



Carolina Toscano de Jesus

Licenciada em Ciências de Engenharia Física

Baterias como suporte à distribuição de energia elétrica em redes isoladas

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Física

Orientadores: **Maria Isabel Simões Catarino**

Professora Auxiliar, FCT-UNL

Rui Manuel Venâncio Martins

Diretor da Área Testes e Ensaios, EDP Labelec

Júri:

Presidente: **André João Maurício Leitão do Valle Wemans**

Professor Auxiliar, FCT-UNL

Arguente: **Anabela Monteiro Gonçalves Pronto**

Professora Auxiliar, FCT-UNL

Orientador: **Rui Manuel Venâncio Martins**

Diretor da Área Testes e Ensaios, EDP Labelec



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

novembro, 2021

Baterias como suporte à distribuição de energia elétrica em redes isoladas

Copyright © Carolina Toscano de Jesus, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Para os meus pais.

AGRADECIMENTOS

A presente dissertação contou com o apoio e incentivo de várias pessoas, a quem desejo exprimir o meu agradecimento.

Em primeiro lugar, quero agradecer aos meus orientadores, Engenheiro Rui Martins e Professora Isabel Catarino, pela oportunidade proporcionada, apoio e apreciações críticas concedidas durante o desenvolvimento do meu trabalho.

Não posso também deixar de agradecer ao Engenheiro Luís Rocha que, na minha passagem pela EDP Labelec, acompanhou o meu trabalho e se disponibilizou para esclarecimento de dúvidas e sugestões.

À minha família e amigos, nomeadamente aos meus pais e irmã, um especial obrigada pela confiança que sempre depositaram em mim e pelo apoio durante todo o meu percurso.

Ao António, pela paciência e apoio para concretizar todos os meus objetivos.

Aos meus colegas de curso que me acompanharam durante estes cinco anos e contribuíram para o meu sucesso. Ao Alexandre Veiga e ao Miguel Ferro, por toda a motivação que me deram. E em especial à Rita Raimundo, pelo empenho e dedicação em todos os projetos que realizamos juntas, pelo carinho no meio dos muitos desabafos e pela revisão do texto da dissertação.

*“Living is worthwhile if one can contribute in some small way
to this endless chain of progress.” (Paul Dirac)*

RESUMO

Por forma a implementar fontes de energia renovável nas redes elétricas, a integração de sistemas de armazenamento de energia torna-se crucial para neutralizar a natureza intermitente e imprevisível destas fontes. Através da estabilização do *output* das fontes de produção renovável, torna-se possível aumentar a penetração de energias renováveis nas redes elétricas. Adicionalmente, estes sistemas podem fornecer diversas aplicações para melhorar a flexibilidade da rede, como o controlo de tensão e de frequência.

Com a redução do custo dos sistemas de armazenamento de energia suportados por baterias, existe um interesse crescente para implementá-los na rede elétrica devido à sua capacidade de resposta rápida, elevada eficiência, independência geográfica e alto potencial de comercialização. Atualmente, a tecnologia de iões de lítio representa a grande maioria da capacidade instalada dada a sua elevada densidade de energia, alta tensão de operação e longo tempo de vida.

Contudo, a introdução deste sistema de armazenamento na rede elétrica implica o conhecimento prévio do comportamento do mesmo na rede em questão, obtido através da modelação e simulação da rede elétrica. Por outro lado, os ensaios laboratoriais são uma etapa crucial no processo de implementação pois representam um método de corroboração do modelo teórico e dos resultados da simulação.

Este documento reporta o estudo da necessidade do desenvolvimento de procedimentos específicos, para simulações e ensaios laboratoriais, de acordo com as características particulares das redes elétricas e com as aplicações dos sistemas de armazenamento, nomeadamente na ilha da Terceira, tendo sido identificadas as quatro vertentes que devem ser estudadas por forma a analisar o comportamento do sistema de armazenamento quando integrado em sistemas elétricos isolados.

Os resultados analisados permitiram demonstrar a eficácia do sistema de armazenamento no cumprimento dos requisitos impostos, nomeadamente o fornecimento de controlo primário e secundário, a deteção de baixas correntes de falha e a transição da micro-rede de modo conectado à rede para modo ilha, garantindo a qualidade do fornecimento de energia no sistema de distribuição.

Palavras-chave: Sistema de Armazenamento de Energia Suportado por Baterias, Sistemas Eléctricos Isolados, Energia Eléctrica, Ensaios Laboratoriais, Simulações, Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

In order to deploy renewable energy sources in the power grids, introducing energy storage systems is essential to counteract the inherent intermittency and unpredictable nature of these sources. By firming the renewable energy output, the penetration of renewable energy into the grid can then be increased. Additionally, these systems can provide multiple applications to enhance the grids' flexibility such as frequency and voltage regulation.

With declining cost of battery energy storage system, there is a growing interest to introduce it in the power grid due to its fast response capability, high efficiency, geographical independence and high commercialization potential. Currently, lithium-ion technology accounts for the largest share of battery operational installed capacity mainly on the behalf of their high energy density, high operating voltage and long life.

However, introducing this storage system in a power grid implies a previous knowledge on the behaviour of the system in the specific grid, which is performed through electrical network modelling and simulation. On the other hand, laboratory tests are crucial in the deployment process as a corroboration method of the theoretical model and simulation results.

This document addresses the need for development of specific procedures for simulations and laboratory tests according to the power system specifications and applications of the storage devices, namely in Terceira island (Azores), with the four aspects that must be studied in order to analyze the behaviour of the storage system in islanded systems identified.

The analysed results allowed to demonstrate the efficiency of the storage system in complying with the imposed requirements, namely the supply of primary and secondary control, the detection of low fault currents and the transition of the microgrid from grid-connected mode to island mode, ensuring the quality power supply in the distribution network.

Keywords: Battery Energy Storage System, Islanded Electric Systems, Electric Energy, Laboratorial Testing, Simulations, Distribution Network.

ÍNDICE

Índice de Figuras	xvii
Índice de Tabelas	xix
Abreviaturas	xxi
Símbolos	xxiii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivos do projeto de integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira	6
1.4 Objetivos da dissertação	7
1.5 Estrutura	7
2 Baterias como sistemas de armazenamento de energia eletroquímica	9
2.1 Células eletroquímicas	9
2.2 Parâmetros de caracterização dos sistemas de armazenamento	11
2.3 Tecnologias existentes	13
2.3.1 Baterias de íões de lítio	13
2.3.2 Baterias de chumbo-ácido	14
2.3.3 Baterias de sódio-enxofre	15
2.3.4 Baterias de níquel	16
2.3.5 Baterias de fluxo	17
2.3.6 Comparação entre as diversas tecnologias	20
2.4 Modelação de baterias	22
3 Baterias nas redes elétricas	25
3.1 Aplicações das baterias na rede	25

3.1.1	Controlo de frequência	26
3.1.2	Controlo de tensão	30
3.2	Sistemas associados à integração de baterias na rede	31
3.3	Modos de controlo do BESS	32
4	Baterias no Mercado de Energia Elétrica	35
4.1	Funcionamento do Mercado Energético	35
4.2	Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias no Mercado de Energia do Reino Unido	39
4.3	Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias no Mercado de Energia em Portugal continental	41
4.4	Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias na Região Autónoma dos Açores	41
5	Metodologia	43
5.1	Etapas técnicas do projeto	43
5.2	Simulações e ensaios laboratoriais para a integração do BESS num sistema elétrico isolado	46
5.3	Caso de estudo – simulações e ensaios laboratoriais para a integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira	48
6	Resultados	59
6.1	Simulações – Caso de estudo da ilha da Terceira	59
6.2	Ensaio laboratorial – Projeto SENSIBLE	64
6.3	Discussão dos resultados	69
7	Conclusão	71
	Bibliografia	73

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Representação dos sistemas de produção, transporte e distribuição de uma rede elétrica.	2
1.2	Potência dos sistemas de armazenamento de energia em operação em 2020 a nível mundial.	3
1.3	Projetos de armazenamento de energia no âmbito do Horizonte 2020.	5
1.4	Energia elétrica produzida em 2020 na ilha da Terceira.	6
2.1	Diagrama esquemático de uma bateria com os processos de carga e descarga representados.	10
2.2	Tensão da célula eletroquímica em função da corrente de operação.	11
2.3	Diagrama esquemático de uma bateria de fluxo.	18
2.4	Modelo de energia cinética da bateria.	22
2.5	Modelo de circuito equivalente.	23
2.6	Modelo de partícula única.	24
3.1	Princípio fundamental da regulação de frequência em sistemas elétricos.	26
3.2	Resposta de frequência do sistema elétrico.	28
3.3	Diagrama típico do sistema de gestão de energia.	31
3.4	Configuração do sistema de conversão de potência.	32
4.1	Curvas de oferta e venda do Mercado Diário de energia elétrica.	36
4.2	Sessões do Mercado Intradiário.	38
4.3	Operações do processo de programação do Sistema Elétrico Nacional.	39
5.1	Etapas técnicas envolvidas num projeto de integração do BESS na rede elétrica.	44
5.2	Esquema representativo da integração do BESS na rede elétrica.	46
5.3	Diagrama unifilar da plataforma laboratorial.	49
6.1	Potência ativa e reativa registadas nas simulações para o protocolo T01 nos elementos em estudo.	60
6.2	Tensão e frequência registadas nas simulações para o protocolo T01.	61

6.3	Potência ativa e reativa registadas nas simulações para o protocolo T02 nos elementos em estudo.	62
6.4	Tensão e frequência registadas nas simulações para o protocolo T02.	63
6.5	Evolução temporal do modo de operação em ilha.	65
6.6	Corrente aos terminais do BESS em situação de defeito trifásico.	66
6.7	Frequência aos terminais do BESS ₁ durante a transição para modo ilha.	67
6.8	Tensão aos terminais do BESS ₁ durante a transição para modo ilha.	67
6.9	Potência aparente aos terminais dos sistemas de armazenamento durante a transição para modo ilha.	68

ÍNDICE DE TABELAS

1.1	Sistemas de armazenamento suportados por baterias e volantes de inércia instalados em Portugal em 2020.	4
2.1	Parâmetros de caracterização do BESS.	12
2.2	Vantagens e desvantagens das tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica discutidas.	21
3.1	Aplicações do BESS nos diversos níveis da rede.	25
5.1	Perfil de carga protocolo T02.	51
5.2	Valores de regulação para o BESS no protocolo T02.	51
5.3	Perfil de carga protocolo T03.	52
5.4	Valores de regulação para o BESS no protocolo T03.	52
5.5	Perfil de carga protocolo T05.	53
5.6	Perfil de carga protocolo T06.	54

ABREVIATURAS

AC	<i>Alternating current</i>
AGC	<i>Automatic generation control</i>
AT	Alta tensão
BESS	<i>Battery energy storage system</i>
BMS	<i>Battery management system</i>
BT	Baixa tensão
DC	<i>Direct current</i>
DoD	<i>Depth of discharge</i>
EDA	Eletricidade dos Açores
EDP	Energias de Portugal
EFR	<i>Enhanced Frequency Response</i>
EMS	<i>Energy management system</i>
FER	Fontes de energia renovável
FFR	<i>Firm Frequency Response</i>
MC	Mercado de Capacidade
MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
MRC	Modelo de reservatório de carga
MRE	Modelo de reservatório de energia
MT	Média tensão
OMI	Operador do Mercado Ibérico
ORT	Operador da Rede de Transporte

ABREVIATURAS

P2D	<i>Pseudo-two-dimensional model</i>
PDB	Programa Diário Base
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PDVD	Programa Diário Viável Definitivo
PDVP	Programa Diário Viável Provisório
PHF	Programa Horário Final
PHOF	Programa Horário Operativo Final
RAA	Região Autónoma dos Açores
REN	Redes Energéticas Nacionais
RoCoF	<i>Rate of change of frequency</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SoC	<i>State of charge</i>
SoH	<i>State of health</i>
SPM	<i>Single particle model</i>

SÍMBOLOS

E	Tensão da célula eletroquímica
E_c	Energia cinética
E_0	Tensão da célula eletroquímica em circuito aberto
f	Frequência
H	Constante de inércia
i	Corrente de operação
J	Momento de inércia das massas rotativas
K	Característica de <i>droop</i>
K_P	Característica de <i>droop</i> de potência ativa
K_Q	Característica de <i>droop</i> de potência reativa
m	Massa
n_a	Polarização de ativação
n_c	Polarização de concentração
P	Potência ativa
P_{BESS}	Potência ativa do BESS
P_e	Potência elétrica
P_m	Potência mecânica
Q	Potência reativa
Q_{BESS}	Potência reativa do BESS

SÍMBOLOS

r	Distância ao eixo de rotação
R_c	Resistência da carga
R_i	Resistência interna
S	Potência aparente
U	Tensão
U_{rede}	Tensão da rede
U_{ref}	Tensão de referência
U_{tol}	Tensão de tolerância
w_m	Velocidade angular
Z_{def}	Impedância de defeito

INTRODUÇÃO

Com a evolução das redes elétricas, os sistemas de armazenamento, incluindo as baterias, tornaram-se fundamentais para garantir a segurança do fornecimento de energia e a estabilidade das redes elétricas. Por forma a abordar este tema, o primeiro capítulo encontra-se organizado da seguinte forma: a secção 1.1 apresenta o enquadramento teórico, sendo referida a evolução das redes elétricas, a secção 1.2 aborda a integração de baterias no sistema elétrico, a secção 1.3 apresenta os objetivos do projeto de integração de um sistema de armazenamento de energia suportado por baterias na rede elétrica da ilha da Terceira, enquanto a secção 1.4 apresenta os objetivos da presente dissertação. Por fim, a secção 1.5 descreve a estrutura do documento.

1.1 Enquadramento

As redes elétricas, que já contam mais de um século de existência, são predominantemente caracterizadas pela produção centralizada em larga escala a partir de fontes de energia fóssil ou nuclear [1], [2]. As centrais de produção estão localizadas remotamente dos centros de consumo e, por forma a que a energia se torne disponível para os consumidores finais, encontram-se interligadas a um sistema de transporte de alta tensão^a (AT) que, posteriormente, fornece a energia ao sistema de distribuição de média tensão^b (MT) e baixa tensão^c (BT) localizado junto dos aglomerados populacionais, como pode ser observado na figura 1.1. O princípio de operação da rede elétrica baseia-se no equilíbrio dinâmico em tempo real entre a produção e o consumo de energia elétrica ou, dito de outra forma, baseia-se na produção e consumo imediato [3].

As linhas de maior comprimento são as linhas do sistema de transporte onde a energia é transportada num nível de tensão na ordem das centenas de kV. A utilização de tensões mais elevadas permite reduzir a corrente e, conseqüentemente, reduzir a perda de energia associada à resistência óhmica das linhas – dado que as perdas são proporcionais ao

^aTensão superior a 45 kV, sendo utilizado em Portugal 60, 150, 220 e 400 kV.

^bTensão entre 1 e 45 kV, com valores típicos nas redes de distribuição urbana ou rural em Portugal de 10, 15 e 30 kV.

^cTensão inferior a 1 kV, com valores típicos na Europa de 400/230 V.

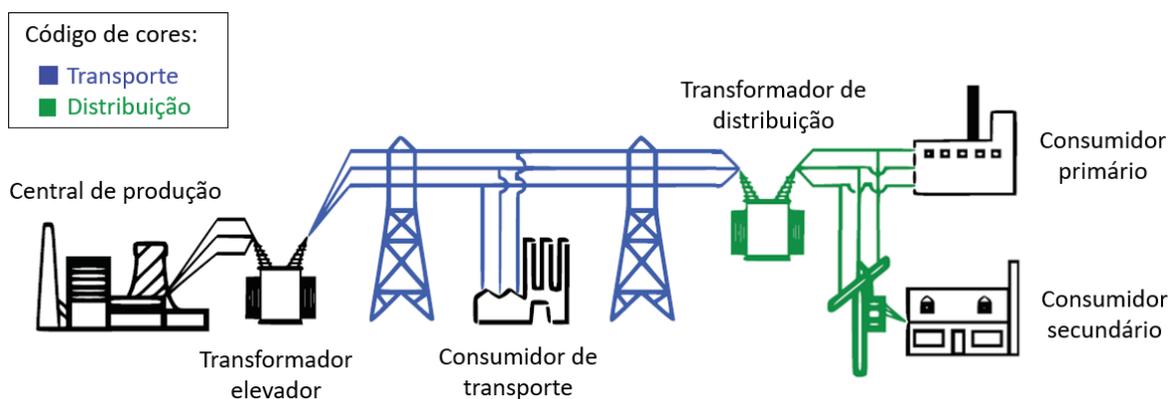


Figura 1.1: Representação dos sistemas de produção, transporte e distribuição de uma rede elétrica. Adaptado de [2].

quadrado da corrente. A fronteira entre o sistema de transporte e o sistema de distribuição corresponde a uma subestação onde a tensão é reduzida por ação de transformadores. O sistema de distribuição pode ainda ser dividido num sistema de distribuição primário, onde a energia é transportada na ordem das dezenas de kV, e num sistema secundário, interligado diretamente aos consumidores residenciais, a 230 V na maioria dos países europeus [4].

Contudo, as redes elétricas enfrentam três desafios principais. O primeiro relaciona-se com a produção centralizada em larga escala que, em períodos de pico de consumo, leva à necessidade de colocar em serviço geradores de larga escala por um curto intervalo temporal, sendo este processo pouco eficiente a nível económico e de operação [2]. O segundo desafio relaciona-se com a dependência da produção energética em fontes não renováveis, como o carvão e o gás natural, que, além de apresentarem um custo marginal superior em comparação às fontes de energia renovável, são fontes cuja existência tem vindo a diminuir ao longo do tempo [1]. Por último, o aumento do consumo de energia elétrica verificado nos últimos anos, aliado à utilização de fontes poluentes, incorre em impacto ambiental, devido às emissões de CO_2 , que se tornou evidente pelo efeito de aquecimento global [1].

Assim, atendendo às necessidades económicas e ambientais, as redes elétricas começaram a evoluir tendo como objetivo acomodar serviços de produção descentralizada com um maior número de intervenientes envolvidos na produção, transporte, distribuição e operação do sistema [5].

A produção de energia descentralizada, através da implementação e integração de recursos energéticos distribuídos, como energias renováveis, origina fluxos de energia bidirecionais no sistema de distribuição, contrariamente ao que se verificava nos sistemas apenas dependentes de produção centralizada. Além do mais, a implementação de fontes de produção mais próximas dos consumidores residenciais é ainda capaz de reduzir as perdas no transporte de energia para esses clientes e, conseqüentemente, contribuir para

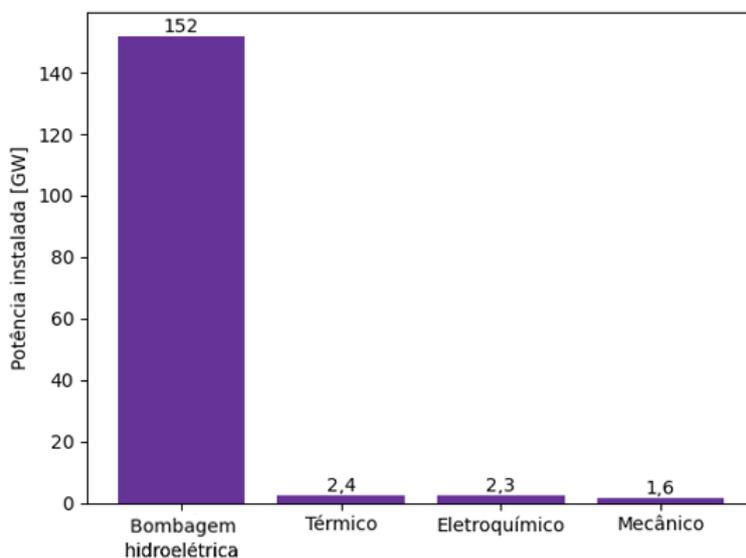


Figura 1.2: Potência dos sistemas de armazenamento de energia em operação em 2020 a nível mundial [7].

o aumento da eficiência da rede [1].

Adicionalmente, e por forma a neutralizar a intermitência e natureza imprevisível das fontes de energia renovável (FER), a integração de sistemas de armazenamento de energia em certos pontos da rede torna-se essencial [1].

As várias tecnologias de armazenamento de energia podem ser categorizadas através de diferentes métodos, sendo um dos mais utilizados baseado na forma de energia armazenada no sistema decorrente do processo de conversão de energia da rede [6], dando origem às seguintes classificações:

1. Sistemas mecânicos – bombagem hidroelétrica, sistemas de ar comprimido e volantes de inércia.
2. Sistemas eletroquímicos – baterias convencionais e baterias de fluxo.
3. Sistemas elétricos – condensadores e supercondensadores.
4. Sistemas magnéticos – supercondutores.
5. Sistemas térmicos – armazenamento de energia térmica como calor latente e calor sensível.
6. Sistemas químicos – armazenamento de hidrogénio com célula de combustível.

A figura 1.2 apresenta a potência dos sistemas de armazenamento de energia em operação em 2020, a nível mundial, de acordo com a tecnologia utilizada, sendo possível destacar a bombagem hidroelétrica como o sistema dominante com uma percentagem de 96% da potência instalada. Por sua vez, as principais barreiras para a implementação de sistemas de armazenamento de energia suportados por baterias (*Battery energy storage system* (BESS)) em grande escala são os tempos de vida relativamente baixos e os elevados custos de manutenção [6].

Em Portugal, a bombagem hidroelétrica também corresponde ao sistema dominante, com uma potência instalada de aproximadamente 3,5 GW no ano de 2020. Esta potência aumentará para 4,164 GW após a conclusão da construção do sistema de barragens do Alto-Tâmega, prevista para 2023 [8].

Além das 13 instalações de bombagem hidroelétrica identificadas no território nacional em 2020, sistemas suportados por baterias e por volantes de inércia foram também identificados, com as especificações apresentadas na tabela 1.1.

No que toca aos sistemas de armazenamento eletroquímico, existem ainda vários sistemas de menores dimensões instalados, maioritariamente associados ao regime de autoconsumo.

Tabela 1.1: Sistemas de armazenamento suportados por baterias e volantes de inércia instalados em Portugal em 2020. Adaptado de [8].

Tecnologia	Localização	Potência	Energia
Baterias de iões de lítio	Évora	500 kW	350 kWh
Baterias de iões de lítio	Porto Santo, Madeira	4 MW	3 MWh
Baterias de óxido de titanato de lítio	Graciosa, Açores	7,4 MW	2,5 MWh
Volantes de inércia	Flores, Açores	500 kW	18 MWh

1.2 Motivação

A evolução das redes elétricas também é evidente em sistemas geograficamente isolados. A maioria das pequenas ilhas espalhadas pelo mundo não dispõe dos recursos energéticos convencionais no seu território, como o petróleo, o carvão e o gás natural. Desta forma, a produção de energia depende fortemente da importação de combustíveis fósseis, o que além de comprometer a segurança do abastecimento de energia, contribui para o aumento do custo específico de produção de energia elétrica [9]. Estes fatores, aliados ao facto de os recursos solares e/ou eólicos serem geralmente abundantes na maioria das ilhas, promovem o aumento da penetração de fontes de energia renovável na produção de energia local, demonstrando a viabilidade técnica, económica e política da integração de FER nas redes elétricas [10].

Contudo, e tal como mencionado anteriormente, a integração de sistemas de armazenamento de energia torna-se crucial como resposta à vulnerabilidade das FER. De entre as várias tecnologias existentes, a redução acentuada do custo do sistema de armazenamento eletroquímico verificada nos últimos anos [11], aliada às características do sistema, torna-o uma opção viável para o fornecimento de vários serviços que apoiam diretamente a integração das FER.

As baterias proporcionam um sistema que apresenta uma instalação flexível, uma vez que podem ser instaladas em praticamente qualquer lugar, e um processo de construção simples e rápido [3]. Além do mais, são sistemas com uma eficiência de conversão elevada,

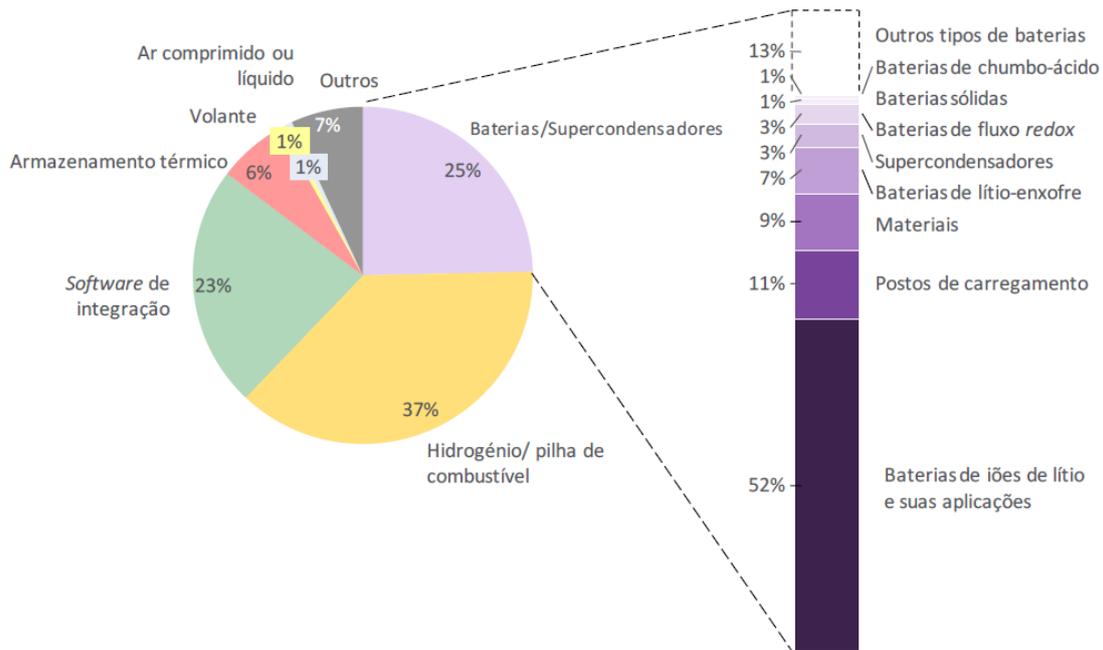


Figura 1.3: Projetos de armazenamento de energia no âmbito do Horizonte 2020. Adaptado de [13].

na ordem dos 80–90%, poucos requisitos de manutenção e resposta rápida [12]. De acordo com Katsaprakakis *et al.* [9], a possibilidade de resposta imediata após uma potencial perda de produção origina uma penetração direta das FER de até 100% em sistemas incorporados com armazenamento de energia eletroquímica.

Os impactos ambientais e na saúde humana provenientes do BESS foram avaliados por Chowdhury *et al.* [12]. A avaliação do ciclo de vida permitiu concluir que o BESS apresenta um impacto menos prejudicial em fatores como aquecimento global, destruição da camada de ozono, acidificação terrestre, formação de oxidante fotoquímico e transformação natural do solo, em comparação com turbinas de gás de ciclo combinado. Por outro lado, o BESS apresenta consequências mais negativas do que as turbinas de gás de ciclo combinado em fatores como ecotoxicidade da água e toxicidade humana.

