introdução de baterias

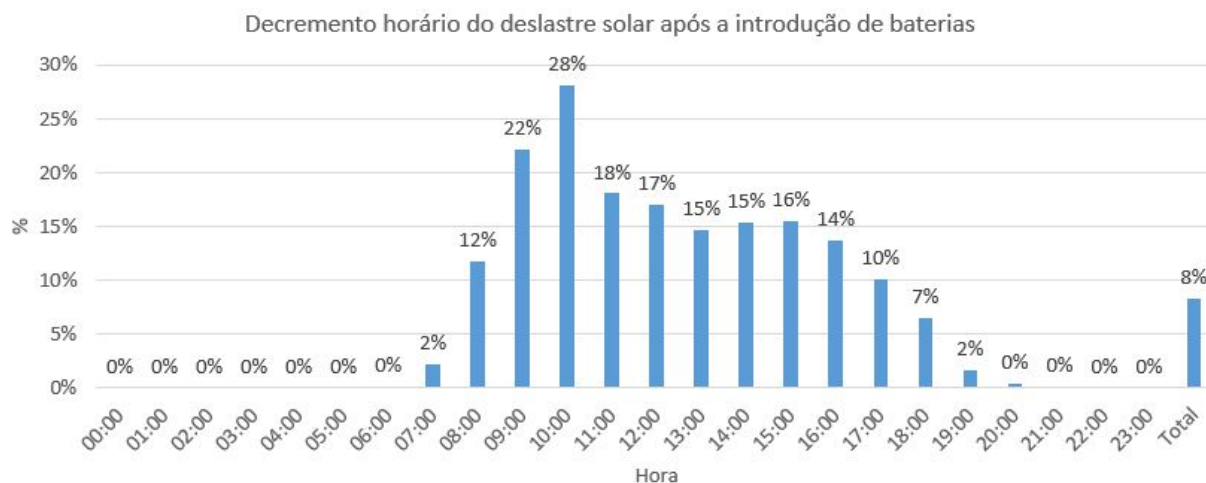


Figura 4.17: Decremento horário do deslastre da central solar após a introdução de baterias

Como se observa na figura 4.17, com a introdução da bateria da central solar, no início do dia, o aproveitamento da energia solar produzida pode chegar aos 28%, tal como acontece às 10:00 horas. Esse aproveitamento vai diminuindo, como expectável, no decorrer do dia.

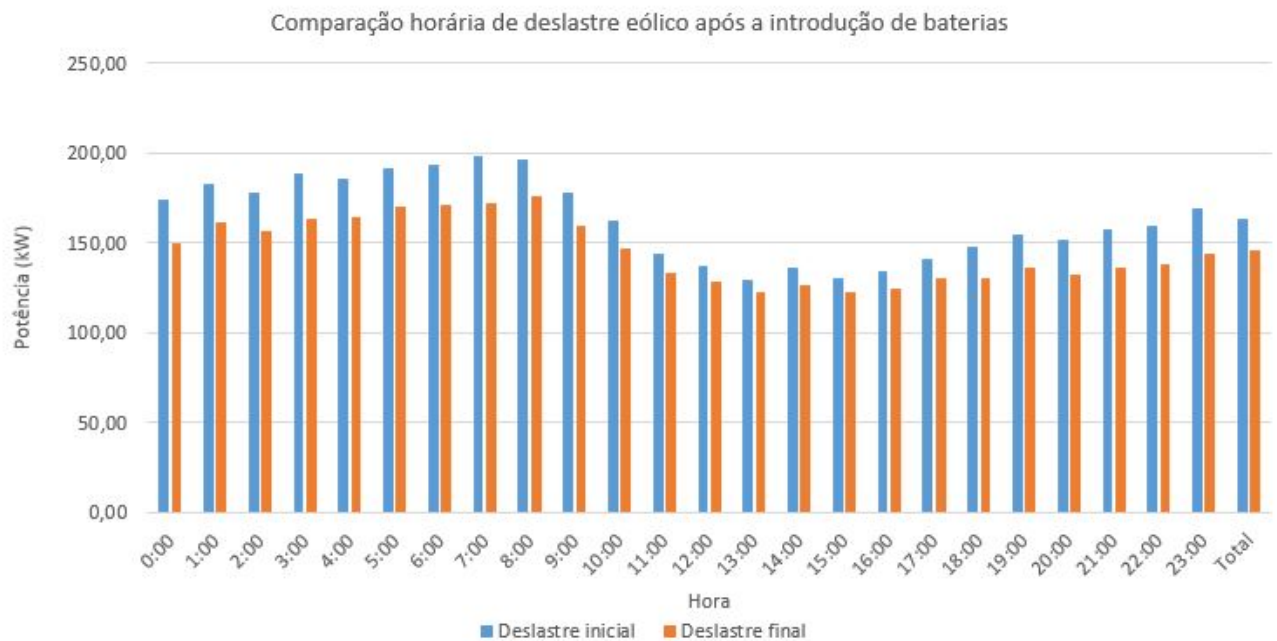


Figura 4.18: Comparação horária de deslastre do parque eólico após a introdução de baterias

