Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Otimização do Planeamento de Sistemas de Armazenamento Distribuído de Energia em Redes com Elevada Produção Dispersa

Ismael Tiago Sá Miranda

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite
Coorientador: Dr. Nuno Filipe Gonçalves da Silva

Julho de 2012

© Ismael Tiago Sá Miranda, 2012

U.PORTO
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA UNIVERSIDADE DO PORTO

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES **2011/2012**

A Dissertação intitulada

"Otimização do Planeamento de Sistemas de Armazenamento Distribuído de Energia em Redes com Elevada Produção Dispersa"

foi aprovada em provas realizadas em 19-07-2012

o júri

João Paulo Tomé Saraiva

Presidente **Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva**
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Sérgio Augusto R Leitão

Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

Helder Filipe Duarte Leite

Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

Ismael Tiago Sá Miranda

Autor - Ismael Tiago Sá Miranda

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A introdução de Produção Dispersa apresenta desafios para a operação dos sistemas elétricos de energia. Do seu impacto nas redes de distribuição emerge a necessidade de redes elétricas se tornarem mais flexíveis e que possam assegurar fiabilidade, qualidade de serviço assim como eficiência operacional.

Os sistemas de armazenamento distribuído de energia podem endereçar esses desafios emergentes cobrindo as necessidades operacionais de potência, tempo de resposta e energia. Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia que tem por principal objetivo o dimensionamento ótimo e a seleção da tecnologia adequada destes sistemas através de uma análise técnico-económica e uma otimização da estratégia de funcionamento do sistema. As aplicações dos sistemas de armazenamento distribuído de energia incluída neste trabalho e às quais a metodologia desenvolvida se adapta são a regulação de tensão em redes de distribuição, o deslocamento horário da energia proveniente de fontes de Produção Dispersa e a amenização da variabilidade da Produção Dispersa de carácter renovável.

A metodologia desenvolvida é aplicada a quatro casos de estudo referentes a diferentes desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa e cujos resultados mostram que, pela carga e descarga de energia, os sistemas de armazenamento distribuído de energia podem manter ou melhorar a fiabilidade e flexibilidade das redes de distribuição enquanto integra de forma eficiente Produção Dispersa, compensando eventuais oscilações nos perfis de tensão e evitando congestionamento na rede. Além disso, com uma correta interação entre os sistemas de armazenamento distribuído de energia e as fontes de Produção Dispersa de carácter renovável, os benefícios técnicos e económicos intrínsecos à introdução de Produção Dispersa de origem renovável, podem ser aumentados conduzindo a uma maior acomodação de Produção Dispersa nas redes elétricas.

Abstract

The introduction of Dispersed Generation poses new challenges to power systems operation. Their impact on distribution networks urges the need of a more flexible grid that can ensure high reliability and power quality as well as operational efficiency.

Distributed storage systems may address those emerging challenges by covering operational needs of power, response time and energy. In this work, a methodology is developed with the main goal of optimal sizing and selection of the adequate technology of distributed storage systems through a techno-economic analysis and an optimal scheduling strategy. Voltage regulation, Dispersed Generation energy time-shift and renewable sources variability smoothing are the distributed storage applications of focus in this work.

The developed methodology is applied on four study cases which refer to different challenges raised by Dispersed Generation introduction and which results demonstrate that, by charging and discharging, distributed storage systems may maintain and improve grid reliability and flexibility while efficiently integrating Dispersed Generation, tackling eventual local voltage profile oscillations and avoiding branch overloads. Furthermore, an accurate interaction between energy storage and Dispersed Generation may not smooth renewable's technical and economic benefits but even enhance them.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao Dr. Nuno Silva pela disponibilidade e confiança demonstradas, pelo acompanhamento do trabalho e cruciais conselhos que permitiram que este trabalho chegasse a bom porto. Um Muito Obrigado também, ao meu orientador Prof. Dr. Helder Leite pela confiança em mim depositada, pelo interesse, pelas sugestões e pela disponibilidade sempre demonstrada ao longo de todo este projeto. A ambos, o meu sincero agradecimento por tudo.

À Efacec – Engenharia e Sistemas S.A., que me acolheu e concedeu a oportunidade de desenvolver o meu trabalho. Em particular, agradeço ao Dr. Fernando Gomes e a todos os elementos do Departamento de SmartGrids e Plataformas onde estive inserido, nomeadamente ao André Simões, Aníbal Pinto, Filipe Campos, Ivan Sousa, Luís Martins, Rui Gonçalves e Vasco Pinho pelo apoio, companheirismo e amizade.

A todos os meus amigos que me acompanham há muitos anos, e aqueles que me acompanharam neste percurso de 5 anos, quero deixar o meu obrigado por toda a ajuda, pela amizade e pelos momentos de alegria que proporcionaram na minha vida académica.

Gostaria de agradecer também à minha família, aos meus pais por me terem dado a educação necessária para ser a pessoa que sou hoje e por todo o apoio incondicional desde sempre, e à minha irmã, por ser na sua vida académica um exemplo para mim.

Por fim, mas com uma especial importância, agradeço à Sara pelo seu apoio, conforto e por ter sempre acreditado em mim e me ter sempre motivado e incentivado a fazer bem o meu trabalho.

A todos vós, o meu Muito Obrigado.

Índice

Resumo iii

Abstract v

Agradecimentos vii

Índice ix

Lista de figuras xii

Lista de tabelas xiv

Abreviaturas e Símbolos xvi

Capítulo 1 1

Introdução 1

1.1 - Desafios técnico-económicos à integração de Produção Dispersa 1

1.2 - Armazenamento de energia: Benefícios e resposta aos desafios atuais e futuros 3

1.3 - Objetivos e Motivação da Dissertação 4

1.4 - Estrutura da Dissertação 5

1.5 - Disseminação de Resultados 6

Capítulo 2 7

Tecnologias para Armazenamento de Energia 7

2.1 - Sistemas de Armazenamento disperso de energia: Características 7

2.2 - Soluções Tecnológicas: Descrição 13

2.2.1 - Supercondensadores 14

2.2.2 - Volantes de inércia 16

2.2.3 - Sistemas de baterias 18

2.3 - Resumo 25

Capítulo 3 27

Sistemas de Armazenamento disperso de energia na resposta aos desafios técnico-económicos da Produção Dispersa 27

3.1 - Regulação de tensão em redes de distribuição 28

3.1.1 – Influência da Produção Dispersa nos perfis de tensão 28

3.1.2 – Sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão 30

3.2 - Deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa 30

3.2.1 – Desfasamento horário entre Produção Dispersa e o consumo 31

3.2.2 – Sistemas de armazenamento disperso aplicados para o deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa 32

3.3 - Amenização do impacto da variabilidade das fontes de energia 33

3.3.1 – Redução da incerteza da produção eólica 34

3.3.2 – Amenização das flutuações rápidas de produção eólica e fotovoltaica 36

3.4 - Resumo 37

Capítulo 4 39

Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento disperso de energia 39

4.1 - Introdução à metodologia DOSADE 40

4.2 - Descrição da metodologia DOSADE 40

4.2.1 – Modelo da Rede (1) 42

4.2.2 – Análise técnica (2) 43

4.2.3 – Estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia (3) 47

4.2.4 – Verificação técnica (4) 51

4.2.5 – Análise económica (5) 51

4.2.6 – Procura e seleção do dimensionamento ótimo e tecnologia adequada (6,7,8) 55

4.3 - Resumo 58

Capítulo 5 61

Casos de Estudo e Análise Crítica dos Resultados 61

5.1 - Rede de Distribuição de Baixa Tensão 62

5.2 - Rede de Distribuição de Média Tensão 73

5.3 - Minimização das penalizações por desvio de produção em relação à previsão eólica 87

5.4 - Amenização das flutuações rápidas de produção fotovoltaica 98

5.5 - Resumo 104

Capítulo 6 107

Conclusões e Possível Trabalho Futuro 107

6.1 - Conclusões.....107
6.2 - Contribuição do Trabalho.....109
6.3 - Limitações da Metodologia DOSADE.....110
6.4 - Possíveis Progressos no Trabalho.....111

Referências.....113

Anexo A..... 119

Lista de figuras

Figura 2.1 – Interface de um sistema de baterias com a rede elétrica [9] 9
Figura 2.2 – Constituição interior de uma célula de um supercondensador simétrico [14]..... 15
Figura 2.3 – Aspetos construtivos de uma flywheel [21] 17
Figura 2.4 – Processo de carga e descarga de uma bateria convencional [27]..... 19
Figura 2.5 – Aspetos construtivos de um sistema de baterias de vanádio [12] 23
Figura 3.1 – Exemplo da variação de tensão numa rede de distribuição simples [1] 29
Figura 3.2 – Fator de utilização médio horário da capacidade eólica portuguesa em 2011 [39] 31
Figura 3.3 – Exemplo de deslocamento horário da energia eólica num dia na perspetiva de um promotor eólico [6] 33
Figura 3.4 – Diagrama de previsão e produção eólica ligada à rede de transporte em Portugal em 7 de Julho de 2011 [50]..... 35
Figura 3.5 – Aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia para a mitigação da variabilidade eólica [47]..... 36
Figura 3.6 – Variação da produção de um parque fotovoltaico durante um dia numa escala de 10 segundos devido à passagem de nuvens [8] 37
Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia DOSADE..... 41
Figura 5.1 – Rede de Distribuição de Baixa Tensão em estudo 62
Figura 5.2 – Consumo e geração de diferentes níveis de penetração de PV na rede de distribuição BT no Verão 63
Figura 5.3 – Efeito do sistema de armazenamento (SA) de energia disperso no perfil de tensão no verão 67
Figura 5.4 – Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia na necessidade de potência da rede de distribuição BT no inverno 68
Figura 5.5 – Efeito da dimensão e tecnologia do sistema de armazenamento disperso de energia no VAL 70
Figura 5.6 – Contribuição dos benefícios considerados para a receita total nos 15 anos de análise 71

Figura 5.7 – Efeito dos custos de investimento na rede de distribuição BT diferidos no VAL .. 72
Figura 5.8 – Sensibilidade do VAL à variação do valor económico do corte de energia PV evitado 73
Figura 5.9 – Rede de distribuição de Média Tensão considerada no caso de estudo 74
Figura 5.10 – Perfis de consumo normalizados considerados na rede em estudo [57]..... 74
Figura 5.11 – Potência injetada na rede de distribuição MT vista da rede a montante 76
Figura 5.12- Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia otimamente dimensionado quando colocado na subestação de distribuição na potência injetada na subestação no inverno 81
Figura 5.13 – Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia nas perdas da rede MT 82
Figura 5.14 - Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia otimamente dimensionado quando colocado no ramo B3-B4 na potência injetada na subestação no verão 83
Figura 5.15 – Efeito do sistema de armazenamento (SA) de energia disperso no perfil de tensão no verão 85
Figura 5.16 – Efeito do custo de investimento diferido na rede de distribuição MT no VAL.... 86
Figura 5.17 – Evolução do VAL face à variação da taxa de custo de capital do projeto de investimento 87
Figura 5.18 – Previsão de produção e produção real eólica ao longo do dia 1 do ano considerado 88
Figura 5.19 – Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia na potência injetada pelo parque eólico na rede no dia 8 do ano base de análise 93
Figura 5.20 – Efeito da dimensão e tecnologia de armazenamento disperso de energia no VAL 95
Figura 5.21 – Efeito na redução das penalizações por unidade de energia para as durações de descarga consideradas 96
Figura 5.22 – Perfil de produção do parque fotovoltaico de 10 MW minuto a minuto 99
Figura 5.23 – Efeito do funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia na amenização do output de potência do parque fotovoltaico 103
Figura 5.24 – Efeito do custo de investimento na rede elétrica diferidos no VAL dos projetos de investimento 103

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Gama de valores típicos das características dos supercondensadores 15
Tabela 2.2 - Gama de valores típicos das características dos volantes de inércia..... 17
Tabela 2.3 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de ácido-chumbo 19
Tabela 2.4 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de níquel 20
Tabela 2.5 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de sódio-enxofre 21
Tabela 2.6 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de lítio ... 22
Tabela 2.7 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de brometo de zinco 24
Tabela 2.8 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de vanádio 25
Tabela 5.1 – Características determinantes na seleção das tecnologias aptas a endereçarem o desafio 65
Tabela 5.2 – Características técnico-económicas das opções tecnológicas adequadas ao desafio 66
Tabela 5.3 – Resultados técnico-económicos da introdução do sistema de armazenamento disperso na rede de distribuição BT 69
Tabela 5.4 – Características das opções tecnológicas consideradas adequadas para endereçarem os desafios da rede de distribuição MT 78
Tabela 5.5 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso na subestação de distribuição 80
Tabela 5.6 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso a meio do ramo B3-B4 da rede em estudo 82
Tabela 5.7 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no barramento B4..... 84

Tabela 5.8 – Remuneração e penalizações ao promotor eólico no ano base de análise..... 89
Tabela 5.9 – Relação entre a duração e descarga e o número de ciclos necessários 90
Tabela 5.10 – Limitação da profundidade de descarga pela duração de descarga e opção tecnológica considerada adequada 91
Tabela 5.11 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 6 MW..... 92
Tabela 5.12 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 10 MW 94
Tabela 5.13 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 14 MW 95
Tabela 5.14 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 18 MW 97
Tabela 5.15 – Variação da dimensão ótima com a exigência de redução de erro de previsão. 98
Tabela 5.16 – Características técnico-económicas das opções tecnológicas adequadas ao desafio 100
Tabela 5.17 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso aplicado na amenização das flutuações rápidas 101

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

BT	Baixa Tensão
DOD	Profundidade de Descarga
DOSADE	Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento Disperso de Energia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MT	Média Tensão
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PD	Produção Dispersa
PES	Power Energy Society
PT	Posto de Transformação
PV	Fotovoltaico
REN	Redes Energéticas Nacionais
SA	Sistema de Armazenamento
SOC	Estado de Carga

Capítulo 1

Introdução

O trabalho desenvolvido tem como objetivos principais o estudo de sistemas de armazenamento disperso de energia e a sua possível aplicação na resposta aos desafios técnicos e económicos decorrentes da crescente penetração de Produção Dispersa nas redes de distribuição dos sistemas elétricos de energia. Foi desenvolvida uma metodologia, baseada numa avaliação técnica e económica, para dimensionar otimamente os sistemas de armazenamento e ponderar a opção tecnológica adequada a maximizar os benefícios técnicos e económicos da sua introdução em redes de distribuição na resposta a esses desafios.

1.1 - Desafios técnico-económicos à integração de Produção Dispersa

A Produção Dispersa caracteriza-se por não ser planeada centralmente, não ser despachada centralmente, ter normalmente capacidades instaladas pequenas (não superiores a 50-100 MW), estar usualmente ligada às redes de distribuição e ter tendencialmente um carácter renovável [1]. Em anos recentes, a maior consciencialização ambiental conduziu a uma crescente integração deste tipo de recursos nas redes de distribuição. Este é, de facto, um dos principais objetivos de protocolos (como o protocolo de Quioto) e acordos políticos na União Europeia [2]. Ao mesmo tempo que permitem a redução da emissão de gases poluentes (principalmente CO_2), uma vez que a geração é colocada mais perto do consumo permite aumentar a eficiência energética através da redução dos fluxos de potência nas redes elétricas e, consequentemente, das perdas nas redes, particularmente nas redes de distribuição [3]. Mais, a Produção Dispersa permite a diversificação das fontes de energia elétrica dada a diversidade de tecnologias que envolve, tais como energia eólica, solar e biomassa.

No entanto, dos crescentes níveis de penetração de Produção Dispersa nas redes elétricas emergem desafios técnico-económicos à contínua introdução destas fontes de energia. Embora esses desafios não sejam apenas relacionados com a operação das redes de distribuição, uma vez que a maioria da Produção Dispersa está ligada a estas redes e colocando maiores desafios à sua operação, este trabalho foca-se particularmente nos desafios relacionados com a introdução de Produção Dispersa nas redes de distribuição.

A introdução de Produção Dispersa nas redes elétricas introduz novos desafios na forma como estas são operadas uma vez que as redes elétricas foram desenhadas e construídas não considerando o seu possível impacto na rede. As redes de distribuição foram planeadas assumindo que o trânsito de potências na rede seria sempre unidirecional, recebendo energia da rede de transporte e entregando-a aos consumidores [1]. Quando a Produção Dispersa é ligada às redes de distribuição, a sua produção pode exceder a carga local, invertendo assim o trânsito de potências da rede podendo resultar em problemas de sobretensão. Consequentemente, a Produção Dispersa levanta novos desafios à regulação de tensão nas redes de distribuição, podendo estes ser um fator limitativo para a progressiva integração de Produção Dispersa.

O facto de a Produção Dispersa, particularmente as suas fontes de carácter renovável, produzir energia quando os seus recursos estão disponíveis e não sendo esta controlável centralmente, conduz a que essa produção não seja temporalmente coincidente com as cargas e seja feita em períodos de menor consumo e, consequentemente menores preços de mercado de energia [1]. Ao haver menor necessidade energética nesses períodos o valor da energia proveniente dessas fontes é menor visto que, ao não haver uma correlação entre a produção e a carga local, continua a haver grande necessidade de energia proveniente de centros produtores para que os consumidores sejam alimentados nos períodos de maior necessidade. Consequentemente, este aspeto acarreta um desafio para a eficiência operacional das redes de distribuição representando um fator limitador à crescente integração de Produção Dispersa.

A Produção Dispersa de carácter renovável, principalmente a produção eólica e a produção fotovoltaica, caracterizam-se por apresentar variabilidade na sua produção [4]. A incerteza relacionada com a produção eólica é endereçada atualmente através de previsões de produção. No entanto, devido ao elevado grau de dificuldade de previsão do vento, são introduzidos erros que conduzem a dificuldades operacionais e de necessidade de maior reserva na produção centralizada. A energia fotovoltaica, apesar de ter um perfil de produção típico conhecido, apresenta flutuações na produção que ocorrem em espaços temporais muito reduzidos causados, por exemplo, pelo efeito de sombreamento com o passar de nuvens por cima dos painéis fotovoltaicos. Este aspeto exige não só a consideração de uma reserva girante maior mas também de elevadas capacidades de tomada e deslastre de carga por parte dos centros produtores. Nesse sentido, a variabilidade das fontes de energia renovável surge

como um desafio para eficiência quer técnica da operação das redes elétricas, quer económica devido à necessidade superior de alocação de reserva no sistema elétrico de energia.

1.2 - Armazenamento de energia: Benefícios e resposta aos desafios atuais e futuros

Os sistemas de armazenamento de energia podem representar a solução tecnológica capaz de endereçar os desafios técnico-económicos que emergem da introdução de Produção Dispersa nos sistemas elétricos de energia. O âmbito deste trabalho engloba os sistemas de armazenamento de energia suscetíveis de serem introduzidos em redes de distribuição de forma a responderem localmente aos problemas relacionados com a introdução de Produção Dispersa. As suas características e capacidade de providenciar potência e energia permite-lhes compensarem esses problemas nomeadamente problemas de tensão, corrente e desfasamento temporal entre produção e carga local.

Ao serem capazes de carregar e descarregar energia, os sistemas de armazenamento disperso de energia podem aumentar a fiabilidade e a flexibilidade de operação das redes de distribuição, ao mesmo tempo que são integradas na rede fontes de Produção Dispersa. Além disso, uma correta interação entre as tecnologias de armazenamento disperso de energia e de Produção Dispersa permite que os benefícios das fontes de energia de carácter renovável não sejam amenizados mas antes realçados.

Devido à grande variedade de tecnologias de armazenamento disperso de energia, os sistemas baseados nestas tecnologias têm a capacidade de responder às diferentes características intrínsecas aos desafios da introdução de Produção Dispersa nas redes elétricas de distribuição de energia. À medida que o interesse e necessidade nestas soluções tecnológicas crescem, estas tecnologias têm vindo a ser desenvolvidas para atingirem a maturidade e normalização comercial necessárias à sua introdução em redes de distribuição.

Os sistemas de armazenamento de energia, quando introduzidos em redes de distribuição, representam um elemento ativo na gestão da rede. Através da carga e descarga de energia, são capazes de, conjuntamente com elementos já existentes na rede como, por exemplo, reguladores de tomadas de transformadores de distribuição, contribuir para uma regulação eficiente de tensão na rede. Representam assim um sistema adicional que aumenta a flexibilidade de operação da rede, reduzindo o impacto da Produção Dispersa nos perfis de tensão da rede. Ao mesmo tempo que endereçam este desafio técnico, podem selecionar os períodos de maior necessidade energética e de maiores preços de mercado para descarregar energia na rede. Ao realizarem a gestão da energia da rede de distribuição estes sistemas podem melhorar a eficiência operacional da rede reduzindo perdas técnicas bem como a taxa de utilização de ativos e aumentar o valor da energia proveniente da Produção Dispersa uma vez que são capazes de executar a suavização dos picos de carga e de geração na rede.

Os sistemas de armazenamento disperso de energia podem ser aplicados para a amenização da variabilidade da Produção Dispersa de carácter renovável. Quando direcionados para a energia eólica, estes podem ser utilizados para reduzir a incerteza de produção de forma a realizarem o seguimento da previsão eólica. Quando direcionados para a energia fotovoltaica, a sua rápida disponibilidade de potência permite mitigar as variações bruscas de produção dos parques fotovoltaicos, contribuindo para uma suavização dos efeitos dessa variabilidade na rede elétrica. Nesta aplicação, os sistemas de armazenamento disperso de energia permitem a redução das necessidades de reserva dos sistemas elétricos contribuindo para uma menor severidade da operação das redes elétricas e, consequentemente, beneficiando técnica e economicamente as redes elétricas.

1.3 - Objetivos e Motivação da Dissertação

Em virtude da descrição dos sistemas de armazenamento disperso de energia e dos seus benefícios expectáveis quando aplicados para endereçarem os desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa em redes de distribuição, emerge a necessidade de responder à questão de qual a dimensão ótima e a opção tecnológica adequada na adoção destes sistemas numa aplicação específica. As aplicações endereçadas neste trabalho devem ser a regulação de tensão em redes de distribuição, o deslocamento horário da energia proveniente da Produção Dispersa e a amenização da variabilidade das fontes de Produção Dispersa de carácter renovável. Estes são os objetivos principais do trabalho realizado no âmbito desta Dissertação.

Devido às diferentes características dos desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa, coloca-se o objetivo de se conseguir avaliar tecnicamente os benefícios de cada uma das aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia na resposta a cada um desses desafios. Nesse sentido, a avaliação técnica deve ser adaptável aos diversos desafios sendo capaz de avaliar o impacto dos sistemas de armazenamento disperso de energia nos perfis de tensão e na eficiência operacional local da rede de distribuição, quando o desafio for relacionado com a regulação de tensão, e avaliar tecnicamente o impacto destes sistemas na variabilidade da Produção Dispersa de carácter renovável. Um outro objetivo é o de avaliar economicamente projetos de investimento nestes sistemas ponderando os benefícios económicos decorrentes da sua introdução destes sistemas em redes de distribuição. Estes benefícios económicos devem traduzir as melhorias técnicas decorrentes da sua introdução na rede. A análise económica dos projetos de investimento é relevante para o conhecimento da viabilidade económica da adoção destes sistemas e da existência, ou não, de retorno de capital. Sendo objetivo a seleção da tecnologia adequada para uma determinada aplicação, dado que as tecnologias de armazenamento de energia apresentam diferentes características, deve ser avaliada cada uma delas quer técnica quer economicamente, e realizada a comparação entre os diversos benefícios inerentes a cada

uma. De forma a perceber a preponderância de cada parâmetro considerado, foi analisada a sensibilidade da viabilidade económica face à variação dos diversos parâmetros, quer técnicos quer económicos considerados.

Na perspetiva de responder aos aspetos descritos, é objetivo desenvolver uma metodologia para sistematicamente dimensionar de forma ótima e selecionar a tecnologia adequada dos sistemas de armazenamento disperso de energia consoante o desafio cuja adoção pretende endereçar. No sentido de validar a metodologia, esta deve ser implementada a casos de estudo referentes aos diversos desafios que devem traduzir tanto quanto possível a realidade das redes de distribuição de energia.

1.4 - Estrutura da Dissertação

A Dissertação é estruturada em seis capítulos, constituindo o Capítulo 1, uma contextualização ao tema abordado no âmbito deste trabalho, cuja descrição pormenorizada é apresentada nos capítulos subsequentes.

O Capítulo 2 expõe as diferentes tecnologias de armazenamento disperso de energia. Este foca-se na descrição das características gerais mais revelantes no entendimento da forma de funcionamento dos sistemas de armazenamento de energia quando baseados nestas tecnologias. Além disso, caracteriza as opções tecnológicas consideradas neste estudo dando uma perspetiva das aplicações em que cada uma pode ser utilizada.

O Capítulo 3 descreve em pormenor os desafios para as redes de distribuição da introdução de Produção Dispersa. Além disso, expõe a forma como os sistemas de armazenamento disperso de energia endereçam esses desafios e quais os principais benefícios técnico-económicos da sua integração nas redes de distribuição.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida intitulada Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento Disperso de Energia (DOSADE). Inicialmente são justificados os pressupostos iniciais e descrita a adaptabilidade da metodologia aos diferentes desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa. A metodologia DOSADE, com o objetivo de dimensionar otimamente e selecionar a tecnologia adequada do sistema de armazenamento disperso de energia, é descrita através da apresentação das diversas etapas que a compõem no sentido de alcançar o seu objetivo.

No Capítulo 5 são apresentados os casos de estudo aos quais a metodologia desenvolvida é aplicada. Estes casos de estudo incluem a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia para endereçarem os diversos desafios da introdução de Produção Dispersa considerados ao longo do trabalho. Mais, os resultados obtidos da implementação da metodologia a esses casos de estudo são apresentados e analisados de forma crítica tendo em conta os objetivos expectáveis da aplicação do sistema pretendida.

O Capítulo 6 encerra a Dissertação apresentando as principais conclusões do trabalho desenvolvido. As limitações à metodologia desenvolvida são ainda revistas e analisadas

criticamente. Mais, são propostos possíveis progressos e trabalhos futuros em consequência do trabalho desenvolvido.

1.5 - Disseminação de Resultados

O trabalho desenvolvido no âmbito desta Dissertação resultou na elaboração de três artigos que são devidamente apresentados nesta secção.

1. Foi submetido e aprovado um artigo para a conferência denominada *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference* organizada pela *Power Energy Society* (PES) do *Institute of Electrical and Electeronics Engineers* (IEEE) a decorrer na Alemanha, na Universidade Técnica de Berlim. O artigo intitulado *Technical and Economic Assessment for Optimal Sizing of Distributed Storage* apresenta a ferramenta de avaliação técnico-económica para o dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento disperso de energia desenvolvida no contexto da Dissertação.
2. Um segundo artigo foi submetido e aprovado para a conferência denominada *International Energy Conference & Exhibition* (ENERGYCON 2012) organizado pelo *Institute of Electrical and Electeronics Engineers* (IEEE) e o consórcio italiano EnSIEL a decorrer em Itália, na Universidade de Florença. O artigo intitulado *Distribution Storage System Optimal Sizing and Techno-Economic Robustness* apresenta uma análise de sensibilidades aos parâmetros técnicos e económicos que influenciam o dimensionamento ótimo dos sistemas de armazenamento disperso de energia.
3. O terceiro artigo foi submetido e aguarda aprovação do comité técnico da conferência denominada Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI 2012) organizada pela LIGHT, empresa de distribuição do Rio de Janeiro, a decorrer no Brasil no Centro de Convenções Sulamérica – Rio de Janeiro. O artigo intitulado *Avaliação Técnico-económica para o Dimensionamento Ótimo de Armazenamento disperso de energia* apresenta a metodologia desenvolvida no âmbito da Dissertação assim como dois casos de estudo de aplicação dos sistemas de armazenamento disperso de energia aplicados na regulação de tensão de redes de distribuição.

Capítulo 2

Tecnologias para Armazenamento de Energia

As tecnologias de armazenamento de energia baseiam-se num conjunto limitado de fenómenos físicos ou químicos, que inclui a elevação e rotação de massas, compressão de gases, movimentação e armazenamento de eletrões, manipulação química de materiais e armazenamento térmico. Estes fenómenos subjacentes aos processos de conversão entre estados energéticos, e que, por consequência, permitem o armazenamento de energia, definem as principais características de cada tecnologia e influenciam as potenciais aplicações para as quais são mais adequadas [4].

No âmbito deste estudo interessa conhecer as tecnologias que possam ser introduzidas em redes de distribuição de forma a serem capazes de responder localmente aos desafios da integração de PD (Produção Dispersa). As tecnologias de armazenamento disperso de energia são aquelas que não possuam um requisito específico de localização devido aos fenómenos físicos ou químicos que envolvam [5]. Na Secção 2.2 são apresentadas as tecnologias consideradas no contexto do armazenamento disperso de energia.

Independentemente da solução tecnológica, a caracterização do modo de funcionamento, performance e potencialidades de um sistema de armazenamento disperso de energia envolve o conhecimento de conceitos próprios destes sistemas. A Secção 2.1 apresenta as características técnicas e económicas mais relevantes das tecnologias de armazenamento de energia.

2.1 - Sistemas de Armazenamento disperso de energia: Características

Um sistema de armazenamento disperso de energia inclui a tecnologia de armazenamento de energia em si e a sua interface com a rede elétrica à qual se interliga. A descrição

detalhada de como toda a interligação com a rede é realizada está fora do âmbito deste trabalho, traduzindo-se o seu impacto apenas na eficiência e custo do sistema de armazenamento disperso de energia. No entanto, os componentes e conceitos mais relevantes para a compreensão do funcionamento do sistema de armazenamento de energia são apresentados de forma sucinta.

i. Capacidade de Potência e Energia

Um sistema de armazenamento de energia pode ser caracterizado pela sua potência nominal em watts (W) ou em volt-ampere (VA) e pela sua capacidade energética nominal em watt-hora (Wh). A capacidade de potência de um sistema indica a potência máxima que este é capaz de injetar numa rede elétrica em condições normais de operação. A capacidade energética nominal é a quantidade máxima de energia que o sistema consegue fornecer à carga sem ser recarregado [6].

Tecnicamente, a unidade de capacidade de potência mais correta é o volt-ampere (VA), uma vez que, estando o sistema interligado com a rede elétrica através de eletrónica de potência, o fator de potência é ajustável [7], estando assim o sistema de armazenamento de energia habilitado a fornecer potência ativa e reativa. No entanto, na literatura é usual a capacidade de potência ser expressa em termos de potência ativa (W).

ii. Duração de Descarga

Segundo [6,7,8], a capacidade energética de um sistema de armazenamento pode ser também apresentada em duração de descarga, em horas (h). A duração de descarga é o tempo total que o sistema é capaz de descarregar, à sua potência nominal, sem recarregar. É, por exemplo, igual um sistema de 10 quilowatt (kW) e 20 quilowatt-hora (kWh) ou 10 kW e 2 horas de duração de descarga.

iii. Densidade de Potência e Energia

A densidade de potência e energia é uma característica importante em sistemas de armazenamento disperso de energia devido a estes sistemas estarem, muitas vezes, limitados em termos de espaço e peso derivado da sua localização numa rede de distribuição. Entende-se por densidade de potência a quantidade de potência que um sistema de armazenamento de energia com um determinado volume (W/m^3) ou massa (W/kg) pode fornecer. De forma semelhante, densidade de energia é a quantidade de energia que pode ser armazenada num sistema com um determinado volume (Wh/m^3) ou massa (Wh/kg) [8].

iv. Interface com a rede elétrica

A interface com a rede elétrica de um sistema de armazenamento disperso de energia tem como componentes principais um subsistema de conversores de potência e um transformador elevador que estabelecem a ligação entre a tecnologia de armazenamento de energia e o ponto de interligação com a rede elétrica (Figura 2.1). Além disso, possui também elementos de proteção, comando e controlo e filtros de harmónicos. Esta interface deve assegurar a tensão necessária à ligação com a rede elétrica, com a estabilidade, forma de onda e limites de correntes harmónicas exigidas pela rede elétrica à qual se liga.