Apesar da reduzida potência de armazenamento eletroquímico instalada mundialmente em 2020, inúmeros foram os projetos desenvolvidos na última década associados a esta tecnologia de armazenamento. Nomeadamente, o Programa-Quadro de Investigação e Inovação da União Europeia para 2014–2020, designado Horizonte 2020, promoveu projetos no âmbito do armazenamento de energia na rede e para a mobilidade hipocarbónica [13]. Das subvenções concedidas a estes projetos, 25% destinaram-se a projetos relacionados com baterias, como pode ser observado na figura 1.3.

Esta dissertação tem assim o intuito de dar continuidade aos estudos associados aos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica, com foco na simulação e ensaios laboratoriais a realizar antes da integração deste sistema em redes elétricas de pequenas

ilhas. Como tal, o trabalho tem por base o projeto de integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira, cujas fases de simulação e ensaios laboratoriais estão ao encargo da EDP Labelec.

1.3 Objetivos do projeto de integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira

No final de 2020, o sistema elétrico da ilha da Terceira era caracterizado por oito centrais de produção de energia elétrica: uma central termoelétrica, uma central geotérmica, dois parques eólicos, três centrais hídricas e uma central de valorização energética de resíduos urbanos. Por sua vez, a rede elétrica era dividida numa rede de transporte de média tensão a 30 kV e numa rede de distribuição de média e baixa tensão a 15 kV e 0,4 kV, respetivamente [14].

A energia elétrica produzida em 2020 na ilha da Terceira foi de 184,61 GWh, dos quais cerca de 62% corresponderam a energia emitida pela central termoelétrica. A figura 1.4 apresenta a evolução mensal da energia emitida por fonte de produção, bem como os valores globais por fonte no ano de 2020. A produção micro/mini corresponde à produção de energia elétrica renovável no nível de baixa tensão destinada a autoconsumo, com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica pública.

A integração do BESS com uma potência de 15 MW no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira tem como objetivo possibilitar o aumento da produção renovável anual para aproximadamente 60% e, conseqüentemente, reduzir o consumo anual de diesel em aproximadamente 1 150 toneladas, o que equivale a uma redução superior a 3 500 toneladas de CO₂ emitido por ano [15].

O sistema de armazenamento irá funcionar em paralelo com a central termoelétrica da ilha – composta por geradores a diesel – e terá as funcionalidades de *black-start* e de controlo de tensão e de frequência, abordadas no capítulo 3.

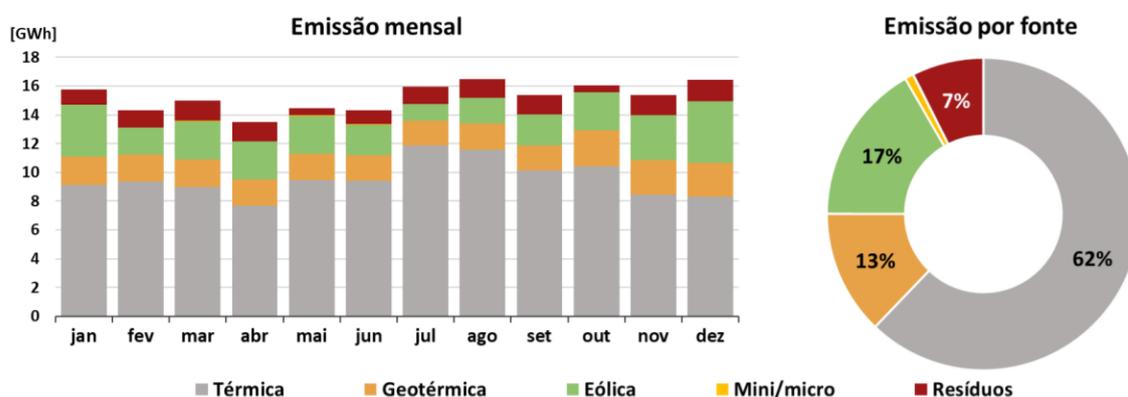


Figura 1.4: Energia elétrica produzida em 2020 na ilha da Terceira [14].

1.4 Objetivos da dissertação

A presente dissertação tem como propósito o estudo da integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira. Para tal, é desenvolvida uma análise detalhada das simulações e ensaios laboratoriais a que os sistemas de armazenamento eletroquímico devem ser submetidos por forma a caracterizar o seu comportamento e garantir a boa integração dos mesmos em sistemas elétricos isolados, com foco na necessidade do desenvolvimento de procedimentos específicos para cada contexto, nomeadamente para o caso de estudo. Para tal, a presente dissertação apresenta dois objetivos principais.

O primeiro objetivo consiste na definição da metodologia a adotar nas etapas de simulação e ensaios laboratoriais, podendo este ser ainda subdividido em:

- Sistematização das etapas técnicas envolvidas num projeto de integração do BESS na rede elétrica;
- Análise dos regulamentos e normas em vigor;
- Definição das vertentes que devem ser estudadas por forma a garantir a estabilidade do sistema elétrico isolado com a operação do BESS;
- Apresentação dos protocolos a seguir em simulações e ensaios laboratoriais no caso de estudo da integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira.

O segundo objetivo traduz-se na análise dos resultados obtidos em simulações e em ensaios laboratoriais desenvolvidos na EDP Labelec por forma a caracterizar o comportamento e as funcionalidades do sistema de armazenamento na rede elétrica da ilha da Terceira.

1.5 Estrutura

Este documento encontra-se organizado em 7 capítulos com a seguinte descrição:

Capítulo 1 – Introdução: apresentação do tema em estudo e do panorama mundial e nacional associado às tecnologias de armazenamento de energia em operação nas redes elétricas.

Capítulo 2 – Baterias como sistemas de armazenamento de energia eletroquímica: apresentação dos conceitos e parâmetros associados ao funcionamento de uma célula eletroquímica, bem como uma análise detalhada das diversas tecnologias presentes no mercado. Por fim, são ainda abordadas as diversas opções para a modelação de baterias.

Capítulo 3 – Baterias nas redes elétricas: apresentação das funcionalidades das baterias como sistemas de armazenamento na rede elétrica, bem como os respetivos componentes necessários para a gestão e controlo do sistema.

Capítulo 4 – Mercado de Energia: apresentação do funcionamento do Mercado Ibérico da Energia Elétrica, bem como da remuneração dos sistemas de armazenamento

eletroquímico no Reino Unido, em Portugal continental e na Região Autónoma dos Açores.

Capítulo 5 – Metodologia: sistematização das etapas técnicas envolvidas num projeto de integração do BESS nas redes elétricas, análise dos regulamentos e normas em vigor, definição das vertentes a serem estudadas aquando da integração do BESS em redes elétricas isoladas e, por fim, apresentação dos protocolos a seguir nas etapas de simulação e ensaios laboratoriais para a integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira.

Capítulo 6 – Resultados: análise dos resultados obtidos em simulações associadas ao caso de estudo da integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira. Devido a fatores externos associados a atrasos no projeto, não foi possível realizar ensaios laboratoriais no âmbito da integração do BESS na ilha da Terceira. Como tal, neste capítulo são analisados resultados de interesse de ensaios laboratoriais associados ao projeto SENSIBLE^d, dado que a micro-rede^e desenvolvida no âmbito deste projeto pode funcionar em modo ilha, permitindo assim manter o propósito da dissertação no estudo da integração do BESS em sistemas elétricos isolados. Este capítulo termina com a discussão dos resultados obtidos nas duas etapas em estudo.

Capítulo 7 – Conclusão: apresentação das principais conclusões retiradas do estudo desenvolvido bem como de trabalhos futuros a serem realizados.

^dNo âmbito do programa Horizonte 2020, o projeto SENSIBLE teve como uma das suas vertentes o desenvolvimento de uma micro-rede na vila de Valverde, em Évora, com o intuito de demonstrar os benefícios da integração de sistemas de armazenamento na rede de distribuição por forma a melhorar a eficiência e segurança de operação da rede elétrica de distribuição.

^eSistema elétrico de baixa tensão que pode funcionar de forma independente (designado por modo ilha), ou ligado à rede elétrica externa (designado por modo conectado à rede), e que é constituído por fontes de produção de energia distribuídas, sistemas de armazenamento e cargas controláveis.

BATERIAS COMO SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELETROQUÍMICA

Por forma a introduzir os fundamentos do funcionamento das baterias como sistemas de armazenamento, este capítulo encontra-se organizado da seguinte forma: a secção 2.1 apresenta os conceitos gerais do funcionamento das células eletroquímicas, a secção 2.2 apresenta os parâmetros que caracterizam os sistemas de armazenamento de energia, a secção 2.3 apresenta uma análise das várias tecnologias existentes neste ramo e, por fim, a secção 2.4 apresenta os modelos mais utilizados para a modelação de baterias.

2.1 Células eletroquímicas

Uma bateria consiste num conjunto de células eletroquímicas ligadas em série e/ou em paralelo que produzem energia elétrica a partir de uma reação eletroquímica e podem ser classificadas como primárias ou secundárias de acordo com a sua capacidade de recarga [1], [16]. Enquanto as baterias primárias apenas podem ser descarregadas, as baterias secundárias, utilizadas nos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica, podem ser carregadas e descarregadas inúmeras vezes. De acordo com o tipo de armazenamento é ainda possível distinguir as baterias de fluxo, que apresentam armazenamento externo, das baterias convencionais, que apresentam armazenamento interno [1].

Cada célula eletroquímica é composta por dois elétrodos, o eléctrodo positivo – designado de cátodo – e o eléctrodo negativo – designado de ânodo –, em contacto com o eletrólito. Os eletrólitos, que correspondem a soluções eletricamente neutras, apresentam uma condutividade iónica elevada que permite que os iões se movam livremente entre os dois elétrodos. A célula apresenta ainda coletores de carga associados a cada um dos elétrodos [1], [16], [17].

A conversão bidirecional entre energia elétrica e química tem como base processos de oxidação e redução que ocorrem nos elétrodos e que originam um fluxo de eletrões no

circuito externo, de acordo com a reação descrita pela equação 2.1 [16], [17]:



onde Red representa a espécie reduzida, Ox representa a espécie oxidada e z representa o número de elétrons envolvidos na reação redox.

Durante o processo de descarga, o ânodo fornece elétrons ao circuito externo, oxidando-se, e iões positivos ao eletrólito. Ao mesmo tempo, o cátodo recebe elétrons do circuito externo, reduzindo-se, e fornece iões negativos ao eletrólito. Durante o processo de carga, as reações são reversas e a célula eletroquímica é recarregada através de uma tensão externa aplicada aos dois elétrodos [6], conforme representado na figura 2.1.

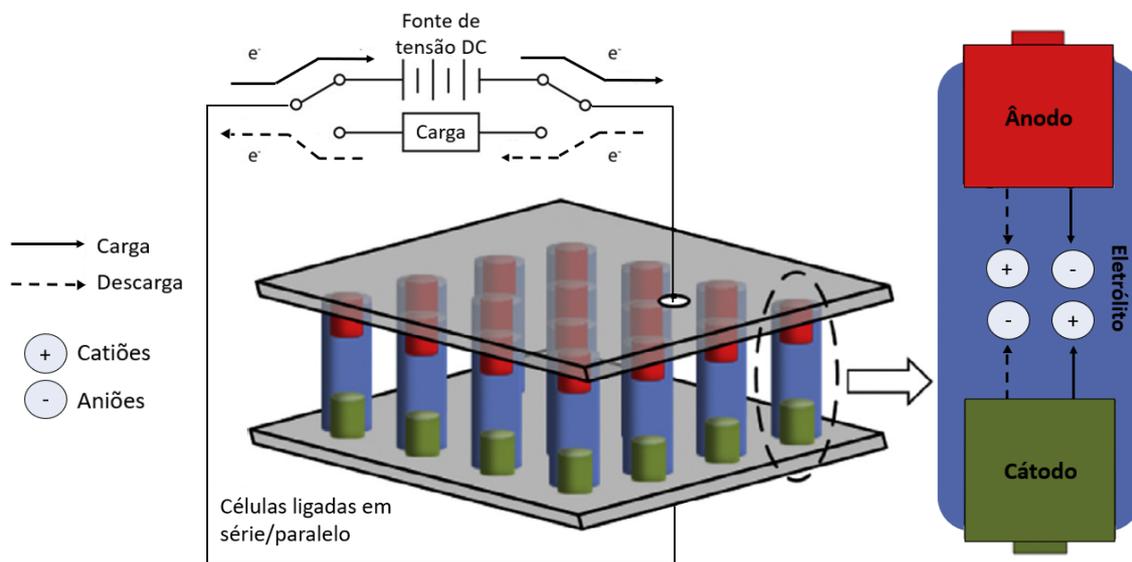


Figura 2.1: Diagrama esquemático de uma bateria com os processos de carga e descarga representados. Adaptado de [6].

Contudo, durante o processo de descarga nem toda a energia armazenada é convertida em energia útil. Existem perdas de polarização, que correspondem a desvios do processo eletroquímico da situação de equilíbrio quando uma corrente de carga, i , passa pelos elétrodos, que consomem parte da energia e que são difíceis de estimar devido à estrutura complexa dos elétrodos. Estas incluem a polarização de ativação, que se encontra associada à superação dos limites energéticos que inibem a reação eletroquímica na superfície do elétrodo, e a polarização de concentração, que surge devido a diferenças na concentração dos reagentes e dos produtos de reação na superfície do elétrodo e no *bulk* como consequência de fenômenos de transferência de massa. Por fim, a resistência interna da célula também contribui para as perdas energéticas, esta é geralmente designada de polarização ôhmica e inclui a resistência interna de todos os componentes que compõem a célula eletroquímica: resistência iônica do eletrólito, resistência eletrônica das massas ativas e dos coletores de carga e resistência de contacto entre as massas ativas e os respectivos coletores de carga [16].

2.2. PARÂMETROS DE CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Desta forma, a tensão da célula eletroquímica, E , quando se encontra ligada a uma carga com resistência R_c é dada pela equação 2.2 [16]:

$$E = E_0 - [n_a + n_c] - iR_i = iR_c \quad (2.2)$$

com E_0 a tensão de circuito aberto, n_a e n_c a polarização de ativação e concentração, respetivamente, sendo ambas a soma das polarizações respetivas nos dois elétrodos, i a corrente de operação da célula e R_i a resistência interna da célula.

Tal como representado na figura 2.2, a célula apenas consegue funcionar em condições próximas do estado de tensão de circuito aberto quando as correntes de operação são suficientemente reduzidas. Nesta situação, a energia fornecida é aproximada à energia teórica disponível. Por outro lado, se a polarização de concentração aumentar, a tensão da célula diminui. Tal deve-se ao facto de a velocidade com que os eletrões são transportados no elétrodo ser muito superior à velocidade de difusão dos iões no eletrólito em direção ao elétrodo, originando um atraso na reação eletroquímica devido à indisponibilidade de iões. Numa situação extrema, em que a concentração dos iões na superfície do elétrodo é nula, atinge-se a corrente limite [16], [18].

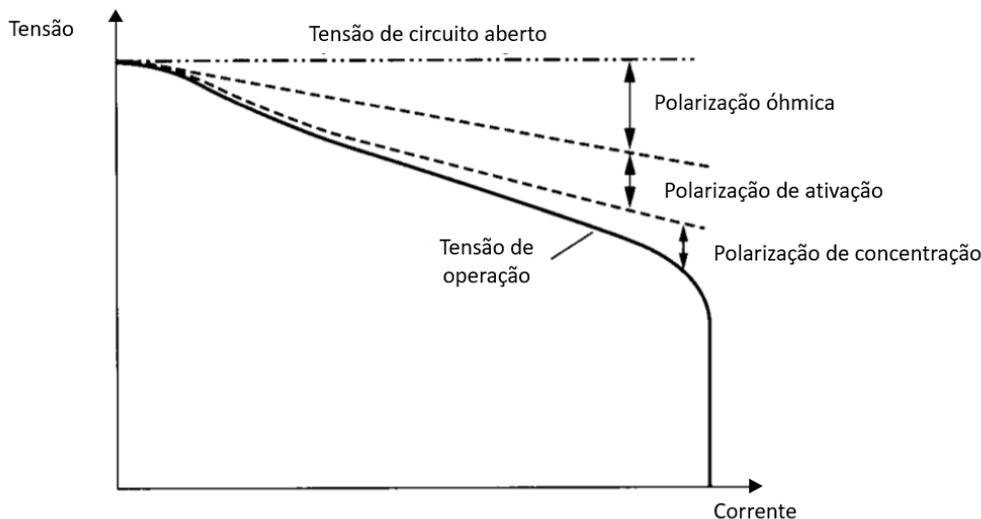


Figura 2.2: Tensão da célula eletroquímica em função da corrente de operação. Adaptado de [16].

2.2 Parâmetros de caracterização dos sistemas de armazenamento

A tabela 2.1 descreve os diversos parâmetros, e respetivas unidades típicas, que caracterizam os sistemas de armazenamento de energia e que devem ser tidos em consideração na análise e comparação das várias tecnologias.

Tabela 2.1: Parâmetros de caracterização do BESS [1], [19], [20].

Parâmetro	Expresso em	Descrição
Eficiência energética	%	Razão entre a quantidade de energia que pode ser fornecida pela bateria e a quantidade de energia utilizada para a carregar. É inferior a 100% pois uma porção da energia é tipicamente consumida durante a operação do sistema.
Potência nominal	kW, MW	Potência nominal de saída da bateria. Depende do <i>design</i> da célula e é tipicamente limitada pelo fabricante.
Energia disponível	kWh, MWh	Quantidade de energia armazenada num determinado instante.
Capacidade nominal	Ah	Quantidade de carga que a célula é desenhada para suportar. Se a capacidade for de 1 Ah, uma célula completamente carregada é capaz de fornecer 1 A por um período de 1 h antes de ficar completamente descarregada.
Capacidade de energia nominal	kWh, MWh	Corresponde ao valor inicial da capacidade do sistema declarado pelo fabricante, sendo a multiplicação da tensão nominal pela capacidade nominal.
Capacidade de energia atual	kWh, MWh	Corresponde à capacidade de energia num determinado instante como consequência da degradação do estado de saúde do sistema.
Taxa de carga/descarga	% de potência nominal	Taxa de potência que permite carregar/descarregar a bateria sem a danificar.
Estado de carga (<i>State of charge</i> (SoC))	% de capacidade	Razão entre a energia disponível e a capacidade de energia atual do sistema. Um SoC de 100% significa que o sistema está totalmente carregado, enquanto um SoC de 0% significa que o sistema está totalmente descarregado.
Estado de saúde (<i>State of health</i> (SoH))	–	Condição geral do sistema que indica o desempenho atual do sistema em comparação com o desempenho nominal. Quantifica a degradação da célula com o tempo e utilização.
Profundidade de carga	% de capacidade	Capacidade máxima que pode ser atingida sem causar danos no armazenamento por processos de carga/descarga.
Profundidade de descarga (<i>Depth of discharge</i> (DoD))	% de capacidade	Razão entre a quantidade máxima de energia que pode ser descarregada da bateria e a quantidade máxima de energia armazenável. Um DoD de 100% indica que a bateria consegue descarregar toda a energia armazenada.
Auto-descarga	% de capacidade	Perda de energia diária em processos internos quando a bateria se encontra em repouso.
Tempo de vida de calendário	anos	Tempo de vida teórico expectável de uma bateria que não foi submetida a ciclos.
Tempo de vida cíclico	–	Número de ciclos teórico que a bateria pode efetuar se funcionar com ciclos de carga e descarga completos iguais.

2.3 Tecnologias existentes

A classe de armazenamento eletroquímico engloba diversas tecnologias que são diferenciadas pelo material ativo que compõe a célula eletroquímica [20]. De entre as várias tecnologias disponíveis, a bateria de íões de lítio representa a grande maioria da potência instalada a nível mundial, com uma percentagem de aproximadamente 69% em 2020 [7]. As restantes tecnologias incluem, por exemplo, baterias de chumbo-ácido, baterias de sódio-enxofre, baterias de níquel e baterias de fluxo, que são analisadas nas seguintes subsecções.

A caracterização, as vantagens e as desvantagens apresentadas para cada tecnologia, nas seguintes subsecções, são baseadas nas publicações de P. Lombardi *et al.* [1], C. Zhang *et al.* [3], X. Luo *et al.* [6] e M. Sterner e I. Stadler [17]. A última subsecção, associada à comparação das diversas tecnologias, é baseada no artigo de X. Luo *et al.* [6].

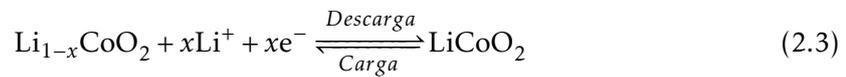
2.3.1 Baterias de íões de lítio

As baterias de íões de lítio são caracterizadas pelo mecanismo de intercalação de íões no material ativo dos eléctrodos. Isto é, os íões de lítio são armazenados nos eléctrodos sem alteração da estrutura dos mesmos uma vez que são inseridos nos vazios da estrutura cristalina dos eléctrodos.

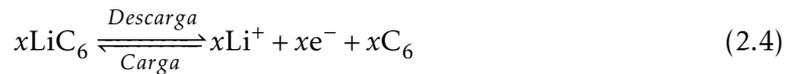
O cátodo apresenta compostos à base de lítio, como LiCoO_2 ou LiFePO_4 , o ânodo é geralmente composto por grafite e o eletrólito consiste num líquido orgânico com sais de lítio dissolvidos, como LiClO_4 . A tensão e a capacidade específica das células de íões de lítio variam de acordo com os materiais ativos utilizados.

Durante o processo de descarga, o eléctrodo negativo atua como uma fonte de íões de lítio que são transportados para o eléctrodo positivo através do eletrólito. O ânodo sofre assim um processo de oxidação, onde os eletrões provenientes da reação de formação de íões de lítio, $\text{Li} \longrightarrow \text{Li}^+ + \text{e}^-$, fluem através do circuito externo fornecendo energia elétrica ao consumidor. No eléctrodo positivo, por sua vez, os íões de lítio são intercalados na estrutura cristalina e o composto é reduzido. As reações químicas, considerando um eléctrodo positivo de LiCoO_2 , encontram-se descritas nas equações 2.3, 2.4 e 2.5:

No cátodo:



No ânodo:



Reação total:



com x entre 0 e 1. Se $x = 0$ o eléctrodo não apresenta lítio intercalado e se $x = 1$ o eléctrodo apresenta a quantidade máxima de lítio possível. O valor de x é determinado com base na capacidade molar dos materiais do eléctrodo, expressa em Ah/mol.

No processo de carga, as reações são reversas. O material ativo do eletrodo positivo é oxidado e os íons de lítio movem-se em direção ao ânodo, que sofre um processo de redução. Os elétrons fluem através do circuito externo para o eletrodo negativo, resultando numa neutralidade de carga. Por cada íon de lítio intercalado no ânodo, um elétron é atribuído à grafite.

As células de íons de lítio apenas podem funcionar de forma segura no intervalo de limites de tensão permitidos pela química celular utilizada, requerendo, por isso, um sistema de monitorização da tensão da célula. Da mesma forma, o desempenho das células de íons de lítio depende fortemente da temperatura. A viscosidade do eletrólito diminui com a diminuição da temperatura, o que reduz a mobilidade dos íons e aumenta a resistência interna da célula. Por outro lado, o aumento da temperatura pode originar fugas térmicas, que correspondem a eventos de libertação de energia de forma rápida e incontrollável [20]. Por este motivo, um sistema de monitorização da temperatura é também crucial. Estes sistemas de gestão de operação representam uma limitação uma vez que aumentam o custo geral e a complexidade da tecnologia. Outras desvantagens incluem a sensibilidade do tempo de vida útil da bateria em relação a ciclos de descarga profunda e, por último, os riscos de segurança de operação provenientes de um aumento da temperatura do sistema em situações de sobrecarga ou curto-circuitos internos.

As vantagens das baterias de íons de lítio incluem a elevada eficiência, de até 97%, o tempo de resposta na ordem dos milissegundos, a elevada densidade de energia e de potência e, conseqüentemente, a pequena dimensão e peso, e uma auto-descarga tipicamente baixa.

Os estudos sobre as baterias de íons de lítio concentram-se maioritariamente no teste de novos materiais, tanto para os eletrodos, como para os eletrólitos, por forma a reduzir os custos, melhorar a eficiência, o tempo vida e a segurança do equipamento.

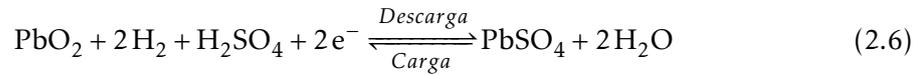
2.3.2 Baterias de chumbo-ácido

Na célula eletroquímica da bateria de chumbo-ácido, o ânodo é composto por chumbo, o cátodo é composto por dióxido de chumbo (PbO_2) e o eletrólito consiste numa solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4).

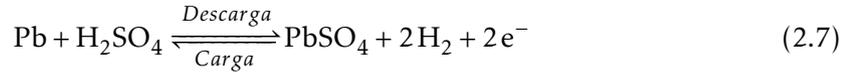
Durante o processo de descarga, ambos os eletrodos são convertidos em sulfato de chumbo (PbSO_4) através do consumo de ácido sulfúrico do eletrólito. Uma vez que o eletrólito perde concentração do ácido sulfúrico, torna-se maioritariamente água. Durante o processo de carga, o sulfato de chumbo é reconvertido em ácido sulfúrico, levando à formação de uma camada de chumbo metálico no ânodo e uma camada de dióxido de chumbo no cátodo.

As reações químicas envolvidas nestas células são descritas pelas equações 2.6, 2.7 e 2.8:

No cátodo:



No ânodo:



A reação total:



As reações permitem mostrar que o eletrólito, além de funcionar como um condutor de íons, faz parte da própria reação.

A formação de hidrogénio é uma das possíveis reações adversas e pode causar o risco de explosão caso a concentração de hidrogénio exceda os 4%. Desta forma, estas baterias geralmente requerem sistemas de ventilação.

A tecnologia de chumbo-ácido apresenta baixos custos de capital, tempos de resposta rápidos, taxas de auto-descarga baixas (<0,3%) e eficiências relativamente elevadas (63–90%). Contudo, esta tecnologia apresenta baixa densidade de energia, longos tempos de carga, baixo ciclo de vida (até 2000 ciclos) e desempenho reduzido a baixas temperaturas, requerendo por isso um sistema de controlo térmico. Para além disso, estas baterias podem causar poluição ambiental, caso não sejam devidamente recicladas, e, como tal, apesar do seu baixo custo de capital, não são frequentemente utilizadas no mercado de armazenamento de energia.

O aprimoramento desta tecnologia envolve o desenvolvimento de *designs* com uma resistência interna reduzida [21].