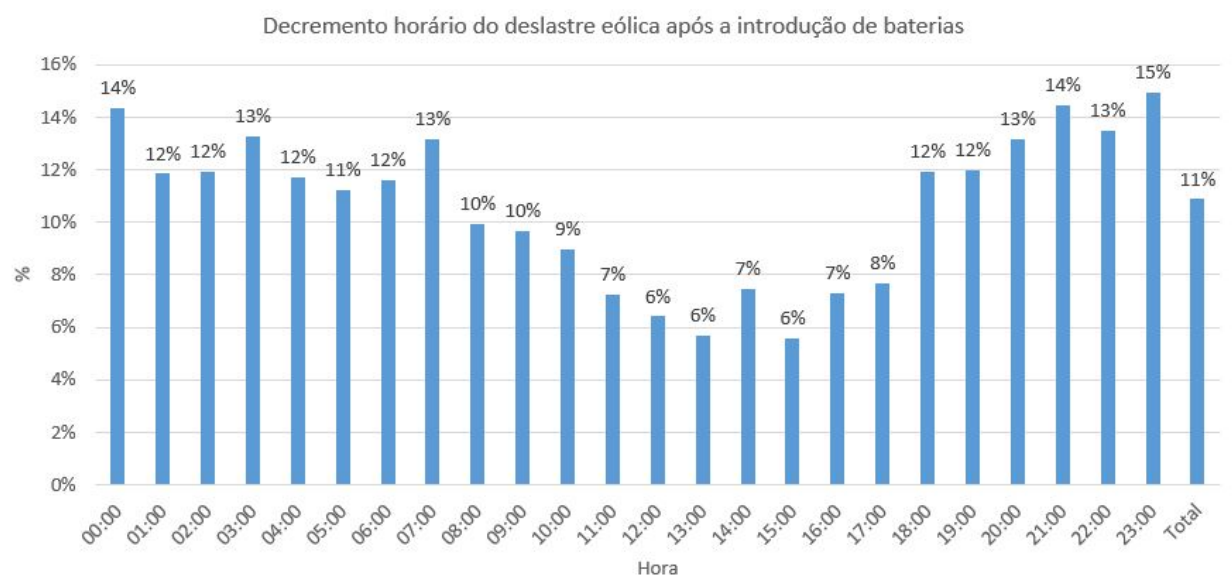


Figura 4.19: Decremento horário do deslastre do parque eólico após a introdução de baterias

Como se pode observar nas figuras 4.18 e 4.19, no caso da bateria do parque eólico, o decréscimo de desgaste é constante ao longo do dia, exceto nas horas de maior calor, já que a bateria da central solar é mais usada neste período de tempo.

Conclui-se que o desgaste total mensal é o mais afetado pelo desgaste de produção eólica, conforme se verificou anteriormente, enquanto que o desgaste total diário sofre mais alterações devido ao desgaste de produção solar.

4.4.3 Percentagem de tempo de carga horária

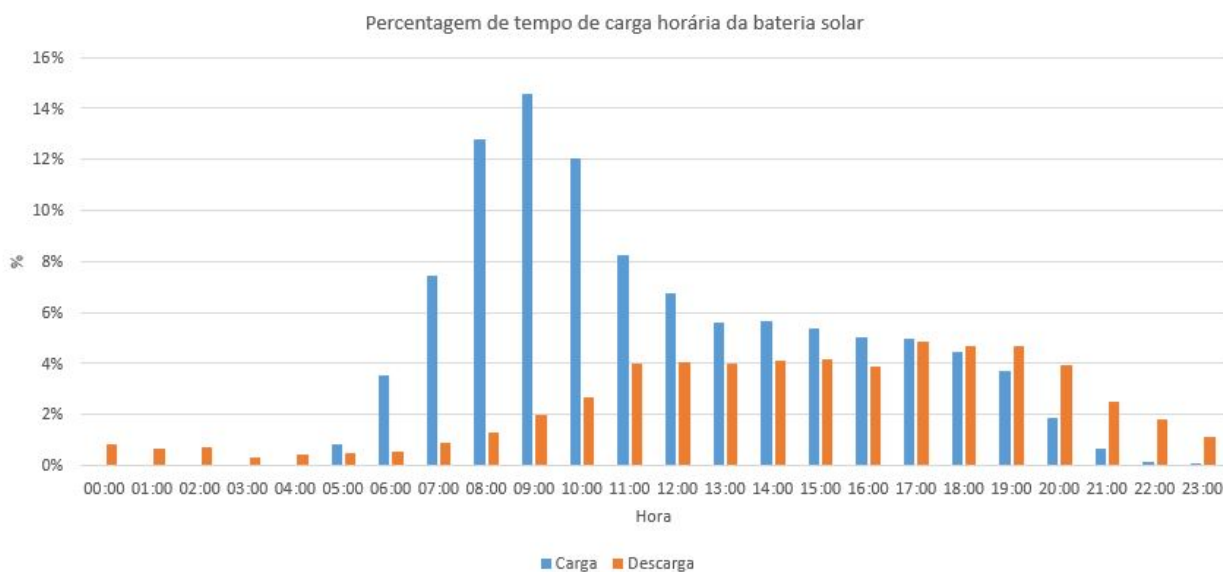


Figura 4.20: Percentagem de tempo que a bateria da central solar carrega ou descarrega por hora

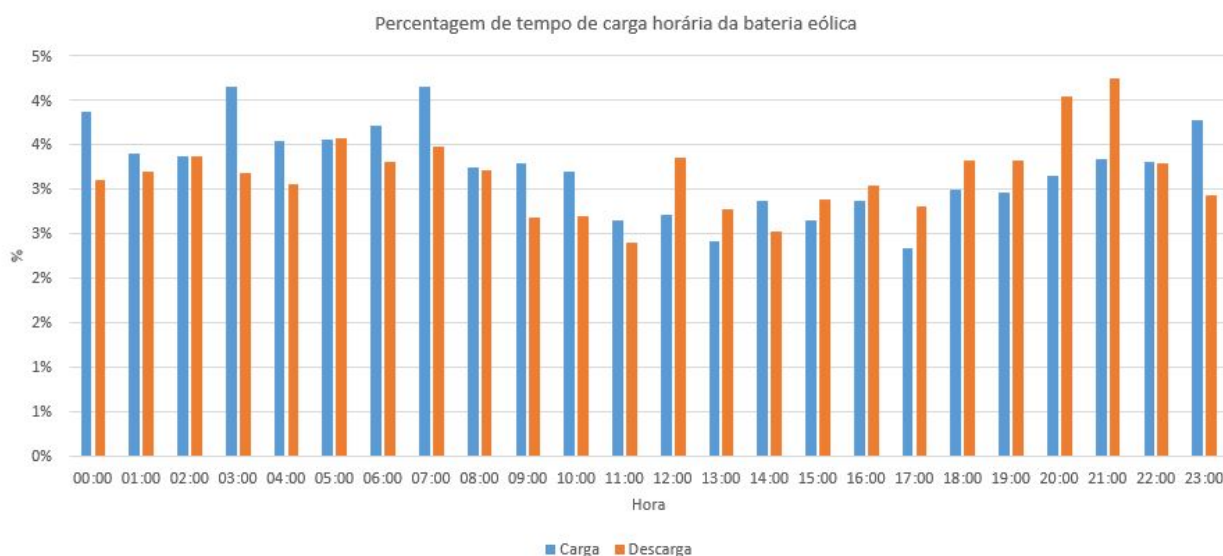


Figura 4.21: Percentagem de tempo que a bateria do parque eólico carrega ou descarrega por hora