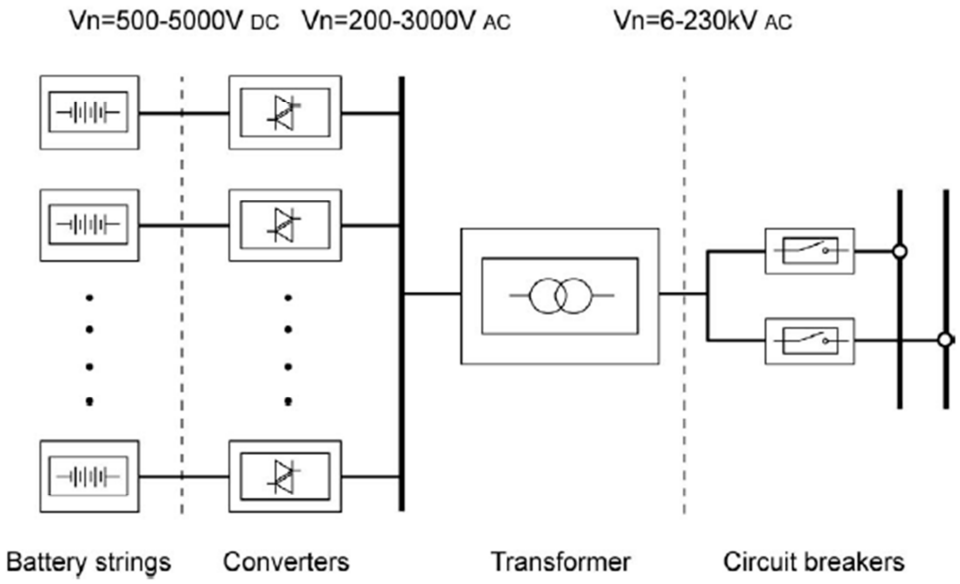

Figura 2.1 – Interface de um sistema de baterias com a rede elétrica [9]

Os componentes integrantes do subsistema de conversores de potência dependem da tecnologia de armazenamento. Depende essencialmente de se a tecnologia armazena a energia elétrica em Corrente Alternada (CA) ou em Corrente Contínua (CC), mas pode ter diversas configurações para a mesma tecnologia dependendo da potência que se trata.

Se a tecnologia armazenar energia em CA, o subsistema de conversores de potência pode ser constituído apenas por um conversor CA-CA, ou por um conversor CA-CC (retificador) em série com um conversor CC-CA (inversor). Se a tecnologia armazenar energia em CC, o subsistema de conversores englobar apenas um inversor, ou um conversor CC-CC (*Chopper*, na linguagem anglo-saxónica) em série com um inversor.

A interface com a rede elétrica garante o fluxo de potência em dois sentidos, de forma à tecnologia de armazenamento de energia ser capaz de carregar e descarregar. A capacidade de fornecer e absorver potência reativa depende também da interface, nomeadamente dos conversores de potência presentes e da tecnologia [7].

v. Eficiência

A eficiência de um sistema de armazenamento de energia ($\eta_{sistema}$) é a quantidade de energia elétrica que o sistema consegue fornecer por cada unidade de energia que absorve [8]. Esta é composta por duas componentes: a eficiência da tecnologia de armazenamento ($\eta_{tecnologia}$) e a eficiência da interface com a rede elétrica ($\eta_{interface}$), ou seja, a eficiência da eletrónica de potência.

Para efeitos comparativos, interessa conhecer a eficiência do sistema como um todo e não dos seus componentes separadamente [6]. A interface feita através de eletrónica de potência com a rede elétrica varia de acordo com a tecnologia de armazenamento de energia. O cálculo da eficiência global do sistema é dado pela equação (Eq. 2.1).

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{tecnologia}} \times \eta_{\text{interface}} \qquad \text{(Eq. 2.1)}$$

A eficiência do sistema pode ser afetada por condições de funcionamento que não aquelas para as quais o sistema não foi desenhada. Temperatura, humidade e circunstâncias de operação são condicionantes à eficiência de um sistema de armazenamento. No entanto, na literatura este tipo de perdas não são integradas no cálculo da eficiência visto terem um reduzido impacto. Neste trabalho, a eficiência do sistema de armazenamento é referida apenas como eficiência.

vi. Estado de carga e profundidade de descarga

O estado de carga (SOC) é a razão entre a capacidade de energia disponível num sistema de armazenamento de energia e capacidade nominal de energia. É apresentado sob a forma de percentagem, sendo que 0% significa que o sistema não tem energia disponível e 100% significa que o sistema está completamente carregado.

A profundidade de descarga (DOD) é a razão entre a energia descarregada desde a última carga e a capacidade energética nominal do sistema de armazenamento de energia. É apresentado em percentagem, em que 0% significa que não houve descarga e 100% significa uma descarga total do sistema. Este conceito é complementar do estado de carga quando o sistema de armazenamento de energia é totalmente carregado.

vii. Capacidade cíclica

A capacidade cíclica de um sistema de armazenamento de energia é definida como o número máximo de ciclos de carga-descarga que o sistema é capaz de realizar durante o seu serviço. Entende-se por ciclo carga-descarga a carga seguida de carga de um determinado valor de energia.

A capacidade cíclica incorpora a deterioração dos equipamentos resultante, por exemplo, de fadiga mecânica ou da degradação de materiais químicos. Mais, ela depende da severidade das solicitações que são feitas à tecnologia, especialmente da profundidade das descargas a que é submetida e do estado de carga médio do sistema de armazenamento de energia. As tecnologias, consoante os fenómenos e mecanismos que envolvam, são afetadas de diferentes formas por estes fatores.

viii. Tempo de vida útil

O tempo de vida útil de um sistema de armazenamento de energia é o tempo durante o qual se espera que este seja capaz de operar e ao fim do qual cessa a sua função, ou a sua performance é de tal forma degradada que não é capaz de cumprir o seu propósito [8].

O período útil de vida, normalmente expresso em anos, é definido com base nas condições de operação dos sistemas como o número de ciclos carga-descarga realizados e a severidade dos mesmos durante esse período. Assim, o tempo de vida útil e a capacidade cíclica estão interligados uma vez que a capacidade cíclica pode ter o efeito de reduzir o tempo no qual o sistema é capaz de operar em condições de operação mais severas que aquelas que estão na base da definição do tempo de vida útil.

ix. Custo de investimento

Entende-se por custo de investimento, em euros[1] (€), numa solução tecnológica de armazenamento disperso de energia ($Custo_{investimento}$) o custo conjunto da tecnologia de armazenamento ($Custo_{tecnologia}$) e da sua interface com a rede ($Custo_{interface}$), que incluem também os custos de instalação do sistema e de interligação à rede elétrica [8]. Os componentes com maior impacto no custo de investimento total são o custo da tecnologia em si e o custo da eletrónica de potência envolvida, nomeadamente o subsistema de conversores de potência. Na equação Eq. 2.2, o cálculo do custo de investimento é apresentado na sua forma mais simples.

$$Custo_{investimento}(€) = Custo_{tecnologia}(€) + Custo_{interface}(€) \qquad \text{(Eq. 2.2)}$$

Segundo [10], o custo da interface com a rede elétrica é proporcional à capacidade de potência do sistema (ver equação Eq. 2.3).

$$Custo_{interface}(€) = Custo\ unitário_{\ potência}\ (€/kW)\ \times Potência_{sistema}\ (kW) \qquad \text{(Eq. 2.3)}$$

[1] Neste trabalho todos os valores económicos são apresentados em euros (€). Na literatura, é comum estes valores serem apresentados em dólares americanos ($). Sempre que se revelou necessário, os valores em dólares americanos foram convertidos em euros à razão média entre euro e dólar americano entre Janeiro de 2012 e Maio de 2012 ($1€ \approx 1.3\$$).

O custo da tecnologia de armazenamento de energia é proporcional à capacidade energética de que dispõe (ver equação Eq. 2.4) [10].

$$Custo_{tecnologia}\ (€) = Custo\ unitário_{\ energia}\ (€/kWh) \times Energia_{sistema}\ (kWh) \qquad \text{(Eq. 2.4)}$$

Quando cada uma das parcelas do custo de investimento é conhecida, é interessante para efeitos comparativos calcular o custo de investimento no sistema ($Custo_{sistema}$) em função da capacidade de potência (ver equação Eq. 2.5) ou da capacidade de energia (ver equação Eq. 2.6) [8, 10].

$$Custo_{sistema}\ (€/kW) = \frac{Custo_{investimento}\ (€)}{Potência_{sistema}\ (kW)} \qquad \text{(Eq. 2.5)}$$

$$Custo_{sistema}\ (€/kWh) = \frac{Custo_{investimento}\ (€)}{Energia_{sistema}\ (kWh)} \qquad \text{(Eq. 2.6)}$$

x. Custos de manutenção

Em qualquer sistema de armazenamento de energia é necessária manutenção. Esta varia de tecnologia para tecnologia e acarreta custos. Nos sistemas de armazenamento disperso de energia a manutenção pode envolver a troca ou reparação de alguns dos módulos que compõem o sistema, resultando um custo muito variável de tecnologia para tecnologia e dependente da sua operação.

Os custos de manutenção são normalmente estimados em função da potência do sistema numa base anual (€/kW-ano) ou em função do custo de investimento inicial a cada ano (%/ano).

xi. Tempo de resposta e taxa de variação da saída

O tempo de resposta de um sistema de armazenamento de energia é o tempo necessário para o sistema passar de sem ação para descarga ou carga à potência nominal do sistema. A taxa de variação de saída diz respeito à taxa à qual a injeção de potência na rede pelo sistema de armazenamento pode variar.

Os dois conceitos estão normalmente associados, uma vez que um sistema com um tempo de resposta reduzido possui uma taxa de variação da saída elevada, e vice-versa. Quer o tempo de resposta quer a taxa de variação da saída dependem mais da interface com a rede elétrica do que da tecnologia de armazenamento [6].

xii. Transportabilidade e Modularidade

Os sistemas de armazenamento disperso de energia, quando comparado com outros sistemas de armazenamento, destacam-se pela sua transportabilidade e pela sua modularidade. A transportabilidade e modularidade de um sistema de armazenamento disperso de energia confere-lhe a capacidade de ser colocado em locais onde a sua existência tenha um maior impacto, acarretando, por isso, maiores benefícios. Mais, a sua capacidade de potência e energia pode ser ajustada para níveis adequados às necessidades locais, podendo estes níveis ser ajustados ao longo da vida do sistema [6].

xiii. Outras características

Alguns tipos de sistemas de armazenamento disperso de energia têm a capacidade de descarregar a relativamente elevadas taxas, até duas vezes a sua capacidade de potência, durante períodos de tempo relativamente curtos, de segundos a alguns minutos [6]. No uso desta capacidade, os sistemas perdem normalmente eficiência e o desgaste do sistema pode, eventualmente, aumentar.

Como qualquer outro sistema, os sistemas de armazenamento de energia possuem uma dada fiabilidade. No entanto, na literatura os seus valores não se encontram enquadrados, apenas sendo referido que a fiabilidade deverá ser a necessária para o sistema cumprir o seu propósito [6].

Os sistemas de armazenamento de energia podem estar suscetíveis a pequenas auto-descargas ou dissipações de energia mesmo estando em *standby*. Estas perdas dependem da tecnologia de armazenamento de energia, podendo estar relacionadas com reações químicas ou meios mecânicos. Estas características são de menor importância quando o sistema é utilizado com frequência [6].

O impacto ambiental das soluções tecnológicas de armazenamento disperso de energia é cada vez mais relevante, principalmente no que se refere ao final do seu tempo de vida útil. A consideração da possibilidade de os componentes do sistema serem reciclados ou contidos sem impacto ambiental traduz-se normalmente num custo de fim de vida dos sistemas. Neste trabalho estes custos não foram considerados.

2.2 - Soluções Tecnológicas: Descrição

As tecnologias de armazenamento de energia consideradas adequadas para integrarem sistemas de armazenamento disperso de energia são os supercondensadores[2], os volantes de

[2] Os supercondensadores são designados na literatura também como ultracondensadores, condensadores eletroquímicos ou condensadores de dupla camada [2, 3, 15, 16, 17]. A denominação de supercondensadores foi adotada neste estudo visto ser a mais a designação mais utilizada e reconhecida em termos comerciais [15].

inércia e os sistemas baseados em baterias. Segundo [5], estas são as soluções com as características de transportabilidade e modularidade suficientes para serem introduzidas em redes de distribuição, estando já comercialmente disponíveis. Em [11] são apresentados os projetos futuros e os já implementados de sistemas de armazenamento disperso no mundo com estas tecnologias.

Atendendo às características de cada solução tecnológica, os sistemas de armazenamento disperso podem ser enquadrados em termos de aplicabilidade em potência e/ou energia. Uma aplicação em potência requer uma disponibilidade elevada de potência, normalmente durante períodos relativamente curtos de tempo (entre segundos e alguns minutos) [6]. Como tal, exige um tempo de resposta muito reduzido (entre algumas dezenas de milissegundos e alguns segundos). Uma aplicação em energia requer uma disponibilidade de energia elevada, assim como uma considerável duração de descarga (entre muitos minutos e algumas horas). Neste tipo de aplicação, as exigências em termos de tempo de resposta são menores e mais variáveis.

Dentro de uma mesma solução tecnológica, algumas das características da tecnologia de armazenamento de energia podem variar de fabricante para fabricante. Outras dependem também das condições de operação a que está sujeita (ver Secção 2.1), ou são apenas estimativas devido à falta de conhecimento prático da integração das tecnologias em redes elétricas reais [12,13].

2.2.1 -Supercondensadores

Os supercondensadores armazenam energia no seu campo electroestático sob a forma de carga elétrica. Um supercondensador é composto por um conjunto de células, em que cada célula é constituída por dois elétrodos de polaridades opostas envolvidos por um eletrólito condutor (Figura 2.2). Durante a sua carga, ao lhe ser aplicada uma tensão, cargas elétricas de igual e oposta magnitude surgem e são conservadas na superfície de cada elétrodo, armazenando assim energia elétrica. Na descarga, o circuito exterior que liga aos terminais positivo e negativo é fechado permitindo às cargas elétricas movimentarem-se por esse circuito, criando corrente elétrica [14].

Existem diferentes tipos de supercondensadores. Embora com o mesmo princípio de funcionamento e desenho base, distinguem-se entre si pelos materiais soluções utilizadas comos elétrodos e eletrólito, conferindo-lhes desempenhos distintos [12].

Dentro das variantes comercialmente disponíveis destacam-se o supercondensador simétrico e o assimétrico [15]. A variante simétrica caracteriza-se por os seus elétrodos serem feitos de um mesmo tipo de material, normalmente carbono, podendo o eletrólito ser aquoso ou orgânico. Na variante assimétrica os elétrodos são feitos de materiais diferentes, em que um deles possui uma capacidade elétrica muito superior ao outro. Normalmente, um elétrodo é de carbono e o outro de metal. O eletrólito, nesta variante, é aquoso [14].

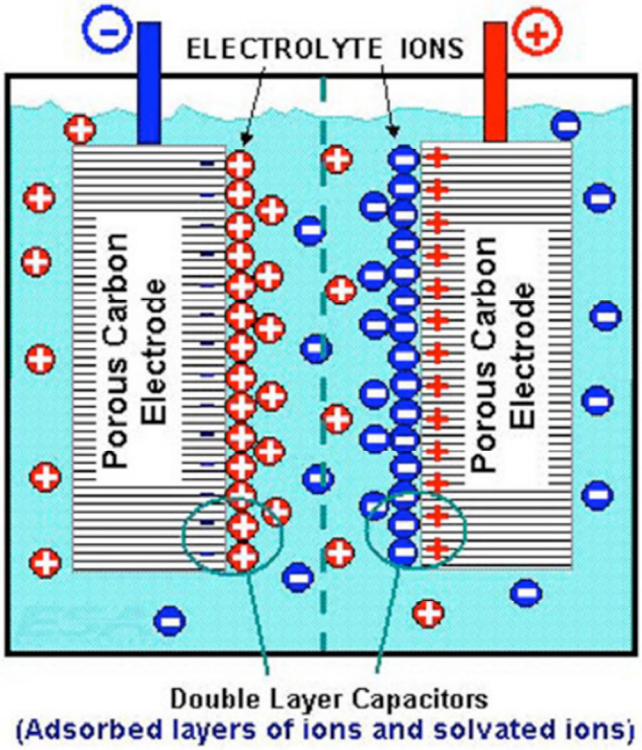

Figura 2.2 – Constituição interior de uma célula de um supercondensador simétrico [14]

Em termos de características, as variantes tecnológicas diferem principalmente nas suas densidades de potência e energia. O supercondensador simétrico possui uma densidade de potência maior, enquanto o assimétrico possui uma densidade de energia maior. No entanto, neste trabalho a caracterização dos supercondensadores como solução tecnológica é feita sem distinção das variantes, visto a ordem de grandeza das características ser muito semelhante [16].

Tabela 2.1 – Gama de valores típicos das características dos supercondensadores

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		5 - 15	[15], [16]
Densidade de potência (W/kg)		4000 - 10000	[16], [17]
Eficiência (%)		85 - 98	[15], [14]
Capacidade cíclica (ciclos)		100000 - 500000	[16], [15]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	50 - 380	[15], [10]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	7600 - 20000	[10], [15]

Na Tabela 2.1 são apresentados valores típicos de algumas características dos supercondensadores, pretendendo cada gama de valores englobar os diferentes valores apontados na literatura referida.

Os supercondensadores possuem densidades energéticas muito reduzidas mas densidades de potência muito elevadas. Possuem, também, uma enorme capacidade cíclica que não é afetada nem pela profundidade das descargas nem pelo estado de carga médio. Mais, os supercondensadores apresentam-se capazes de carregar e descarregar totalmente em cerca de 1 segundo, com tempos de reposta muito reduzidos, na ordem dos microssegundos [15]. É uma tecnologia propícia a aplicações em potência, em que haja necessidade de uma disponibilidade de potência durante períodos muito reduzidos, visto a duração de descarga desta tecnologia não superar poucas dezenas de segundos [18].

O tempo de vida útil dos supercondensadores é superior a 20 anos [12]. Durante este período, a solução tecnológica não apresenta perda de capacidade de potência ou de energia. A sua eficiência não é também afetada no tempo pelas condições de operação da tecnologia. Os custos de manutenção desta tecnologia estimados em 2% a cada ano do custo de investimento [12]. Ambientalmente, o impacto desta tecnologia está dependente nos materiais utilizados na sua construção, havendo necessidade de reciclagem de alguns dos materiais no fim da sua vida útil [14].

2.2.2 -Volantes de inércia

Os volantes de inércia, *flywheels* na literatura anglo-saxónica, armazenam energia sob a forma de energia cinética num cilindro maciço capaz de rodar a alta velocidade (mais de 20.000 rotações por minuto (r.p.m.)). Este cilindro é colocado num ambiente de vácuo e posto a levitar através de rolamentos magnéticos com o intuito de reduzir o atrito aerodinâmico. Através desses rolamentos, o cilindro está ligado a um veio acoplado a um motor/gerador (ver Figura 2.3). A energia é acumulada pela aceleração do cilindro a altas velocidades utilizando o motor/gerador como motor. Quando a *flywheel* descarrega o cilindro perde velocidade, sendo usado o motor/gerador como gerador para fornecer energia.

O cilindro define a capacidade de armazenamento de um volante de inércia. A energia cinética que um volante de inércia é capaz de armazenar é proporcional é massa do cilindro e ao quadrado da sua velocidade angular sendo assim mais eficaz aumentar a capacidade de armazenamento pelo aumento da velocidade de rotação do que pelo peso do cilindro. Atualmente, as velocidades de rotação já atingem as 100.000 r.p.m. [19].

Os volantes de inércia podem ter características ligeiramente diferentes consoante os materiais constituintes do seu cilindro e do tipo de máquina motor/gerador. O cilindro está disponível comercialmente em aço, alumínio e compósitos de vidro e grafite. O material influencia o peso e velocidade de rotação do cilindro, sendo o de aço o de maior peso mas de menor velocidade de rotação e o de compósitos de grafite o mais leve e de maior velocidade de rotação [20].

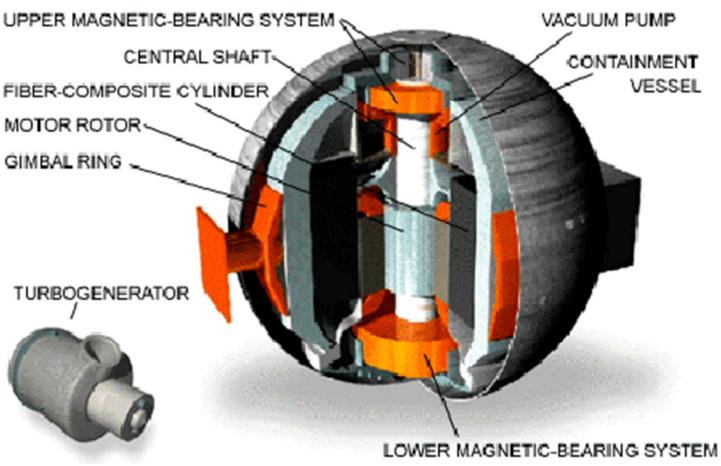

Figura 2.3 – Aspetos construtivos de uma flywheel [21]

A máquina motor/gerador pode ser assíncrona, de relutância variável ou de ímanes permanentes. O tipo de máquina influencia principalmente a densidade de potência do sistema e o seu custo. A máquina assíncrona permite um menor custo para o sistema mas também uma densidade de potência mais reduzida. Pelo contrário, a máquina de ímanes permanentes permite a densidade de potência maior mas maior custo. As características apresentadas na Tabela 2.2 dizem respeito à gama de valores dessas características englobando todos os tipos construtivos de volantes de inércia.

Tabela 2.2 - Gama de valores típicos das características dos volantes de inércia

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		50- 100	[17]
Densidade de potência (W/kg)		700 - 12000	[20]
Eficiência (%)		85 - 95	[14], [20]
Capacidade cíclica (ciclos)		>100000	[12]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	200 - 458	[20], [10]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	1200 - 25000	[10], [22]

Os sistemas de armazenamento de energia baseados em volantes de inércia são sistemas modulares. Os módulos como o apresentado na Figura 2.3 podem ser colocados em série e em paralelo de forma a atingirem características de potência e energia necessárias.

As *flywheels* possuem densidades de potência muito elevadas e densidades de energia reduzidas. A capacidade cíclica desta tecnologia não é afetada pelas condições de operação, nomeadamente a profundidade das descargas e o estado de carga médio [20]. É uma tecnologia capaz de carregar ou descarregar totalmente em alguns segundos, tendo tempos de resposta na ordem dos microssegundos [14].

Os volantes de inércia, dadas as suas características, são propícios a aplicações de potência, em que haja necessidade de uma rápida disponibilidade de potência [20]. Embora possua uma boa densidade energética, devido à sua natureza mecânica de armazenamento de energia, esta tecnologia está sujeita a durações de descarga não superiores a uma hora.

O seu tempo de vida útil é superior a 20 anos, não sendo a sua eficiência afetada durante a sua vida. Embora não apresentado perda de capacidade de potência ou energia ao longo do seu tempo de serviço, as *flywheels* apresentam perdas por dissipação de energia devido ao atrito mecânico na ordem dos 2% da capacidade de energia quando em standby durante um mês [12]. Tem custos de manutenção reduzidos, sendo estimados entre 10-20 €/kW-ano [23].

2.2.3 -Sistemas de baterias

As baterias baseiam o seu funcionamento em fenómenos químicos. Existem vários tipos de tecnologias baseadas em baterias, cada uma com as suas próprias reações químicas, materiais e características. As baterias são formadas por conjuntos de células eletroquímicas, agrupadas de forma a possuírem as características de tensão e corrente pretendidas. Tendo em conta os seus princípios de funcionamento, os sistemas de baterias podem ser classificadas em sistemas de baterias convencionais ou de fluxo regenerativas.

2.2.3.1 – Sistemas de baterias convencionais

As baterias convencionais são constituídas por duas ou mais células eletroquímicas. Cada célula é composta por um contentor, um elétrodo positivo (ânodo), um elétrodo negativo (cátodo) e um material eletrolítico. O eletrólito está em contacto com os dois elétrodos, sendo a corrente elétrica criada pelo processo de oxidação-redução entre o eletrólito e os elétrodos [8]. Neste processo são libertados iões que atravessam o eletrólito criando uma corrente contínua a uma tensão baixa [24]. Durante a descarga dos sistemas baseados em baterias convencionais, iões positivos fluem do ânodo para o cátodo através do eletrólito, o que leva os eletrões a fluir pelo circuito externo da bateria criando um diferencial de tensão nos terminais. O processo é revertido pela aplicação de corrente no cátodo levando os iões ao ânodo através do eletrólito (ver Figura 2.4).

As baterias convencionais podem ser divididas em quatro categorias tendo em conta os materiais utilizados como elétrodos e eletrólitos. Embora existam outras categorias de baterias, apenas as baterias de ácido-chumbo (PbA), de níquel (Ni), de sódio-enxofre (NaS) e de lítio (Li) são abordadas por serem as que apresentam estados de desenvolvimento apropriados e se encontram comercialmente disponíveis [11]. Dentro destas categorias existem diferentes variantes construtivas sendo estas identificadas sempre que sejam relevantes.

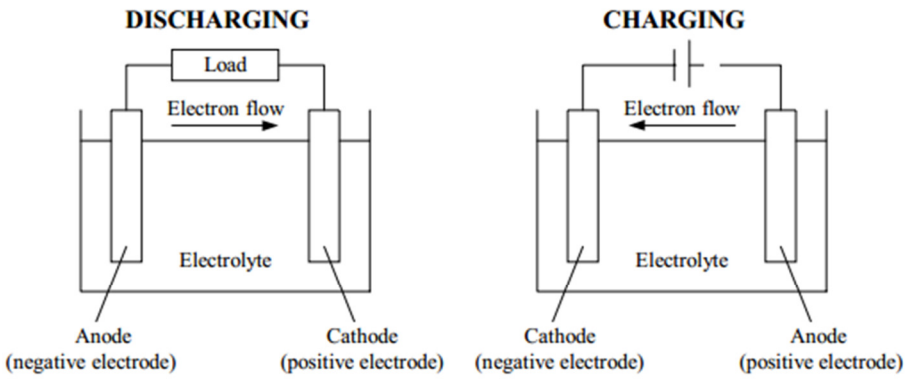

Figura 2.4 - Processo de carga e descarga de uma bateria convencional [27]

i. Sistemas de baterias de ácido-chumbo

As baterias de ácido-chumbo são uma solução tecnológica madura. As suas células têm os seus elétrodos construídos em chumbo, imersos numa solução aquosa de ácido sulfúrico. Algumas das características desta tecnologia são apresentadas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de ácido-chumbo

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		25- 45	[17]
Densidade de potência (W/kg)		80 - 300	[26]
Eficiência (%)		60 - 85	[9], [17]
Capacidade cíclica[3] (ciclos)		300 - 2000	[24], [10]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	200 - 305	[21], [10]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	305 - 330	[10], [22]

Os sistemas de baterias de chumbo oferecem flexibilidade nas suas capacidades de potência e energia, uma vez que estas dependem do tamanho e geometria dos elétrodos. Existe, no entanto, sempre um compromisso entre capacidade de potência e energia dado não serem características independentes.

Nos sistemas atuais os seus tempos de resposta já são da ordem dos milissegundos, o que permite a aplicação destes sistemas quer em potência quer em energia. A duração de descarga pode variar entre uma hora e 10 horas [12]. No entanto, a sua reduzida capacidade cíclica influencia a sua aplicabilidade quando é necessária a sua utilização frequente. A capacidade cíclica desta tecnologia é muito influenciada pela profundidade das descargas,

[3] As capacidades cíclicas dos sistemas de baterias são apresentadas para profundidades de descarga de 100%. Devido a nestes sistemas a capacidade cíclica depender em muito deste fator, apresenta-se o número mínimo de ciclos que estas tecnologias são capazes de realizar.

sendo frequente esta influência variar de fabricante para fabricante. Segundo [12], a tecnologia pode fazer até 10000 ciclos com profundidade de descargas de 10%.

As baterias de ácido-chumbo têm normalmente um tempo de vida útil de 10-15 anos, sendo este muito dependente do número de ciclos a que sejam sujeitas. Durante este tempo, a tecnologia perde cerca de 20% a 40% da sua capacidade inicial de potência e energia. A eficiência desta tecnologia não é afetada durante a sua vida útil. No entanto, ocorre auto-descarga na base de 1% da sua capacidade de energia por cada mês, em standby [25].

ii. Sistemas de baterias de níquel

As baterias de níquel são assim designadas por terem nas suas células o elétrodo positivo em compostos de níquel. Existem seis tipos de baterias de níquel: as de níquel-cadmio, as de cloreto de níquel-sódio, as de hidretos metálicos de níquel, as de níquel-hidrogénio, as de níquel-ferro e de níquel-zinco [12]. As primeiras duas são as mais comuns e com aplicações em redes elétricas de energia [11].

Os sistemas de baterias de níquel são suscetíveis a aplicações de potência ou a aplicações de energia. A sua variante de níquel-cádmio é adequada a aplicações em potência, enquanto a de cloreto de níquel-sódio é indicada para aplicações de energia. Ambos já possuem tempos de resposta curtos, na ordem dos milissegundos.

A capacidade cíclica desta tecnologia é muito influenciada pela profundidade das descargas pelo que o seu tempo de vida útil, estimado entre 10-15 anos, pode ser determinado pela frequência de ciclos que o sistema seja sujeito. Segundo [12], a tecnologia é capaz de fazer 50000 ciclos se a profundidades de descarga de 10%.

Tabela 2.4 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de níquel

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		50 - 125	[26], [25]
Densidade de potência (W/kg)		20 - 1500	[26]
Eficiência (%)		65 - 85	[12]
Capacidade cíclica (ciclos)		750 – 3500	[26], [12]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	458	[27]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	305	[10]

Tradicionalmente, os sistemas de baterias de níquel sofriam do efeito de memória, ou seja, perdiam capacidade caso não fossem descarregados totalmente antes de voltarem a ser carregados. No entanto, atualmente esse efeito é menos frequente nesta tecnologia, havendo apenas uma perda de cerca de 20% da capacidade durante a sua vida útil [26]. Além disso,

esta tecnologia apresenta também perdas por auto-descarga de cerca de 5% da sua capacidade por mês em standby [12].

iii. Sistemas de baterias de sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre são uma tecnologia que funciona a altas temperaturas (250ºC a 400ºC), em que cada célula tem como elétrodo positivo enxofre fundido, elétrodo negativo sódio fundido e eletrólito sólido de um composto de alumínio (beta alumina) que separa os dois elétrodos [17].

Tabela 2.5 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de sódio-enxofre

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		150 - 240	[17], [12]
Densidade de potência (W/kg)		80 - 100	[26]
Eficiência (%)		75 - 90	[12]
Capacidade cíclica (ciclos)		2500 - 4500	[12], [17]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	305 - 550	[10], [29]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	305 - 450	[10], [29]

Além das características apresentadas na Tabela 2.5, esta tecnologia apresenta também uma perda de capacidade de potência e energia de 10% durante a sua vida útil, estimada em 12-20 anos [12]. Segundo [30], os custos de manutenção destes sistemas estão na ordem dos 0.5%-ano do custo de investimento inicial.

Os sistemas de baterias de sódio-enxofre apresentam características propícias à sua utilização em aplicações em energia. A duração de descarga destes sistemas pode ir de uma hora às dez horas [30]. Além disso, apresenta tempos de resposta reduzidos, na ordem dos segundos, e uma capacidade cíclica razoável que, segundo [12], pode ser dobrada se a profundidade das descargas for de 90%.

iv. Sistemas de baterias de lítio

As baterias de lítio têm como elétrodo positivo um composto de lítio, como elétrodo negativo carbono ou grafite, sendo o eletrólito uma solução aquosa de lítio ou um polímero de lítio. A circulação dos iões de lítio entre os elétrodos é que cria corrente e tensão em cada célula que compõe a bateria. Os materiais que constituem os elétrodos e eletrólitos podem diferir dentro desta tecnologia criando variantes construtivas à mesma. Essas variantes possuem as suas próprias características, mas todas dentro das gamas de valores apresentados

na Tabela 2.6. As baterias de iões de lítio e de lítio-polímero são as variantes comercialmente disponíveis [26].