2.3.3 Baterias de sódio-enxofre

Esta tecnologia é caracterizada por uma célula eletroquímica que apresenta um elétrodo negativo composto por sódio, um elétrodo positivo de enxofre e um eletrólito sólido condutor de íons de Na^+ composto de óxido de alumínio e sódio dopado, também designado de β -alumina ($\beta\text{-NaAl}_{12}\text{O}_{17}$).

A principal particularidade desta bateria, em comparação com as restantes, consiste na elevada temperatura de operação, entre os 270–350 °C, que garante que os materiais de ambos os elétrodos se encontram no estado líquido. A diminuição da temperatura resulta num aumento da resistência interna e, conseqüentemente, na diminuição do desempenho destas baterias.

Durante o processo de descarga, o elétrodo de sódio é oxidado, formando-se íons de sódio que se difundem através do eletrólito em direção ao cátodo. O enxofre captura elétrons provenientes do circuito externo e reduz-se. No processo de descarga é ainda

formado polissulfeto de sódio através de uma reação altamente exotérmica, que contribui para a manutenção da elevada temperatura da célula, descrita pela equação 2.9:



Apesar de, comparativamente a outras baterias, o estado líquido dos materiais dos elétrodos resultar num maior tempo de vida, a corrosão destas baterias sob temperaturas elevadas é um dos principais obstáculos que inibe o seu futuro desenvolvimento.

Algumas das vantagens desta tecnologia são a utilização de materiais de baixo custo, não tóxicos e com uma elevada taxa de reciclagem (99%), a elevada eficiência (89–92%) [21], a densidade de energia relativamente elevada, a capacidade de energia nominal superior a outras tecnologias (até 224,8 MWh) e a auto-descarga eletroquímica diária praticamente nula. Contudo, a manutenção da temperatura de operação origina uma auto-descarga térmica elevada que também deve ser considerada.

Algumas das limitações, por sua vez, incluem o custo operacional elevado, a necessidade de um sistema de controlo de temperatura que garanta as condições de operação e a sensibilidade elevada relativa à descarga profunda, o que faz com que quase nunca sejam descarregadas a 100%.

O estudo desta tecnologia tem como principal foco o aumento do desempenho da célula eletroquímica e a modificação da estrutura da bateria com o intuito de reduzir a temperatura de operação.

2.3.4 Baterias de níquel

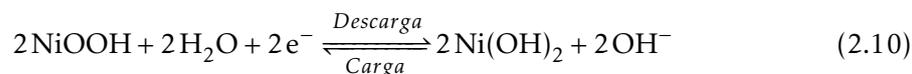
As células eletroquímicas das baterias de níquel são compostas por um eléctrodo positivo de níquel, um eléctrodo negativo predominantemente composto por cádmio, zinco ou ligas de hidrogénio e um eletrólito que consiste numa solução alcalina geralmente de hidróxido de potássio (KOH). Os eletrólitos alcalinos praticamente não sofrem nenhum processo de envelhecimento ou de corrosão e, conseqüentemente, estas células eletroquímicas apresentam um ciclo de vida longo, sendo esta uma das principais vantagens da tecnologia.

As baterias de níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico são as mais usadas em aplicações práticas e são discutidas nesta subsecção.

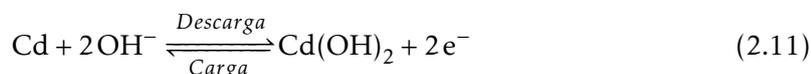
No caso das baterias de níquel-cádmio, e durante o processo de carga, o níquel sofre uma alteração do estado de valência de +2 para +3 aquando da conversão do hidróxido de níquel em oxihidróxido de níquel no eléctrodo positivo. Enquanto isso, no eléctrodo negativo, o cádmio é reduzido do estado de valência +2 para o estado 0 aquando da conversão do hidróxido de cádmio em cádmio metálico. No processo de descarga, as reações são reversas.

As reações químicas envolvidas nestas baterias são descritas pelas equações 2.10, 2.11 e 2.12:

No cátodo:



No ânodo:



Reação total:



Algumas das vantagens das baterias de níquel-cádmio incluem os baixos requisitos de manutenção, o tempo de vida longo, a possibilidade de serem carregadas a praticamente qualquer estado de carga (*State of charge* (SoC)) sem causar danos, o intervalo amplo de temperatura de operação e a tolerância a certas condições de operação, como a descarga profunda e a sobrecarga. Além do mais, a reação da célula praticamente não consome eletrólito, o que permite a operação das células com quantidades reduzidas de eletrólito.

As principais limitações desta tecnologia prendem-se com a toxicidade dos materiais ativos, cádmio e níquel, e com o facto de a bateria sofrer de efeito de memória, o que significa que a capacidade máxima pode ser drasticamente reduzida se a bateria for repetidamente recarregada após ter sido apenas parcialmente descarregada.

As baterias de níquel-hidreto metálico são semelhantes às baterias de níquel-cádmio no que toca à tensão, tempo de vida e materiais do elétrodo positivo e eletrólito. A principal diferença prende-se com o material utilizado no elétrodo negativo, sendo as reações químicas semelhantes às reações das baterias de níquel-cádmio.

Algumas das vantagens das baterias de níquel-hidreto metálico incluem a maior densidade de energia e de potência, o tempo de vida longo e a utilização de materiais não tóxicos no elétrodo negativo. Além do mais, apresentam um efeito de memória reduzido em comparação com as baterias de níquel-cádmio. Contudo, além da diminuição do desempenho proveniente de ciclos de descarga profunda, a principal barreira para a implementação desta tecnologia prende-se com a elevada taxa de auto-descarga diária que pode atingir 5–10% da sua capacidade.

Estudos no âmbito do desenvolvimento das baterias de níquel envolvem melhorar a densidade de energia e o ciclo de vida [22].

2.3.5 Baterias de fluxo

Contrariamente às baterias convencionais, as baterias de fluxo apresentam eletrólitos líquidos armazenados em dois tanques separados. Durante os processos de carga e descarga, os eletrólitos são bombeados dos tanques para a célula voltaica que se encontra separada em duas meias-células através de uma membrana seletiva de iões, tal como representado na figura 2.3. Os processos de oxidação e redução ocorrem em meias-células

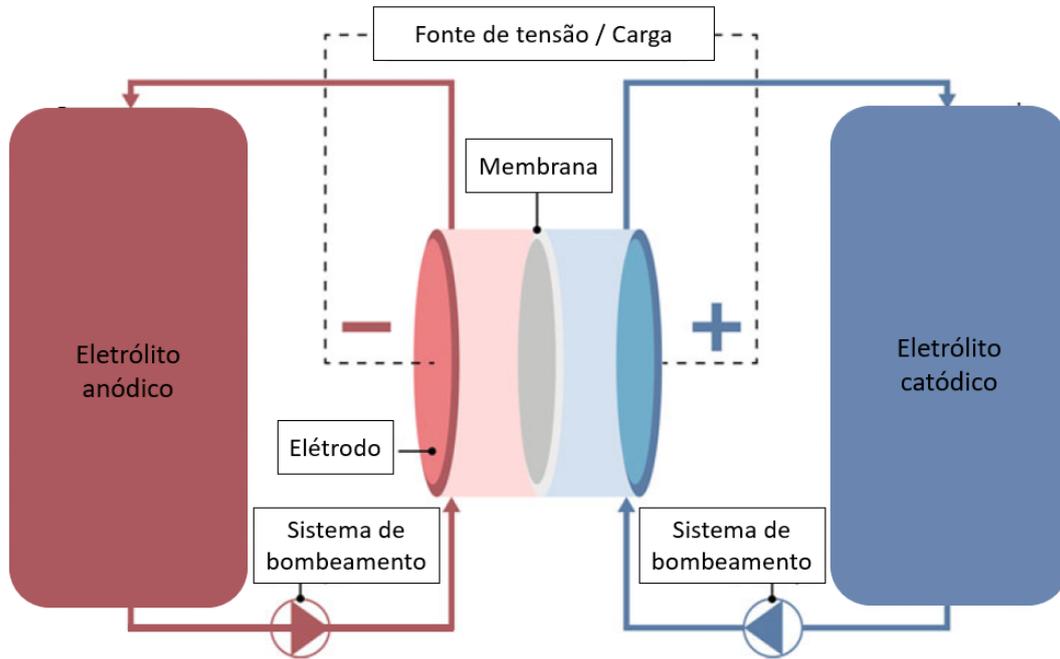


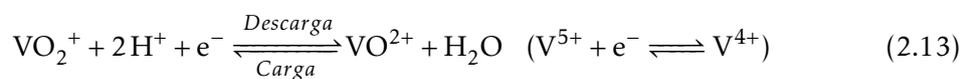
Figura 2.3: Diagrama esquemático de uma bateria de fluxo. Adaptado de [17].

opostas e os eletrodos funcionam como coletores da carga gerada pela transferência de elétrons entre os íons oxidados e reduzidos nas meias-células da célula voltaica.

As baterias de fluxo podem ser divididas em baterias de fluxo redox ou baterias de fluxo híbrido, dependendo se todos os componentes eletro-ativos se conseguem dissolver no eletrólito. Existem vários pares de materiais possíveis que podem ser utilizados, dentro dos quais as baterias de fluxo redox totalmente compostas de vanádio e as baterias de fluxo de bromo-zinco.

No caso da célula totalmente composta de vanádio, as reações químicas que ocorrem encontram-se descritas nas equações 2.13, 2.14 e 2.15:

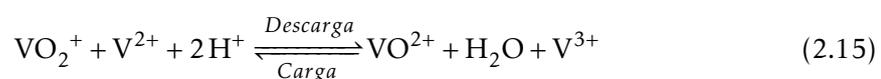
No cátodo:



No ânodo:



Reação completa:



Nesta tecnologia, a energia elétrica é armazenada na forma de energia química no eletrólito de ácido sulfúrico, que contém vários estados de valência do íon de vanádio. O eletrólito catódico é composto por uma solução de íons V^{5+} e V^{4+} enquanto o eletrólito

anódico é composto por uma solução de íons V^{+3} e V^{+2} . A conversão de energia é feita pela alteração do estado de valência do íon de vanádio.

No processo de descarga, o ácido sulfúrico no lado do eletrólito anódico decompõe-se em íons, libertando prótons que são transportados através da membrana para a meia-célula catódica, onde se ligam a íons de oxigênio e formam água. Ao mesmo tempo, na meia-célula anódica, o V^{+2} é oxidado em V^{+3} e um elétron é libertado para o circuito externo, enquanto na meia-célula catódica o V^{+5} (na forma de VO_2^+) aceita um elétron e reduz-se a V^{+4} (na forma de VO^{2+}). Após a descarga da bateria, o material do eletrólito catódico e anódico corresponde a uma solução iônica de V^{+4} e V^{+3} , respetivamente.

Durante o processo de carga, as reações ocorrem no sentido reverso e o material do eletrólito catódico e anódico corresponde a uma solução de V^{+5} e V^{+2} , respetivamente.

A utilização de um único elemento ativo com estados de oxidação +2, +3, +4 e +5 evita processos que resultem na contaminação do eletrólito, tornando a célula de fluxo redox robusta com um tempo de vida útil longo. Outras vantagens das baterias de fluxo redox de vanádio incluem a resposta rápida, na ordem dos 0,001 s, e a eficiência relativamente elevada de até 85%. Contudo, além do custo operacional relativamente elevado, a utilização de um material único limita a densidade de energia devido à baixa solubilidade do pentóxido de vanádio no ácido sulfúrico.

No caso das baterias de fluxo de bromo-zinco, as reações químicas são descritas pelas equações 2.16, 2.17 e 2.18:

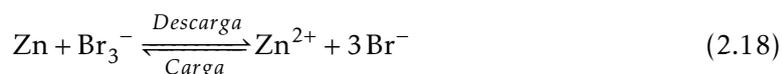
No cátodo:



No ânodo:



Reação completa:



Estas baterias de fluxo de bromo-zinco têm a capacidade de descarga profunda e apresentam uma densidade de energia relativamente elevada. Contudo, as principais desvantagens incluem a baixa eficiência (65–75%) e a gama estreita de temperatura de operação.

No geral, uma bateria de fluxo apresenta tempos de reação reduzidos, capacidade elevada, potência elevada e eficiência moderada (70–85%) devido às perdas de energia nos processos de bombeamento. O armazenamento dos eletrólitos líquidos em separado tem como consequência a pouca degradação dos mesmos, uma vez que estes não reagem, o que resulta numa baixa auto-descarga e num tempo de vida longo. Adicionalmente, esta tecnologia apresenta baixos requisitos de manutenção e pode ser submetida a processos de descarga profunda sem afetar o ciclo de vida [21].

A separação entre o sistema de conversão de energia e o meio de armazenamento, uma vez que os eletrólitos são armazenados separadamente da célula voltaica, permite

o dimensionamento independente da capacidade de energia e da potência. A potência é determinada pelo tamanho dos elétrodos e pelo número de células eletroquímicas conectadas, enquanto a capacidade de energia é determinada pela concentração e quantidade do eletrólito. Esta é a única tecnologia que permite determinar de forma flexível e independente a capacidade de energia e a potência do sistema.

As desvantagens da tecnologia incluem a dificuldade em manter a concentração e a pureza dos pares redox, o elevado custo de capital, a restrição de materiais críticos, principalmente de membranas de troca iônica, a baixa densidade de energia e de potência, e conseqüentemente tamanho elevado, e os requisitos de sistemas de gestão de bateria mais complexos em comparação com as baterias convencionais.

Estudos no âmbito do desenvolvimento desta tecnologia têm como intuito a redução de custos e a utilização de materiais que aumentem a eficiência e reduzam a resistência interna.

2.3.6 Comparação entre as diversas tecnologias

São várias as tecnologias englobadas pelo armazenamento de energia eletroquímica. Estas diferem entre si de acordo com os materiais ativos que as compõem e apresentam as suas vantagens e desvantagens.

O tamanho dos dispositivos de armazenamento é um factor importante em muitas aplicações. Quanto maior a densidade de energia e de potência, menor será o volume necessário do sistema. A maioria das baterias apresenta densidades de energia e de potência relativamente moderadas a altas, apesar de as baterias de fluxo apresentarem valores consideravelmente inferiores em comparação às baterias convencionais. A elevada densidade de energia e de potência características das baterias de íões de lítio, e conseqüentemente a pequena dimensão e peso, tornam esta tecnologia útil em aplicações de pequena escala e em aplicações que utilizem dispositivos portáteis.

Outra vantagem das baterias de íões de lítio face às restantes tecnologias prende-se com a sua elevada eficiência, superior a 90%. Contudo, no geral, todas as tecnologias apresentam eficiências relativamente moderadas, superiores a 60%.

Uma vantagem das baterias de fluxo comparativamente às baterias convencionais relaciona-se com o tempo de descarga nominal. O tempo de descarga máximo das baterias convencionais é de 8 h, no caso das baterias de lítio e níquel-cádmio, e 10 h, no caso das baterias de chumbo-ácido. Por sua vez, as baterias de fluxo redox de vanádio podem atingir tempos de descarga de até 12 h.

A auto-descarga é também um fator importante a ter em conta. As baterias de sódio-enxofre e as baterias de fluxo apresentam taxas de auto-descarga muito baixas pelo que, teoricamente, é possível armazenar energia nestes sistemas durante intervalos temporais que podem atingir meses. As restantes baterias, contudo, apresentam auto-descargas diárias de 0,03 a 5% que, apesar de serem valores baixos, apenas permitem durações de armazenamento que podem atingir dias.

Adicionalmente, uma análise económica completa das tecnologias tem de considerar não só o custo de capital mas também o custo de operação e manutenção. É importante realçar que o custo de capital depende do prazo para a construção do sistema, da localização da instalação e do tamanho do sistema. As baterias de chumbo-ácido, por exemplo, apesar de apresentarem um baixo custo de capital, podem não ser a tecnologia indicada para sistemas de larga escala devido aos custos elevados de operação e manutenção. Desta forma, a análise financeira ao longo do tempo de vida da tecnologia tem de ser considerada.

Devido às várias tecnologias englobadas pelo sistema de armazenamento de energia eletroquímica, um modelo de seleção do tipo de bateria a utilizar de acordo com a aplicação em questão torna-se essencial. Han *et al.* [23], por exemplo, propuseram um modelo de seleção baseado na teoria dos jogos por forma a selecionar a bateria, ou o conjunto de baterias, a utilizar em aplicações de deslocamento de carga tendo por base o algoritmo genético.

A tabela 2.2 apresenta um resumo das vantagens e desvantagens das várias tecnologias abordadas nesta secção.

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens das tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica discutidas.

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens
Bateria de lítio	Elevada eficiência, >90%; elevada densidade de energia; tempo de vida longo.	Elevado custo de operação; riscos de segurança de operação.
Bateria de chumbo-ácido	Baixo custo de capital; auto-descarga <0.3%.	Baixa densidade de energia; elevado custo de operação; efeitos prejudiciais no meio ambiente; ciclo de vida reduzido; períodos de carga elevados.
Bateria de sódio-enxofre	Elevada densidade de energia; elevada capacidade nominal; materiais ativos de baixo custo; auto-descarga diária praticamente nula.	Auto-descarga térmica elevada; elevado custo de operação.
Bateria de níquel	Tempo de vida longo; baixos requisitos de manutenção.	Efeitos prejudiciais no meio ambiente, especialmente a bateria de níquel-cádmio; efeito de memória.
Bateria de fluxo	Baixa auto-descarga; tempo de vida longo; pouca degradação dos eletrólitos; baixos requisitos de manutenção.	Elevado custo de capital; sistemas de gestão de bateria complexos; tamanho elevado.

2.4 Modelação de baterias

No artigo de revisão de Rosewater *et al.* [24], os autores apresentaram diversos modelos que representam, de forma matemática, a dinâmica física e as restrições das baterias, e dividiram-nos em modelos de estado de carga, modelos de temperatura e modelos de degradação. Os modelos mais utilizados, tanto quanto é do nosso conhecimento, são os de estado de carga e os de degradação e, conseqüentemente, estes modelos são de seguida detalhados tendo por base este artigo de revisão.

Os modelos de estado de carga permitem indicar de que forma as decisões tomadas pelo sistema de controlo (abordado no capítulo 3) irão afetar o SoC do sistema de armazenamento. Os vários modelos de SoC podem ser classificados de acordo com a unidade utilizada para definir a capacidade nominal: modelo de reservatório de energia (MRE) se a capacidade for expressa em unidades de energia elétrica (kWh), modelo de reservatório de carga (MRC) se unidades de carga elétrica (Ah) forem utilizadas e, por último, modelo baseado em concentração quando a capacidade é definida em unidades de concentração química (mol/L).

O MRE, tal como se observa na figura 2.4, pode ser representado por um modelo de dois reservatórios, um de energia disponível – que corresponde à energia que pode ser convertida imediatamente em energia elétrica para ser consumida – e um de energia de ligação – que corresponde à energia quimicamente ligada que não se encontra imediatamente disponível –, sendo a variável Γ_e correspondente à constante de tempo que governa a taxa de transferência de energia entre os dois reservatórios. Este modelo é também designado de modelo de energia cinética da bateria uma vez que tem como base um processo de cinética química. Quanto maior for a taxa de descarga, mais rapidamente a energia disponível se esgota e o limite inferior desse reservatório é atingido.

Apesar de ser computacionalmente eficiente, o MRE é pouco preciso numa ampla faixa de operação, uma vez que a tensão não é modelada. Assim, este modelo é útil em sistemas de grande escala que não exigem um elevado grau de detalhe ou em problemas que não são sensíveis a variações de tensão.

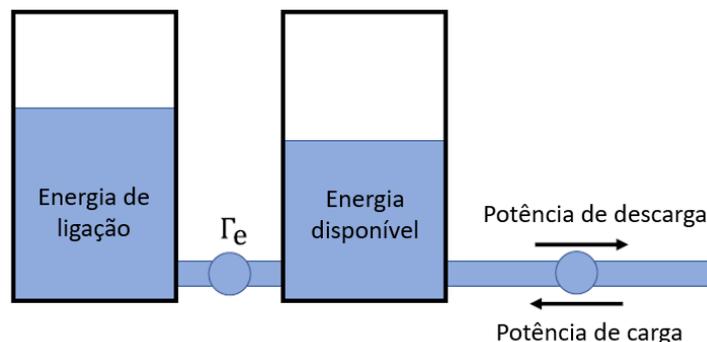


Figura 2.4: Modelo de energia cinética da bateria. Adaptado de [24].

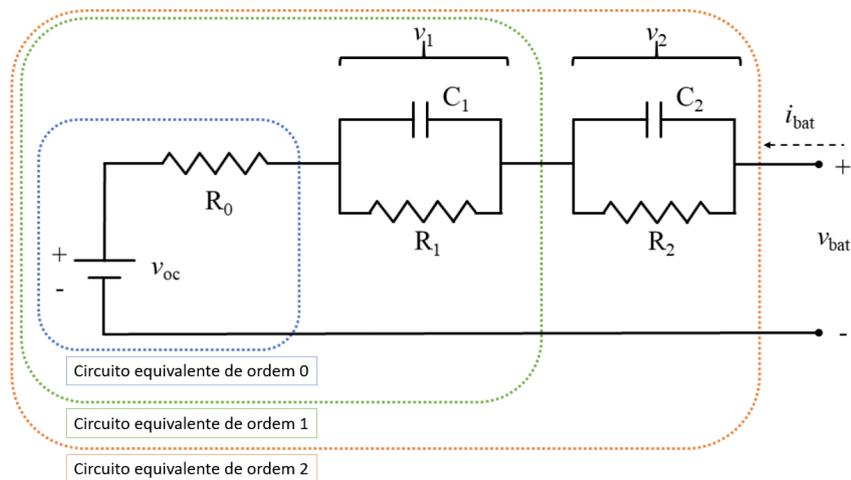


Figura 2.5: Modelo de circuito equivalente. Adaptado de [24].

Em contraste, o modelo MRC apresenta melhor precisão e maior complexidade computacional e é expresso através de um circuito equivalente representado na figura 2.5. O circuito equivalente de ordem 0 representa a análise estacionária, pois apenas considera a resistência ôhmica da bateria, enquanto o circuito equivalente de ordens 1 e 2 representam mudanças dinâmicas da bateria ao longo da faixa de operação de tensão e corrente.

Quanto aos modelos baseados em concentração, os mais utilizados são o modelo de partícula única (*Single particle model* (SPM)), representado na figura 2.6, e o modelo pseudo-bidimensional (*Pseudo-two-dimensional model* (P2D)). O modelo SPM representa cada eletrodo como uma única partícula e permite modelar fenômenos de transporte. Quando o sistema se encontra carregado, a concentração do material ativo atinge o valor máximo no ânodo e mínimo no cátodo, o que significa que há potencial para o movimento de íons positivos e de elétrons do ânodo para o cátodo, iniciando-se o processo de descarga. Contudo, o modelo apresenta perda de precisão em situações de correntes elevadas. É possível estender o modelo SPM considerando uma dimensão espacial adicional ao longo do comprimento do coletor de corrente do ânodo, através do separador, para o coletor de corrente do cátodo dando origem ao modelo P2D que apresenta melhor precisão em situações de correntes elevadas.

Dos três modelos mencionados, os modelos baseados em concentração são os que apresentam maior complexidade computacional e incluem parâmetros que podem ser considerados propriedade do fabricante da bateria. Contudo, enquanto o MRE e o MRC apenas podem incorporar modelos de degradação empíricos, os modelos baseados em concentração podem incorporar modelos de degradação física.

Com o passar do tempo e com os ciclos a que as baterias são submetidas, fatores como o SoC, a profundidade de descarga (*Depth of discharge* (DoD)) e a temperatura podem sobrecarregar os materiais que compõem as baterias e originar processos de degradação. As baterias degradam até ao ponto em que deixam de satisfazer os requisitos para os

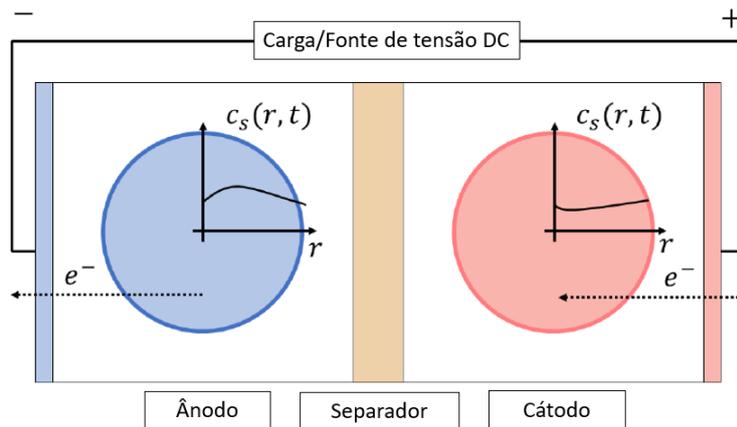


Figura 2.6: Modelo de partícula única. Adaptado de [24].

quais foram projetadas.

A modelação da degradação da bateria pode ser feita através de modelos empíricos ou de modelos baseados em mecanismos físicos. Os modelos empíricos podem ser classificados como envelhecimento de calendário ou envelhecimento cíclico, sendo a degradação total uma combinação dos dois. Os modelos de envelhecimento de calendário são função do tempo, SoC médio, temperatura média e do impacto do estado de saúde (*State of health* (SoH)), quer a bateria esteja ou não a ser carregada e descarregada. Por sua vez, os modelos de envelhecimento cíclico consideram o SoC cíclico, a corrente, a DoD cíclica e a temperatura cíclica. Os modelos de degradação física, apesar de serem menos utilizados, oferecem um melhor potencial para reduzir a incerteza de modelação da degradação. Além de também enfatizarem o envelhecimento de calendário e o envelhecimento cíclico, podem ainda ser classificados em modelos de reações adversas e de fadiga do material. No caso das baterias de iões de lítio, por exemplo, as reações adversas podem levar à formação de uma interface sólido-eletrólito que aumenta a resistência e reduz a quantidade de lítio disponível, sendo geralmente utilizado um sistema de controlo configurado para evitar a reação adversa. O processo de fadiga do material é um processo mais comum e é induzido pela intercalação cíclica de iões no material ativo dos elétrodos.

Reniers *et al.* [25] desenvolveram um estudo comparativo de três modelos com complexidade crescente a utilizar em aplicações de *energy arbitrage*: i) modelo de reservatório de energia, ii) modelo de circuito equivalente de primeira ordem incorporado com degradação empírica e iii) modelo de partícula única incorporado com um modelo de temperatura e um modelo de degradação baseado em mecanismos físicos que contabilizava a formação da interface sólido-eletrólito. A precisão dos modelos foi comparada com um grande conjunto de dados de degradação de onde se concluiu que a raiz quadrada do erro médio em relação à capacidade prevista diminuiu de 11 para 5% com o aumento da complexidade dos modelos. Os autores concluíram também que quanto mais preciso for o modelo, maior a capacidade da bateria que pode ser utilizada devido à diminuição das margens de segurança.