Da análise do gráfico 4.20 retira-se que a bateria da central solar é mais utilizada no início do dia, pois, normalmente, a bateria descarrega durante a noite, voltando a iniciar o ciclo de carga no começo do dia. O horário onde existe maior produção fotovoltaica é entre as 12:00 e as 15:00 horas, sendo expectável que a bateria tivesse uma maior utilização nesse período, não sendo o caso. Como existe um excesso de produção tão elevado antes desse período, a bateria consegue atingir o seu estado de carga máximo rapidamente, o que faz com que tenha de aguardar um período de tempo necessário até poder descarregar e voltar a iniciar o ciclo de carga. Daí o facto da percentagem baixar de 12% para cerca de metade, nesse período.

O gráfico 4.21, relativo á bateria do parque eólico, é semelhante ao gráfico 4.13 de energia de carga/descarga horária . Apesar de existirem valores similares, confirmar-se que desde a madrugada até ao final da manhã a bateria passa mais tempo a carregar, enquanto que no período da tarde passa mais tempo a descarregar.

Capítulo 5

Análise económica

Após apresentar a metodologia implementada, é indispensável proceder ao dimensionamento das baterias quanto à sua viabilidade económica. Esta análise, executada através da ferramenta de simulação e otimização discutida anteriormente, visa ilustrar os benefícios e limitações da implementação de um sistema SAE (neste caso uma bateria de iões de lítio) no parque híbrido eólico/fotovoltaico de Fonte de Mesa II, que possui uma potência instalada de 10 MW.

A otimização consiste na minimização do valor do indicador financeiro LCOS alterando a potência e capacidade da bateria. Foram ainda introduzidas restrições técnicas relativas ao limite de potência, capacidade máxima de armazenamento e número de ciclos.

5.1 Indicador financeiro

Um dos indicadores mais importantes para analisar o custo de uma tecnologia de armazenamento é o custo nivelado de eletricidade armazenada (LCOS).

Nesta dissertação é usado o LCOS como ferramenta para comparar diferentes valores de dimensionamento das baterias, de forma a obter o menor custo de armazenamento e, assim, maximizar os lucros.

O LCOS foca-se nos custos associados à energia armazenada [62]. A equação seguinte representa o modo de calcular o LCOS[63]:

$$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}} \quad (5.1)$$

Onde:

- I_0 são os custos de investimento no ano 0 [€/kWh];
- A_t é o custo anual que ocorre no ano t [€];

- M_{el} é a energia armazenada num ano [kWh];
- n é o tempo de vida do sistema [anos];
- t é índice do ano, sendo 0 para o primeiro ano;
- i é a taxa de actualização[%].

Com isto, é necessário calcular as variáveis usadas nesta formula. Para isso, foram usados alguns valores gerais das tabelas 2.1, 2.2 e 2.3.

Tabela 5.1: Restrições da bateria de lítio

Bateria de lítio	
Potência nominal (kW)(Pn)	100-50000
Energia nominal (kWh)(En)	4 - 10000
Custo (€/kWh) (C)	100
Tempo de vida (n)	15
Ciclos de vida	3000
Taxa de atualização (%) (i)	4

Para simulação do algoritmo, no caso de estudo apresentado nesta dissertação, a bateria tem um carregamento e um descarregamento de cerca de uma hora. Assim sendo, foi assumido que a potência e capacidade das baterias usadas têm valores iguais. Apenas em baterias de reação rápida a potência desta é superior á sua capacidade, não sendo aplicado neste caso de estudo.

São também usados como valores de referência os preços de energia solar (p_s) (50 €/kWh) e energia eólica (p_e) (70 €/kWh).

Assim, numa primeira fase é calculado o custo de investimento, I_o :

$$I_o = P_n * p_s; \quad (5.2)$$

A este resultado foi acrescentado um custo fixo de 10000€ de instalação de cada bateria.

De seguida, é necessário estipular os custos de manutenção das baterias por ano, A_t :

$$A_t = 0,05 * I_o / 10; \quad (5.3)$$

Por fim, calcula-se o tempo de vida útil da bateria:

$$n = c / j; \quad (5.4)$$

onde:

- n é tempo de vida da bateria;
- c é o numero de ciclos de vida da bateria;
- j é o número de ciclos anual da bateria.

5.2 Resultados obtidos

O número de ciclos de vida anual e a energia armazenada dependem da capacidade e potência da bateria. Deste modo, experimentou-se usar diferentes valores de P_n e E_n de forma a verificar como varia o LCOS.

Tabela 5.2: Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria da central solar

P _n e E _n	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
100	20 000,00 €	50,00 €	247	12,13	17,635	123,67 €
200	30 000,00 €	100,00 €	247	12,13	33,116	99,55 €
300	40 000,00 €	150,00 €	249	12,07	47,099	93,68 €
400	50 000,00 €	200,00 €	247	12,13	60,094	91,98 €
500	60 000,00 €	250,00 €	246	12,19	72,184	92,03 €
600	70 000,00 €	300,00 €	246	12,22	83,53	92,88 €
700	80 000,00 €	350,00 €	246	12,22	94,238	94,17 €
800	90 000,00 €	400,00 €	246	12,22	104,458	95,63 €
900	100 000,00 €	450,00 €	245	12,25	114,272	97,18 €
1000	110 000,00 €	500,00 €	244	12,28	123,667	98,82 €
2000	210 000,00 €	1 000,00 €	242	12,39	203,073	115,11 €