Tabela 2.6 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de lítio

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		60 - 500	[26]
Densidade de potência (W/kg)		80 - 2000	[26]
Eficiência (%)		85 - 95	[31], [7]
Capacidade cíclica (ciclos)		3000 - 10000	[31], [32]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	305 - 600	[10], [8]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	458 - 800	[10], [8]

Aos sistemas de baterias de lítio é estimado um tempo de vida útil de 15 anos, estando este dependente da frequência cíclica. Segundo [31], esta tecnologia é capaz de perfazer até 100.000 ciclos com profundidades de descarga de 10%. Durante este tempo, estes sistemas perdem cerca de 20% da sua capacidade de potência e energia. A tecnologia tem uma auto-descarga de 2%-ano da sua capacidade energética. Os custos de manutenção são estimados em 2%-ano do custo de investimento inicial [31].

Dadas as suas características, os sistemas de baterias de lítio podem ser utilizadas para endereçar aplicações em potência e energia. Com um tempo de resposta na ordem dos milissegundos, alta eficiência e densidade de potência e uma boa capacidade cíclica esta tecnologia pode ser aplicada em potência, em situações que sejam necessárias durações de descarga de alguns minutos [31]. As durações de descarga podem, atualmente, ser de várias horas [30].

2.2.3.2 – Sistemas de baterias de fluxo regenerativas

Os sistemas de baterias de fluxo regenerativas diferem das convencionais quer nos aspetos construtivos quer nos materiais utilizados. Em termos construtivos, têm as suas células agrupadas em formato de pilha e constituídas pelos elétrodos positivo e negativo, separados por uma membrana de troca de iões. No entanto, neste tipo de sistemas o ou os eletrólitos encontram-se em tanques separados, sendo durante a carga e descarga bombeados para a pilha de células ocorrendo o fenómenos de oxidação-redução através da membrana de troca de iões (ver Figura 2.5).

Os sistemas de baterias de fluxo regenerativas atualmente disponíveis comercialmente e com projetos já implementados em sistemas elétricos de energia são os sistemas de baterias de brometo de zinco e de vanádio [11].

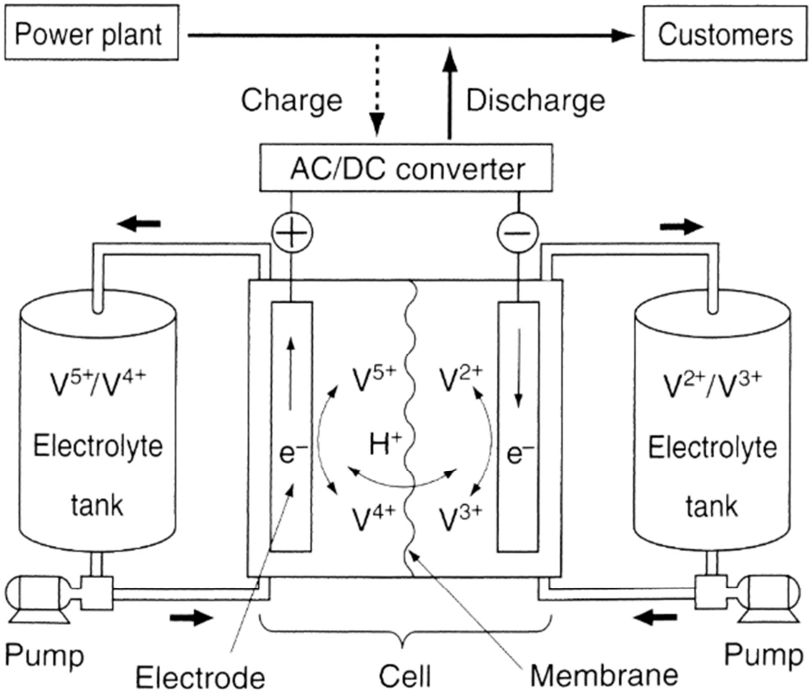

Figura 2.5 – Aspetos construtivos de um sistema de baterias de vanádio [12]

i. Sistemas de baterias de brometo de zinco

Nos sistemas de baterias de brometo de zinco ambos os eletrólitos são de uma solução aquosa de brometo de zinco mas com diferentes concentrações de brometo. Durante a carga, o elemento zinco solidifica e deposita-se no elétrodo negativo, acontecendo o mesmo ao brometo mas no elétrodo positivo. A membrana separadora assegura um fluxo igual de iões de zinco e brometo entre os elétrodos. Os elétrodos são de carbono e feitos bipolares de forma a funcionarem como elétrodo positivo numa célula e como elétrodo negativo na célula seguinte (formato em pilha das célula). Na descarga, o processo contrário ocorre, havendo a dissolução do zinco e do brometo.

Os sistemas de baterias de brometo de zinco têm tempos de vida útil elevados, na ordem dos 20 anos. O facto de ser possível substituir os eletrólitos, aumenta a sua vida útil ficando esta mais dependente do número de ciclos que o sistema faz. Também por esta razão, estes sistemas não apresentam perda de capacidade de potência e energia ao longo da sua vida útil, podendo esta ser até aumentada durante esse período.

A eficiência destes sistemas é condicionada pelos circuitos de bombagem dos eletrólitos, podendo esta ser afetada se o sistema não for sujeito a uma correta manutenção. A auto-descarga desta tecnologia é elevada, na ordem de 1%-hora da sua capacidade energética. Nas baterias de brometo de zinco a capacidade de potência é definida área dos elétrodos e pelo número de célula em pilha. A sua capacidade de energia é dependente também do tamanho das células mas também da capacidade dos reservatórios dos eletrólitos. As características de capacidade de potência e energia estão, assim, interligadas dando origem normalmente a

sistemas com duração de descarga de duas a seis horas [8]. Pelas suas características, estes sistemas estão habilitados a aplicações em energia. Possuem também tempos de resposta na ordem dos milissegundos [12].

Tabela 2.7 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de brometo de zinco

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		60 - 80	[26]
Densidade de potência (W/kg)		50 - 150	[26]
Eficiência (%)		65 - 80	[8], [12]
Capacidade cíclica (ciclos)		2000 - 3000	[31], [32]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	305	[10]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	305 - 500	[10], [33]

A capacidade energética do sistema dependente do tamanho dos tanques dos eletrólitos aliada à densidade energética do mesmo, pode limitar a sua adoção como sistemas de armazenamento disperso de energia, quando existirem requisitos elevados de espaço e peso.

ii. Sistemas de baterias de vanádio

Os sistemas de baterias de vanádio utilizam apenas o vanádio numa solução de ácido sulfúrico como eletrólito. O facto de este químico possuir quatro formas iónicas permite, através da membrana de iões, o fluxo de cargas iónicas para o circuito elétrico ser completo (ver Figura 2.5) [12]. O seu funcionamento em carga e descarga é similar às baterias de brometo de zinco mas com o processo apenas a recorrer às formas iónicas do vanádio.

Este tipo de baterias de fluxo regenerativo apresentam tempos de vida útil superiores a 20 anos [12], dado o vanádio poder ser renovado. A capacidade de ser renovado e por ser utilizado apenas um eletrólito garante uma capacidade cíclica elevada à tecnologia. Além disso, também não há perda de capacidade ao longo desse tempo e o tempo de resposta destes sistemas encontra-se nos milissegundos [12].

A capacidade de potência e a capacidade de energia nesta tecnologia são independentes. A capacidade de potência depende do tamanho das células enquanto a capacidade energética depende do tamanho do reservatório do eletrólito. No entanto, esta tecnologia é tendencialmente utilizada para durações de descarga de duas a 10 horas [8], ou seja, em aplicações em energia. A sua aplicação como sistema de armazenamento disperso de energia está dependente dos requisitos de espaço e peso necessário, dada a sua capacidade de energia depender do tamanho dos reservatório de eletrólitos e a sua densidade energética não ser elevada.

Tabela 2.8 - Gama de valores típicos das características dos sistemas de baterias de vanádio

Característica		Valor	Referências
Densidade de energia (Wh/kg)		15 - 30	[24], [34]
Densidade de potência (W/kg)		50 - 150	[26]
Eficiência (%)		75 - 85	[8], [12]
Capacidade cíclica (ciclos)		10000- 14000	[31], [17]
Custo de investimento	Custo unitário de potência (€/kW)	305	[10]
	Custo unitário de energia (€/kWh)	458	[10]

2.3 - Resumo

Os sistemas de armazenamento disperso de energia definem-se por não possuírem um requisito vincado de localização, podendo assim ser colocados em redes de distribuição onde a sua introdução possa ter um maior impacto e a necessidade de armazenamento de energia seja maior. A Secção 2.1 apresenta os conceitos e características básicas à caracterização técnica e económica desses sistemas. Na Secção 2.2 são apresentadas as opções tecnológicas de armazenamento disperso de energia com base nas características definidas na secção anterior. Embora existindo outras tecnologias para além daquelas apresentadas, este estudo restringiu-se aos supercondensadores, aos volantes de inércias e a alguns sistemas de baterias, dado que estas são as que, de entre as capazes de possuírem um carácter disperso, estão comercialmente disponíveis e/ou já foram ou está planeado serem implementadas em redes elétricas de distribuição de energia. Cada tecnologia possui o ser próprio modo de funcionamento, envolvendo materiais e processos diversificados. Estes aspetos definem as características típicas de cada tecnologia, assim como as suas potencialidades e restrições de aplicação.

Uma vez identificadas e caracterizadas as tecnologias de armazenamento disperso de energia, procede-se no Capítulo 3 à identificação e descrição dos desafios técnicos e económicos que a introdução de Produção Dispersa acarreta para os sistemas elétricos de energia, nomeadamente para as redes de distribuição, e de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia podem responder e lidar com esses desafios.

Capítulo 3

Sistemas de Armazenamento Disperso de energia na resposta aos desafios técnico-económicos da Produção Dispersa

A descrição dos desafios com maior impacto técnico-económico na operação das redes elétricas resultantes da penetração de Produção Dispersa (PD) [13] e a forma como estes podem ser endereçados pelos sistemas de armazenamento distribuído de energia, caracterizados no Capítulo 2, são o propósito deste capítulo.

A Secção 3.1 mostra de que forma a Produção Dispersa pode influenciar os perfis de tensão nas redes de distribuição, e como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem contribuir para a regulação de tensão nessas redes. Na Secção 3.2 é descrita a forma como a não correspondência temporal entre a geração da PD, principalmente a de origem eólica e fotovoltaica, e o consumo representa um desafio para as redes elétricas. Mais, é apresentada a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia para o deslocamento temporal da energia produzida por essas fontes de forma a responder a esse desafio.

O impacto que a variabilidade[4] de algumas fontes de Produção Dispersa tem nos sistemas elétricos e como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem amenizar esse impacto é descrito na Secção 3.3. Mais, devido a essa variabilidade ter distintos impactos quando observada em escalas temporais diferentes, são necessários requisitos diferentes aos sistemas de armazenamento disperso de energia.

[4] A geração eólica e solar são caracterizadas, segundo a literatura [1,3-5], também como fontes intermitentes. Neste trabalho, as flutuações de produção destas fontes são referidas sempre como variabilidade de produção [7].

3.1 - Regulação de tensão em redes de distribuição

A penetração de Produção Dispersa em redes de distribuição influencia os trânsitos de potência destas redes, trazendo novos desafios à forma como é realizada a operação das redes de distribuição [3]. Nesta secção é evidenciado de que forma a introdução de Produção Dispersa pode influenciar os trânsitos de potência numa rede de distribuição e, consequentemente, os perfis de tensão da rede. Mais, apresenta de que forma essa influência pode limitar os níveis de penetração de Produção Dispersa, e como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem contribuir para a regulação de tensão de uma rede de distribuição, suportando também uma maior integração de PD.

3.1.1 – Influência da Produção Dispersa nos perfis de tensão

Tradicionalmente, as redes elétricas foram concebidas assumindo que os trânsitos de potência eram unidirecionais, fluindo dos centros produtores, através das redes de transporte, para as redes de distribuição, alimentado assim os consumidores. Com a introdução de Produção Dispersa, quando a sua produção excede a carga local, o trânsito de potências é invertido podendo resultar em problemas de sobretensão. Consequentemente, novos desafios emergem na regulação de tensão das redes de distribuição. Consequentemente, esses problemas podem limitar a integração de Produção Dispersa dado que, com os equipamentos atualmente disponíveis na rede, a flexibilidade da operação das redes é reduzida podendo levar a problemas de fiabilidade e qualidade de serviço [35].

Os operadores das redes de distribuição têm a obrigação regulamentar de alimentar os consumidores a uma dada tensão, dentro de limites estabelecidos. Em Portugal, os limites regulatórios são de ±10% de desvio da tensão nominal da rede [36]. Nas redes de distribuição, devido às suas características construtivas, a introdução de geração pode conduzir a problemas de sobretensão quando a produção excede a carga e os trânsitos de potência se invertem. Segundo [1], a variação de tensão numa rede de distribuição com reduzido consumo é dada, aproximadamente, pela equação Eq. 3.1 em sistema por unidade (p.u.).

$$\Delta V = \frac{P \times R + Q \times X}{V} \qquad \text{(Eq. 3.1)}$$

onde P é a potência ativa injetada em watts [W], R a resistência do circuito da rede em ohms [Ω], Q a potência reativa injetada em volt-ampere reativo [var], X a reatância do circuito da rede em ohms [Ω] e V a tensão nominal do circuito em volts [V]. Pela equação Eq. 3.1 verifica-se que a elevação de tensão pode ser limitada pela absorção de potência reativa (Q). No entanto, as características físicas das redes de distribuição, em que o rácio X/R tende a ser próximo de um [1], limitam a eficácia dessa hipótese. Mais, nas redes de distribuição de Baixa Tensão (BT), os circuitos são predominantemente resistivos pelo que o efeito na tensão é dado predominantemente pela injeção de potência ativa [1].

A Figura 3.1 pretende evidenciar de forma simplificada como é realizada a regulação de tensão e como a introdução de geração numa rede de distribuição de Média e Baixa Tensão pode influenciar a tensão e reduzir a flexibilidade de operação da rede nos períodos de reduzida carga e de máxima carga. A regulação de tensão nas redes de distribuição é, tradicionalmente, realizada por transformadores de potência com tomadas em carga situados nas subestações de distribuição, por bancos de condensadores e, por último, pelos transformadores com tomadas sem carga dos postos de transformação [35][5]. Pretende-se assim que a regulação de tensão seja realizada de tal forma que o consumidor mais remoto seja alimentado com tensão dentro dos limites regulatórios quer nos períodos de reduzida carga quer nos períodos de ponta de carga.

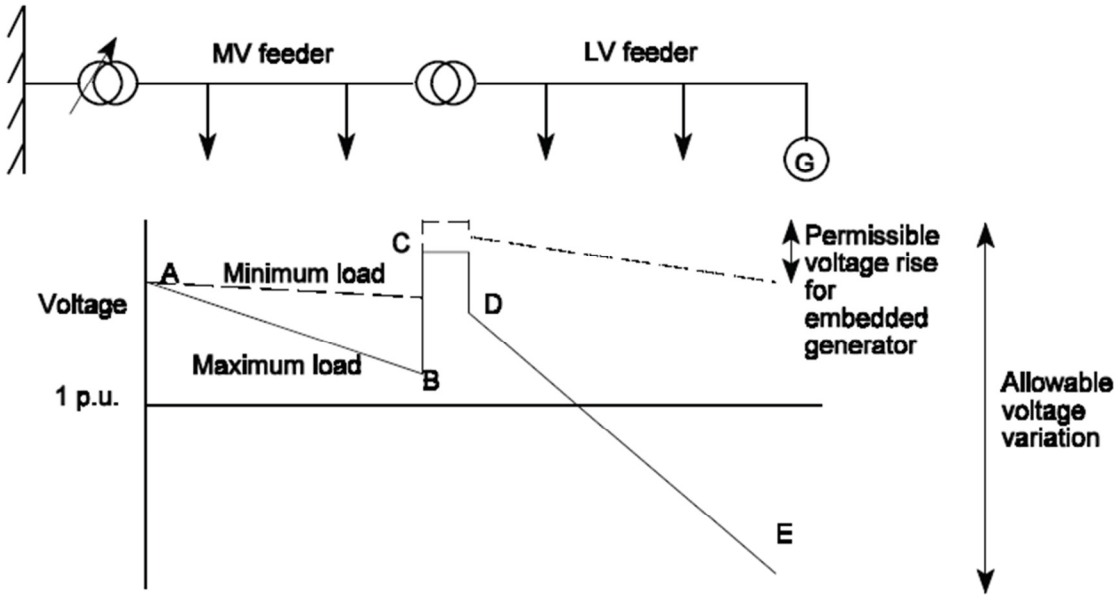

Figura 3.1 – Exemplo da variação de tensão numa rede de distribuição simples [1]

Em "A" a tensão é mantida constante pelas tomadas em carga do transformador da subestação. De "A" para "B" a tensão diminui ao longo da saída MT da subestação. De "B" para "C" a tomada fixa do transformador do posto de transformador eleva a tensão. De "C" para "D" é representada a queda de tensão no transformador do posto de transformação. De "D" para "E" a tensão diminui ao longo do ramo de BT.

Em Portugal, o Regulamento das Redes de Distribuição [36] estabelece restrições à ligação à rede de forma a limitar os problemas de tensão que surgem pela introdução de produção em redes de distribuição. A regulação da ligação de produção às redes de distribuição em relação aos seus efeitos na tensão define que a Produção Dispersa com mais de 6 MW (megawatt) deve operar com um fator de potência unitário, que a tensão no barramento de ligação não deve sofrer desvios superiores a 2% da tensão nominal com a conexão da Produção Dispersa, e que os limites regulatórios de desvio de 10% da tensão nominal sem qualquer carga na rede não devem ser excedidos [37]. A adoção de sistemas de armazenamento

[5] Segundo [40], na regulação de tensão podem participar também equipamentos como os reguladores de passo de tensão (SVR) localizados ao longo das linhas de Média Tensão (MT).

disperso de energia pelos operadores das redes de distribuição pode contribuir para a amenização dos efeitos na tensão das redes resultantes da introdução de Produção Dispersa.

3.1.2 – Sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão

Os sistemas de armazenamento disperso de energia podem ser aptos para contribuírem, de forma eficiente, na regulação de tensão em redes de distribuição [38]. Estes realizam a regulação de tensão carregando energia da rede nos períodos suscetíveis à ocorrência de problemas de sobretensão de forma a diminuir a tensão na rede, e descarregando energia para a rede quando problemas de subtensão possam ocorrer de forma a aumentar a tensão na rede (ver equação Eq. 3.1).

Na perspetiva do operador de uma rede de distribuição, ao adicionar à rede um sistema de armazenamento disperso de energia, um elemento ativo na gestão de rede, conjuntamente com os elementos já existentes na regulação de tensão, o operador da rede de distribuição aumenta a flexibilidade de operação dessa rede e pode limitar os eventuais deslastres de geração da Produção Dispersa por atuação de proteções devido a problemas de sobretensão. Consequentemente, o valor da energia proveniente desses recursos aumenta, beneficiando a fiabilidade e qualidade de serviço da rede. Além disso, sendo estes sistemas capazes de reduzir o impacto da Produção Dispersa nos perfis de tensão de uma rede de distribuição, a sua aplicação pode conduzir a uma maior integração de fontes de PD uma vez que as restrições à ligação de PD deixam de ser tão limitativas.

A regulação de tensão em redes de distribuição representa para os sistemas de armazenamento disperso de energia uma aplicação em potência e/ou energia (ver Secção 2.1). Segundo [13], a capacidade de potência e duração de descarga destes sistemas necessárias para endereçar a regulação de tensão em redes de distribuição depende dos níveis de penetração de Produção Dispersa e dos perfis das cargas presentes nessas redes, assim como do local onde é instalado o sistema.

3.2 - Deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa

Algumas fontes de Produção Dispersa, principalmente a eólica, tende a produzir uma porção da energia em períodos de reduzida carga no sistema de energia, o que se traduz também num menor valor económico dessa energia. Esta secção evidencia este desafio, apresentando a forma como os sistemas de armazenamento disperso de energia o podem endereçar através da sua aplicação na realização do deslocamento horário da energia proveniente da Produção Dispersa. A consideração de um espaço temporal horário de análise deve-se à componente de mercado de energia presente neste desafio, mercados esses normalmente com preços horários [6].

3.2.1 – Desfasamento horário entre Produção Dispersa e o consumo

A Produção Dispersa caracteriza-se por não ser despachável, dado o seu enquadramento legal, mas antes por produzir energia sempre que os seus recursos estiverem disponíveis [1]. Estas características têm particular relevância na geração eólica, que está dependente da velocidade do vento no local onde estão instaladas as turbinas de aproveitamento desse recurso, e na geração solar, que depende da radiação solar no local onde estão instalados os painéis fotovoltaicos.

Enquanto a energia solar tem uma elevada correlação horária com períodos de elevada procura, uma porção significativa da energia produzida pelas fontes eólicas é produzida em períodos de carga reduzida e baixos preços de mercado [6]. Estes aspetos podem ser limitadores da contínua integração de PD dado que, ao não serem controláveis de forma a correlacionar a sua produção com a carga local, continua a ser necessária produção centralizada de energia para que os consumidores sejam alimentados nos períodos de maior necessidade.

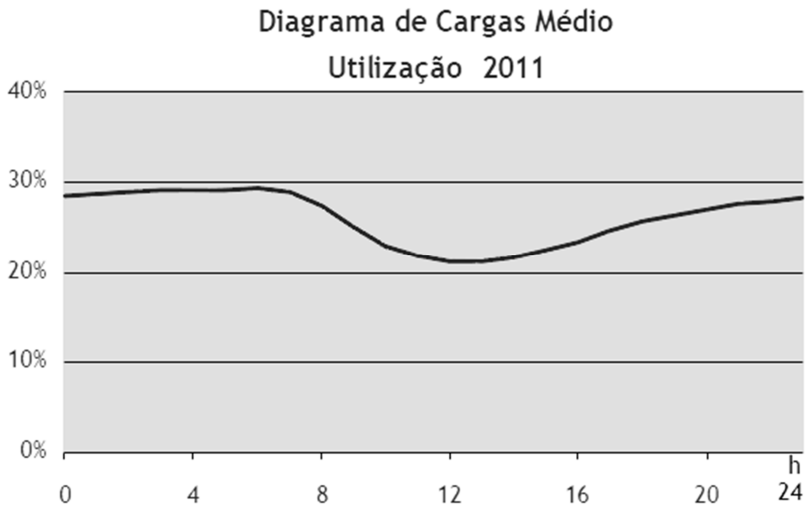

Figura 3.2 – Fator de utilização médio horário da capacidade eólica portuguesa em 2011 [39]

A Figura 3.2 apresenta o fator de utilização médio da capacidade eólica instalada em Portugal no ano de 2011 em cada uma das 24 horas diárias. Verifica-se que o fator de utilização é maior nas primeiras 8 horas do dia o que significa que muita da energia eólica é produzida durante esse período em Portugal. Segundo [40], as primeiras 8 horas do dia são consideradas horas de vazio ou super vazio independentemente da tensão de ligação de um qualquer consumidor, o que significa que a carga é reduzida durante este período, confirmando-se assim que uma porção da energia produzida por aproveitamento do vento não foi gerada nos períodos de maior adequabilidade quer técnica quer económica.

3.2.2 – Sistemas de armazenamento disperso aplicados para o deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa

O desafio que se coloca aos produtores e operadores das redes elétricas é o de maximizar o valor da energia proveniente das fontes de energia renovável deslocando temporalmente a energia produzida por essas fontes das horas de menor necessidade por parte dos consumidores para as horas de maior procura e consequentemente de valor económico mais elevado [13]. Este desafio pode ser endereçado em larga escala, com grandes aproveitamentos hidroelétricos com bombagem de água que é posteriormente turbinada nas horas mais convenientes e com centros de armazenamento de energia em ar comprimido, ou em pequena escala, com sistemas de armazenamento disperso de energia com o objetivo de armazenar a energia produzida localmente pela geração dispersa numa rede de distribuição nas horas de menor consumo local para a descarregar nas horas de maior consumo local [6]. Este trabalho foca-se no armazenamento de energia de menor escala.

Na perspetiva do operador de uma rede de distribuição, os benefícios neste tipo de aplicação residem na possibilidade de fazer uma gestão energética local, fazendo com que a geração local siga de forma mais eficiente o consumo local, e consequentemente diminuindo a necessidade de energia proveniente de centros produtores nas horas de pico de consumo. O facto de os sistemas de armazenamento disperso de energias carregarem durante períodos de baixa procura energética por parte dos consumidores pode ainda diminuir o efeito da Produção Dispersa nos perfis de tensão (ver Secção 3.1) [13]. Além disso, ao haver uma maior correlação entre a produção e carga local, estes sistemas podem contribuir para uma maior integração de Produção Dispersa, nomeadamente de fontes como a eólica e solar.

Os sistemas de armazenamento disperso de energia podem ser aplicados pelos promotores de Produção Dispersa para o deslocamento horário da energia gerada por essas fontes. Na perspetiva dos promotores das centrais de Produção Dispersa, esta aplicação de sistemas de armazenamento de energia traz benefícios se a Produção Dispersa participar nos mercados diários de energia, no sentido da sua remuneração estar associada aos preços de mercado [6]. Atualmente em Portugal, a Produção Dispersa é remunerada com base em tarifas diferenciadas para a energia elétrica produzida em centrais renováveis (em inglês "*feed-in tariffs*") [41]. Essas tarifas são fixas e dependentes do tipo de tecnologia de Produção Dispersa, tendo uma duração de 15 anos ou um limite de energia produzida (aquele que for atingido primeiro) passando depois a serem remuneradas por preços de mercado [37]. Assim, numa perspetiva de mercado englobando estas tecnologias, a transferência horária da energia produzida para períodos de preços de mercado mais elevados aumenta o valor da energia produzida pela Produção Dispersa [6].

A Figura 3.3 apresenta um exemplo de aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia por um promotor de um parque eólico para o deslocamento horário da energia eólica produzida. Verifica-se que o conjunto das turbinas eólicas e sistema de

armazenamento disperso de energia não injeta potência durante as primeiras horas do dia, sendo depois a injeção de potência reforçada, nas horas de maior interesse económico.

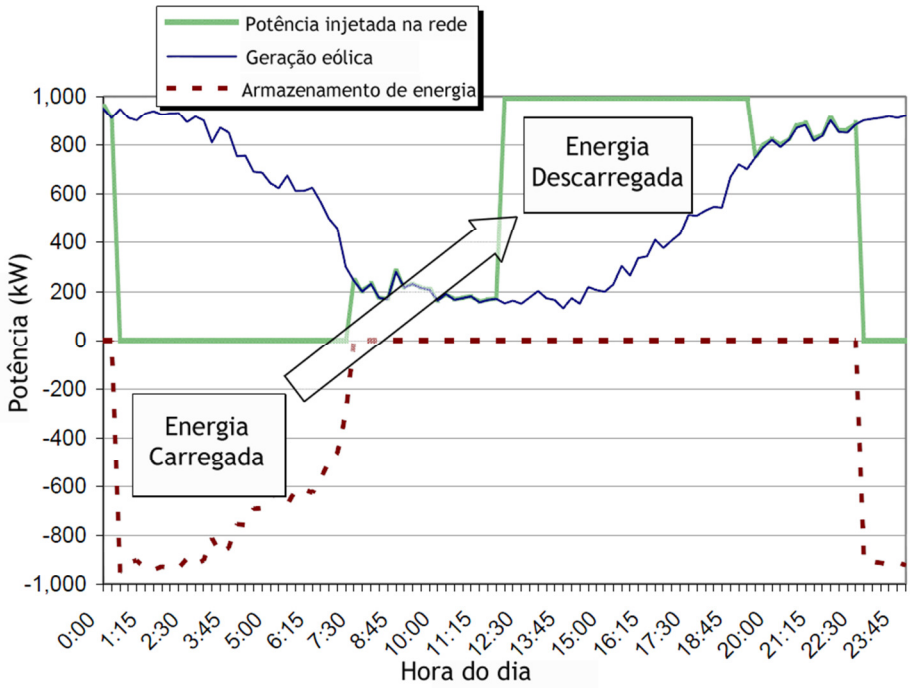

Figura 3.3 – Exemplo de deslocamento horário da energia eólica num dia na perspetiva de um promotor eólico [6]

Segundo [6,8], a aplicação dos sistemas de armazenamento disperso de energia para endereçar o desafio apresentado nesta secção é uma aplicação em energia (ver Secção 2.1) destes sistemas. Como requisito para esta aplicação, estas soluções tecnológicas devem ser capazes de durações de descarga entre duas a quatro horas, considerando um ciclo completo por dia. Estes valores para a duração de descarga, segundo [6], dependem da maior ou menor correlação entre a Produção Dispersa e a carga local, assim como da diferença de preços do mercado de energia entre os períodos de menor necessidade energética e os períodos de maior necessidade. Nesse sentido, uma menor duração de descarga corresponderia à situação de maior correlação horária entre produção e carga local e menor discrepância entre os valores dos preços do mercado de energia, enquanto uma maior duração de descarga seria necessária na situação reversa desta.

3.3 - Amenização do impacto da variabilidade das fontes de energia

A Produção Dispersa de carácter renovável, principalmente a geração eólica e a geração solar, apresentam variabilidade na sua produção [42]. Por exemplo, a velocidade do vento flutua e o sol pode desaparecer atrás das nuvens, surgindo assim variabilidade na produção de energia a partir das fontes eólica e fotovoltaicas. Esta variabilidade tem um impacto diferente consoante a escala temporal em que é observada. Por exemplo, quando a produção

eólica é observada numa escala anual (ver Figura 3.2) a flutuação de produção é reduzida pelo que o seu impacto também.

Segundo [6], a variabilidade das fontes de energia renovável tem um maior impacto técnico-económico numa escala temporal de observação diária, em períodos horários, ou numa escala de menor duração (de segundos a alguns minutos) [6]. Ambas as formas de variabilidade apresentam desafios para os sistemas elétricos de energia, podendo os sistemas de armazenamento disperso de energia, de diferentes formas, serem aplicados no sentido de minimizar o impacto dessa variabilidade. A amenização da variabilidade das fontes eólica e fotovoltaica necessita de ser realizada junto dessas fontes de forma ao seu impacto ser menor na restante rede elétrica, pelo que os sistemas de armazenamento disperso de energia podem desempenhar um papel útil na mitigação dessa variabilidade.

A Secção 3.3.1 apresenta a variabilidade de produção eólica numa escala diária e a forma como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem reduzir a incerteza na produção eólica, com base nas previsões de produção dessa fonte. A Secção 3.3.2 apresenta a variabilidade das fontes eólica e fotovoltaica quando observada a sua produção numa escala temporal mais reduzida. Pretende também mostrar de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia podem contribuir para a amenização das flutuações rápidas de produção dessas fontes.

3.3.1 – Redução da incerteza da produção eólica

No sentido de se reduzir a incerteza relacionada com a produção eólica e assim reduzir o impacto da sua variabilidade numa escala temporal de observação diária existem, atualmente, diversas técnicas de previsão de produção eólica, como as que são propostas em [43, 44]. Embora contribuindo para uma operação dos sistemas elétricos mais eficiente, devido ao carácter difícil de prever do vento, as previsões têm erros, pelo que a incerteza na produção eólica contínua a ter impacto nos sistemas elétricos [13]. A Figura 3.4, embora apresentando a previsão e produção eólica aglomerada de todos os parques eólicos com telemetria ligados à rede de transporte em Portugal, pretende ilustrar a dificuldade de previsão eólica e a incerteza associada à sua produção.

Os sistemas de armazenamento disperso de energia podem ser aplicados no sentido de reduzirem a incerteza da produção eólica. Nesta aplicação, estes sistemas têm de ser utilizados em conjugação com a previsão de produção eólica, no sentido de estes descarregarem quando a produção efetiva for inferior à produção prevista e ao carregarem quando a produção efetiva for superior à prevista (ver Figura 3.5).