BATERIAS NAS REDES ELÉTRICAS

Este capítulo tem como objetivo introduzir os conceitos associados ao funcionamento das baterias nas redes elétricas. Com esse intuito, a secção 3.1 apresenta as diversas aplicações das baterias na rede e encontra-se ainda subdividida da seguinte forma: a subsecção 3.1.1 apresenta o controlo de frequência enquanto a subsecção 3.1.2 apresenta o controlo de tensão. A secção 3.2 apresenta os sistemas de gestão e de controlo associados à integração de baterias na rede e, por fim, a secção 3.3 apresenta os modos de controlo do BESS.

3.1 Aplicações das baterias na rede

O BESS pode ser instalado em qualquer nível da rede, desde a produção até ao nível do consumidor [23], apresentando diferentes aplicações nos respetivos sistemas [26], como pode ser observado na tabela 3.1.

Tabela 3.1: Aplicações do BESS nos diversos níveis da rede [26].

Nível da rede	Aplicação
Produção	<i>Energy arbitrage</i> , consolidação da capacidade de FER
Transporte e Distribuição	Adiamento do reforço da rede, <i>black-start</i> e controlo de tensão e de frequência
Consumidor	Redução de picos de consumo e gestão de custo de tempo de uso

As aplicações mencionadas na tabela 3.1 são de seguida descritas, com base nos autores [20], [27], à exceção do controlo de frequência e de tensão, que são detalhados nas seguintes subsecções.

1. *Energy arbitrage* – devido às flutuações de preços existentes nos mercados de energia elétrica, esta aplicação refere-se a carregar o BESS quando os preços estão baixos e descarregar quando os preços estão elevados.
2. Consolidação da capacidade de fontes de energia renovável – a capacidade de gestão de energia permite controlar flutuações de produção, otimizando e maximizando a utilização dos recursos renováveis. O BESS é assim responsável por estabilizar o

output de produção renovável, através do fornecimento de energia à rede, a fim de compensar reduções de produção, e do consumo de energia em situações de excesso de produção renovável, por forma a evitar desperdícios de energia.

3. Adiamento do reforço da rede – as linhas de transporte e de distribuição, bem como os transformadores, por vezes excedem as suas capacidades, exigindo uma atualização da rede. Este problema é agravado com a projeção do aumento do consumo. Desta forma, o BESS permite otimizar a utilização de recursos distribuídos, que se encontram mais próximos dos pontos de consumo, e assim adiar reforços nomeadamente da rede de transporte.
4. *Black-start* – após uma falha na rede, esta aplicação refere-se a energizar as linhas de transporte e de distribuição, bem como fornecer energia de arranque para os geradores da rede. Desta forma, o BESS fornece uma frequência de referência a todo o sistema elétrico.
5. Redução de picos de consumo – ao armazenar energia durante períodos de baixo consumo e fornecer energia durante períodos de consumo elevado, é possível reduzir o consumo de pico e adiar o investimento no reforço da capacidade da rede.
6. Gestão de custo de tempo de uso – devido à atribuição de diferentes preços a períodos distintos do dia, esta aplicação no consumidor é semelhante a *energy arbitrage* no produtor.

3.1.1 Controlo de frequência

A frequência da rede é um indicador do grau de equilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica, como pode ser observado na figura 3.1, onde uma diminuição da frequência ocorre quando a procura excede a produção, e vice-versa [28].

A frequência das diferentes máquinas que compõem o sistema elétrico oscila em torno de um valor médio designado de frequência do sistema [29], que corresponde a 50 Hz nas

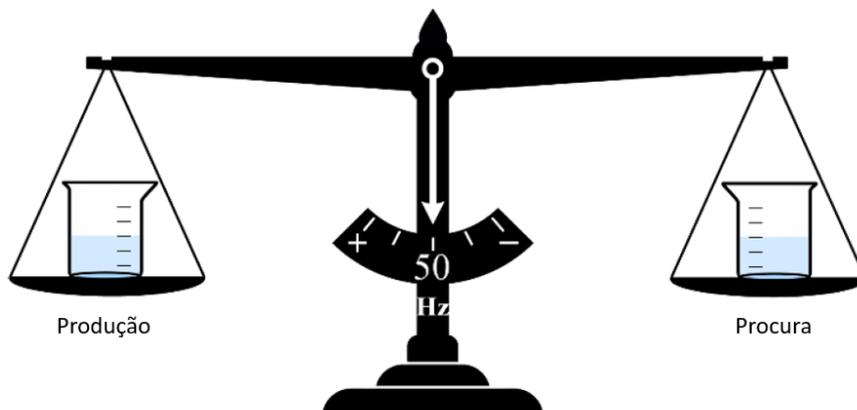


Figura 3.1: Princípio fundamental da regulação de frequência em sistemas elétricos. Adaptado de [28].

redes elétricas europeias [28]. As oscilações devem, contudo, ser mantidas dentro de uma gama que tipicamente corresponde a $\pm 0,1\%$ do valor nominal [30].

A variação de frequência do sistema elétrico, em consequência de um desequilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica, é inicialmente compensada pela resposta inercial [31]. Conceptualmente, a inércia é definida como a resistência de um objeto físico face a variações no estado do seu movimento, como a velocidade e a direção, sendo que no caso das redes elétricas, os objetos físicos correspondem às máquinas rotativas, como os geradores síncronos [32]. A resistência à variação da velocidade rotacional é então expressa pelo momento de inércia das massas rotativas (rotor), J , como descrito na equação 3.1 [33].

$$J = \int r^2 dm \quad (3.1)$$

onde r representa a distância ao eixo de rotação e m a massa do rotor.

A resposta inercial das máquinas síncronas, também designada de inércia síncrona, é inerente ao sistema e corresponde a um processo não regulado fornecido em segundos [31], [34]. Esta resposta pode ser descrita como a resistência na forma de troca de energia cinética entre as máquinas rotativas e a rede por forma a opor as oscilações de frequência [28]. Dito de outra forma, a resposta inercial é caracterizada pela injeção ou absorção de energia cinética, E_c , por parte das massas rotativas, descrita na equação 3.2, e, consequentemente, a inércia do sistema encontra-se correlacionada com a quantidade total de energia cinética armazenada [33], [34].

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (3.2)$$

com ω_m a velocidade angular das massas rotativas.

A equação do balanço energético, descrita como equação 3.3, representa a igualdade entre a taxa de variação da energia cinética das máquinas rotativas e a diferença entre a potência mecânica, P_m , e a potência elétrica, P_e [33].

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} J \omega_m^2 \right) = P_m - P_e \quad (3.3)$$

Através da equação do balanço energético é possível constatar que um desequilíbrio entre a potência mecânica momentânea e a potência elétrica absorvida origina um desvio na velocidade angular do rotor em relação à velocidade do estado estacionário [33].

A constante de inércia, H , expressa pela equação 3.4, representa o período de tempo, em segundos, durante o qual a máquina rotativa consegue fornecer potência nominal apenas através da energia cinética armazenada nas massas rotativas [33].

$$H = \frac{E_c}{S} \quad (3.4)$$

com S a potência aparente do gerador.

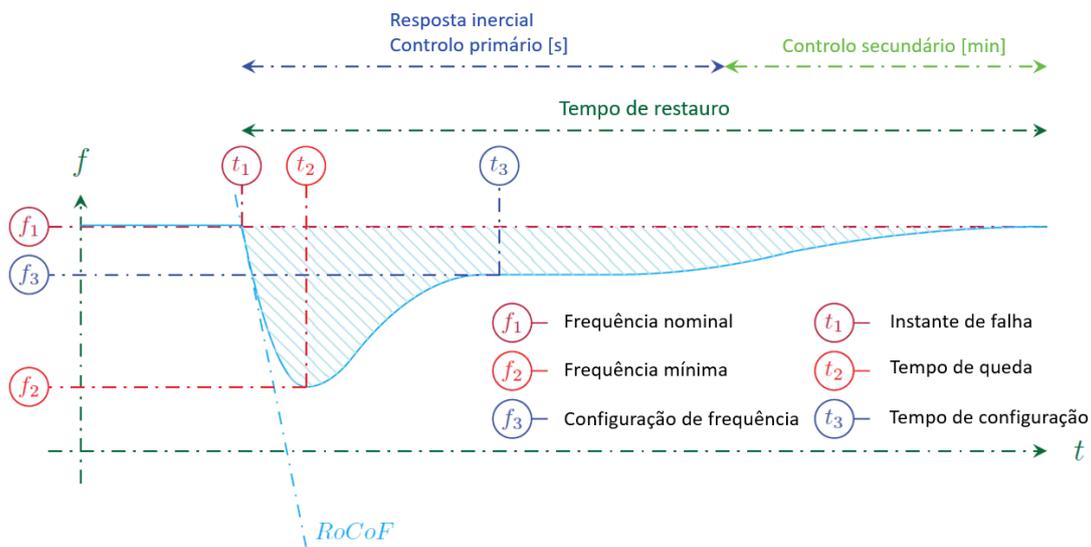


Figura 3.2: Resposta de frequência do sistema elétrico. Adaptado de [34].

Se nenhuma ação adicional for tomada para impedir a diminuição da frequência, a energia cinética armazenada nas massas rotativas é eventualmente esgotada e o sistema colapsa. Desta forma, a par da resposta inercial, os geradores equipados com controlo de velocidade atuam assim que os desvios de frequência excedem um certo ponto, sendo o ajuste feito com base nos desvios de velocidade da máquina. Este processo é também designado de processo de contenção de frequência ou controlo primário [32].

Esta primeira fase, composta pela resposta inercial e pelo controlo primário, é caracterizada por três grandezas fundamentais: i) a taxa de variação de frequência (*Rate of change of frequency* (RoCoF)), que corresponde ao declive inicial da frequência do sistema, expressa em Hertz por segundo, ii) a frequência mínima no caso de uma diminuição de frequência, e iii) a frequência máxima no caso de um aumento de frequência [29], [33].

O controlo primário tem assim como intuito neutralizar grandes desvios de frequência e interromper o declínio rápido desta grandeza na escala de tempo de segundos (< 30 s) [28], [34]. Contudo, apesar de a frequência ser estabilizada nesta fase, sofre ainda desvios em relação ao seu valor nominal [32]. É então que se inicia a segunda fase, designada de processo de restauração da frequência ou controlo secundário, na qual a frequência é restabelecida de volta ao limite operacional [31]. Esta fase atua numa escala de tempo mais lenta, na ordem dos minutos [29], sendo um serviço centralizado efetuado a partir do centro de controlo e gestão do sistema, contrariamente ao processo de contenção de frequência [30].

A figura 3.2 representa a resposta de frequência do sistema elétrico após um evento de desequilíbrio de potência. O sistema deve garantir a estabilidade da rede, isto é, deve ter a capacidade de manter a frequência do estado estacionário após um desequilíbrio de potência significativo, evitando assim o disparo de unidades de produção e/ou de carga [32].

Contudo, com a evolução das redes elétricas mencionada no capítulo 1, os geradores síncronos convencionais são tendencialmente substituídos por FER. Do ponto de vista de inércia, estas unidades apresentam um comportamento diferente em comparação aos geradores síncronos uma vez que se encontram ligadas à rede através de conversores eletrônicos de potência e, conseqüentemente, há um desacoplamento completo ou parcial do gerador da rede. Desta forma, a velocidade rotacional do gerador, no caso de FER que apresentem massas rotativas, deixa de estar ligada ao sistema de frequência da rede e deixa assim de contribuir de forma inerente para a inércia total do sistema [32].

Como consequência, a inércia do sistema elétrico diminui à medida que a penetração de FER aumenta e a resposta inercial, que não era considerada um serviço auxiliar no caso dos geradores síncronos, passa a ser identificada como tal. Do ponto de vista do operador da rede, a redução de inércia síncrona, que tem como consequência o aumento da RoCoF, origina um disparo de relés [33].

A compensação da perda de inércia síncrona devido à introdução de FER na rede pode ser feita através da utilização de conversores capazes de simular o comportamento dos geradores síncronos fornecendo uma resposta de potência ativa, P , proporcional à taxa de variação de frequência. Esta variação de potência ativa é designada de resposta inercial virtual ou sintética e encontra-se sujeita aos limites de operação do conversor [32].

Um dos métodos de simulação de inércia consiste no controlo do excesso da produção energética das FER. Este excesso, por sua vez, pode estar disponível de duas formas: através da operação das fontes de produção renovável, que é feita abaixo do ponto de potência máxima por forma a manter uma certa quantidade de energia de reserva, ou através de um sistema de armazenamento de energia [33].

Alguns dos sistemas de armazenamento de energia candidatos para o controlo de frequência são o sistema de ar comprimido, os volantes de inércia, os condensadores e supercondensadores, as células de combustível e as baterias. Características como a elevada densidade de energia, a resposta rápida e o custo moderado fazem com que as baterias se sobressaiam em relação aos restantes candidatos [28], sendo estas já utilizadas no Havaí para controlar problemas de RoCoF [33].

No caso das baterias, em vez de ser retirada energia cinética das massas rotativas, o sistema de controlo tem como função descarregar a bateria por forma a produzir uma potência adicional na forma de potência inercial [35].

O BESS pode fornecer tanto inércia sintética como controlo primário à rede. Um maior fator de ponderação atribuído ao controlo primário (relacionado com a variação de frequência) reduz a queda de frequência, enquanto um maior fator de ponderação atribuído à componente de inércia sintética (relacionada com a RoCoF) fornece um comportamento mais suave em termos de amortecimento de oscilações de frequência [36]. Um compromisso é obtido com fatores de ponderação iguais para os dois termos [29].

Quando o BESS é introduzido no sistema elétrico com o intuito de controlo de frequência, os processos de carga (consumo de potência ativa) e descarga (produção de potência ativa) são definidos com base nos dados adquiridos da taxa de variação de frequência.

Numa condição de diminuição de frequência (RoCoF < 0), as baterias são descarregadas, e vice-versa, mantendo os limites de operação de SoC permitidos [37]. No artigo de Gonzalez-Longatt e Alheja [35], a resposta inercial por parte do BESS face a um distúrbio de frequência do sistema elétrico permitiu reduzir a RoCoF de 1,2 Hz/s para aproximadamente 0,23 Hz/s, demonstrando a viabilidade do BESS para reduzir a queda inicial da frequência do sistema elétrico.

Além da resposta inercial e do controlo primário, este sistema de armazenamento permite ainda fornecer controlo secundário à rede [38].

3.1.2 Controlo de tensão

A estabilidade da tensão refere-se à capacidade do sistema elétrico em manter a tensão dentro dos valores aceitáveis, sendo a gama de variação normalmente aceite de $\pm 5\%$ do valor nominal [30], [39].

Os problemas de instabilidade de tensão estão associados ao aumento de carga nas linhas de transporte, ao fornecimento insuficiente de potência reativa local e ao transporte de energia em longas distâncias [40]. Contudo, estes problemas são mais frequentes em sistemas com elevada carga, sendo a principal causa para a instabilidade a incapacidade do sistema em satisfazer as necessidades de potência reativa [39]. A potência reativa, Q , corresponde ao valor máximo da componente da potência que oscila entre o gerador e a carga, com valor médio nulo, resultante da variação de energia magnética armazenada nos elementos indutivos, que absorvem potência reativa, e da variação de energia elétrica armazenada nos elementos capacitivos, que produzem potência reativa [30].

Desta forma, além da utilização de reguladores de tensão nos grupos geradores e nos transformadores, a compensação da potência reativa perto dos centros de carga e nos nós críticos da rede torna-se essencial, sendo o controlo de tensão fornecido através do controlo da produção, absorção e fluxo de potência reativa em todos os níveis do sistema elétrico [39]. Tipicamente, a injeção/consumo de potência reativa é efetuada por elementos como condensadores, bobinas e compensadores síncronos e estáticos [30].

Contudo, o aumento da penetração de fontes de energia renovável nas redes elétricas tem consequências na tensão da rede e o BESS é apontado como uma solução para manter o perfil de tensão dentro do intervalo aceitável [26]. Isto é, tendo em conta a tensão de referência, U_{ref} , a tensão da rede, U_{rede} , e a tensão de tolerância, U_{tol} , o BESS apresenta o comportamento descrito na equação 3.5 [41].

$$\begin{cases} \text{Inativo se} & |U_{ref} - U_{rede}| \leq U_{tol} \\ \text{Absorve se} & U_{rede} > U_{ref} + U_{tol} \\ \text{Injeta se} & U_{rede} < U_{ref} - U_{tol} \end{cases} \quad (3.5)$$

O controlo de tensão tem assim como objetivo manter a tensão aos terminais dos dispositivos dentro dos limites aceitáveis, minimizar o fluxo de potência reativa nos elementos da rede e assegurar a estabilidade de tensão ao longo de todo o sistema elétrico [30].

3.2 Sistemas associados à integração de baterias na rede

Quando se encontra interligado à rede, o sistema de armazenamento de energia eletroquímica é composto por um conjunto de baterias, um sistema de conversão de potência e um sistema de gestão da bateria (*Battery management system (BMS)*). Por fim, o BESS encontra-se associado a um sistema de controlo, tal como representado na figura 3.3.

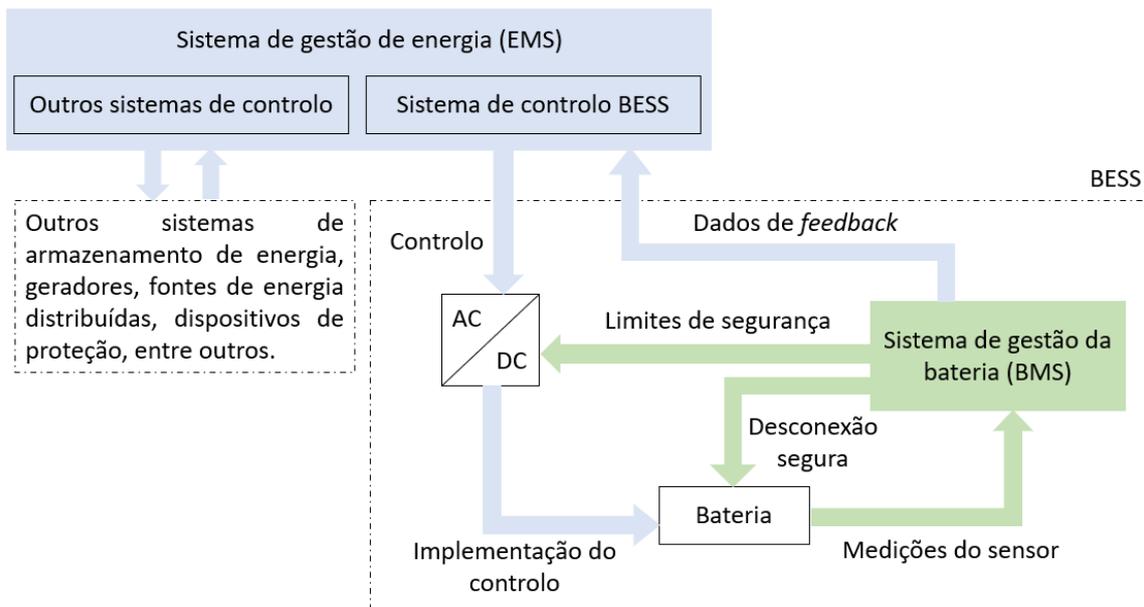


Figura 3.3: Diagrama típico do sistema de gestão de energia. Adaptado de [24].

O sistema de controlo é responsável pela programação efetiva dos processos de carga e descarga das baterias por forma a maximizar o valor dos serviços energéticos fornecidos pelo BESS, apresentados na tabela 3.1, e é parte integrante do sistema de gestão de energia (*Energy management system (EMS)*) que gere todos os dispositivos que compõem a rede elétrica [3], [24].

O BMS controla os parâmetros da bateria, como a tensão, a corrente e a temperatura, fornecendo funções de proteção e equilíbrio de operação [3], sendo responsável por prevenir condições de operação indesejáveis através do isolamento do sistema em situações em que os parâmetros da bateria excedam os limites permitidos. Cenários que causem danos na bateria, como curto-circuitos e fugas térmicas, são minimizados através da utilização de dispositivos de proteção, como fusíveis e disjuntores, e de sistemas de isolamento térmico, respetivamente. A monitorização do estado do sistema, por sua vez, envolve a estimativa de parâmetros como o SoC e o SoH [27].

O sistema de conversão de potência é responsável pela gestão de fluxos de energia através da conversão bidirecional entre corrente alternada (*Alternating current (AC)*) da rede e corrente contínua (*Direct current (DC)*) da bateria, sendo composto por um nível de controlo primário e secundário. O controlo secundário recebe dados de potência por parte do EMS, como potência ativa e reativa, e dados do estado do sistema por parte do

BMS, como o SoC e a temperatura, e determina o modo de operação dos conversores de energia: carga, descarga ou *standby*. Dado o modo de operação e o estado do sistema, o controlo primário tem como objetivo gerir a tensão e a corrente [27].

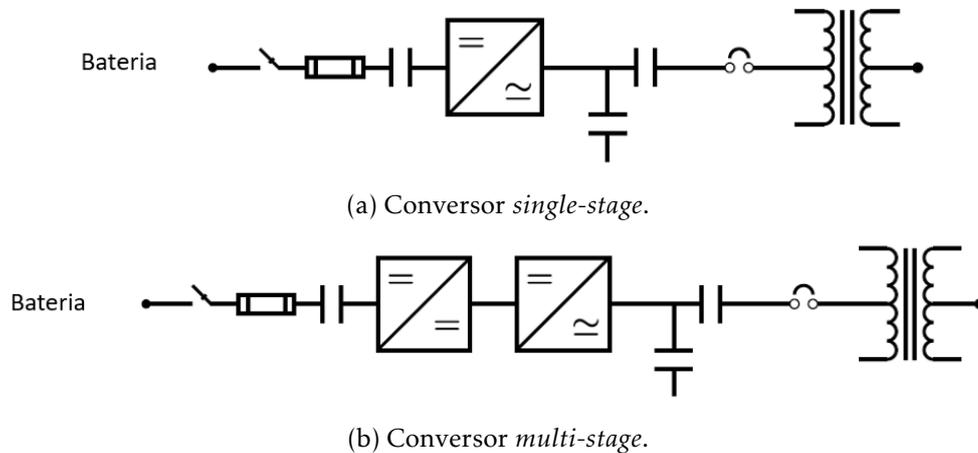


Figura 3.4: Configuração do sistema de conversão de potência. Adaptado de [27].

O sistema de conversão de potência pode ser composto por um conversor AC–DC de *single-stage* (figura 3.4a) que, apesar de apresentar uma estrutura simples e uma eficiência de conversão elevada, apresenta pouca flexibilidade uma vez que a tensão DC mínima tem de corresponder a pelo menos 1,5 da tensão eficaz AC. Por outro lado, o conversor *multi-stage* (figura 3.4b) converte a tensão do dispositivo de armazenamento numa tensão DC intermédia seguida de uma conversão AC, garantindo uma melhor flexibilidade na faixa de tensão DC do dispositivo de armazenamento à custa de maiores perdas no processo de conversão e de custos adicionais de *hardware* [3], [27].

3.3 Modos de controlo do BESS

Quando integrado na rede elétrica, o BESS pode funcionar em dois modos de controlo distintos: modo P/Q e modo U/f . No primeiro caso, o sistema importa/exporta potência ativa e reativa de e para a rede com base nos *set-points* definidos pelo operador da rede, sendo este modo também designado de estratégia de controlo de potência. No segundo caso, o sistema funciona como um *grid former*, sendo responsável por controlar e impor a tensão e a frequência na rede elétrica de acordo com a sua característica de *droop*^a [42], [43].

O modo P/Q é utilizado quando a micro-rede na qual o BESS está integrado se encontra a funcionar em modo conectado, enquanto o modo U/f é utilizado quando a

^aA característica de *droop* (K) é expressa em percentagem e pode estar associada à potência ativa ou reativa. O primeiro caso corresponde à queda de frequência quando o grupo evolui do vazio à plena carga, de acordo com a expressão $\Delta f = -K_P \Delta P$. Isto é, se o coeficiente de *droop* de potência ativa for de 4%, significa que uma redução da frequência do sistema de 4% origina um aumento do *output* de potência ativa de 100%. O segundo caso é semelhante, correspondendo à queda de tensão para variações de potência reativa de acordo com $\Delta U = -K_Q \Delta Q$.

micro-rede está a funcionar em modo ilha, sendo esta última situação a verificada em sistemas eléctricos isolados [42]. Contudo, se vários sistemas de armazenamento forem instalados numa rede eléctrica isolada, é apenas necessário garantir que um deles se encontra a funcionar em modo U/f , como demonstrado no capítulo 6.

BATERIAS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Por forma a estudar a integração dos sistemas de armazenamento de energia eletroquímica na rede elétrica do ponto de vista remuneratório, este capítulo encontra-se organizado da seguinte forma: a secção 4.1 apresenta as operações do processo de programação do Sistema Elétrico Nacional enquanto as secções 4.2, 4.3 e 4.4 apresentam a análise de integração do BESS, em termos contratuais, na rede elétrica do Reino Unido, de Portugal continental e da Região Autónoma dos Açores, respetivamente.

4.1 Funcionamento do Mercado Energético

A construção do Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), iniciada em 2001^a, permitiu a integração dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha através da uniformização de um conjunto de procedimentos, regras e condições económicas e técnicas [45].

A gestão dos mercados organizados do MIBEL é responsabilidade do Operador do Mercado Ibérico (OMI), que se divide em OMIE (pólo espanhol), responsável pela gestão do Mercado Diário e Intradiário, e OMIP (pólo português), responsável pela gestão dos Mercados a Prazo [45]. Contudo, cada país detém o seu próprio Operador da Rede de Transporte (ORT) – ou operador de sistema –, com a Redes Energéticas Nacionais (REN) no papel de ORT do sistema elétrico português.

A programação do Sistema Elétrico Nacional (SEN) é responsabilidade do OMIE e da REN, sendo composta pelas seguintes fases [44], [46], [47]:

1. Mercado Diário

O Mercado Diário, responsável pelas transações de energia elétrica, corresponde à apresentação diária, por parte dos agentes de mercado, de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica para as 24 h do dia seguinte.

Os produtores apresentam as suas ofertas de venda por unidade de produção, especificando a quantidade e o preço para cada hora do dia. Estas ofertas são ordenadas por preço

^aEm novembro de 2001 foi assinado o Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do MIBEL [44].