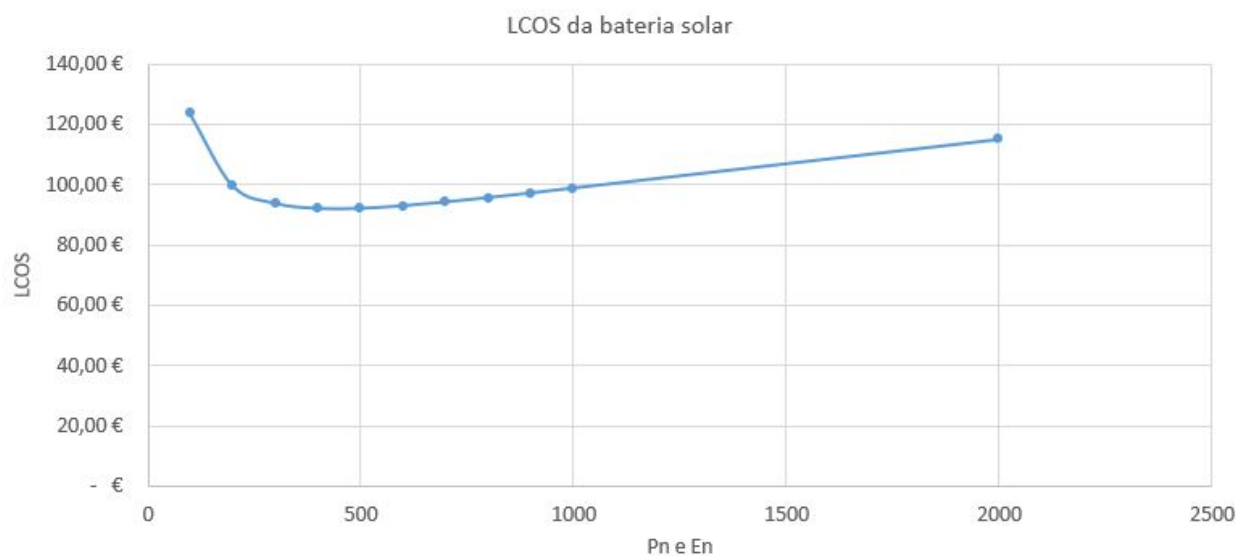


Figura 5.1: Variação do LCOS na bateria da central solar

Analisando os valores de LCOS observados na tabela 5.2 e com o auxílio visual do gráfico apresentado na figura 5.1 foi possível observar que esses valores obtidos são bastante elevados e superiores ao preço de mercado da energia solar, p_s . Significa isto que a bateria não será viável economicamente.

No entanto, verifica-se que com os valores de P_n e E_n introduzidos nesta simulação, o seu valor ótimo será entre 400 e 500 (kW e kWh). Para encontrar esse valor ótimo, foi utilizado o método de mínimos quadrado.

Tabela 5.3: Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria da central solar

Pn e En	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
437	53 716,76 €	218,58 €	247	12,16	64,688	91,86 €

Foi, assim, obtido um valor de 437 (kW e kWh) que se traduz num LCOS de 91,86 €.

Para o cálculo do tempo necessário à obtenção do retorno financeiro do investimento da bateria solar, foi utilizada a fórmula abaixo apresentada.

$$R = I_o / (M_{el} * p_s - A_t); \quad (5.5)$$

onde:

- R é tempo de retorno [ano];
- I_o são os custos de investimento [€/kWh];
- A_t é o custo total anual no ano t [€];
- M_{el} é a energia armazenada num ano [kWh];
- p_s é o preço de mercado da energia solar [€/kWh]

Após usar os valores ótimos da tabela 5.3, obteve-se um $R=17,81$ anos, ou seja, são necessários cerca de 17 anos e 10 meses para recuperar o valor investido na bateria. Como esta só tem um tempo de vida de pouco mais de 12 anos, pode concluir-se que não é financeiramente viável a sua instalação.

De seguida, utilizando o mesmo processo, procedeu-se ao cálculo do LCOS da bateria instalada no parque eólico, sendo a apresentado na tabela 5.4 os valores de LCOS obtidos para a mesma gama de potência e capacidade da bateria utilizados anteriormente na tabela 5.2.

Tabela 5.4: Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria do parque eólica

Pn e En	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
100	20 000,00 €	50,00 €	291	10,32	24,865	93,83 €
200	30 000,00 €	100,00 €	285	10,53	48,071	73,32 €
300	40 000,00 €	150,00 €	283	10,62	69,928	67,44 €
400	50 000,00 €	200,00 €	278	10,78	90,649	65,17 €
500	60 000,00 €	250,00 €	278	10,78	110,394	64,31 €
600	70 000,00 €	300,00 €	276	10,89	129,122	64,21 €
700	80 000,00 €	350,00 €	273	12,98	146,929	64,53 €
800	90 000,00 €	400,00 €	271	11,08	163,912	65,12 €
900	100 000,00 €	450,00 €	270	11,1	180,121	65,87 €
1000	110 000,00 €	500,00 €	270	11,1	195,65	66,73 €
2000	210 000,00 €	1 000,00 €	262	11,46	323,589	77,17 €