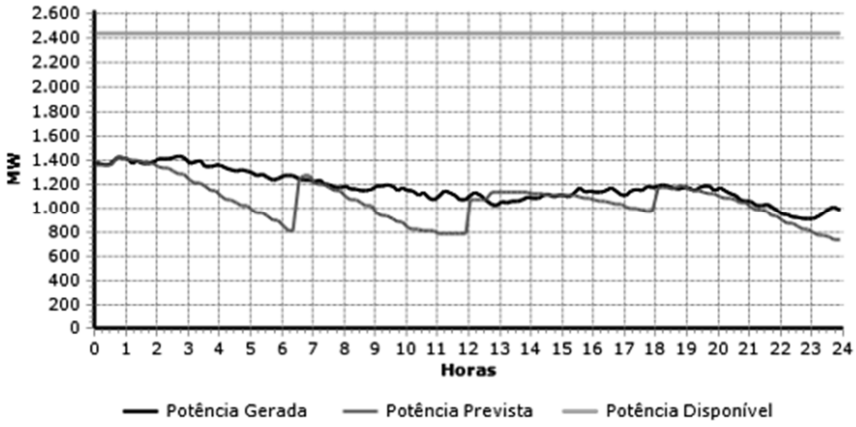

Figura 3.4 – Diagrama de previsão e produção eólica ligada à rede de transporte em Portugal em 7 de Julho de 2011 [50]

A adoção de sistemas de armazenamento disperso por parte dos operadores das redes elétricas pode permitir a redução da necessidade de reserva, aumentando assim a eficiência técnica e económica da operação das redes [43]. Mais, a flutuação da produção causa também flutuação da tensão nas redes de distribuição, podendo causar problemas de fiabilidade e qualidade de serviço a que estes sistemas são capazes de responder, beneficiando assim a operação das redes de distribuição. No entanto, segundo [46] a adoção destes sistemas para endereçarem o desafio provocado pela incerteza de produção eólica, tende a ser realizada pelos próprios promotores dos parques eólicos. Isto deve-se ao facto de, para uma efetiva amenização dessa incerteza, estes sistemas devem ser introduzidos junto a essa produção para que os efeitos da variabilidade não tenham impacto significativo na restante rede elétrica.

Na perspetiva dos promotores de parques eólicos, a variabilidade de ao longo do dia da produção pode colocar desafios se a sua remuneração for penalizada por desvios em relação à produção prevista em cada hora do dia. Embora este cenário ainda não se verifique em Portugal, segundo [43], a energia eólica em Espanha e na Dinamarca tem vindo a ser enquadrada numa situação de mercado de energia em que desvios de produção face a previsões são penalizados ao preço dos mercados de reserva de regulação. Neste cenário, os sistemas de armazenamento disperso de energia podem desempenhar um papel de procura da minimização das penalizações económicas na remuneração dos promotores eólicos. Além disso, ao reduzirem a incerteza na produção eólica, valorizam técnico-economicamente a energia que produzida por estas fontes, contribuindo para os benefícios de uma maior integração destas fontes nos sistemas elétricos.

Independentemente de quem possa adotar os sistemas de armazenamento disperso de energia, a sua aplicação na redução da incerteza de produção eólica, segundo [8,46], é uma aplicação em energia, em que as soluções tecnológicas de armazenamento disperso de energia devem ser capazes de durações de descarga entre uma e dez horas. A relação entre a capacidade de potência e energia depende da capacidade eólica instalada. Mais, devem ter a

capacidade cíclica necessária para realizarem vários ciclos diários, como se pode observar na Figura 3.5.

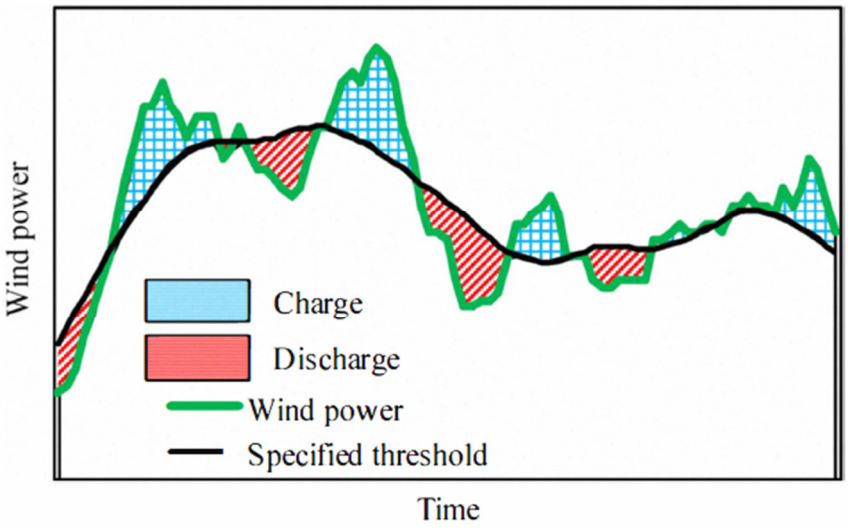

Figura 3.5 – Aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia para a mitigação da variabilidade eólica [47]

3.3.2 – Amenização das flutuações rápidas de produção eólica e fotovoltaica

A produção de um parque de painéis fotovoltaicos pode cair de forma muito rápida com a passagem de nuvens sobre os painéis, sendo esta a razão mais frequente da flutuação rápida da produção a partir desta fonte de energia (ver Figura 3.6). Depois da passagem das nuvens a produção volta ao valor anterior, pelo que estas elevadas taxas de variação de produção traduzem um desafio para as redes elétricas [6]. Na geração eólica, a flutuação rápida da produção também acontece. Fenómenos associados à aceleração ou desaceleração do vento alteram a produção eólica. Além disso, estes fenómenos têm efeitos maiores em parques eólicos com turbinas de menores dimensões pois, devido à inércia das grandes máquinas rotativas, a variação rápida da velocidade do vento é menos sentida pelas turbinas maiores dimensões [42].

As variações rápidas da produção eólica e fotovoltaica requerem que os operadores das redes elétricas considerem reserva girante adicional para minimizar os riscos na operação do sistema elétrico. Mais, os centros produtores responsáveis por essa reserva são sujeitos a taxas de tomada e deslastre de carga elevadas, acarretando não só dificuldades técnicas e económicas adicionais como também levam perdas de eficiência e a um desgaste maior dos centros produtores, dado que as centrais convencionais são melhor operadas com produção constante [6].

Os sistemas de armazenamento disperso de energia podem ser utilizados para endereçar o desafio da variabilidade de curta duração da geração eólica e fotovoltaica [6]. O funcionamento destes sistemas nesta aplicação baseia-se na carga quando há aumentos bruscos de produção e na descarga quando há reduções de produção. Desta forma, estes

sistemas amenizam as flutuações rápidas, contribuindo para a redução da necessidade de uma reversa girante elevada com capacidade de tomada e deslastre de carga elevada. A sua localização deve ser junto das fontes eólicas e fotovoltaicas de forma a amenizar os efeitos sentidos na restante rede. Nesse sentido, segundo [46], cabe aos promotores destas fontes de energia a amenização das suas flutuações rápidas de produção de forma a contribuírem para uma melhor eficiência operacional das redes elétricas, permitindo assim uma crescente penetração dessas fontes.

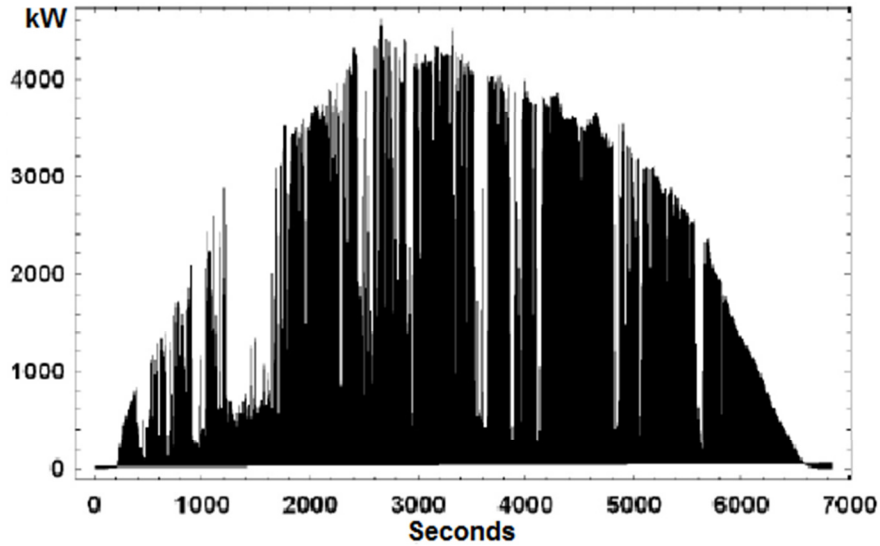

Figura 3.6 – Variação da produção de um parque fotovoltaico durante um dia numa escala de 10 segundos devido à passagem de nuvens [8]

Segundo [46], a aplicação dos sistemas de armazenamento disperso de energia na amenização das flutuações rápidas da produção de fontes eólicas ou fotovoltaicas, é uma aplicação em potência. A resposta ao desafio das flutuações rápidas requer, tipicamente, uma elevada capacidade de potência, durações de descarga reduzidas, na ordem dos minutos, e capacidades cíclicas elevadas de forma ao sistema ser capaz de dezenas de ciclos diários [46]. Além disso, os tempos de resposta dos sistemas devem ser muito reduzidos, poucos milissegundos, de forma ao efeito das flutuações não ter efeito significativo na restante rede elétrica [6].

3.4 - Resumo

A introdução e crescentes níveis de penetração de Produção Dispersa nas redes elétricas apresentam desafios cada vez maiores à operação dos sistemas elétricos de energia. O Capítulo 3 tem o objetivo de descrever e caracterizar esses desafios emergentes e mostrar de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia são capazes de lidar com estes problemas. A adoção destes sistemas pode trazer benefícios quer para os operadores das redes de distribuição quer para os promotores de Produção Dispersa, pelo que são apresentadas essas perspetivas em cada desafio e aplicação descritas.

Na Secção 3.1 é apresentada a influência que a Produção Dispersa tem nas redes de distribuição. Devido às características físicas dessas redes, a injeção de potência nelas em períodos de reduzida carga pode conduzir a problemas de sobretensão. Os sistemas de armazenamento disperso de energia são capazes de realizar a regulação de tensão, aumentando a flexibilidade de operação dessas redes, o que conduz a uma maior fiabilidade e qualidade de serviço dessa redes.

A Produção Dispersa de carácter renovável produz a sua energia sempre que o recurso que utiliza está disponível. No entanto, uma porção da energia produzida por essas fontes é gerada em períodos onde a necessidade dos consumidores é reduzida, conduzindo à perda de valor técnico e económico dessa energia. Na Secção 3.2 é apresentada a descrição deste desafio e de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia podem realizar o deslocamento horário da energia produzida por essas fontes para períodos de maior adequação técnica e económica.

A geração eólica e fotovoltaica, ao dependerem da velocidade do vento e da radiação solar, respetivamente, tornam-se recursos variáveis. As incertezas da produção eólica assim como as flutuações rápidas de produção quer eólica quer fotovoltaica apresentam-se como desafios à integração destes recursos (ver Secção 3.3). Dessa forma, é ilustrada a forma como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem, de diferentes formas, endereçar estes desafios.

Na sequência da descrição dos desafios à introdução de Produção Dispersa que podem ser endereçados pelos sistemas de armazenamento disperso de energia, no Capítulo 3, e da apresentação das tecnologias que podem ser utilizadas nesses sistemas, no Capítulo 2, o Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida neste trabalho para o dimensionamento ótimo desses sistemas com o objetivo de responderem aos desafios ilustrados neste capítulo.

Capítulo 4

Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento disperso de energia

A metodologia DOSADE (Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento disperso de energia) desenvolvida no âmbito da Dissertação tem por objetivo o dimensionamento ótimo dos sistemas de armazenamento disperso de energia quando aplicados aos desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa, tal como foi descrito no Capítulo 3. Os objetivos são alcançados através de uma análise técnico-económica e da definição de uma estratégia ótima de funcionamento desses sistemas que são adaptáveis à aplicação pretendida, como por exemplo a regulação de tensão ou a redução dos desvios de produção eólica em relação à produção prevista. Mais, através de uma análise comparativa, a metodologia DOSADE indica qual a tecnologia de armazenamento disperso de energia e qual a localização economicamente mais adequadas a essa aplicação, depois de reconhecidas as opções tecnológicas suscetíveis de serem aplicadas, assim como os possíveis locais para a introdução desses sistemas.

Na Secção 4.1 são apresentadas as considerações iniciais à metodologia DOSADE necessárias ao entendimento dos requisitos e processos envolvidos na implementação da metodologia. Na Secção 4.2 são detalhadas as etapas que compõem a metodologia DOSADE, de forma a esta cumprir os seus objetivos. Esta secção encontra-se dividida em seis subsecções que englobam as oito etapas que constituem a metodologia, incluindo o detalhe da forma como é realizada a análise técnica, a definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso, a análise económica e como é selecionada a dimensão ótima desse sistema.

4.1 - Introdução à metodologia DOSADE

Face às características diversificadas dos desafios inerentes à introdução de elevadas penetrações de Produção Dispersa descritos no Capítulo 3, a metodologia DOSADE necessita de ser adaptável às diferentes aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia na resposta a desafios, tais como a regulação de tensão, o deslocamento horário da energia da Produção Dispersa, amenização do impacto da variabilidade eólica e solar. Dadas as particularidades de cada desafio descrito e os objetivos na introdução dos sistemas de armazenamento disperso de energia, a metodologia DOSADE adapta os seus processos de forma a realizar uma avaliação técnico-económica adequada. Com estes objetivos, a metodologia DOSADE engloba:

- Regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, segundo a perspetiva do operador dessa rede (ver Secções 3.1 e 3.2);
- Redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de geração eólica, segundo a perspetiva do promotor do parque eólico (ver Secção 3.3.1);
- Amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis (eólica e fotovoltaico), segundo a perspetiva do promotor de um parque de uma dessas fontes (ver Secção 3.3.2).

As diferentes características entre estas aplicações consideradas na implementação da metodologia DOSADE influenciam principalmente os requisitos de aquisição do modelo de rede (ver Secção 4.2.1), a análise técnica e económica realizada (ver Secção 4.2.2 e 4.2.5, respetivamente) e a definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia (ver Secção 4.2.3).

Para a implementação da metodologia DOSADE é utilizado o *software Matlab* e o seu pacote de simulação de trânsitos de potência *Matpower,* e o *Microsoft Excel*. Dado que apenas se considera neste trabalho o funcionamento dos sistemas elétricos em regime permanente, estas ferramentas são suficientes para satisfazer as necessidades da metodologia DOSADE. Além disso, a análise é realizada no pressuposto de a rede elétrica em análise ser uma rede trifásica equilibrada.

4.2 - Descrição da metodologia DOSADE

A Figura 4.1 sumariza a metodologia DOSADE, apresentando as etapas necessárias para se alcançar o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso de energia introduzido para uma determinada aplicação, nomeadamente a regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, a

minimização das penalizações ao promotor eólico pelos desvios de produção eólica em relação à previsão e a amenização das flutuações rápidas de parques eólicos ou solares.

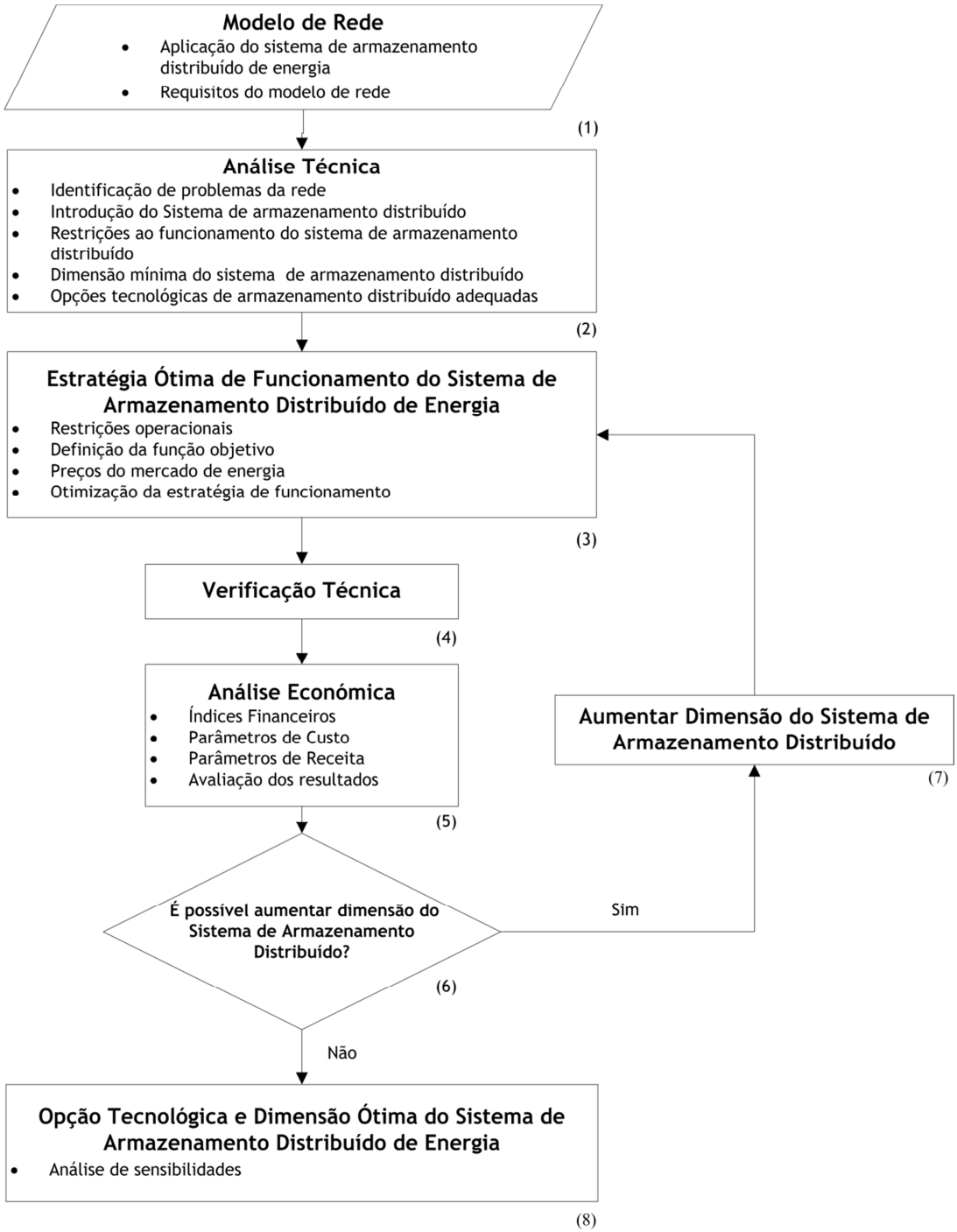

Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia DOSADE

Os processos que integram a metodologia DOSADE e que constituem as etapas apresentadas no fluxograma são descritos nas secções seguintes (Secção 4.2.1 a Secção 4.2.6). A forma como a metodologia DOSADE é implementada e como se adapta aos diferentes desafios da introdução de Produção Dispersa (definidos na Secção 4.1) é evidenciada em cada processo envolvido pela metodologia.

4.2.1 – Modelo da Rede (1)

A metodologia DOSADE inicia com a aquisição do modelo da rede, etapa (1) na Figura 4.1. As particularidades inerentes aos diferentes desafios levantados pela Produção Dispersa (ver Capítulo 3) e a separação entre as diferentes aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia na resposta a esses desafios, justificada na Secção 4.1, conduzem à necessidade de serem considerados diferentes parâmetros na aquisição do modelo de rede, pretendendo a divisão entre as aplicações apresentadas nesta secção traduzir os parâmetros próprios de cada uma.

i. Regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, segundo a perspetiva do operador dessa rede

Na aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia, por parte do operador de uma rede de distribuição, para realizar a regulação de tensão e/ou o deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa o modelo da rede inclui a topologia da rede de distribuição, com as características elétricas dos seus componentes, e os limites operacionais da rede. Estes limites operacionais incluem os limites de tensão nos barramentos da rede, e os limites térmicos dos ramos. Mais, os dados incluem o perfil de carga para cada carga presente na rede, assim como o perfil de geração de cada elemento de Produção Dispersa.

O ano base de análise é composto por duas estações elétricas, verão e inverno, cada uma caracterizada por um dia típico dividido em 24 períodos horários. Os dois dias típicos caracterizam-se por um perfil de carga e de geração dispersa diferente. Esta divisão foi considerada adequada visto os perfis de carga serem bastante diferenciados consoante a estação elétrica (maior carga no inverno e menor carga no verão) e a Produção Dispersa, dependendo da tecnologia envolvida, também poder apresentar diferentes perfis consoante a estação. A divisão horária permite a adequação à divisão atual dos preços do mercado de energia Ibérico (MIBEL), sendo esta a divisão apontada por [46] como adequada para a análise destas aplicações.

ii. Redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de geração eólica, segundo a perspetiva do promotor do parque eólico

Na aplicação pelo promotor de um parque eólico de um sistema de armazenamento disperso de energia para a redução das penalizações pelos erros de previsão da geração eólica a topologia da rede de distribuição não é modelizada, uma vez que o sistema pertence ao parque e o efeito sentido na rede é o da geração eólica em conjugação do sistema de armazenamento disperso de energia. Em relação à rede de distribuição à qual o parque eólico está ligado, é considerado como limite a capacidade do parque eólico como o máximo de potência que a combinação do sistema de armazenamento e produção eólica pode injetar na

rede. Além disso, é incluído um limite máximo de desvio entre a produção e a previsão de geração eólica em valor percentual da capacidade do parque.

O ano base de análise é composto por 365 dias divididos em 24 períodos horários cada. Para cada uma dessas horas e dias, o modelo da rede inclui a previsão e a produção efetiva da fonte eólica cujas penalizações pelos erros de previsão se tencionam reduzir. Segundo [46], esta é a divisão temporal adequada para esta aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia dado que permite uma maior diversidade quer de perfis de previsão e produção eólica quer de preços do mercado de energia.

iii. Amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis (eólica e fotovoltaico), segundo a perspetiva do promotor de um parque de uma dessas fontes

Na aplicação por um promotor de um parque eólico ou fotovoltaico de um sistema de armazenamento disperso de energia para a amenização das flutuações rápidas de geração da sua fonte, o modelo de rede engloba apenas o conjunto da fonte de geração renovável e do sistema de armazenamento de energia. A restante rede não é modelizada, sendo considerados como limites operacionais a capacidade do parque como a potência máxima possível de injetar na rede pelo conjunto, e um limite máximo para os desvios de produção entre dois períodos consecutivos, expressos em percentagem da potência instalada no parque.

O ano base de análise é constituído por um dia típico dividido em minutos. Para cada um desses minutos os dados incluem a produção do parque. Esta divisão temporal é, segundo [46], uma divisão temporal adequada para avaliar este tipo de desafio. O dia típico avaliado permite caracterizar a capacidade de potência e energia necessárias ao sistema de armazenamento disperso de energia, fornecendo uma visão suficiente da capacidade cíclica do sistema.

4.2.2 – Análise técnica (2)

A análise técnica da metodologia DOSADE, etapa (2) da Figura 4.1, está dividida em duas partes de análise que se distinguem por uma ser anterior e a outra posterior à introdução do sistema de armazenamento disperso de energia na rede em estudo. Fundamentalmente, a análise técnica anterior à introdução do sistema tem o propósito de identificar problemas na rede. A análise seguinte tem o intuito de se perceber como o armazenamento de energia pode endereçar os problemas identificados, calcular a dimensão mínima do sistema para ser capaz de cumprir o seu propósito, determinar os limites máximos de carga e descarga da estratégia de funcionamento do sistema e selecionar as tecnologias de armazenamento de energia adequadas para responder aos problemas identificados. A apresentação da forma como, dentro da etapa (2), a análise técnica é realizada e como cada desafio endereçado influência esta análise é o propósito desta secção.

i. Regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, segundo a perspetiva do operador dessa rede

Nesta aplicação, a identificação dos problemas da rede é alcançada através da realização de trânsitos de potência sucessivos para todo o espaço temporal definido na etapa (1) da Figura 4.1, considerando a topologia da rede, os perfis de carga e os perfis de geração dispersa. Os trânsitos de potência são realizados em ambiente *Matpower* [48]. As restrições operacionais, definidas na etapa (1), definem a existência ou não de problemas de tensão ou de congestionamento de ramos na rede de distribuição.

Estando identificados os problemas operacionais na rede de distribuição, procede-se à introdução e definição da localização do sistema de armazenamento disperso de energia. Dado nesta aplicação ser o operador da rede em estudo a definir a localização deste sistema, este pode ser colocado numa subestação, num posto de transformação, junto à carga ou à Produção Dispersa, ou até ao longo dos ramos da rede. A definição das possíveis localizações do sistema é realizada manualmente, dependendo da aplicação pretendida. A definição da localização adequada é feita, na metodologia DOSADE, por comparação dos resultados económicos entre as várias localizações consideradas. Além disso, a localização do sistema de armazenamento disperso de energia é fundamental para a determinação da dimensão mínima do sistema para que este se apresente como solução ao desafio endereçado.

O principal problema no dimensionamento do sistema de armazenamento disperso de energia é o de reconhecer qual a capacidade de potência e energia adequadas para o sistema cumprir o seu propósito. Nesta etapa de análise técnica é determinada a dimensão mínima do sistema que permite resolver os problemas identificados. Isto é conseguido através da realização de trânsitos de potência ótimos (TPO) nos períodos de análise definidos na etapa (1) e gerindo os custos de geração da energia proveniente do sistema elétrico a montante da rede em estudo e do sistema de armazenamento disperso de energia. Os TPO são resolvidos aproveitando os recursos disponibilizados pelo *Matlab* e *Matpower* [48]. Pela definição dos custos de geração do sistema a montante como nulos, e o custo quer de carga, quer de descarga do sistema de armazenamento disperso de energia como elevados, o sistema de armazenamento apenas intervém com a potência e energia mínimas para resolver os problemas identificados, sendo consequentemente alcançada a dimensão mínima do sistema de armazenamento. Na sequência deste processo, o mínimo de carga ou descarga em cada período de análise é definido representando assim restrições à estratégia de funcionamento do sistema, ver Secção 4.2.3.

Os limites máximos de carga e descarga em cada período são calculados através de um algoritmo de TPO semelhante ao utilizado para a obtenção da dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia. Na gestão dos custos de produção no Matpower, o procedimento de cálculo dos limites máximos de carga em cada período considerado, envolve a atribuição de bonificações elevadas ao consumo de energia por parte do sistema de

armazenamento disperso de energia ao mesmo tempo que se atribuem custos reduzidos à energia proveniente da rede a montante da rede em estudo. Dessa forma, é determinada a máxima energia que o sistema pode consumir em cada período de forma a manter os limites operacionais da rede. Num procedimento contrário, e atribuindo custos reduzidos pela descarga de energia do sistema de armazenamento disperso de energia na rede ao mesmo tempo que se atribuem custos elevados à energia proveniente da rede a montante da rede em estudo, os limites máximos de descarga do sistema são definidos, uma vez calculados a energia máxima possível de ser descarregada pelo sistema mantendo a operação da rede de distribuição dentro dos limites estabelecidos na etapa (1).

ii. Redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de geração eólica, na perspetiva do promotor do parque eólico

A identificação dos problemas, no estudo deste desafio da geração eólica, é feita apenas através do reconhecimento dos períodos em que os desvios entre a produção eólica efetiva e a previsão da sua produção ultrapassam o limite máximo estabelecido na etapa (1) da metodologia DOSADE. Isto é realizado através de um *script Matlab* que, ao mesmo tempo que identifica os problemas, determina a dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia capaz de solucionar esses problemas. A capacidade de potência mínima do sistema é determinada pela diferença entre o desvio máximo da produção e previsão eólica e o desvio máximo definido. A capacidade de energia mínima é determinada pelo número de períodos consecutivos e a potência necessária que o sistema necessita de carregar ou descarregar para manter a produção eólica dentro do desvio máximo. Consequentemente, ficam definidos os limites mínimos de carga e descarga em cada um dos períodos, limites esses utilizados na definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema. Neste caso, dado que é o promotor eólico que introduz este sistema, a sua localização já está definida à partida.

Os limites máximos de carga e descarga do sistema de armazenamento disperso de energia em cada período do espaço temporal em análise são definidos por um algoritmo semelhante. Neste caso, os limites máximos de carga do sistema nos diferentes períodos são definidos de tal forma que o sistema não carregue a uma potência superior à que o parque eólico produz e o limite máximo dos desvios entre produção e previsão eólica não seja ultrapassado. Os limites máximos de descarga do sistema em cada período analisado são definidos para que a potência injetada na rede pelo conjunto do sistema e do parque eólico não ultrapasse a capacidade instalada do parque eólico e os desvios máximos entre produção e previsão eólica não sejam ultrapassados.

iii. Amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis (eólica e fotovoltaico), na perspetiva do promotor de um parque de uma dessas fontes

Nesta aplicação, os problemas são apontados através da identificação dos períodos consecutivos cuja diferença de produção eólica ou solar seja maior do que o limite máximo definido na etapa (1) da metodologia DOSADE. São, assim, identificados os períodos, no espaço temporal em análise, em que o sistema de armazenamento disperso de energia necessita de carregar ou descarregar de forma ao sistema cumprir o propósito da sua introdução. Nessa sequência é determinada a potência mínima e capacidade energética mínima do sistema. Através de um *script Matlab*, a capacidade de potência mínima é definida pela diferença entre o desvio máximo de produção entre períodos consecutivos e o desvio máximo definido na etapa (1), Figura 4.1. O sistema, nesta aplicação, é colocado no parque eólico ou fotovoltaico, pelo que a capacidade mínima determinada não é influenciada pela localização.

Os limites máximos de carga e descarga pelo sistema de armazenamento disperso de energia são definidos por um processo semelhante, em que o conjunto parque eólico ou fotovoltaico e sistema não ultrapassem a capacidade instalada nesse parque em termos de produção conjunta, o sistema de armazenamento disperso de energia apenas utilize energia proveniente do parque no seu carregamento e os desvios máximos de produção entre períodos consecutivos não sejam violados.

iv. Determinação das tecnologias de armazenamento de energia adequadas

A determinação da capacidade de potência e capacidade de energia mínimas para endereçar os desafios que a rede com Produção Dispersa coloca, restringem as tecnologias de armazenamento disperso de energia capazes de resolver esses problemas. A seleção das soluções tecnológicas adequadas é feita com base na comparação entre as características necessárias à resolução dos problemas e as características típicas das tecnologias apresentadas no Capítulo 2. As características consideradas na definição de se uma opção tecnológica é ou não adequada para a aplicação em causa são a relação entre a capacidade de potência e energia necessárias, a duração de descarga e a capacidade cíclica necessária para o sistema de armazenamento disperso de energia ser capaz de cumprir o seu propósito durante o período de 15 anos considerado, na etapa (5) na Figura 4.1. Com este propósito, é ponderado, consoante as características de cada tecnologia em causa, o sobredimensionamento da dimensão mínima do sistema de forma a considerar a perda de capacidade de potência e de energia que algumas tecnologias (por exemplo, os sistemas baseados em baterias) apresentam, e também a influência da profundidade das descargas na capacidade cíclica do sistema para que este esteja apto a realizar o número mínimo de ciclos necessários para endereçar o desafio pretendido.

Os sistemas de armazenamento disperso de energia, devido às suas capacidades de carga e descarga, são representados como um gerador capaz de absorver e injetar potência ativa na rede. Consequentemente, a carga destes sistemas é representada por valores negativos e a descarga por valores positivos de potência. Mais, a metodologia DOSADE apenas considera os sistemas de armazenamento disperso de energia capazes de injetar potência ativa na rede. Além disso, a metodologia considera apenas a introdução de um sistema de armazenamento disperso de energia para endereçar cada um dos desafios, não sendo considerada a hipótese de serem introduzidos vários sistemas em vários locais da rede.

Na análise do funcionamento dos sistemas de armazenamento disperso, a metodologia DOSADE considera que os tempos de resposta destes sistemas são nulos, ou seja, considera que estes sistemas são capazes de disponibilizar a sua potência nominal instantaneamente. Dessa forma, não são considerados os efeitos dinâmicos da ligação destes sistemas à rede elétrica.

4.2.3 – Estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia (3)

Na etapa (3) é realizado um processo de otimização da estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia que pretende maximizar os benefícios económicos da introdução do sistema na rede, respeitando as restrições operacionais da rede e as restrições operacionais do próprio sistema, definidas na etapa (2). A definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema envolve a otimização de uma função objetivo. De forma à metodologia DOSADE ser adaptável às aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia consideradas (ver Secção 4.1) são desenvolvidas três funções objetivo, dependendo assim a função objetivo a otimizar do desafio que o sistema endereça.