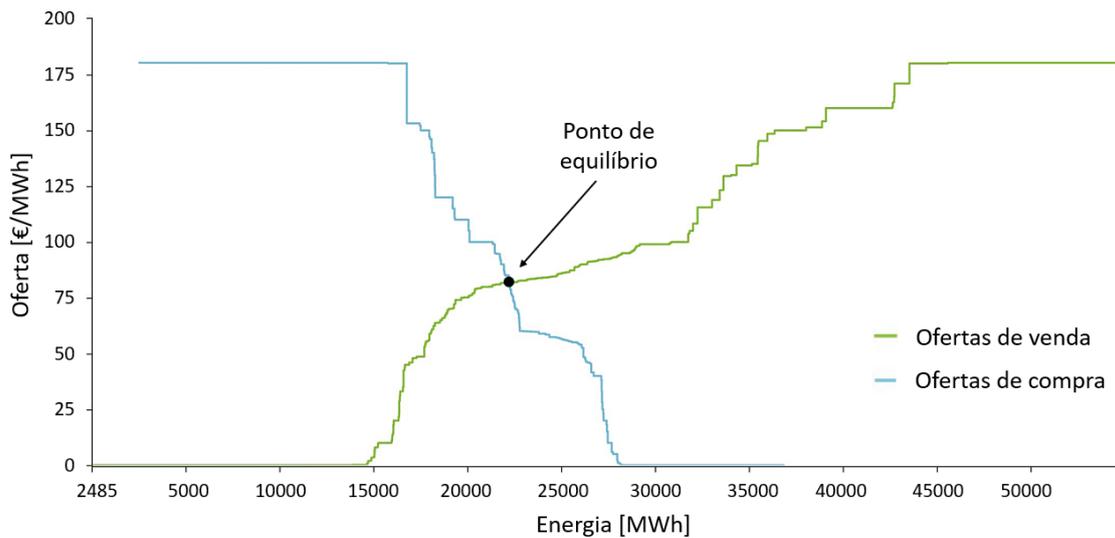


Figura 4.1: Curvas de compra e venda do Mercado Diário de energia elétrica para a primeira hora do dia 26-05-2021. Adaptado de [48].

ascendente, formando a curva de oferta de venda do mercado para cada hora. As fontes de energia renovável apresentam uma oferta a preço instrumental (0 €/MWh) por forma a garantir a colocação total do seu volume no Mercado Diário. As centrais nucleares surgem também geralmente na parte baixa da curva de oferta de venda, devido ao baixo custo marginal que apresentam. Na zona intermédia da curva surgem tipicamente as centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais térmicas a carvão, ordenadas de acordo com o seu rendimento e condições de contrato de fornecimento de combustível. Por fim, na zona alta da curva de oferta de venda surgem tipicamente as centrais hídricas de albufeira, devido ao seu elevado custo de oportunidade, e as centrais térmicas a fuelóleo.

A curva de oferta de compra (ou curva de procura) de energia elétrica do Mercado Diário é ordenada por preço descendente, com os fornecimentos regulados estabelecidos ao preço instrumental (180 €/MWh). Na zona média e baixa da curva de oferta de compra surgem os comercializadores associados ao fornecimento de energia no mercado livre e as centrais hídricas com bombagem, uma vez que o objetivo das mesmas consiste na compra de energia ao preço mais baixo possível para uma venda posterior, após período de armazenamento, a um preço superior.

O preço de equilíbrio de mercado em cada hora, também designado por preço de encontro, corresponde ao ponto de cruzamento entre a curva de oferta de venda e a curva de oferta de compra, designado de ponto de equilíbrio, representado na figura 4.1. Além do preço, o ponto de equilíbrio permite também determinar a quantidade de energia associada a cada hora do dia.

O processo de determinação do preço de equilíbrio corresponde à solução mais eficaz do ponto de vista económico pois não há procura por satisfazer disposta a pagar um preço mais elevado, nem capacidade de produção disponível para produzir a um preço inferior.

Após o fecho do Mercado Diário, o OMIE elabora o Programa Diário Base (PDB)

que apresenta a discriminação horária das vendas e aquisições realizadas. De seguida, ao PDB são incorporados os contratos bilaterais, obtendo-se o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF).

2. Gestão das restrições técnicas

O PDBF é enviado ao ORT, a REN, para validação do ponto de vista da viabilidade técnica. Isto é, por forma a evitar paragens e arranques temporários, por exemplo, torna-se necessário garantir que os resultados obtidos no Mercado Diário são tecnicamente exequíveis.

Assim, após análise e alterações realizadas pelo ORT, com o intuito de garantir a segurança do sistema e o equilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica, surge o Programa Diário Viável Provisório (PDVP) e o reajuste da remuneração dos sistemas de acordo com as ofertas de energia e preço para a mobilização e desmobilização de energia.

3. Mercado de serviços complementares: regulação secundária

Os serviços complementares do sistema elétrico português podem ser classificados em serviços obrigatórios não remunerados e serviços complementares sujeitos a remuneração. Dos diversos serviços destacam-se os associados à regulação de frequência, como a regulação primária e secundária e a reserva de regulação, sendo esta última seguidamente mencionada no ponto 5.

A regulação primária corresponde a um serviço obrigatório para todos os geradores em operação, por forma a corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo de energia elétrica. Quando as perturbações no sistema elétrico originam desvios de frequência inferiores a 100 mHz, a atuação da regulação deve realizar-se em 15 s, podendo demorar até 30 s se os desvios de frequência forem de até 200 mHz.

A regulação secundária, por sua vez, é um serviço remunerado associado ao serviço de telerregulação dos grupos geradores e deve começar a atuar no máximo 30 s após a perturbação, devendo estar concluída ou por ventura completada pela reserva de regulação no máximo em 15 min. A remuneração deste serviço corresponde ao máximo entre os preços marginais de oferta da banda de regulação secundária e o preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada para cada hora.

O mercado da banda de regulação secundária surge após a resolução de restrições técnicas do Mercado Diário, dando origem ao Programa Diário Viável Definitivo (PDVD).

4. Mercado Intradiário

O Mercado Intradiário do MIBEL surge como um mercado de ajuste onde os agentes podem voltar a comprar e vender energia elétrica por forma a ajustar o seu programa resultante do Mercado Diário, tendo em conta as necessidades que esperam em tempo real. Neste mercado, tanto os próprios produtores podem comprar energia como os comercializadores podem vender energia. Isto é, os agentes de mercado podem ajustar entre si a sua posição dentro mesmo dia da entrega física até 4 h antes do tempo real.

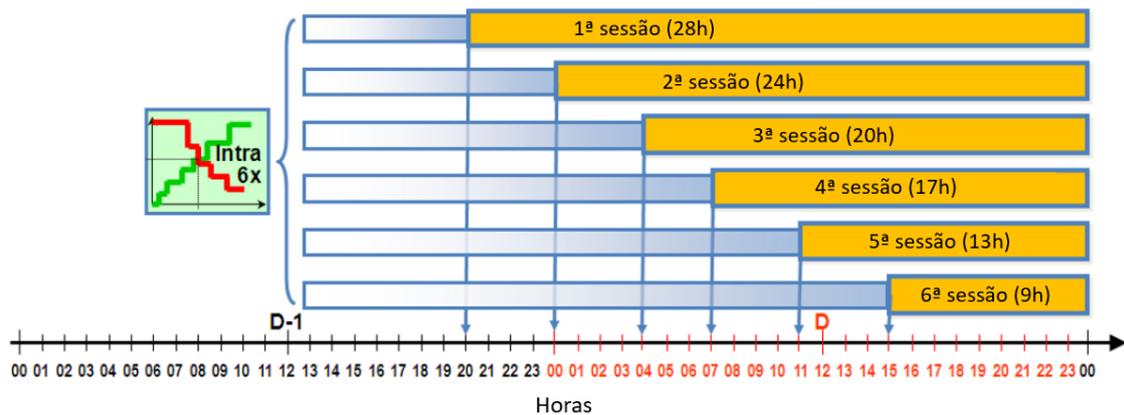


Figura 4.2: Sessões do Mercado Intradiário. D representa um determinado dia arbitrário e D-1 o dia anterior. Adaptado de [44].

O Mercado Intradiário encontra-se estruturado em seis sessões, sendo o ponto de equilíbrio novamente obtido pelo cruzamento entre a curva de oferta e a curva de procura. Cada sessão abrange um determinado intervalo temporal, como pode ser observado na figura 4.2.

Após o fecho de cada sessão, e após ajustes realizados pelo operador do sistema associados à viabilidade técnica do Mercado Intradiário – através da eliminação das ofertas que originam restrições técnicas –, surge o Programa Horário Final (PHF) [49].

5. Mercado de serviços complementares: gestão em tempo real

O processo de resolução de restrições técnicas é também realizado em tempo real através de ofertas de reserva de regulação.

A reserva de regulação pode ser dividida entre reserva mínima de regulação terciária e reserva adicional. A primeira é definida pelo operador de sistema, para cada período de programação, tendo como base a perda máxima de produção em consequência de uma falha simples de um elemento do sistema elétrico, enquanto a reserva adicional corresponde a um elemento de precaução por forma a garantir a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema caso o consumo horário previsto seja pelo menos 2% superior ao consumo horário resultante dos mercados de produção. Esta reserva adicional é também utilizada quando a previsão da perda de produção por falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

Tendo em conta as curvas de oferta de reversa de regulação apresentadas pelos agentes de mercado, o operador de sistema mobiliza ou desmobiliza produção/consumo em tempo real consoante a necessidade, sendo a remuneração deste serviço baseada no preço da última oferta mobilizada. O processo de gestão em tempo real dá origem ao Programa Horário Operativo Final (PHOF).

Em suma, o operador de mercado assegura a produção económica de energia elétrica, através do Mercado Diário e Intradiário, enquanto o operador de sistema assegura as

4.2. SOLUÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA SUPTADO POR BATERIAS NO MERCADO DE ENERGIA DO REINO UNIDO

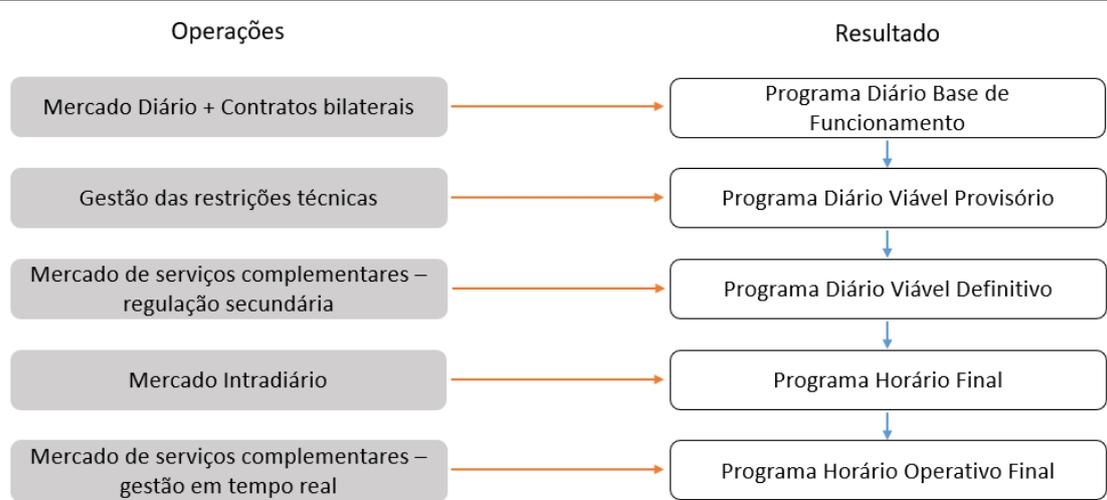


Figura 4.3: Operações do processo de programação do Sistema Elétrico Nacional.

funções necessárias para a segurança do sistema elétrico e a cobertura da procura, através da resolução de restrições técnicas e da gestão dos serviços complementares. A figura 4.3 apresenta um resumo das operações incluídas na programação do SEN.

4.2 Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias no Mercado de Energia do Reino Unido

O Reino Unido é um exemplo onde a integração de sistemas de armazenamento de energia suportados por baterias na rede elétrica já apresenta relevância, sendo que em 2020 mais de 20 instalações com potência superior a 5 MW se encontravam em operação [50]. Estas instalações entraram no sistema elétrico majoritariamente através de 3 tipos de contratos [51]: Mercado de Capacidade, *Firm Frequency Response* e *Enhanced Frequency Response*.

1. Mercado de Capacidade

O Mercado de Capacidade (MC) opera paralelamente ao Mercado de Energia e tem como intuito garantir capacidade de produção ou gestão de carga suficientes no sistema para lidar com períodos de perturbação na rede à medida que FER entram em operação [52].

Os participantes fazem as suas ofertas em leilões realizados 4 anos antes da data de entrega física. Os leilões começam com ofertas de £ 75 / kW, reduzindo gradualmente até que se atinja o preço mínimo que garanta que a capacidade de oferta corresponde ao volume exigido – através da interseção da curva da oferta com a curva da procura. Do leilão resultam assim contratos de capacidade de 1 ano nos quais é definida a remuneração mensal durante o ano de entrega física que os fornecedores de capacidade irão receber, com base no preço de equilíbrio estabelecido. A capacidade acordada tem de estar disponível a qualquer momento durante o período de contrato, caso contrário os

fornecedores são penalizados com uma taxa que corresponde a 1/24 da receita anual dos mesmos no MC [52].

Durante o ano de entrega física, os fornecedores recebem notificações do MC 4 h antes do evento de stress. Este evento corresponde a um período no qual a produção disponível prevista é até 500 MW superior ou inferior à margem de segurança de fornecimento da procura [53].

2. Firm Frequency Response

O serviço de *Firm Frequency Response* (FFR) tem como intuito manter a frequência da rede elétrica dentro da banda de tolerância centrada nos 50 Hz [54].

Este serviço pode ser dividido em [55]: i) serviço dinâmico, com resposta contínua para qualquer desvio de frequência, dentro das escalas de tempo de resposta primária e/ou secundária e ii) serviço estático, com o fornecimento de um nível constante de procura ou produção através da operação automática de um relé após uma transgressão na frequência do sistema acima ou abaixo de um valor estipulado.

As unidades FFR têm de ter um mínimo de capacidade de 1 MW e uma rapidez de resposta de 2 e 30 s para resposta dinâmica e estática, respetivamente [56].

No caso de resposta dinâmica, e até às 11 h de cada dia, o fornecedor de capacidade deve confirmar a disponibilidade de resposta para as horas de serviço oferecidas em cada dia EFA^b. No caso de resposta estática, o fornecedor deve garantir que o relé pode ser disparado em caso de necessidade. Assim, em qualquer momento do dia EFA, a *National Grid* pode requisitar a operação das unidades do fornecedor do serviço FFR [55].

Os contratos FFR são baseados em licitações, que apresentam parâmetros técnicos e preços de contrato propostos, e a remuneração do serviço é realizada mensalmente pela rede nacional com base numa taxa de disponibilidade multiplicada pelo número de horas de serviço FFR necessárias durante o mês [55].

3. Enhanced Frequency Response (EFR)

Apesar de semelhante ao FFR, o serviço de *Enhanced Frequency Response* (EFR) apresenta uma resposta mais rápida, não podendo exceder 1 s. A capacidade mínima é, por sua vez, igual à verificada para o serviço FFR [56].

Os contratos estabelecidos, após o período de propostas, têm a duração de até 4 anos e especificam os períodos nos quais o serviço é considerado disponível. As unidades devem fornecer potência ativa à rede proporcionalmente à variação da frequência do sistema, sendo a remuneração deste serviço baseada no preço de disponibilidade estabelecido por MWh [57].

^bUm dia EFA (*Electricity Forward Agreement*) corresponde ao período de tempo a começar nas 23 h de um dia e a terminar nas 23 h do dia seguinte. Desta forma, o início de um dia EFA coincide com o fim do dia EFA anterior.

4.3 Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias no Mercado de Energia em Portugal continental

Tal como apresentado na tabela 1.1, Portugal continental conta com apenas um sistema de armazenamento de energia suportado por baterias localizado em Évora. Este sistema, integrado numa rede de distribuição de energia em média tensão, resultou de um projeto piloto desenvolvido em 2015 com o intuito de explorar as diversas funcionalidades de armazenamento de energia e contribuir para casos de estudo de apoio à gestão de redes de distribuição [58].

Mais recentemente, no leilão de energia solar 2020, foram adjudicados 670 MW, dos quais cerca de 75% estão associados a armazenamento de energia suportado por baterias [59]. A potência atribuída neste leilão tem um prazo de concretização de 3 anos e resultará numa redução de preços de mercado [60].

Contudo, dada a reduzida expressão atual destes sistemas de armazenamento em Portugal, ainda não se encontram divulgados modelos de negócio associados à integração de baterias no Sistema Elétrico Nacional.

A promoção dos sistemas de armazenamento é, ainda assim, uma das linhas de atuação do Plano Nacional de Energia e Clima 2021–2030 com o intuito de manter a aposta nos sistemas de bombagem hidroelétrica e do desenvolvimento de outras tecnologias que incluem as baterias e o armazenamento de hidrogénio. Desta forma, a criação do enquadramento legal para a implementação de sistemas de armazenamento constitui uma das medidas de ação desta linha de atuação [61].

4.4 Soluções de armazenamento de energia suportado por baterias na Região Autónoma dos Açores

Na Região Autónoma dos Açores (RAA), a Eletricidade dos Açores (EDA) é responsável pela produção, aquisição, transporte, distribuição e venda de energia elétrica. Consequentemente, o conceito de Mercado de Energia, bem como o seu funcionamento acima descrito, não é aplicável às 9 ilhas que compõem a RAA.

Adicionalmente, a remuneração do sistema de armazenamento investido pela EDA não é de conhecimento público e não é passível de comparação à verificada no Reino Unido, dada a inexistência do conceito de Mercado de Energia.

Em síntese, Portugal, nomeadamente a região continental, ainda se encontra numa fase prematura da integração de sistemas de armazenamento eletroquímico na rede elétrica, em comparação com regiões como o Reino Unido. Desta forma, espera-se que o Plano Nacional de Energia e Clima 2021–2030 permita efetivar o enquadramento legal necessário por forma a incentivar a integração destes sistemas de armazenamento.

METODOLOGIA

Por forma a estudar o processo de integração de um sistema de armazenamento de energia eletroquímica na rede elétrica, este capítulo encontra-se organizado da seguinte forma: a secção 5.1 apresenta as diversas etapas técnicas envolvidas num projeto de integração do BESS na rede elétrica, a secção 5.2 apresenta a análise dos regulamentos e normas em vigor, bem como as funcionalidades que devem ser testadas, tanto através de simulação como através de ensaios laboratoriais, quando o sistema de armazenamento é integrado num sistema elétrico isolado e, por fim, a secção 5.3 apresenta o procedimento das simulações e ensaios laboratoriais a realizar no caso de estudo da integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira.

5.1 Etapas técnicas do projeto

O projeto de integração de um sistema de armazenamento de energia eletroquímica na rede elétrica envolve diversas etapas técnicas, desde o estudo da rede elétrica, o dimensionamento do sistema, a definição da localização na rede para a instalação do BESS, o desenvolvimento de equipamentos e sistemas necessários, a modelação e simulação da rede elétrica, os ensaios laboratoriais e, por último, a instalação do sistema de armazenamento, tal como descrito na figura 5.1.

Inicialmente, é necessário proceder ao estudo da rede elétrica em questão de modo a determinar: i) o número de clientes associados ao sistema de distribuição e/ou transporte, ii) as principais características dos sistemas eletroprodutores, como o tipo de central (central térmica, parque eólico, entre outras) e a respetiva potência instalada, iii) as características dos componentes elétricos (como os transformadores), iv) nós problemáticos da rede associados a elevado consumo, elevada produção ou ambos, entre outros fatores.

O passo seguinte, que é fortemente dependente das características da rede elétrica em questão e das funcionalidades exigidas ao BESS, consiste na determinação da localização, em termos de nós da rede, para a instalação do sistema, bem como do dimensionamento do mesmo. O processo de dimensionamento pode ser caracterizado pelos critérios e pelas técnicas utilizadas [62], sendo os critérios de otimização classificados em:

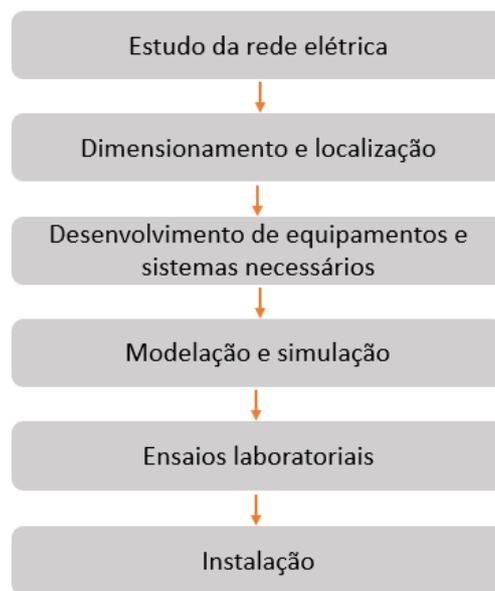


Figura 5.1: Etapas técnicas envolvidas num projeto de integração do BESS na rede elétrica.

1. Financeiros – como é o caso da análise do custo do BESS durante a vida útil operacional do sistema, tendo em conta custos de capital e de operação e manutenção, através da maximização do valor atual líquido ou da minimização do custo nivelado de energia.
2. Técnicos – através da análise de indicadores técnicos (que podem ser quantificados por variáveis binárias, isto é, se satisfazem ou não os requisitos estabelecidos) ou através da análise de restrições impostas durante o processo de dimensionamento. O controlo de frequência consiste num exemplo de um indicador técnico enquanto os parâmetros operacionais da bateria, como a profundidade de descarga, são utilizados como restrições durante o processo de dimensionamento.
3. Híbridos – através da utilização simultânea de indicadores financeiros e técnicos.

Por sua vez, as técnicas de dimensionamento podem ser categorizadas em:

1. Métodos probabilísticos – utilizam a natureza estocástica dos recursos renováveis para a produção de dados, como é o caso da abordagem de Monte Carlo.
2. Métodos analíticos – correspondem a uma análise de sensibilidade onde o impacto de vários tamanhos do sistema de armazenamento é estudado com base nos critérios de otimização de dimensionamento definidos.
3. Métodos baseados em otimização matemática – correspondem a métodos nos quais uma função objetivo é avaliada através de um processo iterativo.
4. Métodos heurísticos – semelhantes aos métodos baseados em otimização matemática, com a vantagem de aceitarem soluções não ótimas e, assim, evitarem incapacidades computacionais, nomeadamente em problemas de otimização não linear.

5. Métodos híbridos – consistem na combinação de diversos métodos com o intuito de aumentar a eficácia e eficiência do processo de otimização.

Ainda abrangida na segunda etapa técnica do projeto, a definição da localização do BESS encontra-se fortemente dependente das características da rede analisadas no primeiro passo, sendo geralmente definida pelos nós da rede que apresentam estrangulamentos.

A terceira etapa consiste no desenvolvimento de equipamentos e sistemas necessários. Quanto aos equipamentos, esta etapa engloba, por exemplo, a conceção de inversores. Quanto aos sistemas, estes são desenvolvidos com o intuito de supervisionar os parâmetros da rede – tensão, frequência, potência ativa e reativa, entre outros –, controlar o BESS e coordenar a sua operação numa forma otimizada, bem como controlar todo o equipamento de proteção instalado na rede – como os disjuntores. Adicionalmente, são necessárias ferramentas que elaborem a previsão dos perfis de consumo e produção, bem como uma interface onde o operador da rede possa controlar e validar a informação enviada para o BESS e para os disjuntores.

A modelação e simulação da rede elétrica, por sua vez, tem como intuito obter conhecimento prévio do comportamento que o sistema de armazenamento irá apresentar após a sua instalação na rede. A inicialização da rede é geralmente desempenhada através da utilização de um *software* específico – como MATLAB, PSS-E, PSCAD, entre outros –, sendo necessário importar os modelos relativos ao BESS, às fontes de produção e aos respetivos sistemas de controlo. Habitualmente estes modelos são fornecidos pelo fabricante e parametrizados de acordo com a informação disponibilizada. Por outro lado, a análise dinâmica do sistema elétrico pode ser realizada por aquisição e tratamento de dados, por exemplo, em *Python*.

Contudo, torna-se necessário verificar se o comportamento do sistema de armazenamento, quando integrado na rede, corresponde ao comportamento observado nas simulações. Assim, os ensaios laboratoriais são uma etapa importante no processo de integração de baterias nas redes elétricas pois permitem corroborar os resultados das simulações e, conseqüentemente, validar o modelo teórico. Para tal, torna-se necessário desenvolver uma solução laboratorial representativa da rede elétrica em questão. Ou, dito de outra forma, torna-se necessário desenvolver uma solução que apresente as mesmas características elétricas que os diversos níveis de tensão da rede, desde a produção às cargas do sistema, por forma a replicar a arquitetura de controlo que será posteriormente implementada na rede elétrica. Contudo, devido à complexidade do desenvolvimento de uma solução laboratorial de larga escala, o sistema é parametrizado por forma a reproduzir uma determinada percentagem da rede elétrica que permita obter resultados representativos.

Adicionalmente à corroboração do modelo teórico, os ensaios laboratoriais permitem ainda assegurar que os protótipos de *software* e *hardware* funcionam corretamente e cumprem os padrões de operação estabelecidos antes da sua instalação na rede.

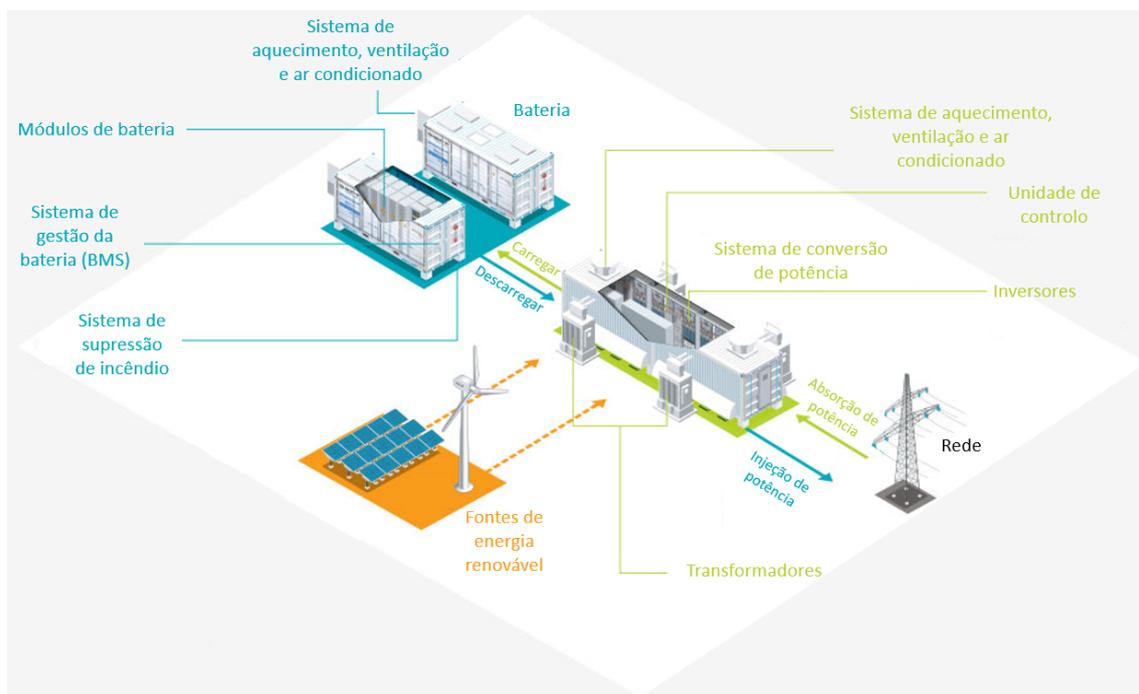


Figura 5.2: Esquema representativo da integração do BESS na rede elétrica. Adaptado de [63].