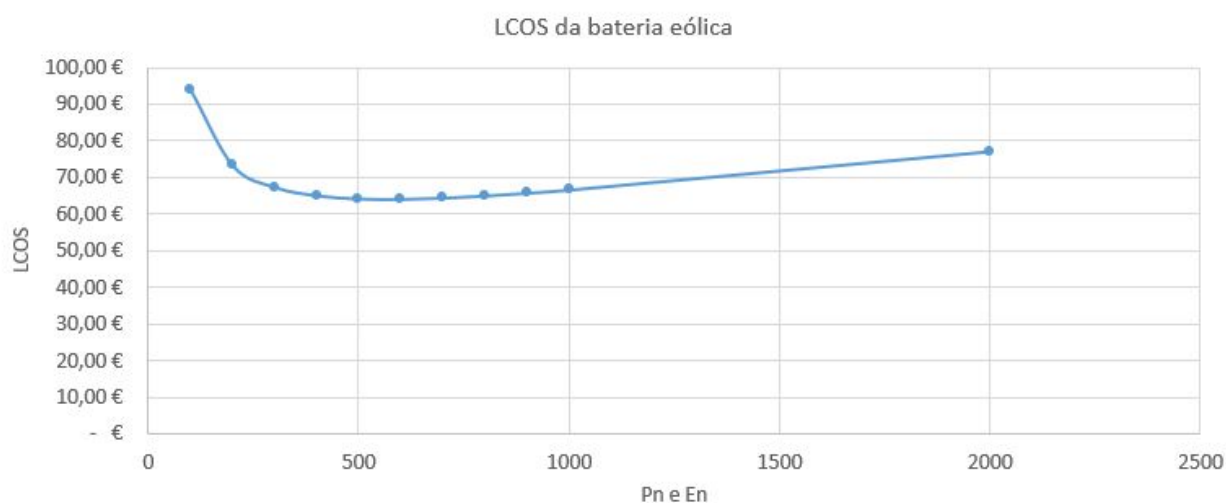


Figura 5.2: Variação do LCOS na bateria do parque eólico

Observando a tabela 5.4 e o gráfico da figura 5.2 verifica-se que os preços do LCOS da bateria do parque eólico são inferiores aos obtidos na bateria da central solar, comparativamente. Isto deve-se à existência de maior utilização da bateria do parque eólico, ou seja, tem um menor tempo de vida mas a sua energia armazenada é superior, o que faz reduzir, consideravelmente, o seu valor de LCOS. Conclui-se também que o seu valor ótimo de dimensionamento converge entre 600 e 500 (kW e kWh). Foi novamente utilizado o método dos quadrados mínimos para encontrar os valores de P_n e E_n que minimizam o valor de LCOS.

Tabela 5.5: Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria do parque eólico

Pn e En	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
570	67 052,50 €	285,26 €	276	10,87	123,7	64,18 €

Foi um obtido um valor de 570 (kW e kWh) que se traduz num LCOS de 64,18 €.

Procede-se então ao cálculo do retorno do investimento:

$$R = I_o / (M_{el} * p_e - A_t); \quad (5.6)$$

onde:

- R é tempo de retorno [anos];
- I_o são os custos de investimento [€/kWh];
- A_t é o custo total anual no ano t [€];
- M_{el} é a energia armazenada num ano [kWh];

- p_e é o preço de mercado da energia eólico[€/kWh]

Utilizando os valores ótimos presentes na tabela 5.5, obteve-se um $R=8$ anos, ou seja, o valor investido na bateria é recuperado em 8 anos. Como o tempo de vida da bateria é 10,87 anos, é possível calcular o lucro obtido.

$$L = (M_{el} * p_e - A_t) / (n - R); \quad (5.7)$$

onde:

- L é lucro obtido [€];
- A_t é o custo total anual no ano t [€];
- M_{el} é a energia armazenada num ano [kWh];
- R é tempo de retorno [anos];
- n é tempo de vida [anos];

Após o uso da equação 5.7 obteve-se um valor de lucro de 23 949,98€.

Como se chegou à conclusão de que a bateria da central solar não é financeiramente viável, decidiu-se remover essa bateria, com o objetivo da energia armazenada pela bateria instalada no parque eólico aumente tal como se observa na figura 5.3 e, consequentemente, diminuir o seu valor de LCOS.

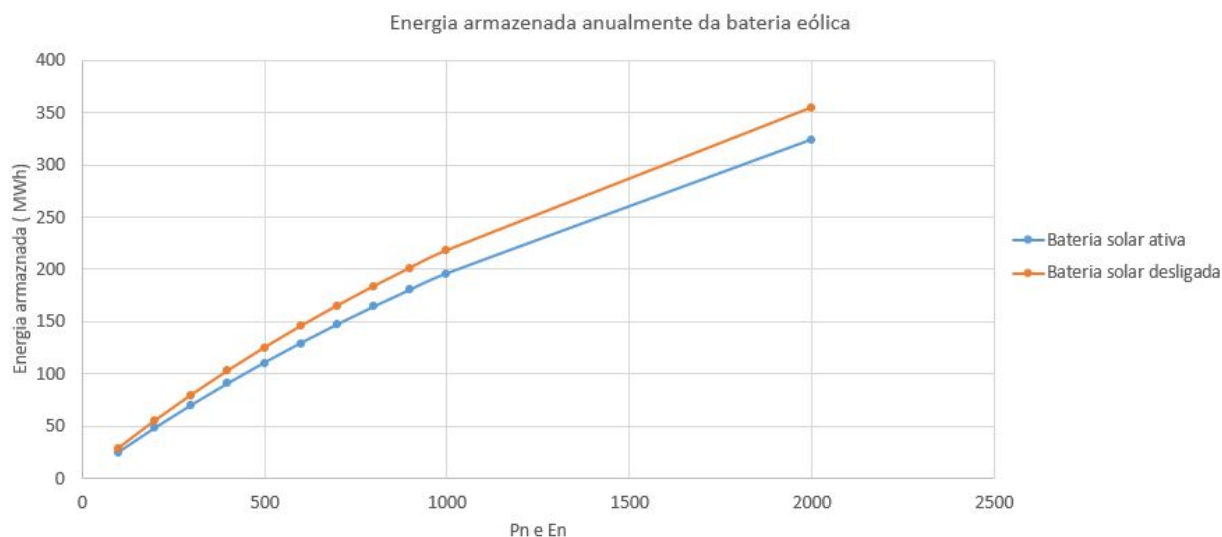


Figura 5.3: Comparação da energia armazenada na bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar

Tabela 5.6: Valores de LCOS para diferentes valores de potência e capacidade nominal da bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar

Pn e En	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
100	20 000,00 €	50,00 €	334	8,98	28,441	88,46 €
200	30 000,00 €	100,00 €	328	9,16	54,813	69,30 €
300	40 000,00 €	150,00 €	325	9,25	79,472	63,94 €
400	50 000,00 €	200,00 €	321	9,35	102,679	61,99 €
500	60 000,00 €	250,00 €	319	9,41	124,647	61,35 €
600	70 000,00 €	300,00 €	316	9,48	145,342	61,44 €
700	80 000,00 €	350,00 €	314	9,56	164,886	61,94 €
800	90 000,00 €	400,00 €	311	9,66	183,44	62,67 €
900	100 000,00 €	450,00 €	308	9,74	201,054	63,56 €
1000	110 000,00 €	500,00 €	307	9,77	217,717	64,58 €
2000	210 000,00 €	1 000,00 €	297	10,09	354,477	70,49 €