Os benefícios económicos da estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia baseiam-se em preços do mercado de energia. Estes preços dependem do mercado de energia a que o sistema acede, dependendo o tipo de mercado a que acede, da aplicação pretendida para o sistema de armazenamento disperso de energia. A estrutura de mercado de energia considerada segue a estrutura do mercado ibérico de energia (MIBEL), baseando-se no mercado diário normal e no mercado de reserva de regulação [49]. Os mercados intradiários de energia não são considerados.

A estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia é alcançada pela otimização de uma função objetivo através do método do ponto interior. O *software Matlab* disponibiliza este método como um recurso próprio, tendo este sido utilizado para a implementação da otimização pretendida [50]. Dado que a função objetivo desenvolvida para cada uma das aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia consideradas, assim como as restrições do funcionamento do sistema são não

lineares, a capacidade do método do ponto interior de otimizar uma função objetivo não linear, sujeita a restrições não lineares justifica a sua adoção na metodologia DOSADE.

i. Regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, na perspetiva do operador dessa rede

Na aplicação de um sistema de armazenamento de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, a função objetivo desenvolvida para a definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema é representada, matematicamente, pela equação Eq. 4.1. Assume-se que a energia carregada é representada por valores negativos e a energia descarregada por valores positivos.

$$\max \sum_{i=1}^{N}(D_i \times PR_i) + \sum_{k=1}^{N}(C_k \times PM_k) \ (€) \qquad \text{(Eq. 4.1)}$$

onde N representa os 24 períodos horários de um dia típico, D_i é a energia descarregada em Megawatt hora (MWh) na hora "i", PR_i é o preço do mercado de reserva de regulação na hora "i", C_k é a energia consumida pelo sistema (MWh) na hora "k". A função objetivo considera a otimização separada da estratégia de funcionamento nas estações elétricas de verão e inverno, pelo que a equação Eq. 4.1 representa a função utilizada na otimização para um dia típico de uma das estações elétricas consideradas. Os preços pela carga de energia são baseados no mercado diário e os preços de descarga no mercado de reserva de regulação[6]. Se o sistema de armazenamento disperso de energia fornece um serviço auxiliar à rede, como a regulação de tensão, assume-se que estes sistemas podem aceder aos mercados de regulação. Caso esse serviço não seja fornecido, o mercado diário define os preços quer de carga quer de descarga.

A equação 4.1 está sujeita às seguintes restrições:

$$\underline{D_i} \leq D_i \leq \overline{D_i} \qquad \forall\, i = 1..N \qquad \text{(Eq. 4.2)}$$

$$\overline{C_k} \leq C_k \leq \underline{C_k} \qquad \forall\, k = 1..N \qquad \text{(Eq. 4.3)}$$

$$\underline{SOC}\,(\%) \leq SOC(\%) \leq 100\%\,, \qquad \text{(Eq. 4.4)}$$

$$\sum D_i \leq E_{Cap} \times nC \qquad \text{(Eq. 4.5)}$$

$$D_i \times C_k = 0 \qquad \forall\, i = k \qquad \text{(Eq. 4.6)}$$

onde SOC (%) é o estado de carga do sistema de armazenamento disperso de energia, E_{Cap} (MWh) a sua capacidade de energia e nC é o número de ciclos que se admite que o sistema

[6] O mercado de reserva de regulação do MIBEL é constituído por preços para a reserva de regulação a subir e a reserva de regulação a descer. Neste caso consideraram-se apenas os preços do mercado de reserva de regulação a subir.

seja capaz de realizar por dia. Na inequação Eq. 4.2 e Eq. 4.3 os limites de carga e descarga de energia são definidos conjuntamente pelas restrições operacionais da rede de distribuição, definidas na etapa (2) da metodologia DOSADE, e a capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia. A inequação Eq. 4.4 assegura que o estado de carga não ultrapassa os limites de carga máxima em nenhum período, ou seja, estado de carga superior à capacidade de energia do sistema, e limite inferior de estado de carga, que é definido considerando as características da tecnologia de armazenamento, nomeadamente a influência do estado de carga na capacidade cíclica da tecnologia (ver Secção 2.1). Considera-se que o sistema se encontra inicialmente totalmente descarregado. O estado de carga (SOC) no período "L" é calculado da seguinte forma:

$$SOC_L(\%) = \frac{-((\sum_{k=1}^{L} C_k)\times Eff+\sum_{i=1}^{L} D_i)}{E_{cap}} \times 100\% \quad L \in [1..N] \qquad \text{(Eq. 4.7)}$$

onde Eff (%) é a eficiência da tecnologia de armazenamento disperso de energia (ver Secção 2.1). A inequação Eq. 4.5 assegura que apenas sejam realizados um determinado número (nC) de ciclos completos equivalentes num dia típico. Este número depende da tecnologia de armazenamento de energia e da sua capacidade cíclica, e tem por objetivo garantir que o tempo de vida do sistema, pelo número de ciclos completos que realiza, se mantenha nos 15 anos de análise do projeto (ver Secção 4.5). Se a tecnologia não apresentar dependência entre o número de ciclos e o tempo de vida útil, esta inequação não é utilizada. A inequação Eq. 4.6 garante que num mesmo período o sistema não é utilizado para carregar e descarregar.

ii. Redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de geração eólica, na perspetiva do promotor do parque eólico

Na aplicação de um sistema de armazenamento de energia para a redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de produção eólica, segundo [46, 51] considera-se que o promotor é remunerado pela energia que é previsto produzir em cada hora, sendo penalizado pelos desvios de produção em relação ao previsto da seguinte forma:

- Se a produção for inferior à previsão, o promotor é penalizado pelo preço da reserva de regulação a subir;
- Se a produção for superior à previsão, o promotor é penalizado pelo preço de reserva de regulação a descer, não sendo remunerado pelo excesso de produção.

A função objetivo implementada para a otimização da estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia introduzido por um promotor eólico nesta aplicação é apresentada, matematicamente, na equação Eq. 4.8. Esta função é otimizada para cada dia, dividido em períodos horários, do espaço temporal definido na etapa (1) (ver Secção 4.2.1).

$$min\ [\left(\sum_{i=1}^{N}(Prod_i + SA_i - Prev_i) \times (Pd_i + Pn_i)\right) \times \mu_i + \left(\sum_{i=1}^{N}(Prev_i - (SA_i + Prod_i)) \times (Ps_i)\right) \times (1 - \mu_i)] \quad (€) \qquad \text{(Eq. 4.8)}$$

em que,

$$u_i = \begin{cases} 1\,, & se \quad Prod_i + SA_i \geq Prev_i \quad \forall i = 1..N \\ 0\,, & se \quad Prod_i + SA_i < Prev_i \quad \forall i = 1..N \end{cases},$$

onde N representa os 24 períodos horários de um dia, $Prod_i$ é a produção do parque eólico na hora "i" (MWh), SA_i é a energia gerada pelo sistema de armazenamento disperso de energia (valores negativos para a carga e valores positivos para a descarga) na hora "i" (MWh), $Prev_i$ é a previsão de produção do parque na hora "i" (MWh), Pn_i é o preço do mercado diário na hora"i" (€/MWh), Pd_i é o preço do mercado de reserva de regulação a descer na hora "i" (€/MWh), Ps_i é o preço do mercado de reserva de regulação a subir na hora "i" (€/MWh), e μ_i é uma variável de controlo da forma como é penalizado o promotor.

A equação Eq. 4.8 está sujeita às seguintes restrições:

$$\underline{SA_i} \leq SA_i \leq \overline{SA_i} \qquad \forall i = 1..N \qquad \text{(Eq. 4.9)}$$

onde os limites inferior e superior à potência fornecida pelo sistema de armazenamento são definidos na etapa (2), Figura 4.1. Além da restrição apresentada, a equação Eq. 4.8 está sujeita a uma restrição semelhante à apresentada na inequação Eq. 4.4. Neste caso o estado de carga (SOC) num dado período "L" é calculado da seguinte forma:

$$SOC_L(\%) = SOC_{L-1} + \frac{\sum_{i=1}^{L} SA_i}{E_{cap}} \times 100\% \qquad \text{(Eq. 4.10)}$$

Dado que a equação Eq. 4.8 se refere apenas a um dia num espaço temporal de um ano base de análise, o estado de carga ao final de um dia é o estado de carga inicial no dia seguinte. Além disso, considera-se que no primeiro dia de estudo o estado de carga do sistema de armazenamento disperso de energia é o estado de carga mínimo definido.

A eficiência da tecnologia de armazenamento disperso de energia é considerada neste modelo na forma apresentada na equação Eq. 4.7. Caso a capacidade cíclica seja determinante neste caso, a inequação Eq. 4.5 é também incluída.

iii. Amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis (eólica e fotovoltaico), na perspetiva do promotor de um parque de uma dessas fontes

Na aplicação de sistemas de armazenamento disperso para a amenização das flutuações rápidas de produção de eólica ou solar por parte do promotor, a estratégia ótima de funcionamento, devido à escala temporal reduzida que é necessária, é menos influenciada pelos preços de mercado, sendo a estratégia definida sobretudo pelas restrições técnicas. No entanto, para as flutuações rápidas tenderem a ser mais reduzidas nos períodos de necessidade, a função objetivo desenvolvida é representada matematicamente da seguinte forma:

$$\max \sum_{i}^{N} SA_i \times PM_i \qquad \text{(Eq. 4.11)}$$

onde N representa os 1440 minutos de um dia típico (ver Secção 4.2.1), SA_i é a energia gerada ou absorvida pelo sistema de armazenamento disperso de energia (valores negativos para a carga e valores positivos para a descarga) no minuto "i" (MWh), e PM_i os preços do mercado de energia diário na hora a que pertence o minuto "i". Esta função objetivo está sujeita a restrições semelhantes às impostas pelas equações Eq. 4.9 e Eq. 4.10.

4.2.4 – Verificação técnica (4)

A verificação técnica, etapa (4) da Figura 4.1, tem o propósito de validar a estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia, definida na etapa (3). Na aplicação dos sistemas de armazenamento disperso de energia para a minimização das penalizações por desvios da produção eólica em relação à produção prevista, e na sua aplicação na amenização das flutuações rápidas de produção eólica ou solar por parte do promotor, esta etapa (4) consiste na verificação de se a estratégia de funcionamento do sistema permite ao conjunto sistema de armazenamento disperso de energia e parque eólico ou fotovoltaico respeitar os limites definidos na etapa (1) e (2) da metodologia DOSADE.

Na aplicação por parte do operador de uma rede de distribuição de sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia produzida pela Produção Dispersa nessa rede, a verificação técnica é realizada através de uma série de trânsitos de potência para todos os espaços temporais de análise, e considerando a introdução do sistema de armazenamento disperso de energia. Os trânsitos de potência são realizados e pretendem verificar se com a estratégia ótima de funcionamento do sistema anteriormente calculada, os problemas técnicos identificados na etapa (2) da metodologia são resolvidos. Além disso, nesta aplicação, esses trânsitos de potência são utilizados para avaliar outros impactos dos sistemas na rede de distribuição, impactos esses que têm influência na análise económica (ver Secção 4.2.5). Os aspetos analisados são a influência do sistema de armazenamento disperso de energia nas perdas da rede de distribuição e no corte de Produção Dispersa evitado. Considera-se que a Produção Dispersa é cortada se conduzir à violação de limites técnicos.

4.2.5 – Análise económica (5)

A análise económica do impacto da existência de armazenamento disperso de energia baseia-se na avaliação do Valor Atual Líquido (VAL) do projeto de investimento nesse sistema que depende de índices financeiros, parâmetros de custo e parâmetros de receitas. Segundo [12, 52],este é o termo económico determinante na avaliação de um projeto de investimento em sistemas de armazenamento de energia [52], sendo assim predominante na seleção da dimensão ótima desse sistema. O projeto de investimento é feito para um horizonte de

planeamento de 15 anos, visto este ser o valor comummente utilizado para este tipo de projetos [52]. Alguns dos fatores considerados que influenciam o VAL do projeto dependem quer da aplicação do sistema de armazenamento disperso quer até do país onde ele é implementado. Por esse facto, alguns deles são sujeitos a uma análise de sensibilidades realizada na etapa (8) da metodologia DOSADE (ver Secção 4.2.6). No entanto, nesta etapa (5) da metodologia DOSADE são considerados para esses fatores valores base apontados na literatura. Os índices financeiros considerados, assim como os parâmetros de custo são independentes da aplicação do sistema considerado. No entanto, os benefícios dependem da aplicação do sistema pelo que são apresentados nesta secção de forma independente consoante a aplicação.

Os índices financeiros considerados na análise económica são a taxa de custo de capital (TCC) e a inflação (IR). Estes valores são considerados ser de 10% e de 2% [52], respetivamente, embora estes fatores dependam de quem faz o investimento e são suscetíveis a variações consoante o país e contexto macroeconómico em que o projeto é realizado.

O Valor Atual Líquido do projeto é calculado pela fórmula seguinte:

$$VAL = \sum_{t=0}^{N} \frac{FC_t}{(1+CCP)^t} \qquad (€)\ , \qquad \text{(Eq. 4.12)}$$

onde FC_t é o fluxo de caixa no ano t que corresponde à diferença entre as receitas e os custos no ano t, CCP é a taxa de custo de capital pesada que corresponde à taxa de custo de capital pesada pela inflação pela fórmula $CCP\ (\%) = (1 + TCC) \times (1 + IR) - 1$, e N é o período considerado para no planeamento do projeto de investimento, 15 anos na metodologia. Os fluxos de caixa são atualizados pela taxa de inflação considerada.

São considerados dois parâmetros de custo durante o tempo de análise: o custo de investimento e custos de manutenção do sistema de armazenamento de energia. O custo de investimento no sistema de armazenamento disperso de energia depende da dimensão do sistema e da opção tecnológica de armazenamento de energia (ver Secção 2.1). Cada tecnologia tem um determinado custo por cada quilowatt de capacidade de potência e um determinado custo por cada quilowatt-hora de capacidade de energia. Considera-se que este custo é amortizado nos primeiros 7 anos da duração do projeto de investimento com uma taxa de juro de 7%[7]. Os custos de manutenção do sistema dependem da tecnologia de armazenamento de energia, sendo este custo considerado numa base anual (ver Secção 2.1).

Os benefícios provenientes da introdução de um sistema de armazenamento disperso de energia dependem do desafio endereçado pelo sistema. Nesse sentido, para as aplicações

[7] A forma de amortização do custo de investimento, nomeadamente a duração da amortização e a taxa de juro considerada, são baseados em valores típicos utilizados em projetos de investimento em parques fotovoltaicos, segundo informação facultada pela Efacec – Engenharia e Sistemas S.A.

consideradas na metodologia DOSADE, os parâmetros de receita são apresentados separadamente.

i. Regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa numa rede de distribuição, segundo a perspetiva do operador dessa rede

Para a aplicação, na perspetiva do operador de uma rede de distribuição, de um sistema de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa, são considerados como parâmetros de receita a remuneração resultante o funcionamento do sistema, benefícios ambientais e benefícios para a operação da rede de distribuição. A receita proveniente do funcionamento do sistema resulta da sua estratégia ótima de funcionamento, definida na etapa (3) da metodologia DOSADE, e incluí quer o custo da energia carregada pelo sistema quer a remuneração pela energia descarregada.

A redução de emissões de dióxido de carbono (CO_2) define os benefícios ambientais. Estes benefícios são calculados com base no custo médio para as emissões de CO_2 (20 €/ton-CO_2) estimado pela *European Union Emission Trading Scheme* (EU ETS) [53], nas emissões estimadas por energia produzida (ton-CO_2/MWh) de centrais térmicas convencionais e turbinas a gás [54] e a percentagem média de carga alimentada por essas fontes em Portugal no espaço temporal em análise, definido na etapa (1) da metodologia DOSADE. A carga de energia pelo sistema de armazenamento de energia nos períodos em que a geração da Produção Dispersa na rede de distribuição seja insuficiente corresponde a uma penalização ambiental, enquanto a descarga nos períodos em que a rede de distribuição está mais dependente da geração térmica centralizada corresponde a um benefício ambiental.

Os benefícios para a operação da rede de distribuição incluem a redução de perdas na rede de distribuição, o corte evitado da energia proveniente da Produção Dispersa e custos diferidos de investimento na rede. A redução das perdas na rede de distribuição resulta da comparação entre as perdas técnicas da rede após a introdução do sistema de armazenamento disperso de energia, resultantes da etapa (4) (ver Secção 4.2.4), e as perdas anteriores à sua introdução. O benefício económico resultante da redução das perdas é calculado traduzindo, pelos preços de mercado em cada hora de um dia típico, a redução técnica das perdas em receitas para o operador da rede de distribuição. A receita resultante do corte de energia da Produção Dispersa evitado é calculada com base na remuneração portuguesa para a Produção Dispersa estabelecida, que depende da tecnologia de Produção Dispersa [36] e na quantidade de energia que o sistema de armazenamento disperso de energia necessita de carregar de forma a evitar o corte da Produção Dispersa, traduzindo assim um benefício pelo aumento de fiabilidade na rede de distribuição. Para que este benefício seja condizente com a remuneração considerada, assume-se que, para o operador

da rede, os custos pela carga do excedente da energia gerada pela Produção Dispersa são nulos.

Os benefícios resultantes dos custos de investimento diferidos podem variar de país para país, dependendo também das características das redes elétricas no sentido de estarem ou não perto dos seus limites operacionais. O valor base utilizado para este benefício nesta aplicação é baseado no valor apontado em [12], que é de 570 € por cada quilowatt da capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia (€/kW), não sendo discriminados diferentes valores por nível de tensão da rede de distribuição. Segundo [12], os custos de investimento diferidos representam o valor atual para o operador da rede de distribuição da aplicação do sistema de armazenamento disperso de energia mas, no projeto de investimento considerado, este valor é convertido para um valor de renda anual. Com esse propósito utiliza-se a equação de matemática financeira Eq. 4.13.

$$RA = \frac{CID\ (€)}{\frac{1-(1+IR)^{-N}}{IR}} \quad (€), \qquad \text{(Eq. 4.13)}$$

onde RA (€) é a renda anual proporcionada pelo diferimento dos custos de investimento na rede de distribuição no ano "t", N é número de anos considerados no projeto de investimento (15 anos), IR a inflação considerada (2%) e CID (€) é valor atual do diferimento dos custos de investimento tendo em conta a capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia ($570\ €/kW \times Capacidade\ de\ Potência\ (kW)$). Estes custos diferidos dizem respeito a custos de investimento em novos elementos na rede, como transformadores, linhas e cabos ou até novas fontes de geração, que são evitados pela introdução do sistema de armazenamento disperso de energia. Este valor, segundo [55], é estimado supondo um crescimento da carga da rede de 2% por ano ao longo de 15 anos e verificando a diferença entre os custos de investimento na rede pelo seu operador durante esse período de forma a manter os limites operacionais e os custos de investimento na rede durante esse período caso seja introduzido um sistema de armazenamento disperso na rede. Além disso, em opções tecnológicas como os sistemas de baterias que, na sua maioria, são suscetíveis a fenómenos de envelhecimento que conduzem à perda de capacidade de potência e energia durante o seu tempo de vida útil, é considerado um decaimento linear anual desta renda pelo valor estimado de perda de capacidade de potência da tecnologia de armazenamento disperso de energia.

ii. Redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à previsão de geração eólica, segundo a perspetiva do promotor do parque eólico

Na aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à produção prevista pelo produtor, os parâmetros de receita considerados dizem respeito à redução dessas penalizações e a benefícios para a rede de distribuição à qual o sistema se liga. A redução das penalizações é

tida como proveito para o produtor e resultam da estratégia de funcionamento do sistema (ver Secção 4.2.3).

O parâmetro de receita relacionado com os benefícios para a rede de distribuição à qual o parque eólico se liga resultantes da introdução do sistema de armazenamento disperso de energia são apontados por [46], e dizem respeito a um crédito pela capacidade de potência do sistema no sentido de remunerar o produtor por esses benefícios. Segundo [46], o valor base para este parâmetro é de 4,5 € por mês por cada quilowatt de capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia (€/kW-mês). Este valor, nesta análise económica, é traduzido numa renda anual que é reduzido proporcionalmente à perda de capacidade de potência, caso o sistema de armazenamento de energia seja suscetível a fenómenos de envelhecimento.

iii. Amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis (eólica e fotovoltaico), segundo a perspetiva do promotor de um parque de uma dessas fontes

Os parâmetros de receita da aplicação renováveis por parte do produtor de sistemas de armazenamento disperso de energia na amenização das flutuações rápidas da produção de fontes renováveis são a remuneração resultante da estratégia de funcionamento do sistema (ver Secção 4.2.3) e a proveitos pelos benefícios para a rede elétrica à qual se liga.

Os benefícios para a rede elétrica à qual se ligam dizem respeito a custos de investimento diferidos para os operadores dessas redes, sendo os promotores de fontes renováveis são remunerados por diferirem esses custos aos operadores. Segundo [12,46], nesta aplicação, os custos que os operadores teriam caso o promotor não instalasse o sistema de armazenamento disperso de energia estão relacionados com a necessidade de uma adequada reserva girante e com a necessidade de os centros produtores incluídos na reserva girante possuírem elevadas taxas de tomada e deslastre de carga (ver Secção 3.3). Os valores base para estes custos de investimento diferidos são de 570 €/kW de capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia. Este parâmetro, embora sendo apontado como o valor atual deste benefício pela introdução do sistema é considerado como um fluxo de caixa anual (ver equação Eq. 4.12), cujo impacto no VAL do projeto é traduzido pela expressão Eq. 4.13.

4.2.6 – Procura e seleção do dimensionamento ótimo e tecnologia adequada (6,7,8)

A metodologia desenvolvida DOSADE tem como propósito o dimensionamento ótimo e a seleção da tecnologia adequada de um sistema de armazenamento disperso de energia pelo que é necessário definir os critérios para a procura e seleção desses aspetos. A dimensão ótima e tecnologia adequada são alcançadas pela seleção, de entre todas as tecnologias consideradas capazes de serem aplicadas para endereçar um determinado desafio (ver Secção 4.2.2) e todas as combinações de capacidade de potência e energia consideradas para cada

uma das tecnologias, da solução tecnológica cujo projeto de investimento apresenta o maior Valor Atual Líquido (VAL).

Na análise técnica realizada, etapa (2) da metodologia DOSADE, é definida a dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia pelo que a procura da dimensão ótima é realizada numa perspetiva crescente da dimensão do sistema. Para cada tecnologia considerada adequada para endereçar o desafio definido inicialmente, é efetuada a procura da sua dimensão ótima. Esta procura da dimensão ótima e tecnologia adequada não é independente uma vez que as características de cada tecnologia têm influência na estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia, o que conduz a proveitos económicos diferentes.

A etapa (6) da metodologia DOSADE (ver Figura 4.1) verifica se a estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia utiliza na totalidade a capacidade de potência e energia do sistema. Por um lado, se isso não acontecer significa que o aumento da dimensão do sistema não resulta em maiores benefícios económicos, pelo que, na etapa (8) da metodologia DOSADE é realizada uma análise de sensibilidades e respetiva seleção da dimensão ótima e opção tecnológica. Por outro lado, se a estratégia de funcionamento utilizar por completo a dimensão do sistema, a capacidade de potência e/ou energia é incrementada na etapa (7) da metodologia DOSADE.

O aumento da dimensão do sistema de armazenamento disperso de energia na procura da sua dimensão ótima depende da opção tecnológica em consideração, da relação entre a capacidade de potência e de energia mínimas determinadas na etapa (2) da metodologia DOSADE e das características típicas do desafio endereçado pelo sistema (ver Capítulo 3). Por exemplo, num caso em que a análise técnica aponte para uma aplicação predominantemente em energia, que as características típicas dessa aplicação apontem para durações de descarga entre uma e dez horas mas a tecnologia em consideração seja apenas capaz de durações de descarga entre uma e quatro horas, então a busca da dimensão ótima é determinada pela tecnologia. No entanto, para o mesmo caso mas para uma tecnologia capaz também de durações de descarga inferiores a uma hora e superiores a dez horas, a procura da dimensão ótima é determinada pelas características típicas do desafio que se endereça. O valor do incremento depende do rácio entre a capacidade de potência e a capacidade de energia mínimas calculado e da modularidade do sistema de armazenamento disperso de energia que se considere.

i. Análise de sensibilidades do Valor Atual Líquido do projeto

A análise de sensibilidades é realizada na etapa (8) da metodologia DOSADE e, utilizando a dimensão ótima de cada opção tecnológica para o sistema de armazenamento disperso de energia, analisa a sensibilidade de cada solução, nomeadamente do VAL, à variação dos parâmetros técnicos e económicos mais relevantes. A análise é realizada para a variação de

cada um dos parâmetros considerados individualmente. A sensibilidade das soluções aos parâmetros técnicos inclui a própria dimensão do sistema de armazenamento disperso de energia e a eficiência da tecnologia integrante do sistema. Os parâmetros económicos considerados nesta análise incluem os índices financeiros (ver Secção 4.2.5) e o custo de investimento. A análise de sensibilidades a outros fatores, como os preços de mercado ou os custos de investimento diferidos na rede elétrica, depende do desafio endereçado pelo sistema de armazenamento disperso de energia.

A dimensão do sistema de armazenamento de energia é, por si própria, um parâmetro técnico relevante dado que a sua variação implica efeitos quer nos custos quer nas receitas e, consequentemente, no VAL do projeto, e daí ser a sua otimização o propósito da metodologia DOSADE. A sensibilidade do VAL em relação à eficiência da tecnologia é analisada dado que o seu valor influencia a estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento (ver Secção 4.2.3). Cada tecnologia possui uma determinada gama de eficiências típicas, sendo valores dentro dessas gamas que são analisados (ver Secção 2.2).

É ainda analisada a influência da variação dos índices financeiros considerados, a taxa de custo de capital e a inflação, no VAL do projeto dado que os valores destes parâmetros dependem de diversos fatores, particularmente da época em que ocorre o investimento e a situação económica do país onde ele é feito [52]. A sensibilidade do VAL em relação ao custo de investimento numa dada opção tecnológica para o sistema de armazenamento disperso de energia é analisada, dado que o custo por cada quilowatt de capacidade de potência e por cada quilowatt-hora de capacidade de energia pode variar, estando normalmente dentro de uma determinada gama (ver Secção 2.2) de valores cujo impacto é analisado.

Na aplicação, na perspetiva do operador de uma rede de distribuição, de um sistema de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pela Produção Dispersa nessa rede, além dos parâmetros já evidenciados é, também, analisada a sensibilidade do VAL do projeto em relação aos preços do mercado de energia e aos custos de investimento na rede de distribuição diferidos. A influência dos preços de mercado é analisada devido à incerteza associada aos seus valores e considera-se que estes podem variar de duas formas. Analisam-se os diferentes impactos resultantes da consideração de crescimentos anuais diversos para os preços de mercado. No caso base considera-se apenas a atualização dos valores pela taxa de inflação. Como nesta aplicação se considera que o sistema de armazenamento de energia pode aceder aos mercados de regulação é analisado o impacto que diferentes rácios entre preços de mercado diário e preços de mercado de reserva de regulação têm na avaliação do VAL do projeto. O parâmetro referente aos custos de investimento na rede de distribuição diferidos pela introdução do sistema de armazenamento disperso de energia é analisado dado que, segundo [12,46], os seus valores variam de rede para rede de distribuição, dependendo do próprio país onde se inserem.

Na aplicação pelo promotor de um parque eólico de um sistema de armazenamento disperso de energia para a redução das penalizações pelos desvios de produção em relação à produção prevista são adicionalmente consideradas as análises dos preços do mercado de reserva de regulação e das remunerações pelos benefícios da introdução do sistema para a rede à qual o parque se liga. Os preços do mercado de reserva de regulação definem as penalizações que os promotores têm de pagar, pelo que a variação desses preços altera não só as penalizações mas também a redução dessas penalizações que o sistema de armazenamento disperso de energia consegue obter, influenciando o VAL do projeto de investimento no sistema. A remuneração pelos benefícios que o sistema de armazenamento disperso de energia permite à rede à qual, conjuntamente com a produção eólica, se liga não está definida regulamentarmente, sendo o seu valor base estimado em [46]. Nesse sentido, é analisada a sensibilidade do VAL à variação desse crédito pela capacidade de potência do sistema.

Na aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a amenização das flutuações rápidas da produção das fontes renováveis é realizada adicionalmente a análise de sensibilidade ao parâmetro relacionado com a remuneração do produtor pelos benefícios para a rede elétrica à qual se liga resultantes da introdução do sistema. Dado que esta remuneração não é, atualmente, uma remuneração regulamentar o seu valor base apontado por [46] poderá ser diferente. Mais, esse valor considera certas necessidades da rede elétrica à qual o sistema se liga (ver Secção 4.2.5) que podem variar consoante o sistema elétrico de energia pelo que nesta aplicação, sendo esta remuneração a base das receitas do sistema de armazenamento, é necessário perceber a sensibilidade do VAL do projeto em relação a este parâmetro.

Embora a análise de sensibilidades implementada na metodologia DOSADE não defina diretamente a dimensão ótima e a opção tecnológica adequada de um sistema de armazenamento disperso de energia introduzido para uma das aplicações consideradas pela metodologia, esta análise permite conhecer os parâmetros técnicos e económicos predominantes e que mais influenciam a adoção destes sistemas. Mais, devido à falta de regulamentação específica para a introdução destes sistemas nos sistemas elétricos de energia, fornece uma perspetiva do risco associado à integração destes sistemas.

4.3 - Resumo

O Capítulo 4 apresenta a metodologia Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento disperso de energia (DOSADE) desenvolvida para o dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento disperso de energia introduzidos em redes elétricas com o objetivo de endereçarem os desafios resultantes da penetração de Produção Dispersa (ver Capítulo 3). Mais, a metodologia DOSADE, dependendo da aplicação pretendida, permite a seleção da tecnologia de armazenamento de energia adequada. A metodologia DOSADE

considera a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia produzida pela Produção Dispersa, na perspetiva do operador de uma rede de distribuição, a aplicação desses sistemas na perspetiva de um promotor eólico com o propósito de minimizar as penalizações causados por desvios de produção eólica em relação à previsão, e a aplicação pelos promotores desses sistemas no sentido de amenizar as flutuações rápidas de produção eólica ou fotovoltaica. Na Secção 4.1 são apresentadas as considerações iniciais à metodologia no sentido de evidenciar assunções que foram tomadas na sua implementação.

Na Secção 4.2 é apresentada a metodologia DOSADE em si, destacando-se as etapas incluídas na metodologia que permitem que esta cumpra o seu propósito. Nesse sentido, apresenta-se de que forma e para as diferentes aplicações consideradas a metodologia DOSADE modeliza a rede em estudo, realizada a análise técnica da mesma, define a estratégia ótima de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia, realiza a verificação técnica, avalia economicamente o projeto de investimento nestes sistemas e como é realizada a procura e seleção da dimensão ótima e da tecnologia de armazenamento mais adequada. A metodologia DOSADE foi implementada numa ferramenta sistemática desenvolvida ao longo da Dissertação e que permite selecionar o sistema de armazenamento disperso de energia tecnicamente viável e otimizado economicamente para o seu período de vida.

Capítulo 5

Casos de Estudo e Análise Crítica dos Resultados

Na sequência da apresentação da metodologia DOSADE (Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento Disperso de Energia) no Capítulo 4, o Capítulo 5 surge com o propósito de confirmar a análise técnico-económica proposta em diferentes casos de estudo. Dado que se pretende que a metodologia seja adaptável ao dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento disperso de energia na resposta a diferentes desafios da Produção Dispersa, os casos de estudo apresentados testar essa adaptabilidade da metodologia. Nesse sentido, os casos de estudo pretendem englobar os desafios da introdução de Produção Dispersa, descritos no Capítulo 3, através da adoção de opções tecnológicas dos sistemas de armazenamento disperso de energia apresentadas no Capítulo 2.

A metodologia DOSADE é implementada em dois distintos casos de estudo de regulação de tensão e deslocamento horário da energia produzida pela Produção Dispersa, cuja modelização e subsequentes resultados são apresentados e analisados na Secção 5.1 e Secção 5.2. Um primeiro caso, onde esse desafio foi endereçado por um sistema de armazenamento disperso de energia num rede de distribuição de Baixa Tensão (BT) e, um segundo caso, em que foi considerada esta aplicação numa rede de distribuição de Média Tensão (MT).