A última etapa consiste na instalação do sistema de armazenamento na rede elétrica. Para tal, é necessário confirmar se o equipamento já existente na rede cumpre as necessidades do projeto e se, conseqüentemente, a atualização de certos componentes é imprescindível para o sucesso do projeto. Adicionalmente, é necessário confirmar todas as ligações e funcionalidades dos equipamentos utilizados em laboratório por forma a garantir que o equipamento não foi danificado durante o transporte e, por fim, após identificação do local exato da instalação do BESS, torna-se ainda necessário proceder a trabalhos de alisamento do solo, instalação de sistemas de aterramento e de tubos para a inserção de cabos da rede.

A figura 5.2 representa um esquema da integração do BESS na rede elétrica. Neste exemplo, o BESS é integrado em combinação com fontes de energia renovável por forma a armazenar o excesso de produção das mesmas.

5.2 Simulações e ensaios laboratoriais para a integração do BESS num sistema elétrico isolado

O Regulamento (UE) 2016/631 [64] apresenta os requisitos e os ensaios laboratoriais/simulações de conformidade que são necessários realizar por forma a demonstrar o desempenho de geradores de energia elétrica em regime estacionário e dinâmico. Contudo,

5.2. SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NUM SISTEMA ELÉTRICO ISOLADO

apesar de considerar também "módulos de parque gerador"^a, que apresentam as mesmas características de ligação à rede que os sistemas de armazenamento, os ensaios laboratoriais/simulações necessitam de ser adaptados por forma a considerar a capacidade de consumo de potência ativa por parte dos sistemas de armazenamento. Adicionalmente, os ensaios e simulações referem-se ao funcionamento autónomo da unidade de produção, sendo ainda necessário considerar a coordenação do sistema em estudo com as restantes unidades de produção e/ou armazenamento já existentes na rede.

A norma IEC 62933-2-1 [65], por sua vez, define métodos de teste dos sistemas de armazenamento e classifica as aplicações destes sistemas em três classes distintas:

- Classe A – aplicações de curta duração, onde o sistema de armazenamento é carregado ou descarregado num intervalo temporal inferior a 1 h. Esta classe engloba o controlo de tensão e de frequência e a consolidação da capacidade de FER;
- Classe B – aplicações de longa duração, onde o sistema de armazenamento é carregado ou descarregado num intervalo temporal superior a 1 h. Esta classe inclui a redução de pico de procura;
- Classe C – funcionalidade de *black-start*.

Para cada uma das classes, a norma apresenta os procedimentos dos testes que são necessários realizar para avaliar o desempenho do sistema de armazenamento no cumprimento dos requisitos impostos. Contudo, os procedimentos apresentados são genéricos e requerem adaptação para os diversos contextos específicos. No caso de estudo da rede elétrica da ilha da Terceira, que corresponde a um sistema elétrico isolado, o BESS irá funcionar em paralelo com o gerador síncrono já instalado na ilha, sendo por isso necessário analisar a estabilidade de operação dos dois sistemas em paralelo, e terá como aplicações o controlo de tensão e de frequência e a funcionalidade de *black-start*. Em suma, os procedimentos têm de ser adaptados consoante as características da rede elétrica analisadas na primeira etapa do projeto, por forma a que cada situação específica apresente protocolos adaptados.

No caso particular dos sistemas elétricos isolados, que correspondem ao caso de estudo da presente dissertação, as simulações e os ensaios laboratoriais para a integração do BESS no sistema de distribuição devem abordar quatro vertentes:

1. Análise do controlo primário de tensão e de frequência, através da variação de cargas resistivas, capacitivas e indutivas. Esta vertente, que se encontra associada a um evento transitório, tem como intuito verificar a capacidade de resposta rápida inicial do BESS governada pelas regras de controlo de *droop* por forma a compensar a variação de frequência e de tensão.

^aO "módulo de parque gerador" corresponde a uma unidade, ou conjunto de unidades, de produção de energia elétrica que está, ou estão, ligadas à rede de forma assíncrona ou através de um sistema eletrónico e que têm um único ponto de ligação à rede.

2. Análise do controlo secundário de tensão e de frequência, através de perturbações de cargas resistivas, capacitivas e indutivas. Esta vertente tem como intuito verificar a capacidade do BESS em restabelecer os valores de tensão e de frequência aos valores nominais, garantindo assim a estabilidade de operação do sistema elétrico.
3. Análise do desempenho do sistema sob regime de defeito. Esta vertente permite verificar a capacidade do inversor do BESS em aumentar a corrente injetada na rede numa situação de defeito, por forma a que o defeito possa ser detetado e não se torne permanente. Esta vertente é essencial para permitir uma configuração correta dos parâmetros do BESS para o seu comportamento numa situação de defeito, bem como para permitir uma parametrização correta dos equipamentos de proteção associados ao sistema de armazenamento, a fim de detetar baixas correntes de defeito. Para tal, torna-se necessário estudar um conjunto de possibilidades – que incluem diferentes tipos de defeitos (trifásico, fase-fase, fase-terra, fase-fase-terra) – por forma a garantir a proteção da rede em qualquer circunstância de defeito. Em suma, esta vertente permite assegurar que tanto o sistema de armazenamento como todos os equipamentos (relés e disjuntores) satisfazem os requisitos de curto-circuito da rede de baixa tensão onde vão ser instalados. Adicionalmente, variações abruptas de deslastre e ligação de carga podem ser alvo de estudo dado que também resultam num aumento de corrente.
4. Teste da funcionalidade de *black-start* do BESS. Esta última vertente tem como objetivo verificar a capacidade do sistema de armazenamento em energizar o banco de teste desde a situação desenergizada até ao sincronismo dos geradores da rede.

5.3 Caso de estudo – simulações e ensaios laboratoriais para a integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira

A solução de armazenamento a implementar na rede elétrica da ilha da Terceira, determinada na etapa de dimensionamento, será composta por 20 baterias de 750 kWh. Para a realização dos ensaios laboratoriais apenas uma é utilizada e, como tal, a solução laboratorial desenvolvida representa 5% da rede elétrica da ilha, sendo composta pelos seguintes elementos:

1. Quadro de MT de 10 kV (QMT1)
2. Gerador diesel de 800 kVA
3. BESS de 750 kWh, 1 C, 1500 VDC com inversor de 690 VAC, 1500 kVA
4. Transformador de distribuição (TR3)
5. Quadro de BT de 400 V (QBT1)
6. Banco de cargas resistivas/indutivas
7. Banco de cargas capacitivas

5.3. CASO DE ESTUDO – SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA TERCEIRA

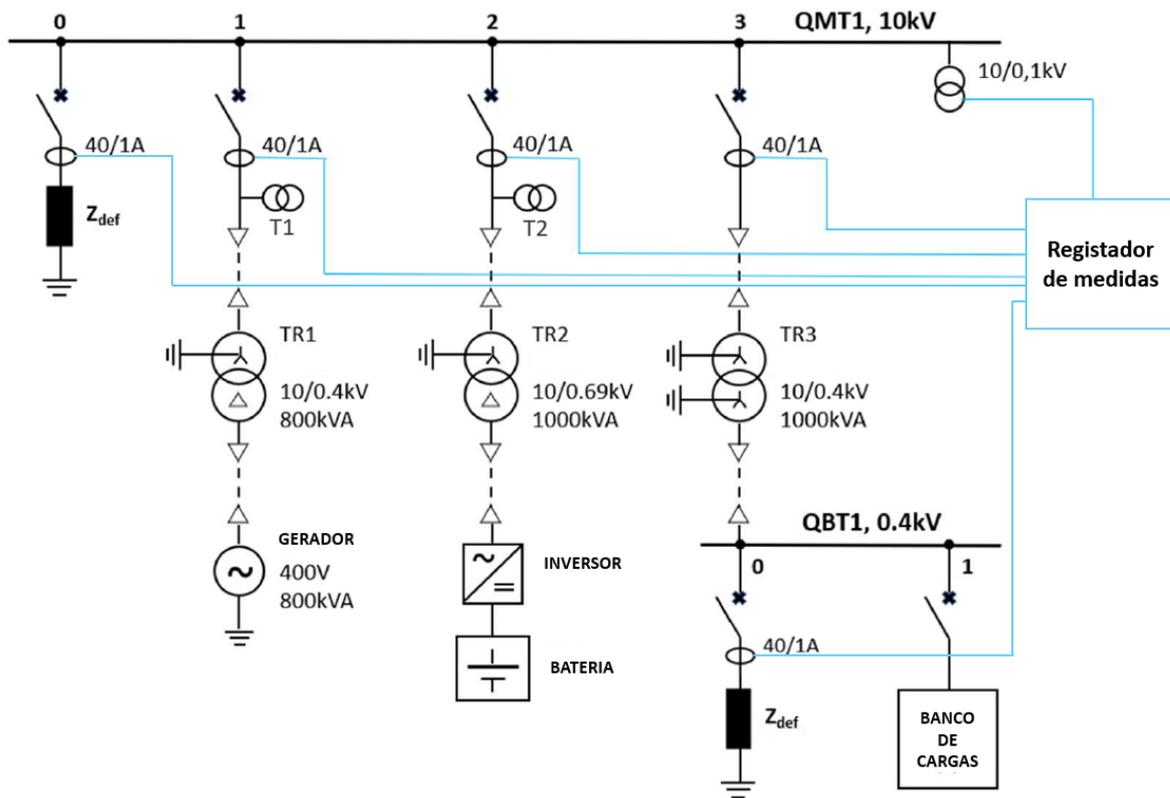


Figura 5.3: Diagrama unifilar da plataforma laboratorial.

8. Disjuntor de MT de sacrifício (para curto-circuitos)
9. Disjuntor de BT de sacrifício (para curto-circuitos)

A configuração da plataforma laboratorial, equivalente à plataforma utilizada nas simulações, encontra-se representada na figura 5.3. Além dos elementos acima referidos, a plataforma é composta por transformadores de tensão e de corrente que permitem registar os resultados dos ensaios e fornecer medidas aos sistemas de proteção do quadro de média tensão. Adicionalmente, associados ao painel 1 e 2, é possível observar a instalação de mais dois transformadores de tensão (T1 e T2) que, neste caso, são apenas utilizados no fecho dos respetivos disjuntores por forma a garantir o sincronismo do gerador e da bateria, respetivamente, com a rede elétrica. Por fim, os elementos Z_{def} correspondem a impedâncias de defeito utilizadas para o estudo de curto-circuitos no nível de 10 kV e 400 V. Geralmente as impedâncias de defeito correspondem a valores típicos que ocorrem na rede fornecidos pelo operador de sistema.

Tanto nas simulações como nos ensaios laboratoriais, as características de *droop* iniciais são as seguintes: o gerador atua em modo *droop* de potência ativa de 4% e *droop* de potência reativa de 10%, enquanto o BESS atua em modo U/f com *droop* de potência ativa e reativa de 2% e 10%, respetivamente.

O procedimento das simulações e ensaios a realizar encontra-se de seguida descrito, desde os protocolos T01 ao T012:

T01 – Operação do grupo diesel e BESS com uma carga constante

Objetivo: Verificação da manobra de ligar e desligar o BESS à rede e da estabilidade do sistema elétrico com operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar uma carga constante.

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: fora de serviço; SoC: 40–80%
- Controlo automático de geração^b (*Automatic generation control (AGC)*): em serviço

Comandos a aplicar:

T01.1: Ligar o BESS: dar ordem de ligação do BESS

T01.2: BESS com potência nula: definir $P_{BESS} = 0$ kW e $Q_{BESS} = 0$ kVAr

T01.3: BESS a carregar: definir $P_{BESS} = -50$ kW e $Q_{BESS} = 0$ kVAr

T01.4: BESS a injetar energia reativa: definir $P_{BESS} = 0$ kW e $Q_{BESS} = 50$ kVAr

T01.5: BESS a consumir energia reativa: definir $P_{BESS} = 0$ kW e $Q_{BESS} = -50$ kVAr

T01.6: BESS a carregar com consumo de energia reativa: definir $P_{BESS} = -50$ kW e $Q_{BESS} = -50$ kVAr

T01.7: BESS a carregar com injeção de energia reativa: definir $P_{BESS} = -50$ kW e $Q_{BESS} = 50$ kVAr

T01.8: BESS a descarregar: definir $P_{BESS} = 50$ kW e $Q_{BESS} = 0$ kVAr

T01.9: BESS a descarregar com injeção de energia reativa: definir $P_{BESS} = 50$ kW e $Q_{BESS} = 50$ kVAr

T01.10: BESS a descarregar com consumo de energia reativa: definir $P_{BESS} = 50$ kW e $Q_{BESS} = -50$ kVAr

T01.11: Desligar o BESS: dar ordem de desligar o BESS

T02 – Operação do grupo diesel e BESS com variação de carga

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar um perfil de carga com variações de carga ativa (subida/descida) e reativa (indutiva).

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: em serviço; SoC: 40–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar com base no perfil de carga e nos valores de regulação do BESS apresentados nas tabelas 5.1 e 5.2, respetivamente:

^bO AGC corresponde ao serviço centralizado responsável pelo controlo secundário.

5.3. CASO DE ESTUDO – SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA TERCEIRA

T02.1: BESS a carregar com consumo de energia reativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_1 , alterar a carga do banco de cargas e os valores P/Q do BESS para o período T_2 . De seguida, repetir sucessivamente o procedimento anterior até atingir o período T_4 .

T02.2: BESS com potência nula: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_4 , alterar a carga do banco de cargas e os valores P/Q do BESS para o período T_5 . De seguida, repetir sucessivamente o procedimento anterior até atingir o período T_7 .

T02.3: BESS a descarregar com injeção de energia reativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_7 , alterar a carga do banco de cargas e os valores P/Q do BESS para o período T_8 . De seguida, repetir sucessivamente o procedimento anterior até atingir o período T_{10} .

É importante realçar que os períodos T_i indicados nas tabelas 5.1 e 5.2 terão a duração necessária para a realização dos procedimentos indicados.

Tabela 5.1: Perfil de carga protocolo T02.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8	T_9	T_{10}
P (kW)	250	300	350	400	450	500	550	600	550	500
Q (kVAr)	50	60	70	80	90	100	110	120	110	100

Tabela 5.2: Valores de regulação para o BESS no protocolo T02.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8	T_9	T_{10}
P (kW)	-150	-100	-50	0	0	0	50	100	50	0
Q (kVAr)	-30	-20	-10	0	0	0	10	20	10	0

T03 – Operação do grupo diesel e BESS com variação abrupta de carga

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar um perfil de carga com variação abrupta de carga ativa (subida/descida) e reativa (indutiva/capacitiva).

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: em serviço; SoC: 40–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar com base no perfil de carga e nos valores de regulação do BESS apresentados nas tabelas 5.3 e 5.4, respetivamente:

T03.1: Subida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_1 , no qual o BESS está a carregar, alterar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_2 .

T03.2: Descida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_3 , no qual o BESS está a descarregar, alterar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_4 .

T03.3: Reativa capacitiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_5 , no qual o BESS está a injetar energia reativa, alterar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_6 .

T03.4: Reativa indutiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_7 , no qual o BESS está a consumir energia reativa, alterar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_8 .

É importante realçar que os períodos T_i indicados nas tabelas 5.3 e 5.4 terão a duração necessária para a realização dos procedimentos indicados.

Tabela 5.3: Perfil de carga protocolo T03. A carga reativa assinalada corresponde a carga capacitiva.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8
P (kW)	250	450	450	250	300	300	300	300
Q (kVAr)	50	50	50	50	$150+10^*$	10^*	60	200

Tabela 5.4: Valores de regulação para o BESS no protocolo T03.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	T_8
P (kW)	-50	-50	50	50	0	0	0	0
Q (kVAr)	0	0	0	0	10	10	-10	-10

T04 – Operação autónoma do BESS na sequência de um disparo do grupo diesel

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com operação autónoma do BESS, a alimentar uma carga constante, na sequência de um disparo do grupo diesel.

Condições iniciais:

- Carga: 300 kW / 60 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: em serviço; SoC: 80–90%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar em situação laboratorial: com o grupo diesel e o BESS em operação em paralelo, efetuar a abertura do disjuntor do grupo diesel (QMT1_1), simulando a atuação de um disparo do grupo.

T05 – Operação autónoma do BESS com variação de carga

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com operação autónoma do BESS a alimentar um perfil de carga pré-definido com variações de carga ativa (subida/descida) e reativa (indutiva/capacitiva).

5.3. CASO DE ESTUDO – SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA TERCEIRA

Condições iniciais:

- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 80–90%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar tendo em conta o perfil de carga apresentado na tabela 5.5:

T05.1: Subida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_1 , aumentar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_2 .

T05.2: Descida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_2 , diminuir a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_3 .

T05.3: Reativa indutiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_3 , aumentar a carga indutiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_4 . De seguida, diminuir a carga indutiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_5 .

T05.4: Reativa capacitiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_5 , aumentar a carga capacitiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_6 . De seguida, diminuir a carga capacitiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_7 .

Tabela 5.5: Perfil de carga protocolo T05. O período T_4 refere-se a carga indutiva enquanto o período T_5 se refere a carga capacitiva.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7
P (kW)	300	400	300	300	300	300	300
Q (kVAr)	0	0	0	100	0	100	0

T06 – Operação autónoma do BESS com variação abrupta de carga

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com operação autónoma do BESS a alimentar um perfil de carga com variação abrupta de carga ativa (subida/descida) e reativa (indutiva/capacitiva).

Condições iniciais:

- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 80–90%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar tendo em conta o perfil de carga apresentado na tabela 5.6, e considerando operação autónoma do BESS:

T06.1: Subida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_1 , aumentar a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_2 .

T06.2: Descida de potência ativa: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_2 , diminuir a carga do banco de cargas para os valores indicados para o período T_3 .

T06.3: Reativa capacitiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_4 , aumentar a carga capacitiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_5 .

T06.4: Reativa indutiva: Com a rede a funcionar nas condições indicadas para o período T_6 , aumentar a carga indutiva do banco de cargas para os valores indicados para o período T_7 .

T06.5: AGC fora de serviço: Com o AGC fora de serviço, repetir os ensaios anteriores (T06.1 - T06.4).

T06.6: AGC em serviço e falha de comunicação: Com o sistema AGC em serviço e com falha de comunicação, repetir os ensaios anteriores (T06.1 - T06.4).

Tabela 5.6: Perfil de carga protocolo T06. A carga reativa assinalada corresponde a carga capacitiva.

Período	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7
P (kW)	250	450	250	300	300	300	300
Q (kVAr)	50	50	50	60	60+150*	60	210

T07 – Operação autónoma do BESS e entrada em paralelo do grupo diesel

Objetivo: Verificação da estabilidade da rede com o BESS a alimentar uma carga constante e com o arranque, sincronização e entrada em paralelo do grupo diesel.

Condições iniciais:

- Carga: 300 kW / 60 kVAr
- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar: dar ordem de arranque ao grupo diesel enquanto o BESS alimenta a rede de forma autónoma.

T08 – Ensaio de funcionalidade de *black-start* do BESS

Objetivo: Verificação da estabilidade do sistema com o BESS a alimentar uma carga constante enquanto energiza a rede (*black-start*).

Condições iniciais:

- Carga: 300 kW / 60 kVAr
- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

5.3. CASO DE ESTUDO – SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA TERCEIRA

Comandos a aplicar: envio do sinal associado ao início de *black-start* para o sistema de armazenamento.

T09 – Operação do grupo diesel e BESS com curto-circuito de curta duração no nível de 10 kV

Objetivo: Verificação da capacidade do sistema para suportar curto-circuitos de curta duração, no nível de 10 kV, com a operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar uma carga constante.

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar: Com a rede a funcionar nas condições indicadas, provocar os seguintes defeitos: i) trifásico, ii) fase-fase, iii) fase-terra e iv) fase-fase-terra.

T10 – Operação autónoma do BESS com curto-circuito de curta duração no nível de 10 kV

Objetivo: Verificação da capacidade do sistema para suportar curto-circuitos de curta duração, no nível de 10 kV, com a operação do BESS a alimentar uma carga constante.

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar: repetir os procedimentos do T09.

T11 – Operação do grupo diesel e BESS com curto-circuito de curta duração no nível de 400 V

Objetivo: Verificação da capacidade do sistema para suportar curto-circuitos de curta duração, no nível de 400 V, com a operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar uma carga constante.

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: em serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar: repetir os procedimentos do T09.

T12 – Operação autónoma do BESS com curto-circuito de curta duração no nível de 400 V

Objetivo: Verificação da capacidade do sistema para suportar curto-circuitos de curta duração, no nível de 400 V, com a operação autónoma do BESS a alimentar uma carga constante.

Condições iniciais:

- Carga: 250 kW / 50 kVAr
- Grupo diesel: fora de serviço
- BESS: em serviço; SoC: 30–80%
- AGC: em serviço

Comandos a aplicar: repetir os procedimentos do T09.

Além do correto funcionamento do BESS, tanto em regime autónomo como em paralelo com o gerador diesel, espera-se que os resultados obtidos nos protocolos apresentados respeitem as medidas de qualidade de energia para os níveis de BT e MT expressas na norma EN 50160 [66], nomeadamente:

- Frequência do sistema:
 - Para sistemas com conexão síncrona a um sistema interconectado: 50 Hz \pm 1 % (ou seja: 49,5 – 50,5 Hz) durante 99,5 % do ano e 50 Hz + 4 % / - 6 % (ou seja: 47 – 52 Hz) durante 100 % do tempo
 - Para sistemas sem conexão síncrona a um sistema interconectado (sendo o caso da maior parte dos sistemas elétricos de certas ilhas): 50 Hz \pm 2 % (ou seja: 49 – 51 Hz) durante 99,5 % do ano e 50 Hz \pm 15 % (ou seja: 42,5 – 57,5 Hz) durante 100 % do tempo
- Tensão:
 - Em condições normais de operação, a tensão normalizada deve estar compreendida na gama 0,9 p.u. e 1,1 p.u.
 - No caso do fornecimento de energia em redes que não se encontram interligadas com sistemas de transporte ou para consumidores remotos, a tensão deve estar compreendida na gama 0,85 p.u. e 1,1 p.u.

Planeava-se poder executar todos os protocolos tanto através de simulações como de ensaios laboratoriais. Contudo, devido a razões externas e incontornáveis associadas a atrasos no projeto, tal foi impossibilitado. Os resultados dos protocolos T01 e T02, dos quais se obtiveram resultados de simulação uma vez que o evento mais comum na rede será o funcionamento em paralelo entre o BESS e o gerador, são descritos no seguinte capítulo.

5.3. CASO DE ESTUDO – SIMULAÇÕES E ENSAIOS LABORATORIAIS PARA A INTEGRAÇÃO DO BESS NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA TERCEIRA

Sendo o propósito desta dissertação o estudo de um modelo em pequena escala da integração do BESS no sistema de distribuição de uma rede elétrica isolada, com foco no teste laboratorial das funcionalidades do mesmo, prosseguiu-se esse objetivo através da análise de resultados de ensaios laboratoriais associados ao projeto SENSIBLE previamente elaborado, descrito no próximo capítulo, com os quais se fazem análises comparativas.

RESULTADOS

Por forma a apresentar os principais resultados de interesse referentes às etapas de simulação e de ensaios laboratoriais focados em redes elétricas isoladas com BESS integrado, este capítulo encontra-se organizado da seguinte forma: a secção 6.1 apresenta resultados referentes às simulações realizadas no âmbito do caso de estudo da ilha da Terceira, a secção 6.2 apresenta resultados de ensaios laboratoriais associados ao projeto SENSIBLE e, por último, a secção 6.3 apresenta a discussão dos resultados.

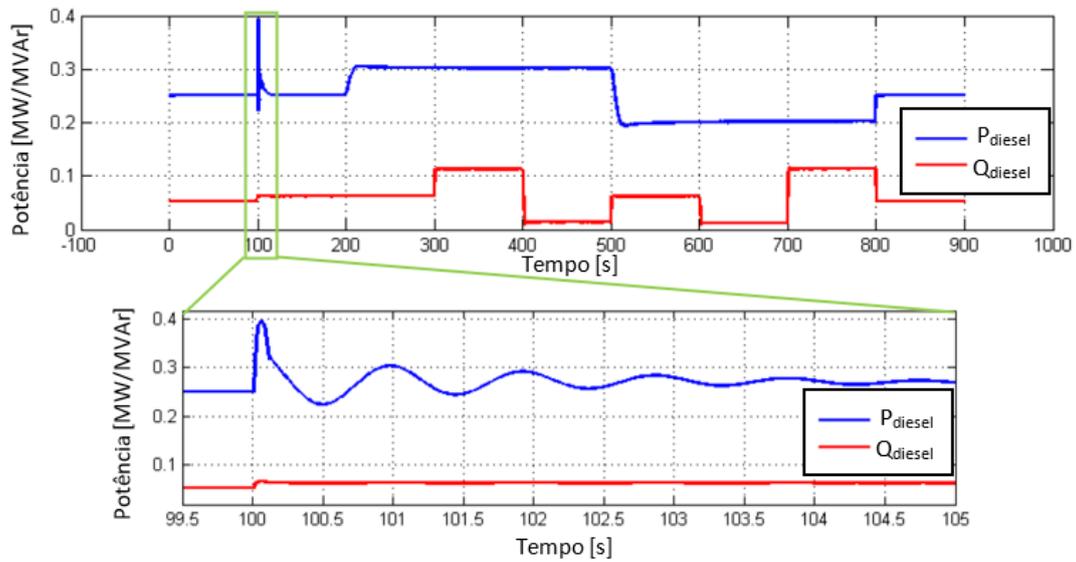
6.1 Simulações – Caso de estudo da ilha da Terceira

Nesta secção são apresentados os resultados de simulações associados à ligação do BESS à rede e à operação em paralelo do BESS e do gerador a alimentar um perfil de carga variável no tempo.