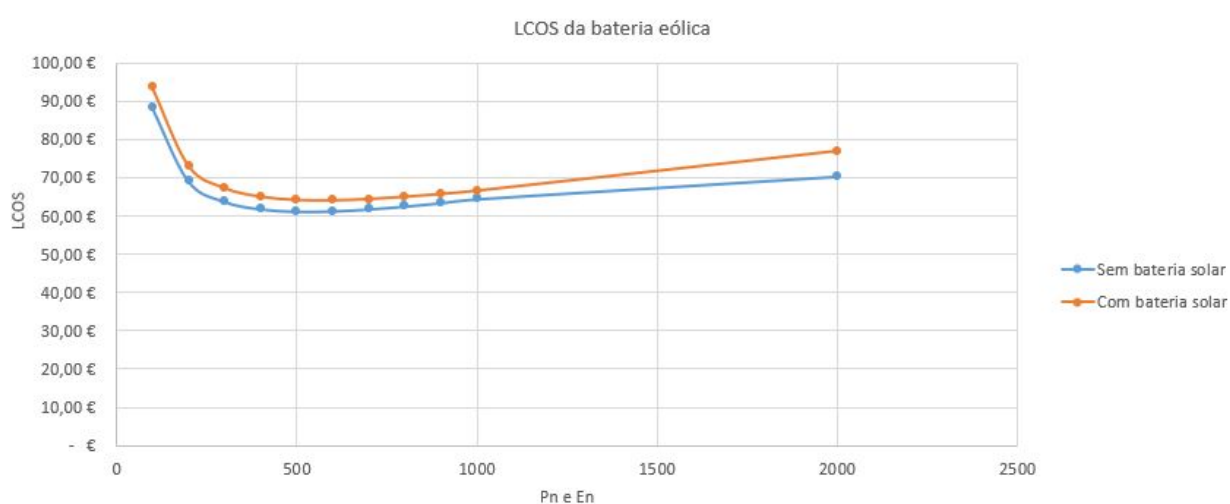


Figura 5.4: Variação do LCOS na bateria do parque eólico após remover a bateria da central solar

Analisando a tabela 5.6, bem como o gráfico da figura 5.4, confirma-se que os valores de LCOS da bateria do parque eólico diminuíram após a remoção da bateria da central solar, já que a bateria eólica é mais utilizada ao longo do ano e, assim, consegue armazenar uma maior quantidade de energia.

Tal como nas duas situações anteriormente referidas, procedeu-se ao cálculo dos valores ótimos de dimensionamento da bateria eólica através do método dos quadrados mínimos.

Tabela 5.7: Valor ótimo de LCOS encontrado na bateria do parque eólico após remover a bateria solar

Pn e En	Custo Investimento (€)	Custo Manutenção (€)	Nº de ciclos anual	Tempo de vida	Energia armazenada anual (MWh)	LCOS (€)
532	63 270,57 €	266,35 €	318	9,43	131,553	61,32 €

Segue-se o cálculo do retorno e do lucro utilizando as equações 5.6 e 5.7, utilizando os valores apresentados na tabela 5.7. Obteve-se um período de retorno financeiro de cerca de 7 anos e um lucro de 21 001€.

Apesar do LCOS ser inferior, o lucro também é menor em cerca de 2 948,98 €. Para efeito dos objetivos propostos, os valores indicados na tabela 5.7 são usados na maximização do aproveitamento de energia do parque de Fonte de Mesa II, com o menor LCOS possível.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

O presente capítulo apresenta as principais conclusões que se podem retirar desta dissertação. Apresentam-se, ainda, os objetivos alcançados, as limitações do trabalho desenvolvido e sugerem-se os próximos passos que se poderiam dar no estudo deste tema.

6.1 Conclusões

Nesta dissertação foi apresentada uma abordagem à otimização de dimensionamento e gestão de armazenamento integrado em parques híbridos eólico/fotovoltaico em que o objetivo principal era o estudo da viabilidade técnico-económica de uma estratégia agregada de armazenamento de energia que permitisse minimizar o desperdício de energia total.

A revisão bibliográfica revelou-se uma fase importante deste trabalho, permitindo facilitar a compreensão do problema e consolidar as perspetivas de vários investigadores, neste tema de dimensionamento de SAE. Constatou-se que o grande desafio dos parques de produção de índole renovável é a intermitência das suas fontes e uma das formas de resposta é a integração de sistemas de armazenamento de energia. Após uma análise das diferentes tecnologias de armazenamento, conclui-se que as baterias de Li-ion são as mais indicadas ao objectivo proposto, pois são dotadas de melhor eficiência e maior tempo de vida em ciclos, cujo preço tem vindo a diminuir.

De seguida, durante a pesquisa, foram encontradas 7 diferentes estratégias de controlo dos SAE: modo de carga, modo de descarga, modo intermédio, modo time-of-use, modo cíclico, modo dinâmico e modo preditivo. Estas estratégias são usadas como resposta a diferentes objectivos, que são definidos previamente pelos produtores do parque.

Após a caracterização do parque eólico de Fonte de Mesa II, localizado em Viseu, e a análise de fluxos de energia, decidiu-se utilizar a estratégia de controlo "Modo de carga", pois é a que melhor responde ao objectivo proposto já que permite ter a bateria sempre pronta a carregar excedentes de produção e, assim, minimizar o deslastre da potência de produção do parque. Dado que se trata de um parque híbrido, decidiu-se também instalar duas baterias, uma ligada á central solar e outra ao parque eólico (no sobre-equipamento).

Foi, então, elaborada uma ferramenta de simulação e otimização do dimensionamento do dispositivo de armazenamento. Esta otimização consiste na minimização do valor do indicador financeiro LCOS alterando a potência e energia nominais. Foram ainda modelizadas restrições técnicas relativas ao, limite de potência e capacidade máxima de armazenamento. Após a execução desta ferramenta, foram obtidos diversos parâmetros de saída como o tempo de vida, número de ciclos completos e quantidade de energia armazenada.

Relativamente aos resultados obtidos, observa-se uma melhoria do desempenho do parque de Fonte de Mesa II com a introdução das baterias de Li-ion, no que toca à diminuição da deslastre de energia. Mesmo para a capacidade e potência de bateria simulada, com valores de dimensionamento bastante reduzidos quando comparados com a potência nominal do parque em análise, verifica-se uma redução de quantidades de desperdício.

A simulação de operação das baterias, conclui-se que, para o valor ótimo de dimensão da bateria se consegue 9% de redução do deslastre total, com 3,1% (3 233,39€ anuais) de redução de deslastre da produção no parque solar e com 5,9% (8 652,46 € anuais) de redução de deslastre da produção no parque eólico.