Na Secção 5.3 é ilustrado um caso de estudo de aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na minimização das penalizações para um promotor eólico pelos desvios da sua produção eólica em relação à produção prevista, considerando que o parque participa no mercado de energia Ibérico. Neste caso a metodologia DOSADE foi implementada para diversas capacidades instaladas no parque eólico, sendo os resultados do dimensionamento ótimo apresentados também nesta secção.

A Secção 5.4 apresenta a modelização e respetivos resultados de um caso de estudo direcionado para a amenização das flutuações rápidas da produção de um parque fotovoltaico

por parte do promotor. A metodologia DOSADE foi implementada para diferentes dimensões do parque fotovoltaico e diferentes objetivos de amenização de cada um desses cenários.

5.1 - Rede de Distribuição de Baixa Tensão

O caso de estudo apresentado nesta secção contempla a aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a regulação de tensão e deslocamento horário da energia produzida pela Produção Dispersa numa rede de distribuição BT. O seu objetivo é o de, através da metodologia DOSADE descrita no Capítulo 4, determinar a dimensão ótima e tecnologia adequada desse sistema. Mais, pretende-se também avaliar o impacto de diferentes níveis de penetração de Produção Dispersa, e perceber de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia são capazes de contribuir para uma maior integração dessas fontes neste nível de tensão.

5.1.1 – Modelo da rede

A rede de distribuição de BT neste caso de estudo é considerada ser trifásica equilibrada. A rede foi modelizada consistindo numa carga doméstica de 300 consumidores, cada um com 6.9 quilovolt-ampere (kVA) de potência contratada. A geração fotovoltaica (PV) foi assumida como a tecnologia de Produção Dispersa, neste caso de microgeração, selecionada para este caso de estudo dado que este é o tipo de geração mais comummente ligada à BT nas redes de distribuição portuguesas. A rede de distribuição é constituída por um posto de transformação 15 kV/400 V ligado a um barramento que aglomera toda a carga e toda a geração PV, como ilustrado pela Figura 5.1. De forma a adaptar o modelo de rede à ferramenta *Matpower*, foi considerado um barramento MT (B1) que liga a rede a montante para servir de barramento de referência na análise técnica da rede (ver Secção 5.1.2).

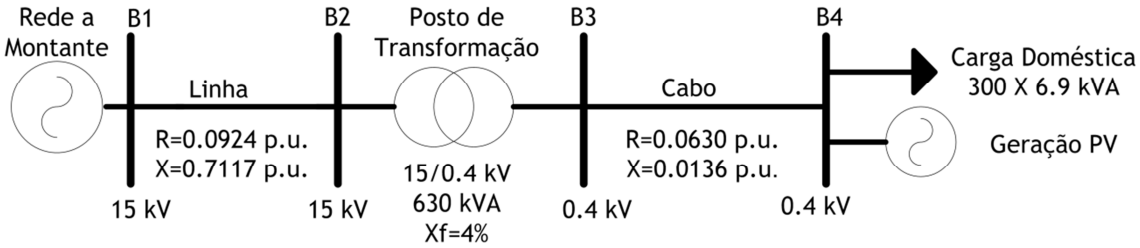

Figura 5.1 – Rede de Distribuição de Baixa Tensão em estudo

Neste caso de estudo considera-se o ano dividido em duas estações elétricas, verão e inverno, cada qual representada por um dia típico considerando 24 períodos horários. Quer o perfil de carga quer o perfil de geração seguem perfis típicos portugueses que diferem nas estações elétricas consideradas (maior carga e menor geração PV no inverno e menor carga e maior geração PV no verão). O perfil de carga e geração PV no verão é apresentado na Figura 5.2. Foi considerado, neste caso, um fator de potência unitário para a carga doméstica.

A rede de distribuição de BT foi inicialmente construída sem a presença de geração PV. Foram adotados os limites de tensão regulatórios em Portugal de ±10% de desvio da tensão nominal da rede [36]. A tensão de referência no barramento B1 e a tomada sem carga do transformador do posto de transformação (PT) foram definidas de tal forma que nos períodos de pico máximo de carga no inverno a tensão no barramento referente à carga (B4) seja superior ao limite mínimo da tensão e nos períodos de mínima carga no verão a tensão em B4 seja inferior ao limite superior de tensão. Este procedimento, segundo [1], é habitual no planeamento da operação das redes de distribuição. As características do transformador MT/BT, e da linha e cabo utilizados foram facultadas pela empresa Efacec Engenharia e Sistemas S.A., sendo estes selecionados com a dimensão mínima que lhes permitisse alimentar a carga sem estarem sujeitos a sobrecarga nos períodos de pico.

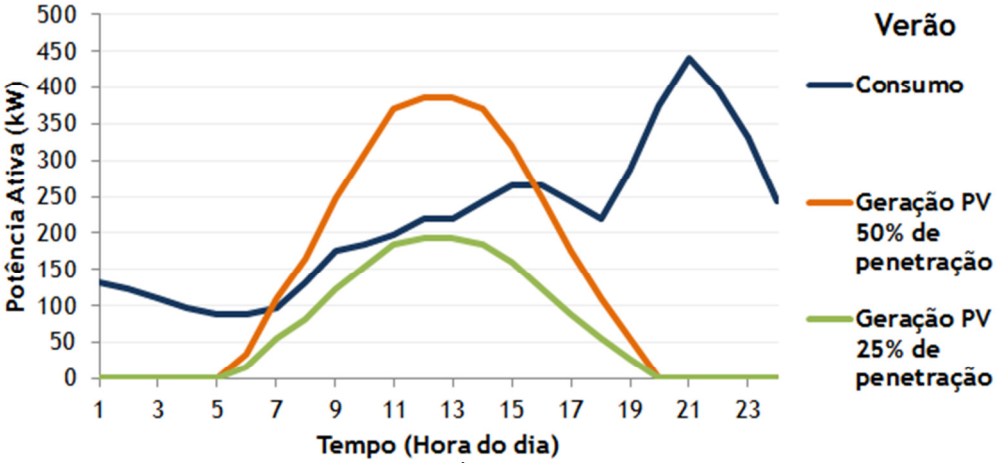

Figura 5.2 – Consumo e geração de diferentes níveis de penetração de PV na rede de distribuição BT no Verão

A rede de distribuição BT é testada para diferentes níveis de geração PV. Cenários de 0%, 25% e 50% de penetração PV são testados. Um cenário de 25% e 50% de penetração PV significa que, respetivamente, 75 e 150 consumidores possuem, cada um, 3.68 kW de potência PV de pico instalada. Em Portugal, o Regulamento das Redes de Distribuição [36] apontam como limite à ligação de produção na BT, 25% da capacidade do transformador instalado no PT. Este caso de estudo pretende analisar de que forma os sistemas de armazenamento disperso de energia podem assegurar uma eficiente operação das redes de distribuição BT com níveis superiores de penetração PV.

5.1.2 – Análise Técnica

A análise técnica da rede de distribuição BT para penetrações de 0% e 25% de geração PV não identificou quaisquer problemas operacionais da rede de distribuição considerando os limites de tensão especificados e os limites térmicos dos ramos. No entanto, a análise técnica para uma penetração PV de 50% revelou problemas de sobretensão no barramento B4 no verão devido à inversão dos trânsitos de potência na rede, uma vez que a produção PV excede

a carga durante um período de 8 horas nessa estação (ver Figura 5.2). Os problemas de sobretensão identificados no barramento B4 têm uma duração de 5 horas, entre as 10h do dia e as 15h, correspondendo aos períodos de maior diferença entre a geração PV e o consumo (ver Figura 5.3).

Consequentemente, foi colocado um sistema de armazenamento de energia no barramento de BT do posto de transformação (B3). Neste caso de estudo, esta foi a única localização considerada para o sistema de armazenamento disperso de energia dado que se trata de uma rede BT radial cujos níveis de automação são reduzidos sendo que as arquiteturas de controlo não vão para além do PT. Desta análise resulta que a dimensão mínima do sistema de armazenamento a introduzir na rede é de 141 kW de capacidade de potência e de 542 kWh de capacidade de energia.

A dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia condiciona as tecnologias que podem ser consideradas adequadas à partida. A análise técnica evidencia a necessidade de o sistema realizar um ciclo em metade dos dias de cada ano dos 15 anos de análise (correspondente a cerca de 2750 ciclos) de forma a ser capaz de cumprir tecnicamente o seu propósito. No entanto, considera-se que os sistemas devem ser aptos a realizar um ciclo diário durante o horizonte temporal de 15 anos de análise (cerca de 5500 ciclos) de forma a realizarem o deslocamento horário da energia elétrica no inverno. Mais, sendo o sistema colocado num PT, onde o espaço pode ser um obstáculo à colocação dos sistemas, são consideradas apenas as opções tecnológicas com elevada densidade de potência e energia.

Tendo em conta as opções tecnológicas e as suas características típicas descritas no Capítulo 2, para endereçar o desafio apresentado neste caso de estudo são consideradas três tecnologias: sistemas de baterias de níquel, sistemas de baterias de sódio-enxofre e sistemas de baterias de lítio. A Tabela 5.1 apresenta as características das tecnologias que contribuíram ou não para a sua seleção como opções tecnológicas adequadas.

Embora, os sistemas de baterias de níquel e os de baterias de sódio-enxofre não apresentem uma capacidade cíclica suficiente a profundidade de descargas (DOD) de 100 % (ver Secção 2.1) para o número de ciclos assumidos como necessários estas tecnologias são consideradas como viáveis para endereçarem o problema identificado. Uma vez que a capacidade cíclica destas tecnologias depende da profundidade das descargas (DOD) (ver Secção 2.2.1) considera-se um aumento da capacidade de energia do sistema que permita limitar a profundidade das descargas na estratégia de funcionamento (ver Secção 4.2.3) ao mesmo tempo que mantém uma capacidade de energia suficiente para a realização da regulação de tensão na rede BT. Os valores considerados são baseados em curvas de capacidade cíclica-profundidade de descarga para estas tecnologias presentes em [12].

Tabela 5.1 – Características determinantes na seleção das tecnologias aptas a endereçarem o desafio

Opção tecnológica	Densidade de Energia	Densidade de Potência	Duração de Descarga	Capacidade Cíclica (100% DOD)
Supercondensador	×	✓	×	✓
Volante de inércia	×	✓	×	✓
Baterias de ácido-chumbo	×	✓	✓	×
Baterias de níquel	✓	✓	✓	×
Baterias de sódio-enxofre	✓	✓	✓	×
Baterias de lítio	✓	✓	✓	✓
Baterias de brometo de zinco	×	✓	✓	×
Baterias de vanádio	×	✓	✓	✓

As tecnologias de armazenamento disperso de energia consideradas adequadas para endereçarem este desafio apresentam perda de capacidade de potência e energia ao longo do seu tempo de vida útil devido a fenómenos relacionados com o seu envelhecimento. Dessa forma, considera-se um sobredimensionamento quer da capacidade de potência mínima quer da capacidade de energia mínima para que cada tecnologia ainda seja capaz de cumprir o propósito da sua introdução no final do período de análise.

Os sistemas de baterias de níquel tendem a perder 20% da sua capacidade de potência e energia ao longo do espaço temporal de planeamento e, consequentemente, é considerado um sobredimensionamento dessa ordem. Nesta opção tecnológica é também considerado necessário sobredimensionar a capacidade energética em mais 20% de forma a garantir que um sistema deste tipo é capaz de realizar um ciclo diário durante os 15 anos de análise. Os sistemas de baterias de sódio-enxofre perdem 10% da sua capacidade de potência e energia durante os 15 anos considerados e, tal como nos sistemas de baterias de níquel, considera-se a necessidade de incrementar em 10% a sua capacidade de energia de forma a ter uma capacidade cíclica suficiente para realizar um ciclo diário durante os 15 anos de análise. Os sistemas de baterias de lítio perdem 20% da sua capacidade de potência e energia ao longo dos 15 anos de análise, mas apresentam uma capacidade cíclica suficiente para realizarem um ciclo diário com profundidade de descarga de 100% durante o horizonte temporal considerado.

Na procura da dimensão ótima destes sistemas de armazenamento disperso de energia para este desafio pressupôs-se a existência de módulos de 50 kW de potência e 50 kWh de capacidade de energia independentes. Devido à capacidade do transformador do PT, a procura é limitada a sistemas com 600 kW de capacidade de potência. Na Tabela 5.2 são apresentadas as dimensões mínimas consideradas tendo em conta a modularidade assumida,

assim como outras características dos sistemas consideradas e que influenciam quer a estratégia de funcionamento do sistema quer a análise económica.

Tabela 5.2 – Características técnico-económicas das opções tecnológicas adequadas ao desafio

Tecnologias	Capacidade de Potência Mínima	Capacidade de Energia Mínima	Eficiência (%)	DOD máxima (%)	Custo de investimento[8] (CI)		Custos de manutenção (% do CI)
					€/kW	€/kWh	
Baterias de níquel	200 kW	800 kWh	75	80%	458	305	2%-ano
Baterias de sódio-enxofre	200 kW	700 kWh	85	90%	305	305	0.5%-ano
Baterias de lítio	200 kW	650 kWh	90	100%	305	458	2%-ano

5.1.3 – Pressupostos técnicos e económicos

Para a definição da estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia nesta aplicação (ver Secção 4.2.3) é necessário considerar preços de mercado, quer do mercado diário quer do mercado de reserva de regulação, para cada uma das estações elétricas consideradas (verão e inverno). Nesse sentido, foi calculada a média horária dos preços do mercado de energia Ibérico (MIBEL), quer do mercado diário quer do mercado de reserva de regulação nos meses de Janeiro de 2011, para configurarem os preços no inverno, e de Julho de 2011, para configurarem os preços no verão (ver Tabela A.1 e Tabela A.2 no Anexo A). É realizada a média horária em cada estação e, no que se refere ao mercado diário, são considerados os preços para Portugal, não sendo o mercado intradiário incluído.

A análise económica considera, neste caso de estudo, remunerações por benefícios ambientais, benefícios por redução de perdas técnicas e benefícios pelos cortes evitados de geração PV. Para o cálculo dos benefícios ambientais, é implementado o procedimento descrito na Secção 4.2.5 utilizando a percentagem horária média de carga alimentada por fontes térmicas a carvão e a gás em Portugal também nos meses de Janeiro e Julho de 2011. Para o cálculo dos benefícios por redução de perdas na rede de distribuição BT são considerados os mesmos preços do mercado de energia diário que os considerados na definição da estratégia ótima de funcionamento do sistema.

[8] Valores do custo de investimento nas várias tecnologias dos sistemas de armazenamento disperso de energia apresentados ao longo deste Capítulo baseiam-se em [9], convertem em euros os valores apontados pelo documento.

Para o cálculo dos benefícios para o operador da rede de distribuição pelos cortes de geração PV evitados é considerado o valor médio da remuneração Portuguesa para as fontes de microprodução PV. A remuneração da microprodução PV, segundo [56], é de 326€/MWh nos primeiros 8 anos da introdução da microprodução e de 185 €/MWh nos 7 anos seguintes, pelo que o valor médio considerado é de 260 €/MWh.

Além da capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia e dos limites operacionais da rede BT no cálculo dos limites ao funcionamento do sistema considera-se que, com o intuito de tornar a gestão local da energia da rede mais eficiente no sentido da energia proveniente de produção centralizada ser a menor possível, a energia descarregada pelo sistema em cada hora é limitada ao consumo local existente na rede BT nesse período e a carga de energia pelo sistema está limitada a 200 kW nos períodos em que não haja geração fotovoltaica.

5.1.4 – Apresentação e análise crítica dos resultados técnico-económicos

A aplicação da metodologia DOSADE neste caso de estudo revelou como sistema de armazenamento disperso de energia adequado para a regulação de tensão e deslocamento horário da energia PV gerada na rede de distribuição BT considerada, um sistema baseado em baterias de sódio-enxofre com uma dimensão ótima de 600 kW e 700 kWh de capacidade de potência e energia, respetivamente. A estratégia de funcionamento ótima do sistema de armazenamento (SA) disperso de energia que resultou como ótimo e o seu efeito no perfil de tensão do barramento B4 durante o dia típico de verão é ilustrado na Figura 5.3.

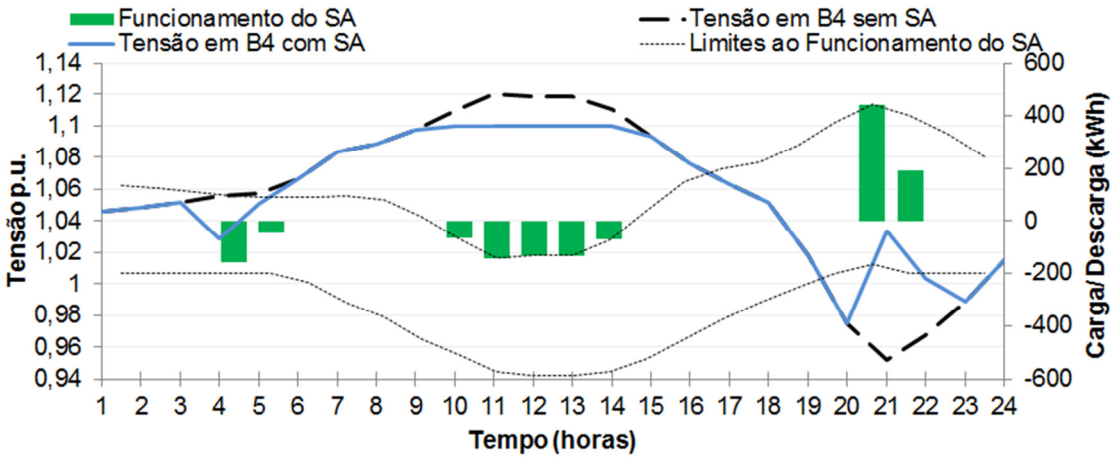

Figura 5.3 – Efeito do sistema de armazenamento (SA) de energia disperso no perfil de tensão no verão

Pela Figura 5.3, verifica-se que o sistema de armazenamento disperso de energia é capaz de eficazmente manter a tensão na rede de distribuição BT dentro dos limites regulatórios. O sistema lida com o problema de sobretensão no barramento B4 carregando energia durante os períodos em que o excesso de geração PV causa esse problema, realizando assim a regulação de tensão na rede BT. Além disso, ao utilizar a energia excessiva de origem fotovoltaica para

carregar, descarregando-a nos períodos de pico de carga que correspondem aos períodos de preços de mercado mais elevados, o sistema de armazenamento disperso de energia, ao mesmo tempo que melhora o perfil de tensão nesses períodos, aumenta os benefícios da energia proveniente da geração PV da rede.

A Figura 5.4 ilustra o efeito da estratégia de funcionamento da bateria de sódio-enxofre otimamente dimensionada na potência injetada no PT durante o dia típico de inverno. Observa-se que o sistema de armazenamento disperso de energia contribui para a redução das necessidades energéticas da rede de distribuição BT nos períodos de ponta de carga. De facto, o pico de carga da rede é reduzido em 10% na estação de inverno e a hora de pico de carga é deslocada das 21h para as 22h. No verão, o pico de carga é reduzido em 15% sendo o pico deslocado das 21h para as 20h. Mais, a maior diferença de potência injetada no PT entre os períodos de carga reduzida e alta geração PV e os períodos de pico de carga e sem geração PV foi reduzida de 612 kW para 497 kW no verão. No inverno, devido ao facto de o sistema de armazenamento disperso de energia alimentar toda a carga da rede na hora de ponta de carga, dado este ser também o período de preço do mercado de energia mais elevado, a diferença máxima da potência injetada no PT aumenta de 443 kW para 497 kW. Estes resultados mostram que a introdução do sistema de baterias de sódio-enxofre de dimensão ótima aumenta a eficiência operacional dado que contribui para uma melhoria da gestão da energia elétrica na rede de distribuição BT.

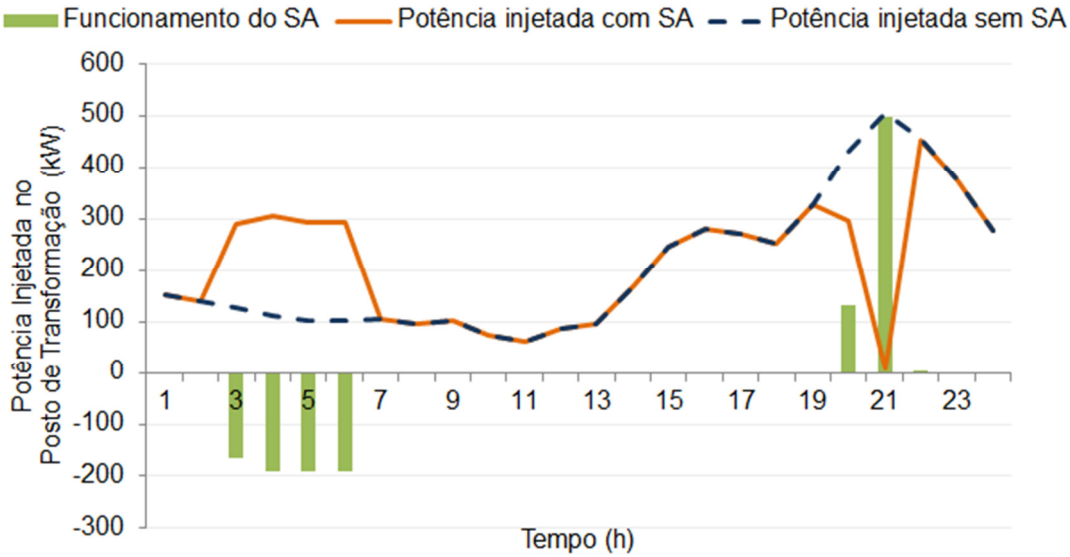

Figura 5.4 - Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia na necessidade de potência da rede de distribuição BT no inverno

Os resultados técnicos e económicos da estratégia de funcionamento do sistema no que se refere ao balanço de compra e venda de energia, à redução das perdas na rede, aos benefícios ambientais e ao corte de geração PV evitado no primeiro dos 15 anos de análise são apresentados na Tabela 5.3.

Pelos resultados apresentados, verifica-se que o sistema necessita de realizar a regulação de tensão no verão, carregando a energia PV excedente a custo zero, aumenta os proveitos provenientes do balanço de compra e venda de energia elétrica nessa estação. Mais, observa-se que, devido ao modelo de rede utilizado e à ordem de grandeza da energia envolvida na rede de distribuição o impacto técnico-económico do sistema de armazenamento de energia quer nas perdas da rede quer em termos de benefícios ambientais é reduzido. No entanto, verifica-se uma redução técnica das perdas na rede que resulta em benefícios económicos (ver Tabela 5.3). Em relação aos benefícios ambientais, embora reduzidos, estes traduzem a diversidade energética do sistema elétrico português dado que os benefícios são maiores no verão dada a menor participação da geração hídrica na geração nacional nesse período, ao mesmo tempo que evidencia que o sistema de armazenamento disperso de energia tem um impacto ambiental positivo.

Tabela 5.3 – Resultados técnico-económicos da introdução do sistema de armazenamento disperso na rede de distribuição BT

Ano base de análise	Balanço Compra/Venda de energia	Redução das perdas da rede de distribuição		Benefícios ambientais	Corte de geração PV evitado	
		Técnica	Económica		Técnica	Económica
Dia típico de verão	40.2 €	2.97 kWh	0,16 €	0,16 €	342 kWh	89 €
Dia típico de inverno	22.38 €	5.70 kWh	0,32 €	0,03 €	0 kWh	0 €
Total do ano base	11 321 €	1,58 MWh	88.14 €	33.8 €	62,4 MWh	16 246 €

A Figura 5.5 pretende ilustrar a sensibilidade do VAL do projeto de investimento na procura da tecnologia adequada e da sua dimensão ótima num espaço de procura próximo da solução ótima. Além disso, a figura apresenta a diferença entre o custo de investimento equivalente, ($C_{equivalente}$) em (€/kWh), de cada uma das tecnologias consideradas e o custo de investimento eficiente, ($C_{eficiente}$) em (€/kWh), isto é, o custo de investimento por unidade de capacidade de energia que permitiria o VAL do projeto ter um valor nulo no final do tempo de análise. Neste caso de estudo, para a melhor solução tecnológica encontrada, o resultado económico da introdução do sistema de armazenamento disperso de energia foi suficiente para atingir o retorno de todo o capital investido no tempo de projeto de investimento considerado. No melhor caso, o projeto de investimento num sistema baseado em baterias de sódio-enxofre de 600 kW e 700 kWh o VAL do projeto foi de 34 314 €, tendo o custo de investimento equivalente (ver equação 2.6, Secção 2.1) de 567 €/kWh, correspondendo a um custo de investimento total de, aproximadamente, 397 000 €. Verifica-se, neste caso, que o

ano de retorno de capital é o ano 13 do projeto de investimento, sendo a Taxa de Rentabilidade Interna (TIR) do projeto de 16.7%.

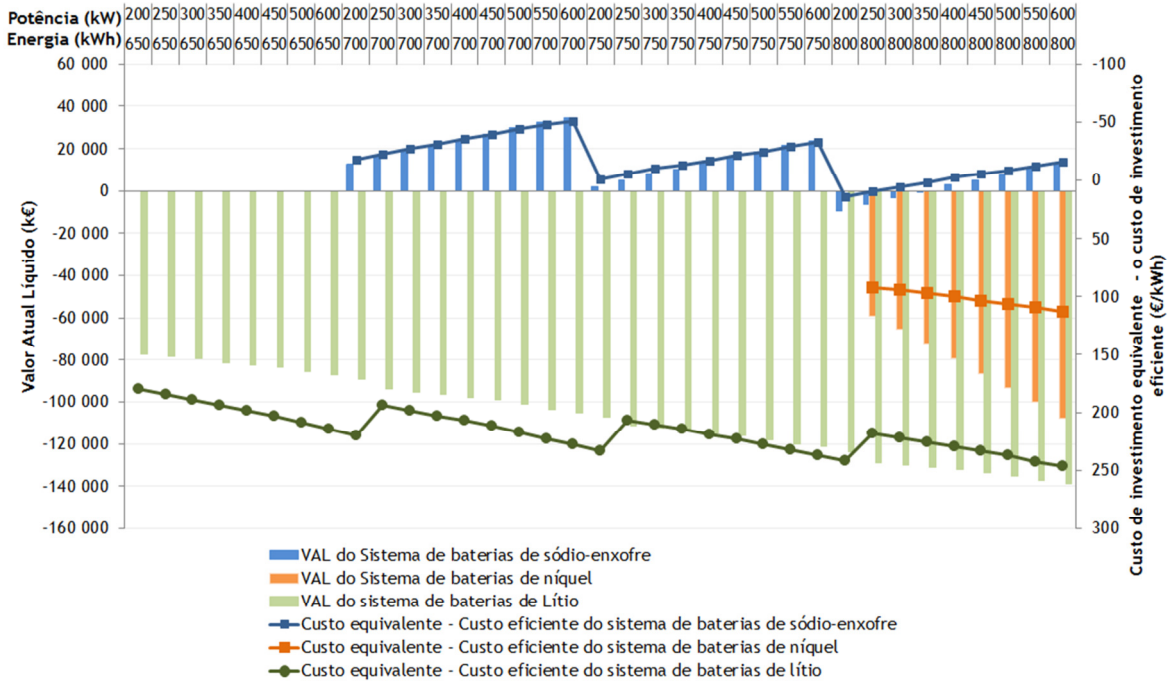

Figura 5.5 – Efeito da dimensão e tecnologia do sistema de armazenamento disperso de energia no VAL

Em relação às restantes tecnologias consideradas, a dimensão ótima do sistema baseado em baterias de níquel é de 200 kW e 800 kWh, com um VAL de -59 350 € e uma diferença de 93 €/kWh entre o custo de investimento equivalente (382 €/kWh) e o seu custo eficiente (289 €/kWh). A dimensão ótima do sistema baseado em baterias de lítio é de 200 kW e 650 kWh, com um VAL de -77 200 € e uma diferença de 180 €/kWh entre o custo de investimento equivalente (552 €/kWh) e o seu custo eficiente (372 €/kWh).Verifica-se que a dimensão ótima do sistema de armazenamento de energia, nestas opções tecnológicas, tende a corresponder à dimensão mínima do sistema determinada na análise técnica (ver Secção 5.1.2), demonstrando que o custo de investimento inicial é um fator determinante no resultado económico da adoção do sistema. O impacto dos custos de investimento significa que, apesar do sistema revelar eficiência técnica suficiente para lidar com restrições operacionais da rede BT, é necessário desenvolvimento tecnológico dos sistemas baseados em baterias de lítio e baterias de níquel de forma a reduzir estes custos iniciais para que a aplicação destes sistemas em redes de distribuição BT se torne comercialmente interessante para aplicação na regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada por fontes PV.

No sistema baseado em baterias de sódio verifica-se que um aumento do rácio entre a capacidade de potência e a capacidade de energia do sistema conduz a um melhor resultado económico, ver Figura 5.5. Isto deve-se ao parâmetro de receita relativo aos custos de investimento diferidos na rede de distribuição BT que dependem da capacidade de potência

do sistema e à menor duração de descarga que permite descarregar mais energia nos períodos de maiores de preços. Dado que esta tecnologia é, de entre as estudadas neste caso de estudo, a que apresenta um custo de investimento quer por unidade de potência (305 €/kW) quer por unidade de energia menor (305 €/kWh), permite que um incremento na sua capacidade de potência conduza a receitas superiores ao custo desse incremento incluindo os custos de manutenção acrescidos. Embora o sistema baseado em baterias de lítio apresente um custo semelhante por unidade de potência (€/kW), um incremento na sua capacidade de potência conduz a um menor VAL do projeto de investimento dado que o decaimento da sua capacidade de potência e energia, devido aos fenómenos de envelhecimento dos seus componentes, é superior ao do sistema baseado em sódio-enxofre (20% de perda de capacidade de potência e energia face a 10%), assim como são os seus custos de manutenção (2% face a 0.5% do custo de investimento), pelo que um incremento de capacidade de potência não gera receitas suficientes para superar os seus custos.

Os parâmetros que mais contribuem para a receita para o operador da rede de distribuição pela introdução do sistema de armazenamento disperso de energia de 600 kW e 700 kWh baseado em sódio-enxofre são os custos de investimento na rede diferidos (49.3% do total de receitas) e o corte de energia PV evitado e (30.3% do total de receitas), como se pode observar na Figura 5.6. Nesse sentido, é analisada a sensibilidade do VAL em relação a estes dois parâmetros que mais contribuem para as receitas.

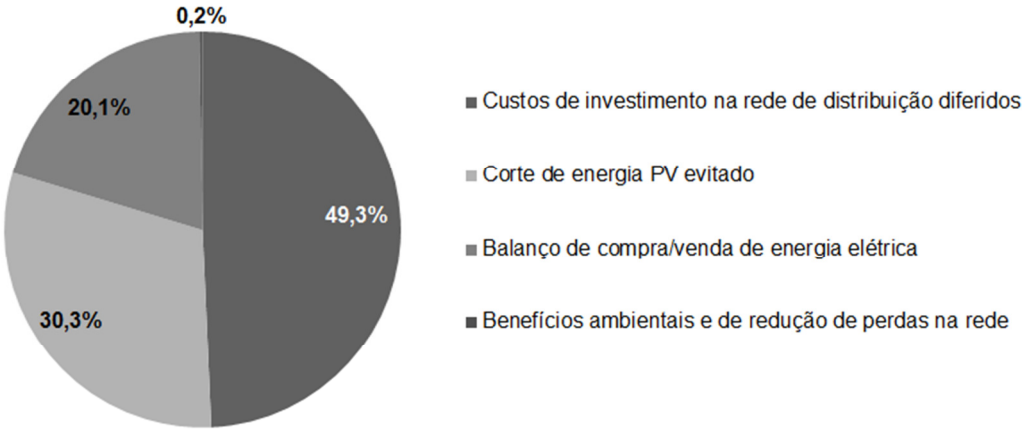

Figura 5.6 – Contribuição dos benefícios considerados para a receita total nos 15 anos de análise

Dada a dependência do custo de investimento na rede de distribuição BT diferido do contexto do sistema elétrico onde o sistema de armazenamento disperso de energia ao qual se refere, o impacto da sua variação é relevante (ver Secção 4.2.5). A variação do valor base (570 €/kW) considerada pretende representar redes cuja utilização esteja longe dos seus limites de capacidade, podendo assim lidar com um maior consumo e uma maior penetração de geração PV (menor valor do custo de investimento diferido), e redes muito congestionadas onde o custo de investimento diferido apresente um maior valor. Demonstra-se desta forma

que os sistemas de armazenamento disperso de energia conduzem a maiores benefícios quando introduzidos em redes perto da sua capacidade máxima de utilização.