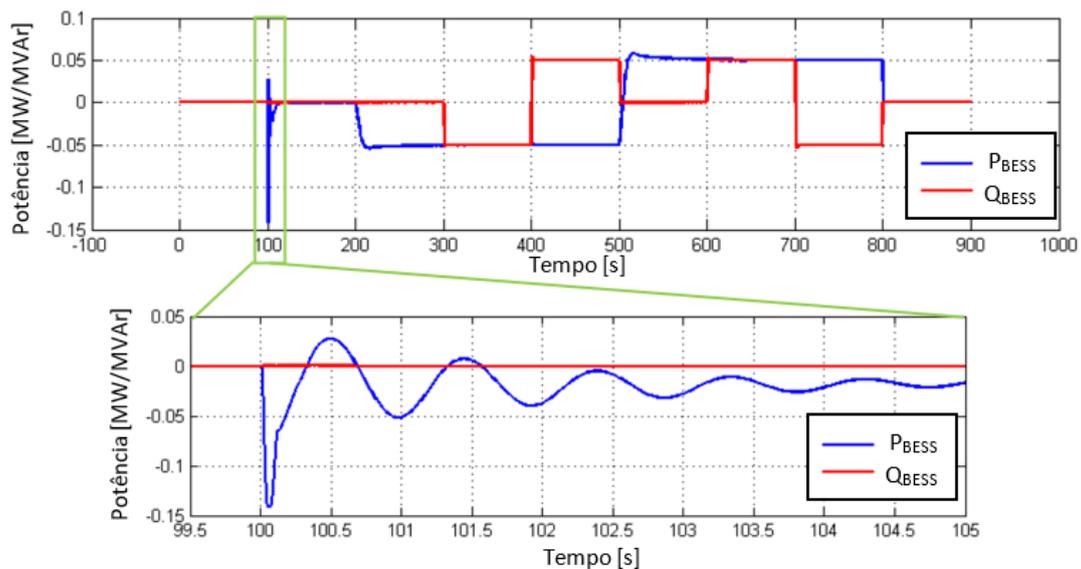
Com o BESS inicialmente fora de serviço, o gerador é responsável por fornecer os 250 kW e 50 kVAr exigidos pela carga, definidos no protocolo T01. O perfil de carga é mantido constante ao longo da simulação, enquanto é aplicado um perfil de potência em patamares tanto ao BESS como ao gerador diesel, tal como pode ser observado na figura 6.1. Nesta figura, a linha a azul representa a potência ativa, expressa em MW, enquanto a linha a vermelho representa a potência reativa, expressa em MVar.

Aos 100 s, é possível observar a ligação do BESS à rede, resultando numa oscilação significativa da potência ativa do sistema e, conseqüentemente, da frequência da rede. Tal pode ser justificado pela falta de sincronismo no momento de ligação, que não foi tida em conta na simulação. Conseqüentemente, uma vez que a bateria apresentava uma tensão desfasada da tensão da rede no momento de ligação, criou-se uma diferença de potencial que, por sua vez, originou um fluxo de corrente. Assim, no instante de ligação, verificam-se trocas de potência ativa entre o BESS e o gerador.

No decorrer da simulação são testadas todas as combinações possíveis do funcionamento do BESS no que toca ao consumo/injeção de potência ativa e reativa, sendo o gerador responsável por acompanhar as alterações de potências do BESS por forma a garantir o fornecimento de energia à carga. Aos 800 s o BESS é desligado e o gerador



(a) Gerador diesel.



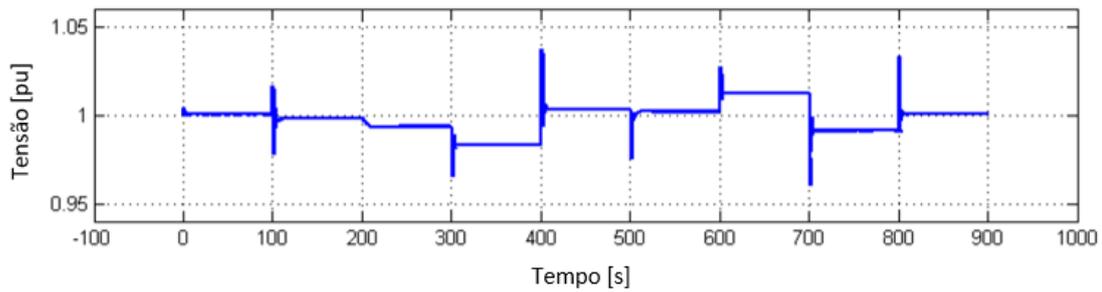
(b) BESS.

Figura 6.1: Potência ativa e reativa registadas nas simulações para o protocolo T01 nos elementos em estudo.

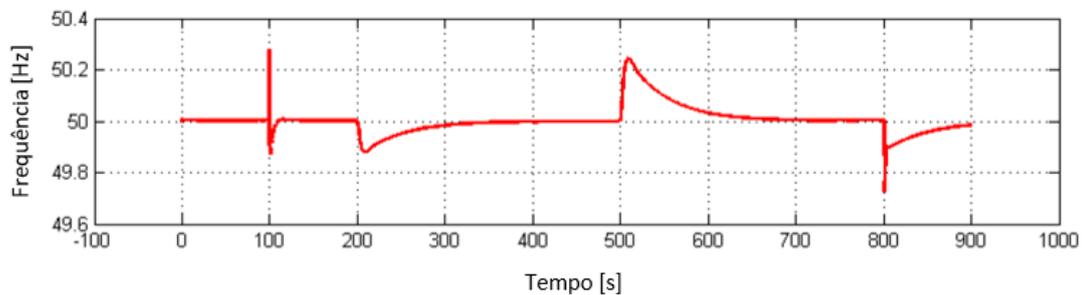
regressa às condições de potência iniciais (250 kW e 50 kVAr), como pode ser observado na figura 6.1.

Apesar da oscilação significativa de potência no momento de ligação, os resultados demonstram a estabilidade da operação em paralelo do BESS e do gerador diesel por forma a manter o equilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica.

É importante também mencionar que as oscilações observadas da tensão e da frequência da rede, representadas na figura 6.2, se encontram dentro dos intervalos permitidos,



(a) Tensão no barramento de MT – componente direta.



(b) Frequência no barramento.

Figura 6.2: Tensão e frequência registadas nas simulações para o protocolo T01.

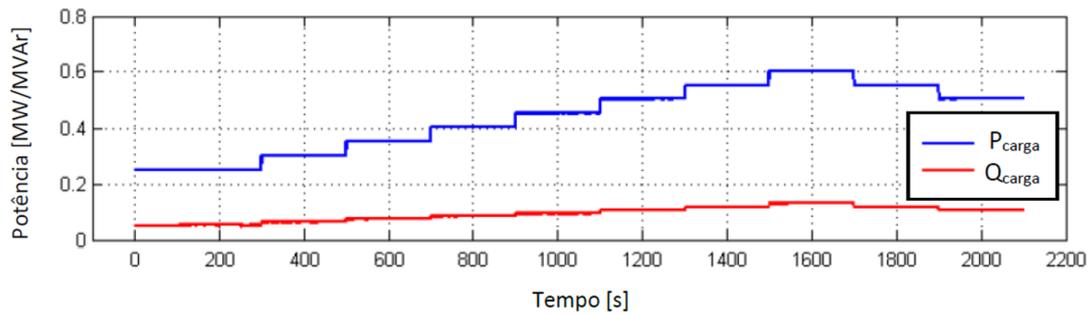
de acordo com a norma EN 50160, garantido a qualidade do fornecimento de energia no sistema elétrico.

O protocolo T02, por sua vez, encontra-se associado a um perfil de carga caracterizado por pequenas variações ao longo do tempo por forma a permitir verificar a capacidade de controlo primário e secundário do BESS e do gerador. Os resultados das simulações associados a este protocolo encontram-se representados nas figuras 6.3 e 6.4. Na figura 6.3, a linha a azul representa a potência ativa, expressa em MW, enquanto a linha a vermelho representa a potência reativa, expressa em MVAR.

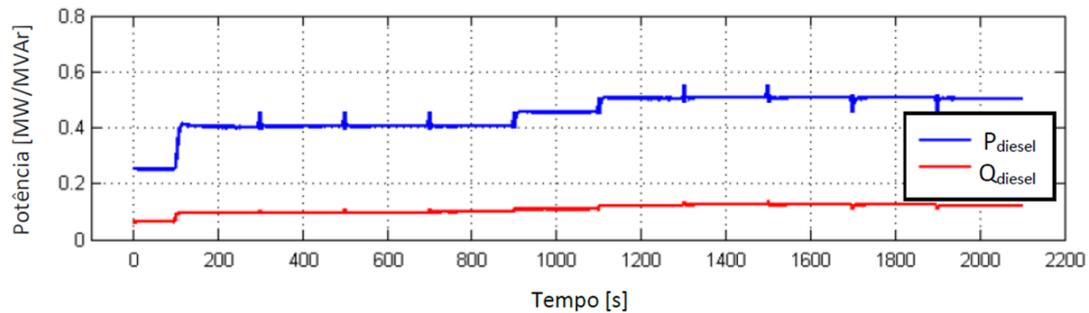
Neste estudo, o *set-point* inicial do BESS e do banco de cargas foi estabelecido a 0 kW/ 0 kVAR e 250 kW/ 50 kVAR, respetivamente. As condições iniciais foram mantidas durante 100 s, após os quais se aplicou as condições do período T₁ (ver tabelas 5.1 e 5.2). Posteriormente, os comandos associados a este protocolo foram aplicados a cada 200 s de simulação.

Pela análise da figura 6.3, é possível observar a estabilidade do sistema com operação em paralelo do BESS e do grupo diesel a alimentar um perfil de carga variável ao longo do tempo, garantindo o equilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica. O intervalo temporal estudado pode ser dividido em três regiões:

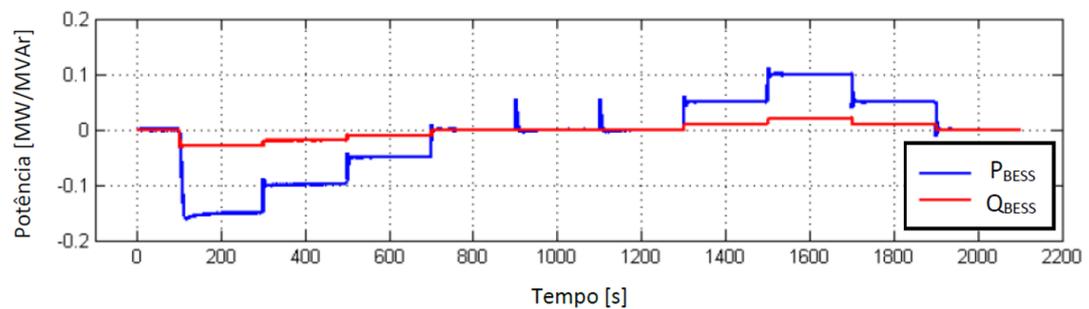
- Na primeira região, dos 100 aos 700 s, o BESS está a carregar, sendo o gerador responsável pelo fornecimento de energia à carga e à bateria. Contudo, os eventos de variação de carga são acompanhados pela diminuição da potência de carga do



(a) Carga.



(b) Gerador diesel.



(c) BESS.

Figura 6.3: Potência ativa e reativa registadas nas simulações para o protocolo T02 nos elementos em estudo.

BESS, permitindo ao gerador manter a potência ativa de 400 kW, à exceção dos instantes associados aos eventos transitórios de variação de carga.

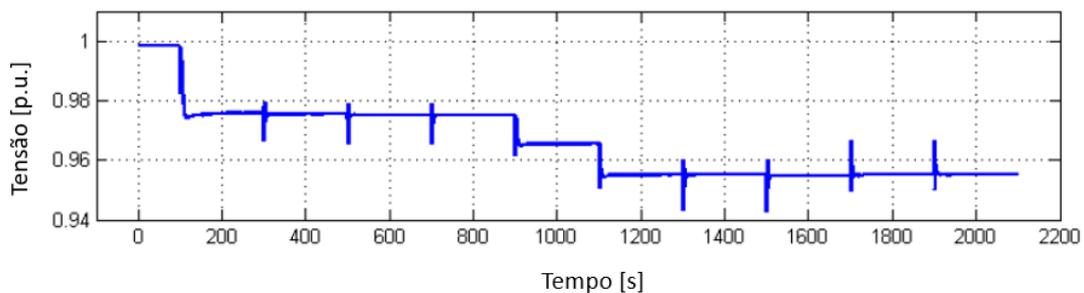
- Na segunda região, dos 700 aos 1300 s, o BESS encontra-se em *standby*, resultando num aumento da potência ativa fornecida pelo gerador por forma a conseguir conceder a potência exigida pela carga. Contudo, as transições verificadas aos 900 e 1100 s originam uma reação do BESS caracterizada por dois picos de potência ativa. Isto é, o BESS apresenta uma resposta inicial face à verificação da variação de carga, que é interrompida pelo sistema de controlo ao restabelecer os *set-points* do sistema de armazenamento aos valores 0 kW/ 0 kVAR. Esta reação do BESS permite comprovar a resposta rápida deste sistema face a eventos transitórios, por forma a

neutralizar desvios de tensão e de frequência.

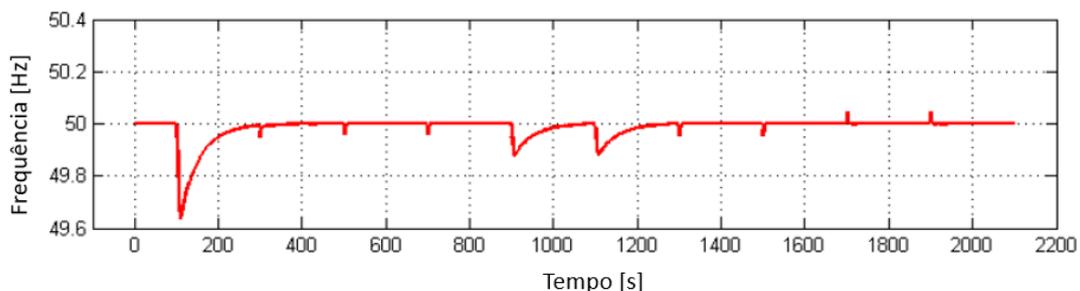
- Na terceira região, dos 1300 aos 1900 s, em que o BESS está a descarregar, é possível verificar a repartição de carga entre este sistema e o gerador, por forma a garantir o fornecimento de energia.

A figura 6.4 apresenta a evolução temporal da tensão e da frequência no âmbito do protocolo T02. Uma vez que o perfil de carga apresenta pequenas variações ao longo do tempo, os desvios de tensão e de frequência são reduzidos. Contudo, nos instantes 100, 900 e 1100 s registam-se as variações mais acentuadas da frequência justificadas pelas variações mais abruptas da potência ativa e reativa do conjunto BESS + gerador nesses mesmos instantes. É no entanto importante notar que os valores obtidos para estas duas grandezas se encontram dentro dos limites permitidos, comprovando a eficácia do controlo primário e secundário fornecido pelo BESS e pelo gerador diesel, com o mínimo de frequência correspondendo a 49,65 Hz e o mínimo de tensão correspondendo a 0,942 p.u.

No âmbito de simulações, foram ainda realizados protocolos associados a defeitos assimétricos na rede [67]. Os resultados obtidos foram insatisfatórios dado que o BESS não reagiu ao defeito. Dito de outra forma, o inversor do BESS não aumentou a corrente injetada na rede como forma de neutralizar a queda de tensão resultante do defeito e, assim, o mesmo não foi detetado.



(a) Tensão no barramento de MT – componente direta.



(b) Frequência no barramento.

Figura 6.4: Tensão e frequência registadas nas simulações para o protocolo T02.

6.2 Ensaio laboratoriais – Projeto SENSIBLE

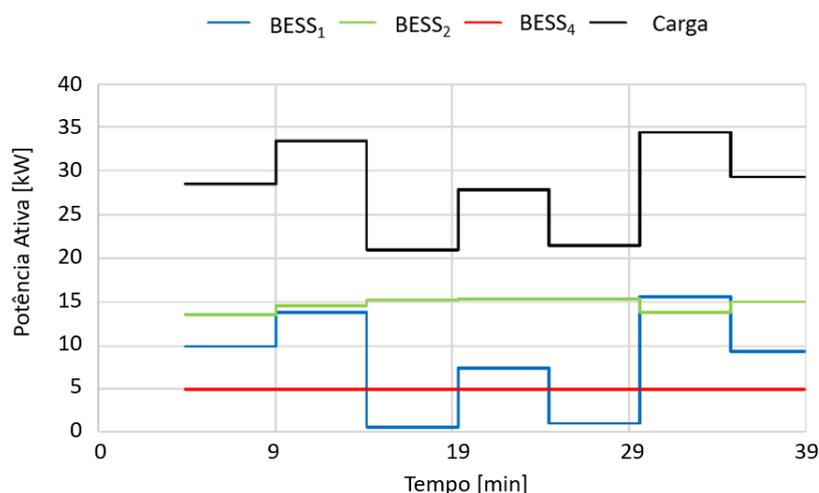
No âmbito do programa Horizonte 2020 foi desenvolvida uma micro-rede na vila de Valverde, em Évora, composta por vários sistemas de armazenamento eletroquímico baseados na tecnologia de íões de lítio, capaz de funcionar em modo ilha durante 90% do tempo ao longo do ano por uma duração de, pelo menos, 30 min. Como tal, os ensaios laboratoriais desenvolvidos no âmbito deste projeto tiveram como objetivo testar: i) a comunicação e integração dos diversos componentes e plataformas, ii) a coordenação, numa situação de regime transitório, dos vários sistemas de armazenamento instalados, iii) a estabilidade da operação da rede em modo ilha e iv) a situação de defeito na rede.

Uma vez que a análise laboratorial da integração do BESS no sistema de distribuição da ilha da Terceira foi impossibilitada, prosseguiu-se a finalidade do estudo laboratorial através da análise dos resultados associados à estabilidade da micro-rede da vila de Valverde, devido às semelhanças entre alguns aspetos dos dois projetos. A micro-rede associada ao sistema de distribuição da vila de Valverde pode funcionar tanto em modo conectado à rede principal, como em modo ilha, sendo que, dado o foco da dissertação no estudo do funcionamento do BESS em sistemas de distribuição de redes elétricas isoladas, os resultados associados ao funcionamento em modo ilha são analisados. Uma vez que os protocolos estabelecidos para o caso de estudo da ilha Terceira incluem o comportamento do BESS numa situação de defeito, os resultados associados ao regime de defeito no âmbito do projeto SENSIBLE são também discutidos. Adicionalmente, são ainda apresentados os resultados da transição da micro-rede de Valverde de modo conectado para modo ilha.

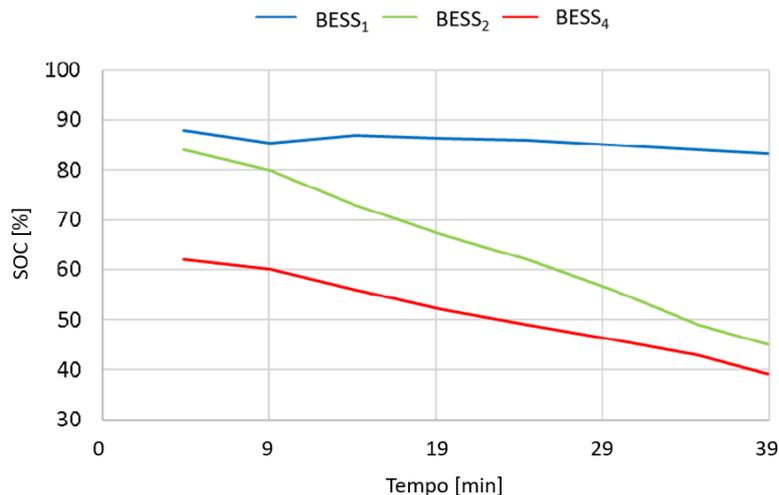
O sistema de baterias instalado na vila de Valverde é composto por três BESS: i) BESS₁ (50 kVA/100 kWh) que pode funcionar tanto em modo P/Q como em modo U/f , ii) BESS₂ (30 kVA/36 kWh) a funcionar em modo P/Q e iii) BESS₄^a (10 kVA/20 kWh) também a funcionar em modo P/Q . Desta forma, enquanto o BESS₁ é responsável pela transição de modo conectado à rede para modo ilha e pela imposição da tensão e frequência da rede, o BESS₂ e BESS₄ contribuem para a importação e exportação de potência de e para a rede.

A figura 6.5a apresenta a estabilidade de operação em paralelo das três unidades de armazenamento durante o período de funcionamento em modo ilha, com duração de 39 min, enquanto a figura 6.5b apresenta a evolução do SoC das mesmas. Como pode ser observado, o *output* de potência ativa do BESS₁ segue o perfil da potência ativa requisitada pela carga, neutralizando assim os desvios de frequência resultantes dos eventos transitórios de carga. Contudo, a descarga do BESS₁ foi pouco significativa, permitindo garantir capacidade de reserva de energia suficiente para assegurar o funcionamento da rede. Durante este intervalo de tempo, as restantes unidades de armazenamento descarregam à potência máxima, resultando num SoC final inferior a 50% – os valores de 15 e 5 kW estabelecidos para o BESS₂ e BESS₄, respetivamente, correspondem aos limites máximos de potência de descarga que evitam problemas de sobretensão. Assim, durante o funcionamento em modo ilha, o BESS₁ é capaz de garantir a estabilidade da micro-rede

^aManteve-se a numeração dos sistemas de armazenamento utilizada no projeto SENSIBLE.



(a) Potência ativa das unidades de armazenamento em modo de operação em ilha.



(b) Evolução do SoC das unidades de armazenamento em modo de operação em ilha.

Figura 6.5: Evolução temporal do modo de operação em ilha.

enquanto a ferramenta de balanço do sistema estima os *set-points* necessários a enviar às restantes unidades de suporte da rede por forma a minimizar a energia fornecida pelo BESS₁.

No que toca aos ensaios em situação de defeito, a figura 6.6 apresenta a corrente de *output* do BESS aquando de um defeito trifásico aos 0 s. A queda de tensão resultante do defeito trifásico é neutralizada pelo aumento da corrente injetada que, após ser detetada, leva à abertura do disjuntor, resultando numa corrente nula aos terminais do BESS a partir dos 5 ms aproximadamente.

Adicionalmente são ainda apresentados os resultados experimentais obtidos no regime de transição. A transição do modo conectado à rede para o modo ilha origina grandes

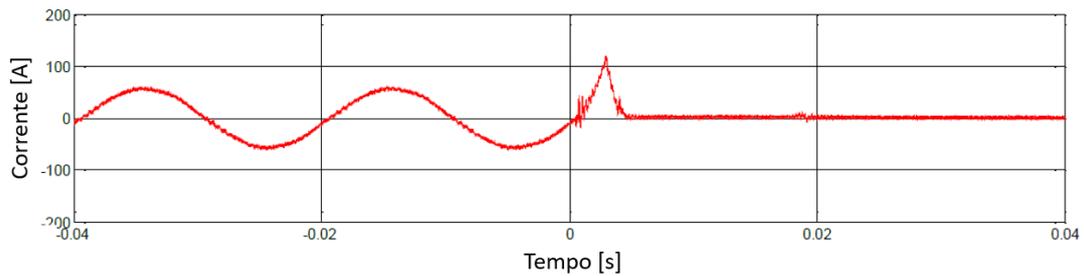


Figura 6.6: Corrente aos terminais do BESS em situação de defeito trifásico.

desequilíbrios entre a produção e a procura de energia elétrica, que devem ser imediatamente corrigidos pelos sistemas de armazenamento por forma a evitar um colapso do sistema elétrico.

As figuras 6.7 e 6.8 apresentam a frequência e a tensão aos terminais do BESS₁, respetivamente, no instante de transição da rede para operação em ilha (retângulo a vermelho), enquanto a figura 6.9 apresenta a potência aparente medida aos terminais do BESS₁, BESS₂ e BESS₄. É possível observar uma resposta imediata do BESS₁, que inicialmente apresentava um *set-point* de potência aparente de 0 kVA, por forma manter a tensão e a frequência dentro dos limites técnicos regulados. Adicionalmente ao controlo de tensão e de frequência, a atuação do BESS₁ permitiu ainda garantir o fornecimento de energia.

O retângulo amarelo corresponde ao instante em que os *set-points* de potência são enviados para o BESS₂ e BESS₄, cujo fornecimento de energia permitiu reduzir a potência do BESS₁.

O processo inverso, correspondente à transição de modo ilha para o modo conectado à rede, requer a sincronização entre a micro-rede e a rede principal por forma a permitir uma reconexão segura do sistema. Contudo, este processo não se encontra enquadrado no âmbito da presente dissertação e, por isso, não é detalhadamente abordado.

6.2. ENSAIOS LABORATORIAIS – PROJETO SENSIBLE

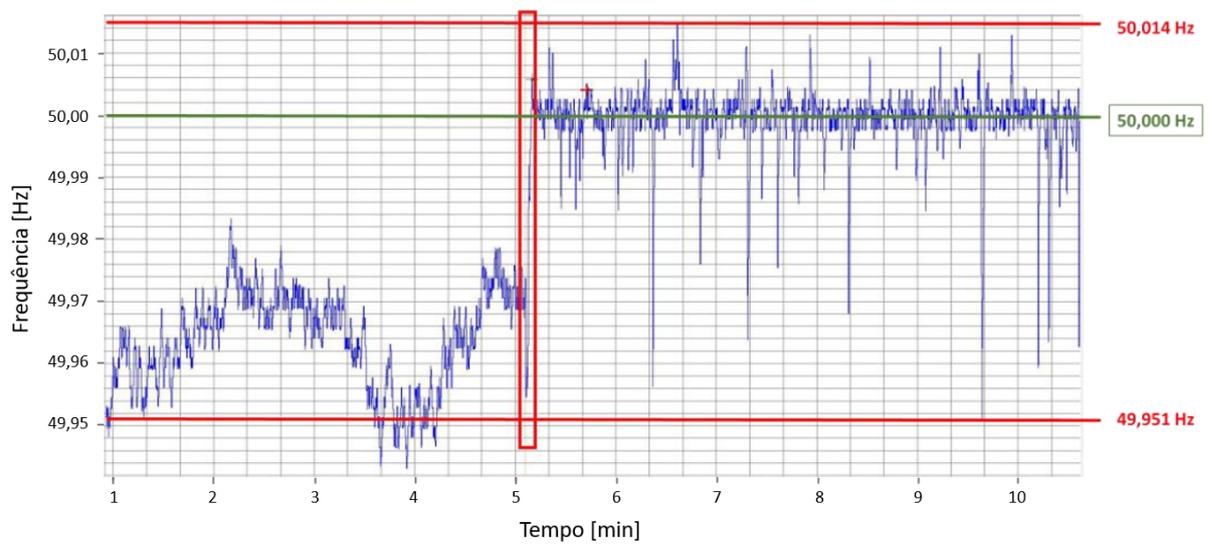


Figura 6.7: Frequência aos terminais do BESS₁ durante a transição para modo ilha.