No que toca à viabilidade económica da instalação das baterias escolhidas, constata-se que a bateria instalada no centro solar, devido a ser pouco utilizada, tem um valor de custo nivelado de energia superior à sua remuneração, o que faz com que seja impraticável a instalação do sistema de armazenamento. Relativamente à bateria do parque eólico, apesar de ter um valor de investimento elevado, verifica-se que é possível obter um retorno financeiro em cerca de 8 anos. Isto deve-se ao facto de a bateria do parque eólico ter uma maior utilização que faz com que a sua energia armazenada seja superior.

Como a bateria da central solar não é financeiramente viável, foi feita a simulação após a remoção desta. Assim, a bateria do parque eólico vai ter mais tempo de uso e, consequentemente armazenar energia. O valor de LCOS desta baixo de 64,18€ para 61,32€ com o retorno do seu investimento a passar de 8 para 7 anos.

6.2 Trabalho futuro

Uma sugestão de trabalho futuros passa pela criação de modelos para outras estratégias de otimização. Um dos principais problemas do modelo criado foi a pouca utilização da bateria ao longo do ano. Se as baterias também forem usadas para estratégias além da minimização de deslastre, tal como a minimização de desvios ou o deslocamento de produção de horas mais baratas para horas mais caras poderiam ter uma maior viabilidade económica.

Com novas utilizações para a bateria poderá, também ser explorada uma diferente metodologia de carga e descarga, de forma a que esta tenha uma maior utilização.

Referências

- [1] Lennart Petersen, Antonio Martinez, Roberto M Borsotti-Andruszkiewicz, German C Tarnowski, Bo Hesselbæk, Nathan Steggel, e Dave Osmond. Vestas Power Plant Solutions Integrating Wind, Solar PV and Energy Storage. *3rd International Hybrid Power Systems Workshop*, (May):2–9, 2018.
- [2] Rui Castro. Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica. *Lisboa: Instituto Superior Técnico*, 2018.
- [3] Plano Nacional Energia E. 2030(Pnec 2030), 2021.
- [4] Margarida Lemos Carvalho Araújo Gouveia. Estratégias de participação de um parque eólico no mercado de eletricidade. 2020.
- [5] O Procedimento de Sobre-equipamento de Parques Eólicos. página 2015, 2015.
- [6] Eutro À Terra e Eutro À Terra. Eutro à terra. 2013.
- [7] Matheus Howes Coimbra Thomé. *ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS DE LÍTIO-ÍON EM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS NA MÉDIA TENSÃO*. Tese de doutoramento, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- [8] Tudo Sobre a Finerge - Home - Finerge produtor de energia renovável em Portugal. URL: <https://www.finerge.pt/pt/tudo-sobre-a-finerge/>.
- [9] DO Akinyele e RK Rayudu. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8:74–91, 2014.
- [10] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, e Jonathan Clarke. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137:511–536, 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>, doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [11] José Rodrigues. Armazenamento De Energia E Uso De Supercondensadores Em Sistema De Mobilidade Eléctrica. 2013.
- [12] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, e Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, 19(3):291–312, 2009.
- [13] Warren Buckles e William V Hassenzahl. Superconducting magnetic energy storage. *IEEE Power Engineering Review*, 20(5):16–20, 2000.

- [14] AA Khodadoost Arani, H Karami, GB Gharehpetian, e MSA Hejazi. Review of flywheel energy storage systems structures and applications in power systems and microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69:9–18, 2017.
- [15] Kyle Bradbury. Energy Storage Technology Review Kyle Bradbury. (January 2010), 2014.
- [16] Qian Zhou, Dongmei Du, Chang Lu, Qing He, e Wenyi Liu. A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system. *Energy*, 188:115993, 2019.
- [17] Duarte Val. Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Parques Eólicos. 2015. URL: http://media.wix.com/ugd/5b9acc_{_}b3daf2688ae2447fb47376cd7c58f8be.pdf.
- [18] Piergiorgio Alotto, Massimo Guarnieri, e Federico Moro. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:325–335, 2014.
- [19] Haoran Zhao, Qiuwei Wu, Shuju Hu, Honghua Xu, e Claus Nygaard Rasmussen. Review of energy storage system for wind power integration support. *Applied energy*, 137:545–553, 2015.
- [20] Jing Liu, Wei Sun, e Gareth P Harrison. The economic and environmental impact of power to hydrogen/power to methane facilities on hybrid power-natural gas energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(39):20200–20209, 2020.
- [21] Michael Kühn, Martin Streibel, Natalie Nakaten, e Thomas Kempka. Integrated underground gas storage of co2 and ch4 to decarbonise the “power-to-gas-to-gas-to-power” technology. *Energy Procedia*, 59:9–15, 2014.
- [22] Armazenamento de Energia Térmica (TES Thermal Energy Storage) – Newsol. URL: <http://www.newsol.uevora.pt/pt-pt/tecnologia-tes/>.
- [23] Sérgio Augusto Seixas Lopes. Tecnologias de armazenamento de energia para fornecimento de serviços de sistema. página 107, 2015.
- [24] Paulo Fabrício Palhavam Ferreira. Análise de Viabilidade de Sistemas de Armazenamento de Eenergia Elétrica na Forma de Hidrogênio Utilizando Células a Combustível. 2:112, 2003.
- [25] Przemyslaw Komarnicki, Pio Lombardi, e Zbigniew Styczynski. Electric Energy Storage Systems. *Electric Energy Storage Systems*, (Table 1):1–12, 2017. doi:10.1007/978-3-662-53275-1.
- [26] AB Gallo, JR Simões-Moreira, HKM Costa, MM Santos, e E Moutinho dos Santos. Energy storage in the energy transition context: A technology review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 65:800–822, 2016.
- [27] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, e Jonathan Clarke. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137:511–536, 2015.
- [28] Sérgio Augusto Seixas Lopes. Tecnologias de armazenamento de energia para fornecimento de serviços de sistema. Tese de mestrado, 2015.