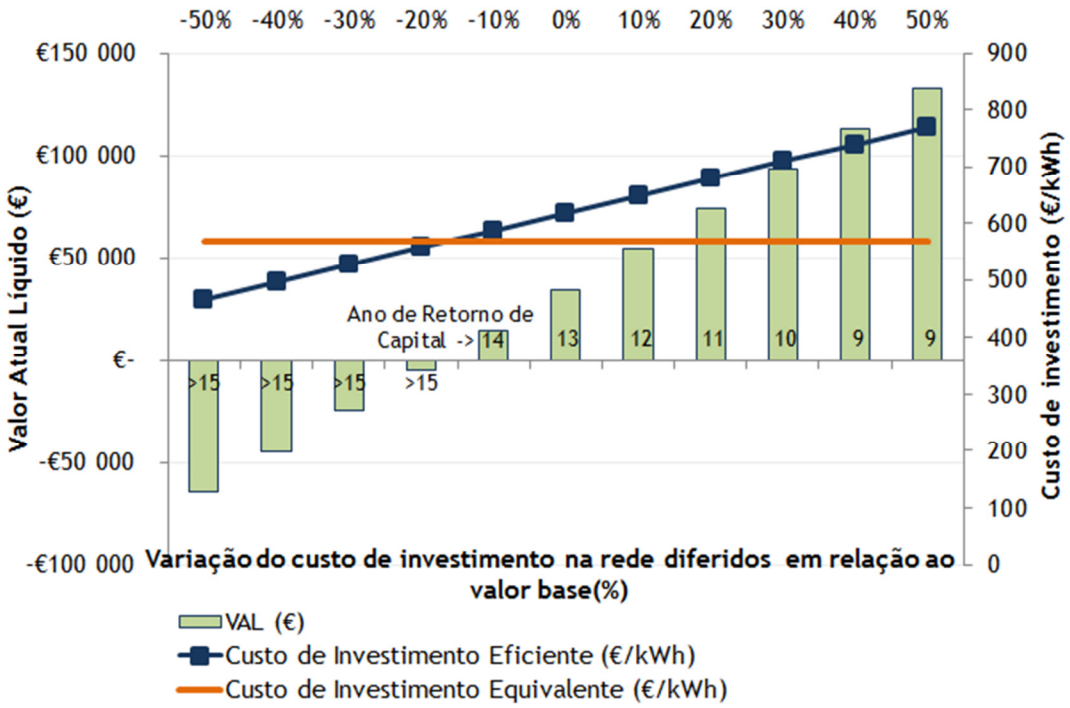

Figura 5.7 - Efeito dos custos de investimento na rede de distribuição BT diferidos no VAL

A sensibilidade do VAL em relação à variação do valor recebido pelo corte de energia PV evitado é apresentada na Figura 5.8. Em primeiro lugar, observa-se que o VAL tem, em qualquer caso, uma variação decrescente nos primeiros 7 anos do projeto. Isto deve-se à amortização ao longo desse período do custo de investimento no sistema de armazenamento disperso de energia. Em segundo lugar, verifica-se que a variação do parâmetro de receita pelo corte de energia PV evitado tem um impacto proporcional no valor final do VAL do projeto de investimento. De facto, cada 20% de diferença no valor considerado traduziu-se numa variação de cerca de 24 300 € no VAL final. Além disso, dado que o seu impacto é também dependente da quantidade de energia PV cujo corte é evitado, mostra-se que também a adoção destes sistemas reproduz resultados técnicos e económicos mais elevados quando na rede de distribuição BT estão presentes elevados níveis de geração PV.

Os sistemas de armazenamento disperso de energia demonstram ser tecnicamente eficazes na mitigação de restrições operacionais e que podem contribuir, de forma eficiente, para o aumento da penetração da geração PV nas redes de distribuição BT. Neste caso de estudo, tendo sido testados diferentes níveis de penetração PV, verifica-se que o sistema de armazenamento disperso de energia mantém os limites operacionais com elevadas penetrações (62% da potência do transformador do PT neste caso), superiores até ao limite máximo de penetração em redes BT atual, que é, tal como já referido, de 25% da capacidade do transformador do posto de transformação [56]. Mais, verificou-se que a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento

horário da energia PV numa rede de distribuição de Baixa Tensão é economicamente viável quando dimensionado de forma ótima e a tecnologia adequada selecionada.

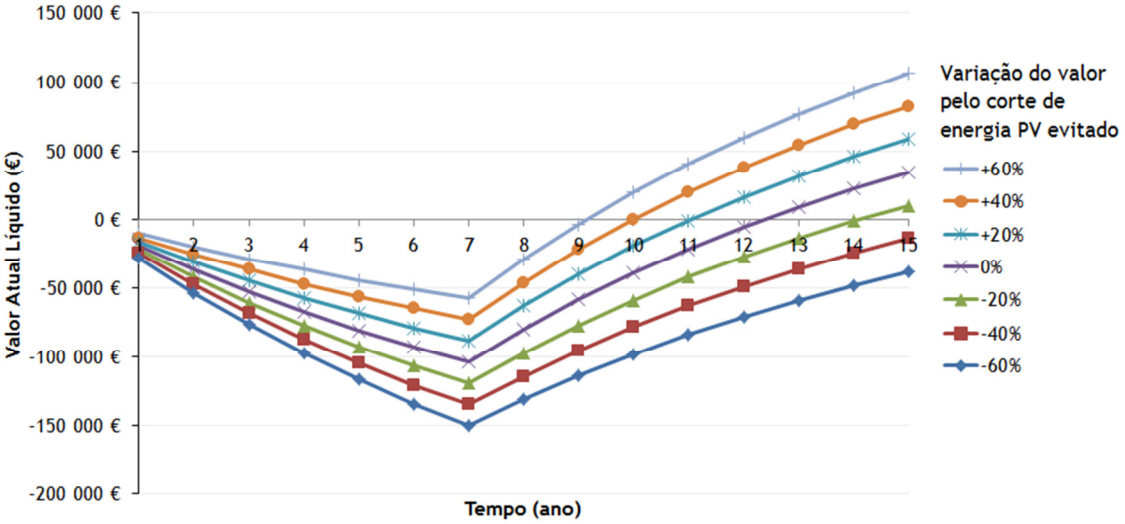

Figura 5.8 – Sensibilidade do VAL à variação do valor económico do corte de energia PV evitado

5.2 - Rede de Distribuição de Média Tensão

O caso de estudo apresentado nesta secção contempla a aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a regulação de tensão e deslocamento horário da energia produzida pela Produção Dispersa numa rede de distribuição de Média Tensão (MT). Implementando a metodologia DOSADE, é objetivo determinar a dimensão ótima e tecnologia adequada desse sistema. Além disso, pretende-se determinar qual a melhor localização para o sistema na rede de distribuição MT.

5.2.1 – Modelo da rede

A rede de distribuição MT apresentada neste caso de estudo consiste em três ramos alimentados por uma subestação de distribuição 60/15 kV (ver Figura 5.9). Nas saídas da subestação estão ligados três tipos de carga: carga doméstica, carga comercial e carga industrial. Os perfis diferem em cada um dos dias típicos considerados, dia de verão e dia de inverno, sendo os perfis de carga apresentados na Figura 5.10 multiplicados por um fator de carga de 0.85 para o inverno (maior consumo) e de 0.75 para o verão (menor consumo). Para a carga doméstica, comercial e industrial foram considerados fatores de potência de 0.95, 0.9 e 0.8 indutivos, respetivamente. As linhas e cabos presentes na rede em estudo foram dimensionados para que não houvesse congestionamento na rede sem a presença de geração eólica, tendo as características típicas destes elementos sido facultadas pela Efacec Engenharia e Sistemas S.A..

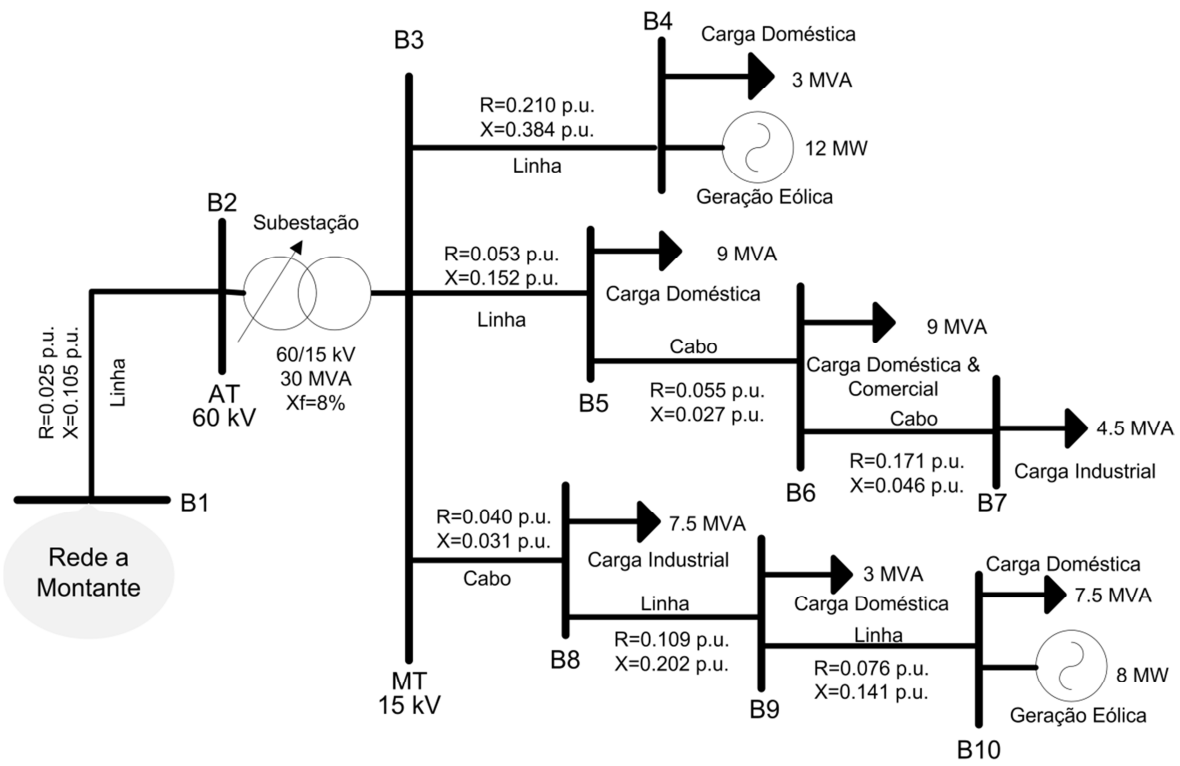

Figura 5.9 – Rede de distribuição de Média Tensão considerada no caso de estudo

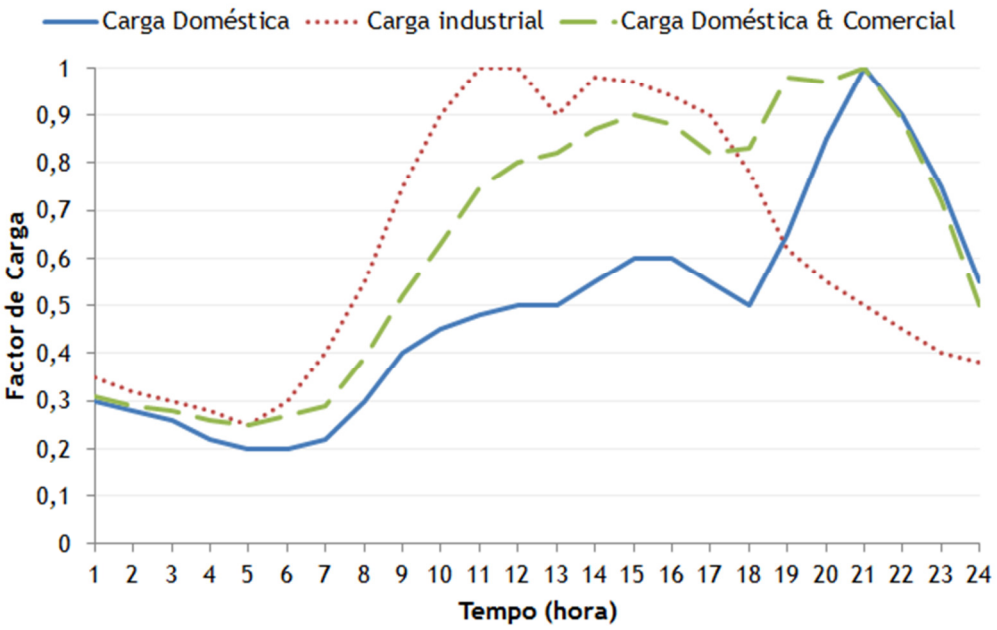

Figura 5.10 – Perfis de consumo normalizados considerados na rede em estudo [57]

Na rede de distribuição MT considerada neste caso, estão ligados dois parques eólicos no final de dois dos ramos da rede. Um parque eólico de 12 MW de capacidade ligado ao barramento B4 e um outro de 8 MW ligado ao barramento B10 (ver Figura 5.9). Para ambos os parques eólicos apresentados é considerado o mesmo perfil de produção. Para o perfil de geração eólica no inverno e no verão é utilizado o perfil de produção horário médio das fontes

eólicas em Portugal nos meses de Janeiro de 2011 e de Julho de 2011 (ver Figura A.1 no Anexo A). Segundo [36], os parques eólicos ligados às redes elétricas Portuguesas e cuja capacidade instalada seja superior a 6 MW devem apresentar um fator de potência unitário. Nesse sentido, considera-se, neste estudo, que os parques eólicos neste caso de estudo apenas injetam potência ativa na rede.

De forma a adaptar o modelo de rede à ferramenta *Matpower*, foi considerado um barramento na rede de Alta Tensão (AT) (B1) que liga à rede a montante da rede MT em estudo para servir como barramento de referência na análise técnica da rede (ver Secção 5.2.2).

A rede de distribuição MT foi inicialmente estabelecida sem geração eólica ligada à rede. Para que a operação da rede em estudo seja mais flexível, as tomadas em carga do transformador presente na subestação de distribuição são modelizadas e incluídas neste estudo. A tensão de referência do regulador das tomadas em carga modelizado é referida ao barramento MT da subestação (B3) e foi definida em 1.05 p.u., o valor considerado calculado para que não surgissem problemas de subtensão na rede nos períodos de pico de carga no inverno, nem problemas de sobretensão nos períodos de vazio de carga no verão, considerando os limites de limites de tensão regulatórios em Portugal de ±10% de desvio da tensão nominal da rede [36]. As tomadas em carga estão no primário do transformador uma vez que o *software* utilizado, o *Matpower*, assim o exige. São consideradas 16 posições possíveis para a tomada do transformador com um passo entre elas de 0.0125 p.u.. O algoritmo implementado para modelizar o regulador de tensão do transformador da subestação avalia a tensão no barramento B3 e, caso a tensão neste barramento seja superior a 1.06 p.u., incrementa sucessivamente a posição da tomada do transformador (tomada no primário) enquanto a tensão não for inferior a esse valor. Inversamente, baixa sucessivamente a posição da tomada enquanto a tensão em B3 seja inferior a 1.04 p.u.. Caso não seja possível manter a tensão dentro desses limites, é selecionada a posição da tomada que permita que o valor da tensão em B3 seja o mais próximo possível do valor da tensão de referência. O algoritmo é implementado em cada período de análise considerado de forma a continuamente adequar a tensão em B3.

5.2.2 – Análise Técnica

Na análise técnica da rede de distribuição MT foram identificados problemas de sobretensão durante a estação de verão. A sobretensão apontada nesta análise ocorre no barramento B4 da rede em estudo e tem uma duração de 4 horas, entre as 0h e as 4h do dia típico de verão, um período que se caracteriza pelo reduzido consumo de energia na rede e uma elevada geração eólica que excede largamente o consumo local, como se pode observar na Figura 5.11, onde se ilustra a potência ativa injetada na rede MT através da sua subestação de distribuição.

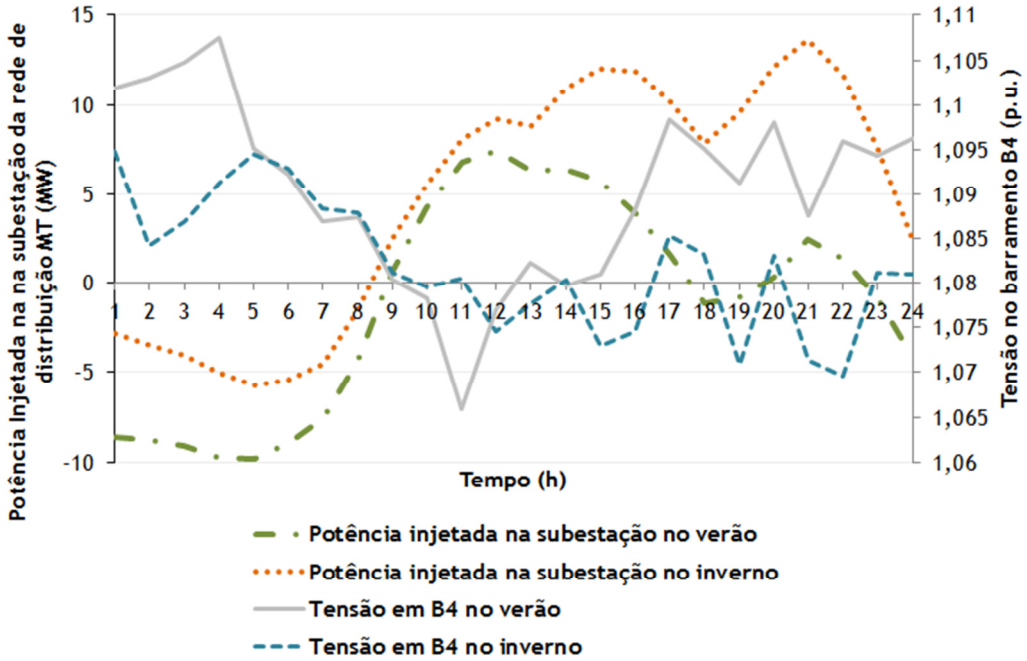

Figura 5.11 – Potência injetada na rede de distribuição MT vista da rede a montante

Para endereçar o desafio à operação da rede de distribuição causado pela violação do limite superior de tensão, são testadas três diferentes localizações para o sistema de armazenamento disperso de energia:

- Colocação do sistema no barramento MT da subestação de distribuição (B3),
- Colocação do sistema a meio da linha entre B3 e B4,
- Colocação do sistema no barramento problemático B4.

Dado que a sensibilidade da tensão nestes pontos da rede de distribuição em relação à potência injetada nesses pontos é diferente, a dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia em cada um desses locais, que permite manter os limites de tensão inviolados, é consequentemente diferente, variando de local para local. Os resultados para a dimensão mínima do sistema de armazenamento disperso de energia foram os seguintes:

- 10.92 MW e 26.39 MWh quando colocado na subestação de distribuição
- 2.57 MW e 5.97 MWh quando colocado a meio do alimentador B3-B4
- 1.64 MW e 3.82 MWh quando colocado no barramento B4

Os resultados traduzem a sensibilidade da tensão no barramento B4 à injeção de potência em cada um dos locais testados. Verifica-se que a sensibilidade é maior junto ao ponto da rede em que o problema de tensão ocorre, pelo que a dimensão do sistema de armazenamento disperso de energia é menor junto a esses locais. No entanto, são testadas as três localizações dado que uma maior capacidade de potência e energia do sistema pode lidar com uma maior quantidade de energia proveniente da geração eólica, realizando de forma

mais efetiva o deslocamento horário dessa energia e, nessa sequência, trazer maiores benefícios para o operador da rede.

As tecnologias aptas a endereçarem os problemas identificados dependem não só das características do desafio mas também da localização do sistema de armazenamento disperso de energia. Embora exista apenas a obrigatoriedade do sistema realizar apenas um ciclo de carga e descarga durante o verão, considera-se que o sistema deve ser capaz de realizar um ciclo diário durante todo o ano de análise de forma a realizar o deslocamento horário da energia da geração eólica no inverno. Pela capacidade de potência e de energia mínimas resultantes da análise técnica, verifica-se que os sistemas de armazenamento de energia baseados em supercondensadores e volantes de inércia não possuem duração de descarga suficiente para endereçarem o problema, visto esta ser, pelas condições inicialmente calculadas, uma aplicação tendencialmente em energia dos sistemas de armazenamento disperso de energia. Isto significa que apenas os sistemas de baterias são capazes de endereçarem este desafio. Em relação à influência das possíveis localizações na seleção das opções tecnológicas aptas a endereçarem o desafio apresentado, considera-se que o sistema de armazenamento disperso de energia para ser colocado a meio do ramo B3-B4, necessita de uma elevada densidade de potência e de energia.

A Tabela 5.4 apresenta as opções tecnológicas consideradas adequadas para realizarem a regulação de tensão e o deslocamento horário da energia proveniente das fontes eólicas. Além disso, evidencia as características que influenciam a estratégia de funcionamento de cada uma delas assim como a sua avaliação económica. Dado que a consideração de características como a perda de capacidade ao longo da vida útil de um sistema de baterias, e a dependência da capacidade cíclica do sistema da profundidade das descargas que realiza, a dimensão mínima tecnicamente possível calculada necessidade de ser ajustada para que o sistema seja capaz de realizar o número de ciclos necessários ao longo do tempo de planeamento considerado. Nesse sentido, é considerado um sobredimensionamento sempre que as características da tecnologia assim o exijam, da capacidade de potência e energia para incluir os fenómenos de envelhecimento destes sistemas e uma capacidade de energia adicional de forma a limitar a profundidade das descargas.

As dimensões mínimas das diversas opções tecnológicas apresentadas na Tabela 5.4 incluem a modularidade considerada. Pressupôs-se a existência de módulos de 1 MW e 2 MWh nos sistemas introduzidos na subestação de distribuição, e de módulos de 0.5 MW e 1 MWh nos sistemas introduzidos quer a meio do ramo B3-B4 quer no barramento B4. Os módulos são independentes em termos de capacidade de potência e capacidade de energia, e foram ponderados considerando a dimensão inicial dos sistemas de armazenamento disperso de energia nos três locais testados. A procura da dimensão ótima do sistema foi restringida, em termos de capacidade de potência, a 30 MW para considerar a dimensão do transformador da subestação. Além disso, pondera-se um rácio limite entre a capacidade de potência de

energia para que o sistema seja capaz de utilizar toda a sua capacidade de potência tendo em conta a profundidade de descarga máxima definida.

Tabela 5.4 – Características das opções tecnológicas consideradas adequadas para endereçarem os desafios da rede de distribuição MT

Características		Baterias de Chumbo	Baterias de Níquel	Baterias de Sódio	Baterias de Lítio	Baterias de Zinco	Baterias de Vanádio
Capacidade de potência adicional (%)		20%	20%	10%	20%	0%	0%
Capacidade de energia adicional (%)		20%+40%	20%+20%	10%+10%	20%	30%	0%
Eficiência (%)		75%	75%	85%	90%	70%	80%
DOD máxima (%)		60%	80%	90%	100%	70%	100%
Custo de investimento	(€/kW)	305	458	305	305	305	305
	(€/kWh)	252	305	305	458	305	458
Custos de manutenção (% do CI)		1%	2%	0.5%	2%	3%	3%
Subestação	Capacidade de Potência Mínima	14 MW	14 MW	13 MW	14 MW	11 MW	11 MW
	Capacidade de Energia Mínima	46 MWh	40 MWh	34 MWh	34 MWh	36 MWh	28 MWh
Ramo B3-B4	Capacidade de Potência Mínima	-	4 MW	4 MW	4 MW	-	-
	Capacidade de Energia Mínima		9 MWh	8 MWh	8 MWh		
Barramento B4	Capacidade de Potência Mínima	2 MW	2 MW	2 MW	2 MW	2 MW	2 MW
	Capacidade de Energia Mínima	7 MWh	6 MWh	5 MWh	5 MWh	5 MWh	4 MWh

5.2.3 – Pressupostos técnicos e económicos

Neste caso de estudo, os preços do mercado diário e de reserva de regulação considerados na definição da estratégia ótima de funcionamento dos sistemas de armazenamento disperso de energia são os mesmos que os utilizados no caso de estudo da rede de distribuição BT (ver Secção 5.1.3). Os preços médios horários de ambos os mercados nos meses de Janeiro e Julho de 2011 para representarem a estação de inverno e de verão, respetivamente, são assim utilizados. Os preços do mercado diário são também utilizados no cálculo dos benefícios pela

redução de perdas. Nos mesmos meses é também calculada a percentagem média horária de carga do Sistema Elétrico Português alimentada por fontes térmicas, no sentido de permitir o cálculo dos benefícios ambientais da introdução do sistema de armazenamento de energia.

No cálculo dos limites técnicos de carga e descarga do sistema de armazenamento disperso de energia, além dos limites de tensão e do congestionamento dos ramos da rede de distribuição, considerou-se a influência do sistema no regulador de tensão do transformador da subestação de distribuição. Os limites foram definidos para que o sistema não provocasse uma mudança de tomada do transformador de tal forma que surgissem problemas operacionais na rede. Nesse sentido, pressupôs-se que se o funcionamento do sistema de armazenamento de energia a partir de um determinado valor de carga ou descarga conduzisse a uma mudança de tomada do transformador que imporia ao sistema a carga ou descarga de energia de forma a corrigir problemas operacionais causados por essa mudança, então só é permitido ao sistema nesse período carregar ou descarregar energia até ao limite que provoca a atuação do regulador de tensão do transformador da subestação de distribuição.

Com o objetivo de uma influência efetiva do sistema de armazenamento disperso de energia na gestão local da energia consumida e da energia eólica produzida, não só em termos económicos mas também em termos técnicos considera-se que o sistema apenas pode descarregar energia para alimentar o consumo local e que apenas pode carregar nos períodos em que a produção local excede a carga. Estes limites, em conjugação com os limites máximos e mínimos definidos em termos de limites de tensão, limites térmicos dos ramos da rede e limites pela consideração da influência das tomadas em carga, definem os limites utilizados de carga e descarga de energia na definição da estratégia ótima do funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia.

5.2.4 – Apresentação e análise crítica dos resultados técnico-económicos

Esta secção visa apresentar e analisar criticamente os resultados técnico-económicos obtidos na aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia eólica gerada na rede de distribuição MT deste caso de estudo. Os resultados são evidenciados pela comparação dos resultados obtidos para as diferentes tecnologias consideradas em cada local possível de colocar o sistema. No final da secção é apresentada a solução final ótima e realizada uma análise de sensibilidades da mesma.

i. Sistema de armazenamento disperso de energia na subestação de distribuição

Os resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso de energia quando colocado na subestação de distribuição da rede em estudo são apresentados

na Tabela 5.5, onde é evidenciada a dimensão ótima para cada tecnologia considerada adequada nesta localização assim como os resultados económicos obtidos.

Tabela 5.5 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso na subestação de distribuição

Tecnologia	Dimensão ótima		Valor Atual Líquido	Taxa de Rentabilidade Interna	Custo de Investimento	
	Potência	Energia			Equivalente	Eficiente
Baterias de chumbo	30 MW	46 MWh	- 5 139 k€	1.07%	451 €/kWh	333 €/kWh
Baterias de níquel	14 MW	40 MWh	- 9 342 k€	-9.45%	465 €/kWh	238 €/kWh
Baterias de sódio-enxofre	30 MW	34 MWh	- 2 130 k€	7.16%	575 €/kWh	505 €/kWh
Baterias de lítio	14 MW	34 MWh	- 9 691 k€	-8.90%	584 €/kWh	306 €/kWh
Baterias de zinco	11 MW	36 MWh	- 6 770 k€	-7.24%	399 €/kWh	227 €/kWh
Baterias de vanádio	11 MW	28 MWh	- 8 132 k€	-8.55%	578 €/kWh	314 €/kWh

Pelos resultados apresentados verifica-se que a colocação do sistema de armazenamento disperso de energia na subestação da rede de distribuição para regular a tensão e deslocar horariamente a energia proveniente das fontes eólicas presentes na rede, independentemente da opção tecnológica conduz a resultados económicos negativos em termos de Valor Atual Líquido do projeto de investimento. No entanto, o projeto de investimento em baterias de chumbo e baterias de sódio-enxofre apresentam taxas de rentabilidade interna positivas evidenciando a possibilidade de o operador da rede de distribuição obter proveitos da introdução deste tipo de sistemas. De facto, o sistema de armazenamento disperso de energia baseado em baterias de sódio-enxofre apresenta-se como a tecnologia mais adequada para a colocação na subestação de distribuição com uma dimensão ótima de 30 MW e 34 MWh de capacidade de potência e capacidade de energia.

Os resultados evidenciados na Tabela 5.5 apresentam os custos de investimento equivalentes por unidade de energia de cada uma das tecnologias e os custos de investimento eficientes, que revelam o valor de investimento por unidade de energia que proporcionaria obter um VAL do projeto de investimento nulo. As tecnologias que revelam uma maior diferença entre estes dois custos são as baterias de lítio e as baterias de vanádio. Isto deve-se ao facto de estas serem as que apresentam o maior custo por unidade de energia e, sendo esta aplicação uma aplicação em energia, o custo de investimento é um entrave à sua adoção como tecnologia mais adequada neste caso de estudo.

Além da regulação de tensão, estes sistemas quando colocados na subestação revelaram beneficiar a rede de distribuição em termos de gestão energética local, como se pode

observar na Figura 5.12 relativa à potência injetada na subestação de distribuição durante a estação de inverno quando colocado o sistema de armazenamento disperso de energia de baterias de sódio-enxofre otimamente dimensionado na subestação.

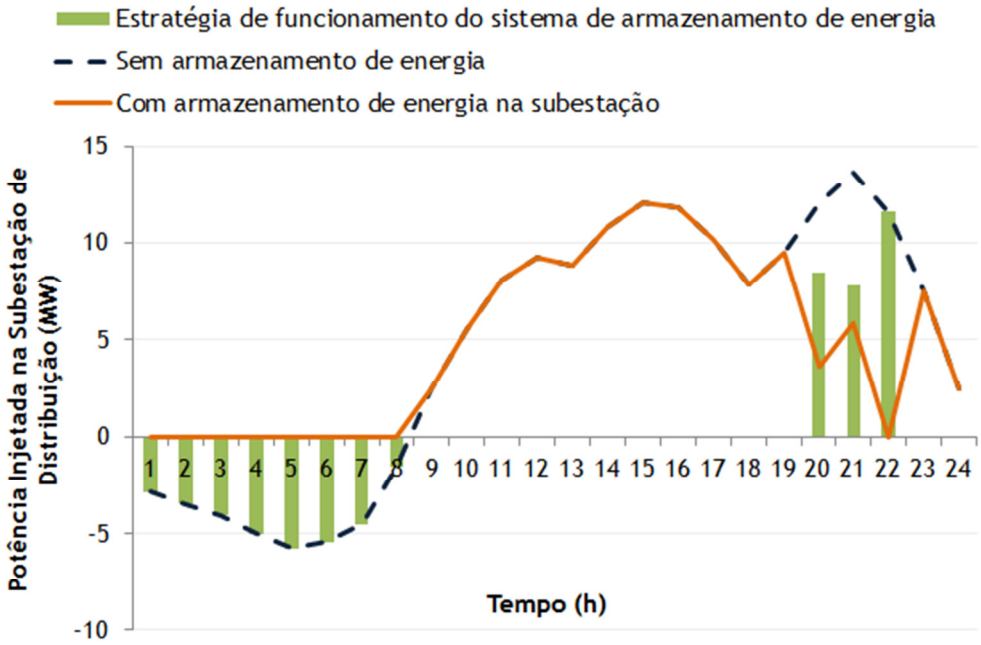

Figura 5.12- Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia otimamente dimensionado quando colocado na subestação de distribuição na potência injetada na subestação no inverno

Quando colocado na subestação, o sistema baseado em baterias de sódio-enxofre permite a carga de toda a energia de origem eólica excedente durante o inverno, descarregando-a nos períodos de pico de preços de mercado, que correspondem aos períodos de ponta de carga, reduzindo a necessidade de energia proveniente da rede elétrica a montante da rede de distribuição em estudo. De facto, quando colocado na subestação e com uma dimensão de 30 MW e 34 MWh, o sistema permite a redução da ponta de carga em 12% no inverno, e o deslocamento da ponta de consumo da 21h para as 15h e de 22% no verão o deslocamento do pico de carga para as 15h. Mais, reduz a variação da potência injetada na rede de distribuição de 17 MW para 12 MW no inverno e de 18 MW para 14 MW no verão. Verifica-se assim uma melhoria da eficiência da gestão energética local dado que reduz a necessidade de energia proveniente da rede elétrica a montante da rede de distribuição em estudo (traduzindo-se isto em benefícios ambientais), além de reduzir essa necessidade nos períodos de ponta de consumo.