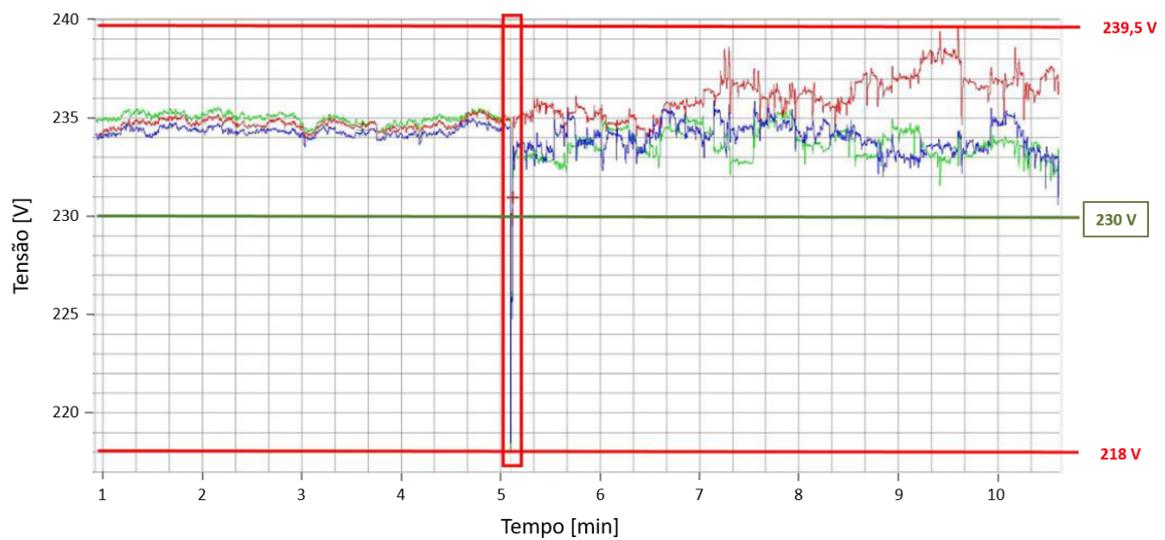
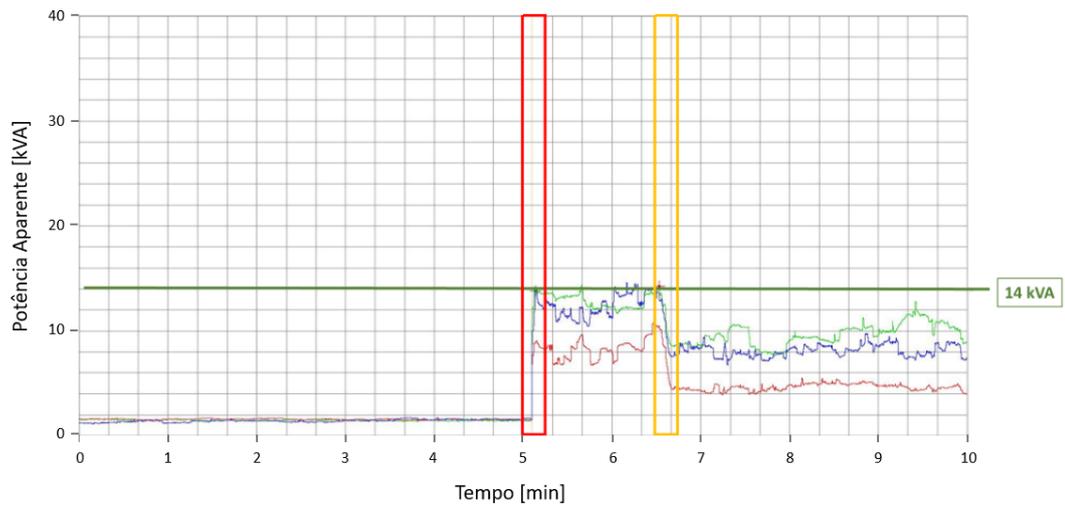
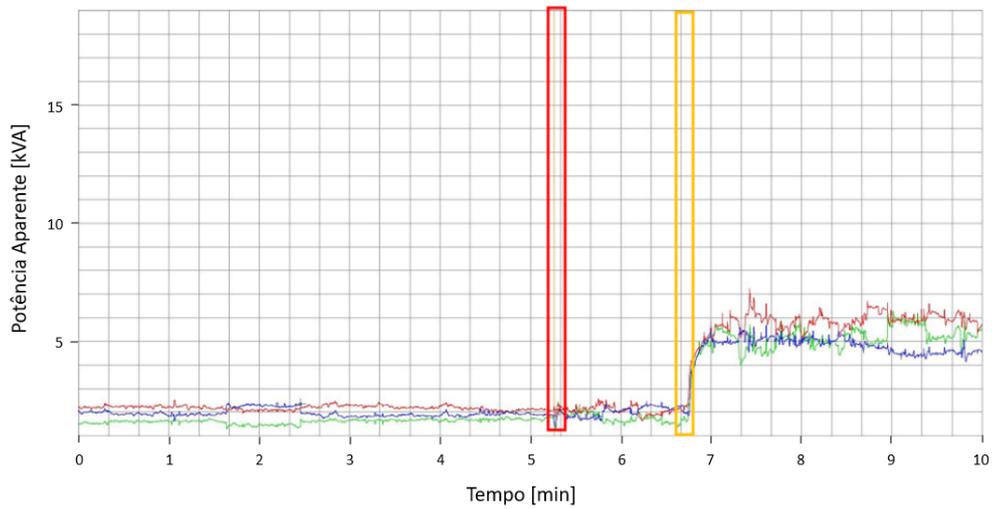


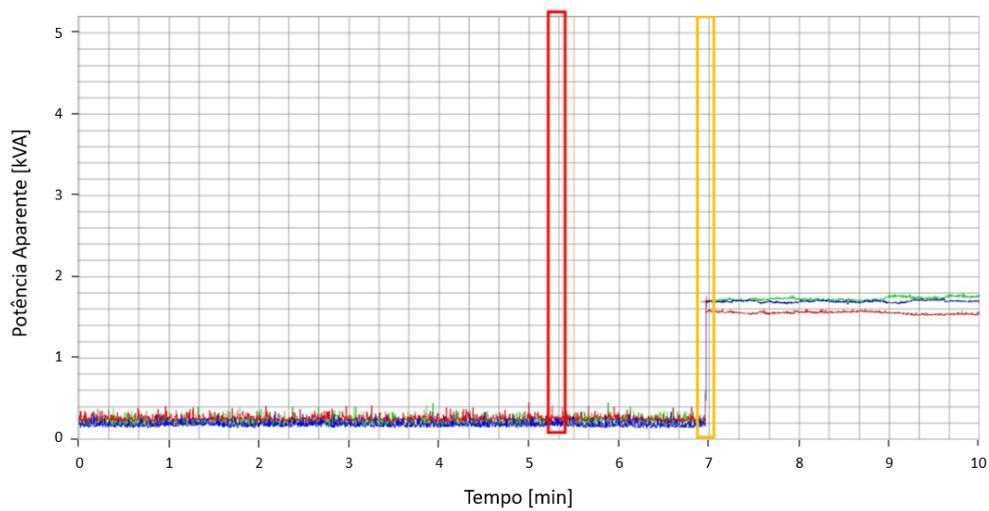
Figura 6.8: Tensão aos terminais do BESS₁ durante a transição para modo ilha.



(a) BESS₁.



(b) BESS₂.



(c) BESS₄.

Figura 6.9: Potência aparente aos terminais dos sistemas de armazenamento durante a transição para modo ilha.

6.3 Discussão dos resultados

A integração eficaz do BESS na rede elétrica requer a análise de uma série de resultados de simulações e ensaios laboratoriais que caracterizem todos os eventos da rede a que o sistema de armazenamento será sujeito, nomeadamente eventos de subida/descida de carga ativa/reativa e situações de defeitos simétricos e assimétricos com base na impedância de defeito característica de cada nível de tensão em estudo. A análise desses mesmos resultados permite detetar possíveis erros do sistema de armazenamento e corrigi-los antes da sua integração, por forma a garantir a funcionalidade do sistema quando integrado na rede. Nomeadamente, em contexto de simulações do caso de estudo da integração do BESS na rede elétrica da ilha da Terceira, o sistema de armazenamento apresentou resultados insatisfatórios na deteção de baixas correntes de defeito associadas a defeitos assimétricos, permitindo alertar o fabricante do sistema para o sucedido e, assim, evitar a integração do BESS na rede elétrica sem o cumprimento de todos os requisitos que lhe foram impostos. Esta ocorrência permitiu demonstrar que os sistemas de armazenamento de energia eletroquímica ainda não apresentam maturidade suficiente que permita uma decisão simples de integração na rede, sendo necessário submetê-los a uma série de testes por forma a comprovar que, além de fornecerem serviços auxiliares à operação da rede, não prejudicam de nenhuma forma o desempenho da rede elétrica.

Deste modo, apesar da normalização já existente associada à avaliação do desempenho de sistemas de armazenamento no cumprimento dos requisitos impostos, a boa integração do BESS na rede elétrica requer o desenvolvimento de protocolos exaustivos associados a todos os eventos da rede a que o sistema será sujeito. Tanto quanto é do nosso conhecimento, na literatura não são abordados protocolos associados a simulações e ensaios laboratoriais por forma a integrar o BESS no sistema de distribuição de uma rede elétrica isolada, pelo que a definição dos mesmos se tornou essencial para o caso de estudo da integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira.

Contudo, e apesar de não ter sido possível analisar os resultados de todos os protocolos, foi possível comprovar a estabilidade de operação em paralelo entre o gerador diesel e o BESS, evidenciando a comunicação efetiva entre os dois sistemas por forma a garantir o fornecimento de energia de acordo com o perfil de carga definido.

Adicionalmente, os resultados das simulações permitiram comprovar a qualidade do fornecimento de energia no sistema de distribuição de acordo com a norma EN 50160, uma vez que tanto a tensão como a frequência se encontram dentro dos limites permitidos.

Contrariamente ao caso de estudo da rede elétrica da ilha da Terceira, que por corresponder a um sistema isolado, o BESS funciona sempre em modo U/f , no caso do projeto SENSIBLE, a micro-rede apenas funciona em modo ilha em situações de emergência, pelo que o BESS₁ funciona maioritariamente em modo P/Q juntamente com o BESS₂ e o BESS₄. Assim, uma vez que as funcionalidades dos sistemas de armazenamento e as características das redes elétricas dos dois projetos são diferentes, os sistemas de armazenamento

utilizados no projeto SENSIBLE apresentam uma capacidade consideravelmente inferior quando comparada ao BESS estudado no caso da rede elétrica da ilha da Terceira.

Contudo, apesar de os BESS, bem como outros equipamentos e sistemas, utilizados no projeto SENSIBLE serem diferentes dos utilizados no caso de estudo da ilha da Terceira, os resultados satisfatórios observados nos ensaios laboratoriais são importantes de mencionar dado que comprovam a eficácia deste sistema de armazenamento na estabilidade e otimização da operação das redes elétricas isoladas. Nomeadamente, a coordenação adequada das unidades de armazenamento permite garantir a segurança do funcionamento em modo ilha através do aumento da capacidade de reserva disponível ou, dito de outra forma, através da minimização da descarga da unidade de armazenamento a funcionar em modo U/f .

Os resultados associados à situação de defeito permitiram demonstrar a capacidade do sistema em detetar baixas correntes de defeito, sendo que a corrente de curto-circuito atingida aos terminais do BESS foi aproximadamente duas vezes superior à corrente nominal, tal como seria de esperar dado o facto de os inversores dos sistemas de armazenamento apresentarem uma corrente de curto-circuito geralmente limitada a um máximo de duas vezes a corrente nominal [42].

É importante também referir a eficácia verificada na transição da micro-rede de Valverde para o modo de operação em ilha, sendo possível associar estes resultados à prevenção de incidentes como, por exemplo, o verificado em Portugal a 24 de julho de 2021, destacado por ser recente e contemporâneo ao presente estudo. Este incidente, causado por um hidroavião, originou um problema no sistema de alimentação elétrica entre França e Espanha num período de elevada importação por parte do sistema elétrico ibérico [68]. Como consequência, dado o desequilíbrio entre a produção e a procura de energia elétrica, e a consequente redução acentuada da frequência da rede, a REN ativou os planos de defesa controlada que estabeleceram o deslastre de carga verificado em muitos concelhos do território nacional português. Os resultados observados nos ensaios laboratoriais associados ao projeto SENSIBLE permitiram demonstrar a possibilidade de operação em ilha numa rede de baixa tensão apenas recorrendo a sistemas de armazenamento de energia eletroquímica e eletrónica associada, evitando assim os danos causados por incidentes como o colapso do sistema elétrico verificado a 24 de julho. Tal apenas é possível dada a integração do BESS com capacidade suficiente para assegurar o fornecimento de energia aos consumidores e para controlar os parâmetros fundamentais da rede elétrica – a tensão e a frequência.

CONCLUSÃO

Os sistemas de armazenamento tornaram-se um componente integrante de redes elétricas que apresentam uma penetração crescente de fontes de energia renovável. Neste âmbito, o trabalho realizado tinha como objetivo desenvolver uma análise detalhada das simulações e ensaios laboratoriais a realizar antes da integração do sistema de armazenamento de energia eletroquímica no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira.

Para tal, foram analisados os regulamentos e normas disponíveis que definem as simulações e ensaios laboratoriais a realizar por forma a demonstrar o desempenho do sistema de armazenamento no cumprimento dos requisitos impostos. Esta análise permitiu identificar a necessidade do desenvolvimento de protocolos adaptados aos diversos contextos, considerando as características particulares de cada rede elétrica. Adicionalmente, e tendo em conta os sistemas elétricos isolados, foram identificadas as quatro vertentes que devem ser estudadas por forma a analisar o comportamento do BESS quando integrado numa rede elétrica isolada e, por fim, foram apresentados os protocolos a seguir no caso de estudo da rede elétrica da ilha da Terceira.

A análise de resultados teve como base dois projetos, o caso de estudo presente da rede elétrica da ilha da Terceira e o projeto SENSIBLE previamente elaborado no âmbito do programa Horizonte 2020, tendo sido possível demonstrar a eficácia do sistema de armazenamento no fornecimento de controlo primário e secundário, na deteção de baixas correntes de falha resultantes de um curto-circuito trifásico e na transição da micro-rede de modo conectado para modo ilha. Os resultados permitiram ainda comprovar a qualidade do fornecimento de energia no sistema de distribuição com a operação do BESS, com os valores de tensão e frequência dentro dos limites definidos na norma EN 50160.

Em suma, foi possível assegurar que os sistemas de armazenamento de energia eletroquímica correspondem a uma solução fiável para a operação do sistema elétrico, dado que permitem fornecer serviços auxiliares que contribuem para a estabilidade de operação da rede. Contudo, foi demonstrado que estes sistemas ainda não apresentam maturidade suficiente que permita uma decisão simples de integração na rede, sendo por isso fundamental submetê-los a diversos testes, tanto a nível de simulação como de ensaios laboratoriais.

No futuro, espera-se que se possam efetivar os ensaios laboratoriais planeados, bem como as simulações dos restantes protocolos, no âmbito do caso de estudo da integração do BESS no sistema de distribuição da rede elétrica da ilha da Terceira, por forma a que os resultados das duas etapas possam ser comparados e o modelo teórico possa ser corroborado.

A presente dissertação forneceu uma base detalhada dos protocolos necessários a serem considerados em projetos futuros de integração do BESS em sistemas geograficamente isolados, no âmbito da análise do sistema de armazenamento em regime de simulação e de ensaios laboratoriais, por forma a garantir a sua boa integração.

BIBLIOGRAFIA

- [1] P. Lombardi, Z. A. Styczynski e P. Komarnicki, *Electric energy storage systems: flexibility options for smart grids*. Springer, 2017.
- [2] S. F. Bush, *Smart grid: Communication-enabled intelligence for the electric power grid*. John Wiley & Sons, 2014.
- [3] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao e M.-C. Lin, “Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3091–3106, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>.
- [4] International Electrotechnical Commission, *World Plugs*, Consultado a 18-01-2021. URL: <https://www.iec.ch/world-plugs>.
- [5] Y. Bamberger, J. Baptista, R. Belmans, B. M. Buchholz, M. Chebbo, J. L. D. V. Doblado e et al., *Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future: European Technology Platform SmartGrids*, English, sér. Community research. Energy EUR 22040. Office for Official Publications of the European Communities, 2006, ISBN: 92-79-01414-5.
- [6] X. Luo, J. Wang, M. Dooner e J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”, *Applied energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>.
- [7] “Electricity Storage Technology Review - prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy”, On Location, 2020, Consultado a 20-08-2021. URL: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>.
- [8] P. Ferrão et al., “Armazenamento de Energia em Portugal, Relatório Final do Contrato ADENE-CPR-2020-001 entre a Universidade de Lisboa e a ADENE.”, 2020, Consultado a 20-05-2021. URL: https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA_Texto_Final_revisto-OBS-v2.pdf.

- [9] D. A. Katsaprakakis, I. Dakanali, C. Condaxakis e D. G. Christakis, “Comparing electricity storage technologies for small insular grids”, *Applied Energy*, vol. 251, p. 113 332, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113332>.
- [10] P. Blechinger, C. Cader, P. Bertheau, H. Huyskens, R. Seguin e C. Breyer, “Global analysis of the techno-economic potential of renewable energy hybrid systems on small islands”, *Energy Policy*, vol. 98, pp. 674–687, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.043>.
- [11] D. S. Mallapragada, N. A. Sepulveda e J. D. Jenkins, “Long-run system value of battery energy storage in future grids with increasing wind and solar generation”, *Applied Energy*, vol. 275, p. 115 390, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115390>.
- [12] J. I. Chowdhury et al., “Techno-environmental analysis of battery storage for grid level energy services”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110 018, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110018>.
- [13] “Apoio da UE ao armazenamento de energia - Documento informativo”, Tribunal de Contas Europeu, 2019, Consultado a 22-03-2021. URL: https://www.eca.europa.eu/lists/ecadocuments/brp_energy/brp_energy_pt.pdf.
- [14] “Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia elétrica em 2020 - CARE 2020”, EDA, março 2021.
- [15] SIEMENS, *Acelerando a descarbonização nos Açores*, Consultado a 21-09-2021. URL: <https://new.siemens.com/br/pt/empresa/stories/energia/descarbonizacao-carregamento-baterias.html>.
- [16] T. B. Reddy, *Linden’s handbook of batteries*. McGraw-Hill Education, 2011.
- [17] M. Sterner e I. Stadler, *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. Springer, 2019.
- [18] S. Paul, “Materials and electrochemistry: Present and future battery”, *Journal of Electrochemical Science and Technology*, vol. 7, n.º 2, pp. 115–131, 2016. DOI: <https://doi.org/10.33961/JECST.2016.7.2.115>.
- [19] “Electrical energy storage (EES) systems - Part 1: Vocabulary”, IEC 62933-1, International Electrotechnique Commission, Geneva, Switzerland, 2018.
- [20] “Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems”, DNVGL, RP-0043 Edição setembro 2017.
- [21] A. S. Muñoz, M. Garcia e M. Gerlich, “Overview of storage technologies”, Project Sensible, Rep. no. D2.1, 2016. URL: <https://www.projectsensible.eu/documents/overview-of-storage-technologies.pdf>.
- [22] K. R. Khalilpour, “Single and Polystorage Technologies for Renewable-Based Hybrid Energy Systems”, em *Polygeneration with Polystorage for Chemical and Energy Hubs*. Academic Press, 2018, pp. 77–131.

- [23] X. Han, T. Ji, Z. Zhao e H. Zhang, “Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting”, *Renewable Energy*, vol. 78, pp. 643–647, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.056>.
- [24] D. M. Rosewater, D. A. Copp, T. A. Nguyen, R. H. Byrne e S. Santoso, “Battery energy storage models for optimal control”, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 178 357–178 391, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2957698>.
- [25] J. M. Reniers, G. Mulder, S. Ober-Blöbaum e D. A. Howey, “Improving optimal control of grid-connected lithium-ion batteries through more accurate battery and degradation modelling”, *Journal of Power Sources*, vol. 379, pp. 91–102, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.01.004>.
- [26] R. Bussar et al., “Battery energy storage for smart grid applications”, *Association of European Automotive and Industrial Battery Manufacturers*, 2013.
- [27] R. H. Byrne, T. A. Nguyen, D. A. Copp, B. R. Chalamala e I. Gyuk, “Energy management and optimization methods for grid energy storage systems”, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13 231–13 260, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2741578>.
- [28] J. Fang, H. Li, Y. Tang e F. Blaabjerg, “On the inertia of future more-electronics power systems”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, n.º 4, pp. 2130–2146, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2877766>.
- [29] C. Mosca et al., “Mitigation of frequency stability issues in low inertia power systems using synchronous compensators and battery energy storage systems”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, n.º 17, pp. 3951–3959, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.7008>.
- [30] J. P. S. Paiva, “Controlo de frequência e tensão”, em *Redes de energia elétrica - uma análise sistémica*. IST PRESS, 2007, pp. 349–420.
- [31] P. M. Ashton, C. S. Saunders, G. A. Taylor, A. M. Carter e M. E. Bradley, “Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, n.º 2, pp. 701–709, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2333776>.
- [32] P. Tielens e D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>.
- [33] K. S. Ratnam, K. Palanisamy e G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions-a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, p. 109 773, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109773>.

- [34] H. R. Chamorro et al., “Nadir frequency estimation in low-inertia power systems”, em *2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, IEEE, 2020, pp. 918–922. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISIE45063.2020.9152296>.
- [35] F. M. Gonzalez-Longatt e S. M. Alhejaj, “Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system”, em *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*, IEEE, 2016, pp. 605–610. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2016.7796453>.
- [36] L. Toma et al., “On the virtual inertia provision by bess in low inertia power systems”, em *International Energy Conference (ENERGYCON)*, IEEE, 2018, pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2018.8398755>.
- [37] S. D. Roy e S. Debbarma, “Inertia emulation using battery management system in a low inertia grid with hvdc links”, em *2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE)*, IEEE, 2018, pp. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPETSG.2018.8659053>.
- [38] J. Tan e Y. Zhang, “Coordinated control strategy of a battery energy storage system to support a wind power plant providing multi-timescale frequency ancillary services”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, n.º 3, pp. 1140–1153, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2663334>.
- [39] T. G. Manohar e R. Reddy, “Literature review on voltage stability phenomenon and importance of FACTS controllers in power system environment”, *Global Journal of Researches in Engineering Electrical and Electronics Engineering*, vol. 12, pp. 24–29, 2012.
- [40] P. Thannimalai, R. R. Raman, P. Nair e K. Nithiyanthan, “Voltage stability analysis and stability improvement of power system.”, *International Journal of Electrical & Computer Engineering (2088-8708)*, vol. 5, n.º 2, 2015. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v5i2.pp189-197>.
- [41] U. Datta, A. Kalam e J. Shi, “Battery energy storage system for aggregated inertia-droop control and a novel frequency dependent state-of-charge recovery”, *Energies*, vol. 13, n.º 8, p. 2003, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13082003>.
- [42] “SENSIBLE Deliverable D4.1 – Laboratory validation”, Comunicação interna, junho 2017.
- [43] “SENSIBLE Deliverable D4.2 – Évora demonstrator”, Comunicação interna, dezembro 2018.
- [44] “Descrição do funcionamento do MIBEL”, Conselho de Reguladores do MIBEL, 2009, Consultado a 26-05-2021. URL: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf.

- [45] REN, *Sistema de informação de mercados de energia - MIBEL*, Consultado a 27-05-2021. URL: <https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOme1/Paginas/default.aspx>.
- [46] “Funcionamento do mercado diário”, Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A., Consultado a 23-05-2021. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario_p_0.pdf.
- [47] “Detalhes do funcionamento do mercado intradiário”, Operador do Mercado Ibérico de Energia – Polo Espanhol, S.A, Consultado a 27-05-2021. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo_p.pdf.
- [48] OMIE, *Mercado diário - curvas agregadas de oferta e demanda*, Consultado a 26-05-2021. URL: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggagate-suply-curves?scope=daily&date=2021-05-26&hour=1>.
- [49] REN, *Sistema de informação de mercados de energia - informação horária*, Consultado a 27-05-2021. URL: <https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/ProgramasHorarios/Paginas/default.aspx>.
- [50] UK ROADMAP, *Chapter 3 - Energy Storage*, Consultado a 01-06-2021. URL: <https://ukesr.supergenstorage.org/chapters/energy-storage/>.
- [51] “Electricity capacity report”, National Grid ESO, Maio 2020, Consultado a 01-06-2021. URL: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Electricity%20Capacity%20Report%202020.pdf>.
- [52] “Understanding the Capacity Market”, Engie, Consultado a 03-06-2021. URL: <https://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>.
- [53] “Capacity Market Stress Event Guide - Version 2.0”, Electricity Settlements, Company (ESC) e National Grid ESO, 2020, Consultado a 03-06-2021. URL: https://www.lowcarboncontracts.uk/sites/default/files/2020-06/C%20StressE%20guide%20V2_1.pdf.
- [54] Regen SW, TLT Solicitors, Green Hedge International e Triodos Bank, “Energy Storage - Towards a commercial model - 2nd Edition”, 2016, Consultado a 04-06-2021. URL: https://www.regen.co.uk/wp-content/uploads/P2P_-_Energy_storage_-_2nd_Edition_-_DIGITAL_FILE_Singles.pdf.
- [55] “Firm frequency response tender rules and standard contract terms”, National Grid Electricity Transmission plc, Consultado a 06-06-2021. URL: <https://www.nationalgrideso.com/document/93301/download>.
- [56] W. Muncaster, *Routes to market - finding flexibility with a demand side aggregator*, Consultado a 25-05-2021. URL: <http://powerresponsive.com/wp-content/uploads/2018/10/Local-Authorities-Workshop-Session-3.pdf>.

- [57] “Enhanced frequency response - Invitation to tender for pre-qualified parties”, National Grid, 2016, Consultado a 06-06-2021. URL: <https://www.nationalgrideso.com/document/101541/download>.
- [58] EDP, *Energy Storage Évora*, Consultado a 15-04-2021. URL: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/energy-storage-evora>.
- [59] “Leilão português regista preço de energia solar mais baixo do mundo”, República Portuguesa - Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, 2020, Consultado a 10-06-2021. URL: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBQAAAB%2bLCAAAAAABAAzNDC2tAQA8cDk3QUAAAA%3d>.
- [60] Observador, *Leilão solar. Novo recorde de preço mais baixo e ganho de 559 milhões para consumidores, garante Governo*. Consultado a 30-05-2021. URL: <https://observador.pt/2020/08/26/leilao-solar-novo-recorde-de-preco-mais-baixo-e-ganho-de-559-milhoes-para-consumidores-garante-governo/>.
- [61] “Plano Nacional Integrado Energia e Clima submetido por Portugal à Comissão Europeia em final de dezembro de 2019 (versão final)”, Portugal energia, 2019, Consultado a 27-04-2021. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_final_necp_main_pt.pdf.
- [62] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas e M. Kay, “Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 109–125, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047>.
- [63] SAFT, *Operation and use of an Energy Storage System (ESS)*, Consultado a 23-09-2021. URL: <https://www.saftbatteries.com/media-resources/our-stories/operation-and-use-energy-storage-system-ess>.
- [64] “REGULAMENTO (UE) 2016/631 DA COMISSÃO, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede”, Consultado a 17-08-2021. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=DE>.
- [65] “Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1: Unit parameters and testing methods - General specification”, IEC 62933-2-1, International Electrotechnique Commission, Geneva, Switzerland, 2017.
- [66] “Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks”, EUROPEAN STANDARD, EN 50160, 2010.
- [67] EDP Labelec, *Informação confidencial*, 2021.
- [68] Jornal de Notícias, *Acidente com avião em França causou "apagão" em Portugal*, Consultado a 28-07-2021. URL: <https://www.jn.pt/nacional/apagao-esta-a-afetar-concelhos-de-norte-a-sul-do-pais-13971226.html>.