- [29] Mohammad A Hannan, MS Hossain Lipu, Aini Hussain, e Azah Mohamed. A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78:834–854, 2017.
- [30] Ioannis Mexis e Grazia Todeschini. Battery energy storage systems in the united kingdom: A review of current state-of-the-art and future applications. *Energies*, 13(14), 2020. doi:10.3390/en13143616.
- [31] T Guena e P Leblanc. How depth of discharge affects the cycle life of lithium-metal-polymer batteries. Em *INTELEC 06-Twenty-Eighth International Telecommunications Energy Conference*, páginas 1–8. IEEE, 2006.
- [32] KC Divya e Jacob Østergaard. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric power systems research*, 79(4):511–520, 2009.
- [33] Fábio José Correia de Brito. Simulação de Estratégias de Operação Agregada de Sistemas de Armazenamento Distribuídos em Parques Eólicos e Centrais Fotovoltaicas. páginas 33–34, 2017.
- [34] I De la Parra, J Marcos, M García, e L Marroyo. Control strategies to use the minimum energy storage requirement for pv power ramp-rate control. *Solar Energy*, 111:332–343, 2015.
- [35] Sercan Teleke, Mesut E Baran, Alex Q Huang, Subhashish Bhattacharya, e Loren Anderson. Control strategies for battery energy storage for wind farm dispatching. *IEEE transactions on energy conversion*, 24(3):725–732, 2009.
- [36] John P Barton e David G Infield. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE transactions on energy conversion*, 19(2):441–448, 2004.
- [37] Saurabh Tewari e Ned Mohan. Value of nas energy storage toward integrating wind: Results from the wind to battery project. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):532–541, 2012.
- [38] P Denholm. Energy storage to reduce renewable energy curtailment. Em *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–4. IEEE, 2012.
- [39] Qiang Li, San Shing Choi, Y Yuan, e DL Yao. On the determination of battery energy storage capacity and short-term power dispatch of a wind farm. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(2):148–158, 2010.
- [40] Hans Bludszuweit e José Antonio Domínguez-Navarro. A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty. *IEEE transactions on power systems*, 26(3):1651–1658, 2010.
- [41] Julio Romel Martinez-Bolanos, Miguel Edgard Morales Udaeta, André Luiz Veiga Gimenes, e Vinícius Oliveira da Silva. Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs. *Journal of Energy Storage*, 29:101373, 2020.
- [42] Omid Palizban e Kimmo Kauhaniemi. Energy storage systems in modern grids—matrix of technologies and applications. *Journal of Energy Storage*, 6:248–259, 2016.

- [43] Paulo F Ribeiro, Brian K Johnson, Mariesa L Crow, Aysen Arsoy, e Yilu Liu. Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, 89(12):1744–1756, 2001.
- [44] Bruna Oliveira. Participação da Produção Renovável no Mercado de Energia de Reserva de Regulação. 2020.
- [45] Alvin O Converse. Seasonal energy storage in a renewable energy system. *Proceedings of the IEEE*, 100(2):401–409, 2011.
- [46] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberg, e William Rosehart. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources. *Energy Storage Smart Grids Plan. Oper. Renew. Var. Energy Resour*, 14(4):1–33, 2014.
- [47] JA Rangel, A Rivero, e R Arias. Indicators quality of service in the transmission power systems immersed at the regulatory framework electric. Em *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, páginas 1–4. IEEE, 2008.
- [48] DL Yao, San Shing Choi, King Jet Tseng, e TT Lie. Determination of short-term power dispatch schedule for a wind farm incorporated with dual-battery energy storage scheme. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1):74–84, 2011.
- [49] William Bolton. *Programmable logic controllers*. Newnes, 2015.
- [50] What is HMI? | Inductive Automation. URL: <https://www.inductiveautomation.com/resources/article/what-is-hmi>.
- [51] Hamed Babazadeh, Wenzhong Gao, e Kurtis Duncan. A new control scheme in a battery energy storage system for wind turbine generators. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–7, 2012. doi:10.1109/PESGM.2012.6345722.
- [52] Md Abu Abdullah, Kashem M Muttaqi, Danny Sutanto, e Ashish P Agalgaonkar. An effective power dispatch control strategy to improve generation schedulability and supply reliability of a wind farm using a battery energy storage system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(3):1093–1102, 2014.
- [53] Hamed Babazadeh, Wenzhong Gao, e Kurtis Duncan. A new control scheme in a battery energy storage system for wind turbine generators. Em *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, páginas 1–7. IEEE, 2012.
- [54] Ha Thu Le, Surya Santoso, e Thang Quang Nguyen. Augmenting wind power penetration and grid voltage stability limits using ess: application design, sizing, and a case study. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):161–171, 2011.
- [55] John P Barton e David G Infield. A probabilistic method for calculating the usefulness of a store with finite energy capacity for smoothing electricity generation from wind and solar power. *Journal of power sources*, 162(2):943–948, 2006.
- [56] Ted KA Brekken, Alex Yokochi, Annette Von Jouanne, Zuan Z Yen, Hannes Max Hapke, e Douglas A Halamay. Optimal energy storage sizing and control for wind power applications. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(1):69–77, 2010.

- [57] X. Y. Wang, D. Mahinda Vilathgamuwa, e S. S. Choi. Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(3):868–878, 2008. doi:10.1109/TEC.2008.921556.
- [58] Sercan Teleke, Mesut E Baran, Subhashish Bhattacharya, e Alex Q Huang. Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1(3):117–124, 2010.
- [59] Chih-Ming Hong e Chiung-Hsing Chen. Intelligent control of a grid-connected wind-photovoltaic hybrid power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55:554–561, 2014.
- [60] Aculdade De e Niversidade Do. Análise técnico / económica da integração do solar fotovoltaico nos atuais parques eólicos. 2020.
- [61] Kaushik Das, Anca D Hansen, Matti Koivisto, e Poul E Sørensen. Enhanced Features of Wind-Based Hybrid Power Plants. *4th International Hybrid Power Systems Workshop*, (May), 2019.
- [62] Eric Hittinger e Rebecca E. Ciez. Modeling Costs and Benefits of Energy Storage Systems. *Annual Review of Environment and Resources*, 45(1), 2020. doi:10.1146/annurev-environ-012320-082101.
- [63] Verena Jülch. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (lcos) method. *Applied Energy*, 183:1594–1606, 2016.