Pela Figura 5.13 observa-se que o sistema de armazenamento disperso de energia permite reduzir as perdas técnicas na rede de distribuição MT, sendo essa redução das perdas de 2% no inverno e de 8% no verão. Além disso, verificou-se uma redução do número de mudanças de tomada em carga do transformador da subestação durante a estação de inverno. Este benefício embora não seja diretamente contabilizado na análise económica, indica que o

sistema é capaz de prolongar o tempo de vida útil de outros elementos da rede como o regulador das tomadas do transformador da subestação de distribuição pela redução da severidade da sua operação. No entanto, apesar dos benefícios técnicos apresentados, estes não se traduziram em benefícios económicos suficientes para proporcionarem o retorno do capital investido no sistema de armazenamento disperso de energia.

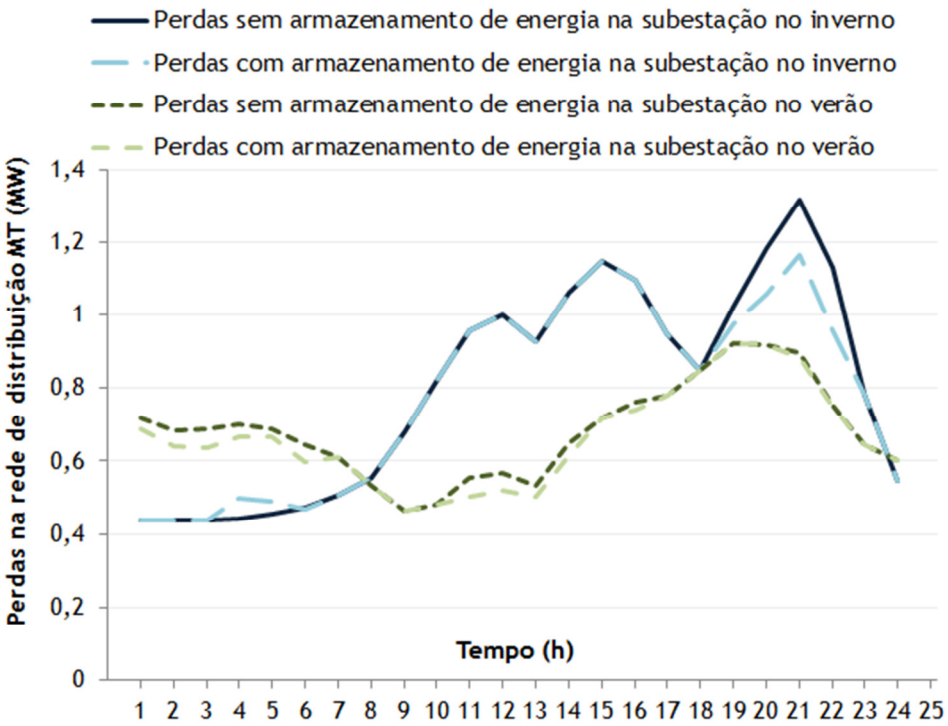

Figura 5.13 – Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia nas perdas da rede MT

ii. Sistema de armazenamento disperso de energia no meio do ramo B3-B4

Os resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso de energia quando colocado no meio do ramo B3-B4 da rede em estudo são apresentados na Tabela 5.6, onde é evidenciada a dimensão ótima para cada tecnologia considerada adequada nesta localização, assim como os resultados económicos obtidos.

Tabela 5.6 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso a meio do ramo B3-B4 da rede em estudo

Tecnologia	Dimensão ótima		Valor Atual Líquido	Taxa de Rentabilidade Interna	Custo de Investimento	
	Potência	Energia			Equivalente	Eficiente
Baterias de níquel	4 MW	9 MWh	- 2 000 k€	- 6.6%	509 €/kWh	294 €/kWh
Baterias de sódio-enxofre	7.5 MW	8 MWh	- 297 k€	9.22%	592 €/kWh	550 €/kWh

Baterias de lítio	4 MW	8 MWh	- 2 100 k€	-6.30%	611 €/kWh	358 €/kWh

Para a colocação do sistema de armazenamento disperso de energia no meio do ramo B3-B4 a adoção de um sistema baseado em baterias de sódio-enxofre com uma dimensão de 7.5 MW de capacidade de potência e de 8 MWh de capacidade de energia apresenta-se como a solução mais adequada. Embora os proveitos económicos da sua introdução não sejam suficientes para o retorno total do capital investido, o projeto de investimento apresenta um Taxa de Rentabilidade Interna é positiva, significando que taxa de retorno do capital investido é de 9.22%. Também neste cenário, o custo de investimento é preponderante, como se verifica pela diferença entre o custo de investimento equivalente e o custo de investimento eficiente, conduzindo assim a resultados económicos negativos. Este efeito é particularmente notório nos sistemas baseados em baterias de níquel e de lítio.

Tecnicamente, qualquer dos sistemas de armazenamento disperso de energia colocados a meio do ramo B3-B4 foi capaz de contribuir eficazmente para a regulação de tensão da rede de distribuição assim como para uma gestão energética local mais eficiente através do deslocamento horário da energia gerada pelas fontes eólicas presentes na rede. A Figura 5.14 ilustra o efeito da estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia baseado em baterias de sódio-enxofre quando otimamente dimensionado.

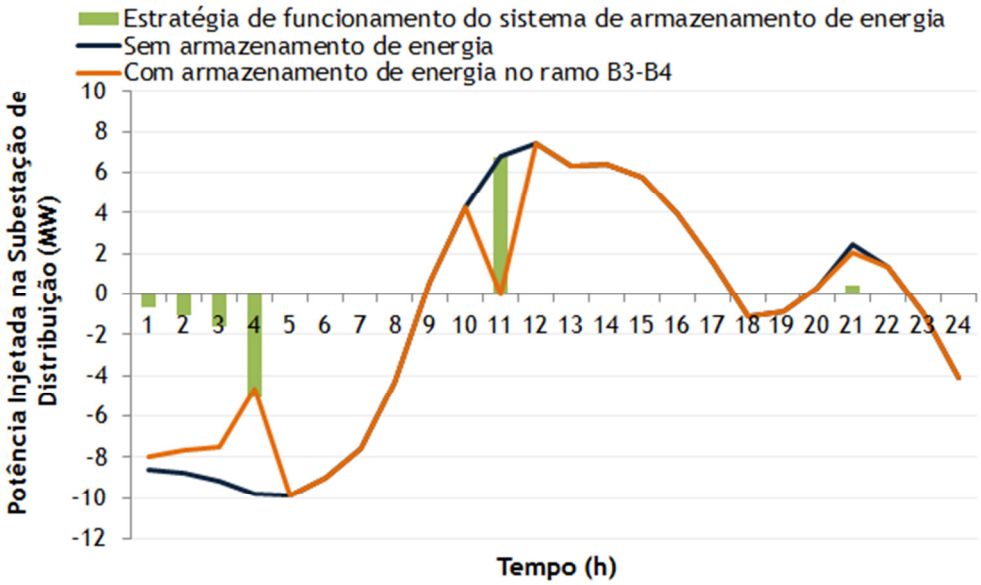

Figura 5.14 - Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia otimamente dimensionado quando colocado no ramo B3-B4 na potência injetada na subestação no verão

Comparando a Figura 5.12 com a Figura 5.14, embora referindo-se a estações elétricas diferentes, observa-se que devido à menor dimensão do sistema de armazenamento de energia quando colocado a meio do ramo B3-B4 este tem um menor impacto na gestão energética local da rede de distribuição. No entanto, verifica-se que o deslocamento horário da energia eólica excedente permite que o sistema de armazenamento disperso de energia

alimente todo o consumo de energia elétrica da rede MT durante uma hora no período de verão, acarretando também, com isso, benefícios ambientais. A colocação do sistema no meio do ramo B3-B4 reduziu tecnicamente as perdas da rede, em 1.2% no verão e 0.7% no inverno. Apesar de no verão esta redução das perdas se traduzir num benefício económico, o mesmo não ocorre no inverno dado que a redução das perdas ocorre maioritariamente em horas de preços de mercado reduzidos quando o sistema carrega a energia proveniente das fontes eólicas e a descarga de energia, que aumenta as perdas da rede, ocorre nos períodos de pico dos preços do mercado de energia.

iii. Sistema de armazenamento disperso de energia no barramento B4

Os resultados do dimensionamento ótimo e seleção da tecnologia adequada do sistema de armazenamento disperso de energia quando ligado ao barramento B4 para endereçar o desafio evidenciado neste caso de estudo são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no barramento B4

Tecnologia	Dimensão ótima		Valor Atual Líquido	Taxa de Rentabilidade Interna	Custo de Investimento	
	Potência	Energia			Equivalente	Eficiente
Baterias de chumbo	4 MW	7 MWh	- 647 k€	2.37%	426 €/kWh	331 €/kWh
Baterias de níquel	2 MW	6 MWh	- 1 202 k€	-6.64%	458 €/kWh	266 €/kWh
Baterias de sódio-enxofre	4.5 MW	5 MWh	- 130 k€	10.05%	580 €/kWh	553 €/kWh
Baterias de lítio	3 MW	5 MWh	- 1 245 k€	-4.7%	641 €/kWh	402 €/kWh
Baterias de zinco	2 MW	5 MWh	- 751 k€	-2.37%	428 €/kWh	293 €/kWh
Baterias de vanádio	2 MW	4 MWh	- 983 k€	-4.41%	611 €/kWh	391 €/kWh

O projeto de investimento num sistema de baterias de sódio-enxofre de 4.5 MW de capacidade de potência e 5 MWh de capacidade de energia surge como a tecnologia e a dimensão mais adequadas à resposta ao desafio apresentado neste caso de estudo, evidenciando o barramento B4 como o melhor local para a colocação do sistema. Apesar de otimamente dimensionado e colocado na rede, a aplicação do sistema para a regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada pelas fontes eólicas não se apresenta como uma aplicação capaz de gerar proveitos suficientes para atingir o retorno completo do capital investido. No entanto, este projeto de investimento apresenta uma Taxa de Rentabilidade

Interna de cerca de 10% e um custo de investimento eficiente que se aproxima do custo de investimento equivalente (diferença de 27 €/kWh).

Para a solução ótima encontrada, a estratégia de funcionamento ótima do sistema de armazenamento disperso de energia e o seu efeito no perfil de tensão B4 durante um dia típico de verão (durante o qual ocorrem os problemas de sobretensão) é ilustrado na Figura 5.15. Verifica-se que o sistema baseado em baterias de sódio otimamente dimensionado participa de forma eficaz na regulação de tensão da rede de distribuição MT dado que, através da carga de energia nos períodos em que ocorrem problemas de sobretensão causados pela produção excessiva das fontes eólicas, mantendo a tensão dentro dos seus limites regulatórios. Além disso, o sistema seleciona o período mais vantajoso economicamente para descarregar essa energia contribuindo para uma maior valorização da energia proveniente das fontes eólicas ao mesmo tempo que permite uma gestão local da energia da rede de distribuição mais eficiente. Neste ponto, devido à menor capacidade de potência e energia do sistema, a sua participação na gestão energética local tem um menor impacto do que aquele provisionado pelos sistemas considerados ótimos quando colocados quer na subestação de distribuição quer a meio do ramo B3-B4 (ver Figura 5.12 e Figura 5.14). Em termos ambientais, o sistema apresenta uma contribuição positiva resultando em benefícios económicos a redução da necessidade de alimentação do consumo através de produção centralizada. O sistema apresenta um efeito praticamente nulo nas perdas da rede quando observadas num espaço temporal diário embora reduzindo-as ligeiramente mas, economicamente, o seu efeito é negativo dado que o seu funcionamento reduz as perdas em períodos de baixos preços do mercado de energia e aumenta as perdas em períodos de maiores preços de mercado de energia.

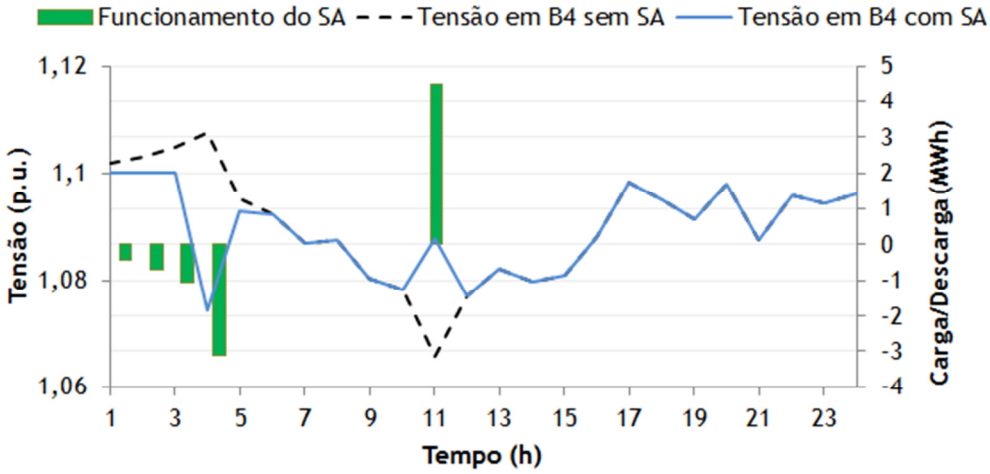

Figura 5.15 – Efeito do sistema de armazenamento (SA) de energia disperso no perfil de tensão no verão

Os parâmetros considerados que mais contribuíram para as receitas obtidas no projeto de investimento no sistema de baterias de sódio-enxofre de capacidade de potência 4.5 MW e 5 MWh de capacidade de energia foram o custo de investimento na rede de distribuição

diferidos (55 % do total das receitas) e as receitas pela compra e venda de energia elétrica (23 % do total).

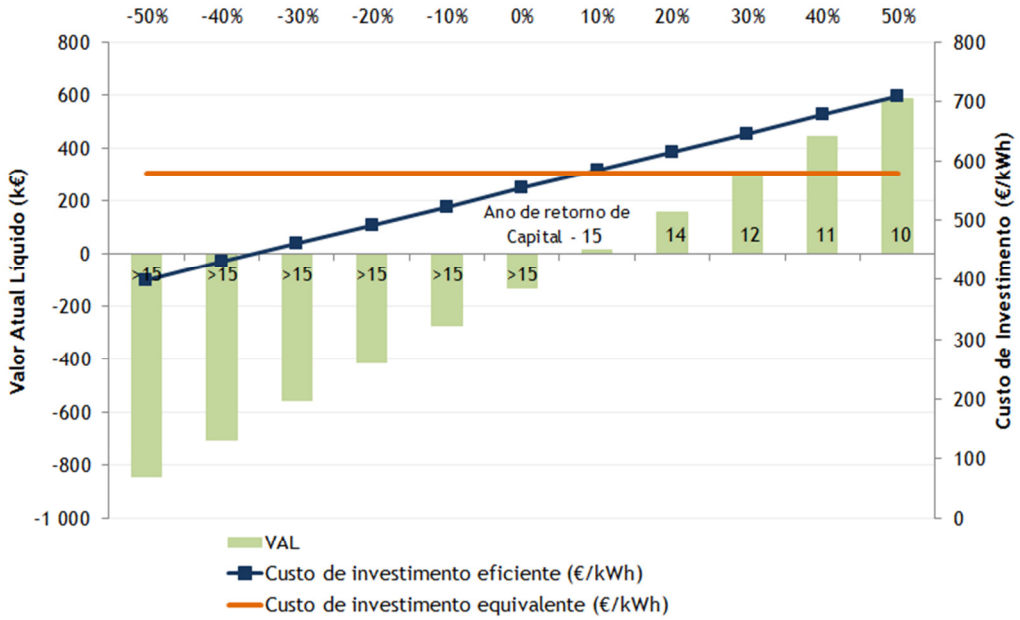

Figura 5.16 – Efeito do custo de investimento diferido na rede de distribuição MT no VAL

A Figura 5.16 apresenta a sensibilidade do VAL do projeto de investimento em relação ao custo de investimento diferido na solução ótima alcançada para a regulação de tensão e deslocamento horário da energia eólica gerada na rede de distribuição MT em estudo. Verifica-se, tal como no caso de estudo para a mesma aplicação mas numa rede de distribuição BT (ver Secção 5.1), o custo de investimento diferido que a introdução do sistema de armazenamento de energia pode proporcionar ao operador da rede pode ser determinante na adoção ou não destes sistemas. De facto, o aumento deste parâmetro de receita para mais 10% do valor base de 570 €/kW permite a obtenção de um VAL do projeto positivo, aumentando assim a viabilidade económica do projeto. Mais, na gama de variação do custo de investimento considerada, este pode permitir que o retorno do capital investido ocorra no ano 9 do projeto de investimento. Dado que este parâmetro está diretamente relacionado com a utilização da capacidade da rede à qual se refere (ver Secção 4.2.5) demonstra-se que, tal como no caso de estudo apresentado na Secção 5.1 que o sistema de armazenamento disperso de energia é tendencialmente mais rentável em redes sobrecarregadas ou que se encontrem perto dos seus limites máximos de utilização. De facto, este sistema pode ter um impacto significativo no planeamento da rede dado que reduz a utilização de outros ativos da rede, promovendo a eficiência energética e aumentando a fiabilidade.

Dado que a metodologia DOSADE tem por base dois índices financeiros, taxa de custo de capital e inflação, que apresentam grande dependência do cenário macroeconómico onde o projeto de investimento tem lugar, a Figura 5.17 apresenta a sensibilidade do VAL do projeto

de investimento face à variação da taxa de custo de capital visto este ter sido o parâmetro financeiro que se revelou mais preponderante.

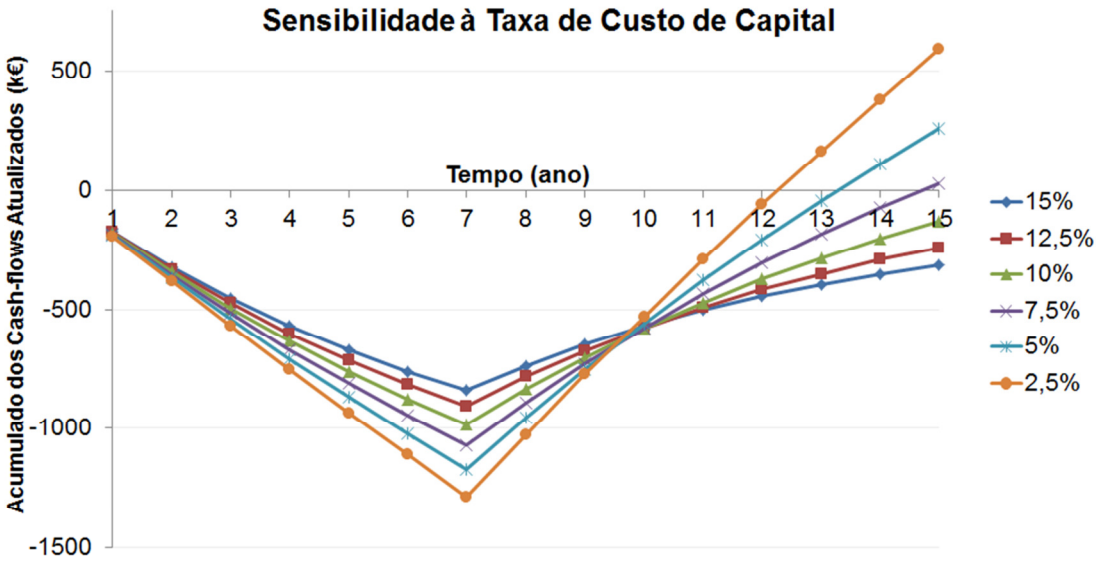

Figura 5.17 – Evolução do VAL face à variação da taxa de custo de capital do projeto de investimento

Pelos resultados apresentados na Figura 5.17 observa-se que este parâmetro tem um impacto relevante na evolução ao longo do tempo considerado para o projeto de investimento. Na verdade, verifica-se que este índice financeiro pode ser determinante na viabilidade económica da introdução do sistema de armazenamento disperso de energia dado que para valores para a taxa de custo de capital inferiores a 7.85% o projeto de investimento apresenta um VAL final positivo. Evidencia-se assim que a taxa de custo de capital pode contribuir decisivamente para a adoção do sistema de armazenamento disperso de energia para a sua aplicação na regulação de tensão e deslocamento horário da energia gerada por fontes eólicas presentes nas redes de distribuição.

5.3 - Minimização das penalizações por desvio de produção em relação à previsão eólica

O caso de estudo apresentado nesta secção endereça a aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a minimização das penalizações económicas por desvio de produção em relação à previsão eólica, segundo a perspetiva de um promotor eólico e considerando o parque eólico num ambiente em mercado. Embora atualmente os produtores eólicos sejam remunerados, em Portugal, através de uma tarifa fixa (ver Secção 3.3.1) face à atual conjuntura económica este caso de estudo pode traduzir uma situação futura de acesso dos parques eólicos aos mercados de energia. Este caso de estudo pretende assim evidenciar a possibilidade e potencialidades da adoção de sistemas de armazenamento disperso de energia neste cenário.

5.3.1 – Modelo de rede

Neste caso de estudo, uma vez que se pretende traduzir os efeitos na variabilidade de produção eólica sob a perspetiva de um promotor de um parque eólico a rede à qual o parque se liga não é modelizada. Considera-se assim que a rede elétrica à qual o parque eólica se liga é capaz de absorver toda a sua produção dentro dos limites da capacidade do parque.

É utilizado um perfil horário durante um ano de produção efetiva de um parque eólico e um perfil na mesma escala temporal de previsão de produção para o mesmo parque. São utilizados dados da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) disponibilizados em [58], que dizem respeito a um parque eólico de 100 MW no estado da Califórnia nos Estados Unidos da América, incluindo o seu perfil de produção horário durante o ano de 2006 e a previsão com 6 horas de antecedência da produção prevista em cada hora durante o mesmo ano. Centrando-se este trabalho no estudo dos impactos da Produção Dispersa em redes de distribuição, são considerados neste caso de estudo 4 dimensões de parques eólicos, de 6 MW, 10 MW, 14 MW e 18 MW. Nesse sentido, os dados utilizados são considerados em função da capacidade do parque eólico, como a Figura 5.18 ilustra para o exemplo do dia 1 do período anual em estudo.

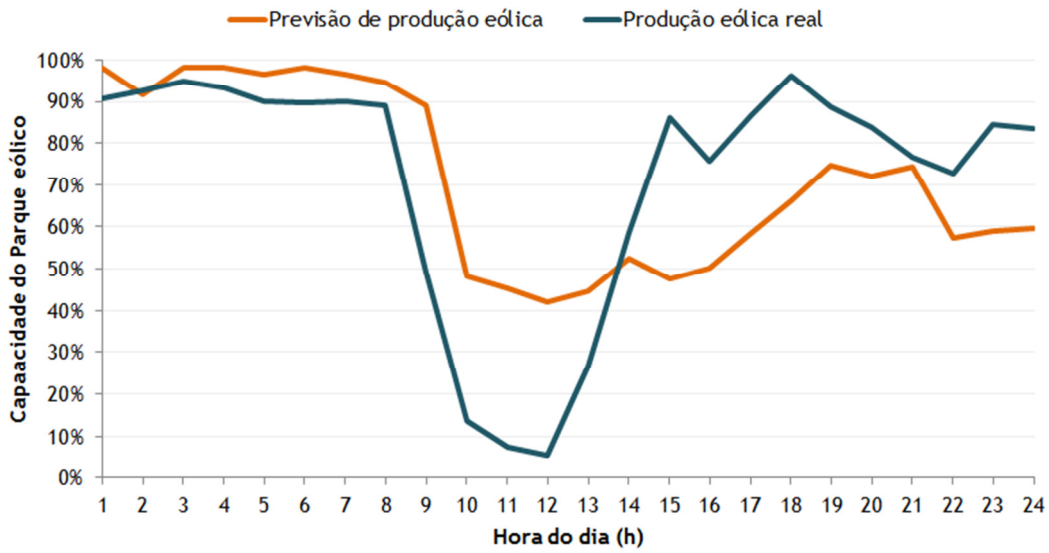

Figura 5.18 – Previsão de produção e produção real eólica ao longo do dia 1 do ano considerado

Da análise dos dados utilizados, verifica-se um erro relativo médio da previsão em relação à produção efetiva de 17.07% que resultam em diferentes penalizações para o promotor do parque eólico consoante a capacidade eólica instalada.

5.3.2 – Análise técnica e económica

Para enquadrar economicamente o cenário de produção eólica em ambiente de mercado de energia, são utilizados os preços do mercado diário e os preços do mercado de reserva de

regulação (a subir e a descer) em Portugal no ano de 2011. Tal como descrito na Secção 4.2.5, considera-se que o produtor eólico é remunerado ao preço do mercado diário pela sua produção prevista e penalizado pelos desvios em relação à previsão pelos preços do mercado de reserva de regulação a subir, caso a produção real do parque seja inferior à prevista, caso contrário é remunerado pelos preços do mercado de reserva de regulação a descer. A Tabela 5.8 apresenta a remuneração do produtor e as penalizações a que é sujeito devido a desvios da produção em relação à previsão para as 4 dimensões de parques eólicos consideradas no ano base de análise.

Tabela 5.8 – Remuneração e penalizações ao promotor eólico no ano base de análise

Dimensão do Parque Eólico	**Remuneração consoante a previsão de produção** (k€)	**Penalizações** (k€)	**Remuneração anual efetiva** (k€)
6 MW	1 230	362	868
10 MW	2 050	600	1 450
14 MW	2 870	844	2 026
18 MW	3 690	1 085	2 605

Verifica-se pela Tabela 5.8 que uma maior dimensão da capacidade do parque eólico conduz a uma maior remuneração anual efetiva para também é sujeito a maiores penalizações. Este efeito deve-se à maior quantidade de energia elétrica envolvida e pela assunção que o erro relativo é o mesmo, logo as penalizações são maiores para parques maiores.

No sentido de minimizar as penalizações pelos desvios de produção eólica em relação à sua previsão, é estudada a viabilidade da introdução de sistemas de armazenamento de energia com esse propósito por parte do promotor de um parque eólico. Este estudo é realizado para cada uma das capacidades eólicas instaladas considerada e tem por objetivo alcançar o dimensionamento ótimo e a seleção da tecnologia adequada do sistema de armazenamento disperso de energia deve proporcionar não só a melhor solução em termos económicos mas que garanta a redução do erro médio relativo em pelo menos 10%. Este valor foi ponderado ser o mínimo necessário para o sistema de armazenamento disperso de energia ter uma contribuição adequada em termos técnicos para a rede de distribuição à qual o parque eólico se liga, no sentido de permitir uma redução substancial da incerteza relacionada com a geração eólica, podendo assim ter acesso ao crédito pela capacidade de potência do sistema instalada descrito na Secção 4.2.5. O propósito de serem consideradas várias dimensões de parques eólicos é de após a aplicação da metodologia DOSADE resulte uma relação entre a capacidade do parque eólico e a dimensão no sistema de armazenamento disperso de energia.

Tal como indicado na Secção 3.3.1, esta é uma aplicação em energia dos sistemas de armazenamento de energia, normalmente tendo como requisito uma duração de descarga entre uma e oito horas. Consequentemente, supercondensadores e volantes de inércia não são suscetíveis de endereçarem este desafio. Como não é definido um funcionamento mínimo obrigatório do sistema uma vez que apenas se exige, tecnicamente, uma redução do erro de previsão em 10%, não é definida diretamente da análise técnica uma dimensão mínima para o sistema. Nesse sentido, é realizada uma análise preliminar de forma a mostrar quais as durações de descarga que os sistemas devem possuir para endereçarem corretamente este desafio, assim como ter uma perceção inicial da capacidade cíclica que as opções tecnológicas devem possuir de forma a serem capazes de realizar o seu propósito durante os 15 anos em que o projeto de investimento de baseia. O algoritmo desenvolvido para o efeito pretendeu calcular para durações de descarga de 1 hora, 2 horas, 4 horas, 6 horas e 8horas qual a média de ciclos totais equivalentes diários é que o sistema tende a realizar englobando as 4 capacidades instaladas para o parque eólico consideradas. Entende-se por ciclos totais equivalentes diários o rácio entre a soma de toda a energia que o sistema descarrega num dia e a sua capacidade de energia, pretendendo este valor traduzir o número de ciclos, a uma profundidade de descarga de 100%, que o sistema deve ser apto a realizar por dia de forma a cumprir e forma ótima o seu propósito. Nesta análise prévia, é considerado um sistema de armazenamento de energia ideal com eficiência de 100% e profundidade de descarga de 100%, ou seja, sem qualquer limite adicional. Desta análise surgiram os resultados apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Relação entre a duração e descarga e o número de ciclos necessários

Duração de Descarga	Número de ciclos totais equivalentes médios diários	Número de ciclos totais equivalentes em 15 anos
1 hora	4.25	23 259
2 horas	2.23	12 209
4 horas	1.13	6 187
6 horas	0.74	4 052
8 horas	0.49	2 683

Pelos resultados da análise realizada, verifica-se que uma menor duração de descarga conduz a necessidades cíclicas superiores. Pelo número total de ciclos equivalentes que poderá haver necessidade de realizar para se atingir a melhor solução possível com uma duração de descarga de uma hora, não existem tecnologias capazes de realizar esse número de ciclos com uma profundidade de descarga de 100% pelo que, sendo essa a condição para o sistema utilizar a sua capacidade de potência na totalidade (dado que a metodologia DOSADE

utiliza processos horários), soluções com duração de descarga de uma hora não são consideradas. As opções tecnológicas que são consideradas adequadas a endereçarem o desafio apresentado neste caso de estudo são os sistemas de armazenamento disperso de energia baseados em baterias de sódio-enxofre, baterias de lítio e baterias de fluxo regenerativo de vanádio. A seleção destas tecnologias deve-se ao facto de estas serem as únicas que demonstram ser capazes de realizar o número de ciclos apontado na Tabela 5.9 para durações de descarga entre 2 horas e 8 horas. Mesmo estas tecnologias apenas se mostram aptas a realizar esse número de ciclos se a profundidade das suas descargas for limitada. Dadas as capacidades cíclicas destas tecnologias (apresentadas no Capítulo 2) e as curvas que relacionam essa capacidade com a profundidade das descargas considera-se a Tabela 5.10 apresenta as limitações consideradas à profundidade de descarga para cada tecnologia, considerando cada duração de descarga e o número de ciclos apontados na Tabela 5.9.

Tabela 5.10 – Limitação da profundidade de descarga pela duração de descarga e opção tecnológica considerada adequada

Duração de Descarga	Profundidade de descarga máxima (%)		
	Baterias de sódio-enxofre	Baterias de lítio	Baterias de vanádio
2 horas	60 %	80 %	70 %
4 horas	80 %	90 %	90 %
6 horas	90%	100%	100%
8 horas	100%	100%	100%

Neste caso de estudo, utilizam-se para outros parâmetros como a eficiência das tecnologias, a perda de capacidade de potência e energia ao longo do tempo de vida útil e o seu custo de investimento por unidade de potência e por unidade de energia os mesmos valores que os já utilizados nos casos de estudo na Secção 5.1 e Secção 5.2. Na procura da dimensão ótima do sistema de armazenamento disperso de energia é definido à partida não só a duração de descarga considerada, que define a relação entre a capacidade de potência e a capacidade de energia, mas assume-se que a procura começa numa capacidade de potência de 500 kW indo até metade da capacidade instalada no parque eólico a que se refere, com uma modularidade de 500 kW inicialmente, e a partir de 1 MW de capacidade de potência, módulos de 1 MW.

Os limites à estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento de energia são definidos de tal forma que o sistema juntamente com as turbinas eólicas não podem produzir mais que a capacidade do parque, nem o sistema pode carregar mais energia do que aquela que as turbinas produzem.

5.3.3 – Resultados e análise crítica dos resultados técnico-económicos

A apresentação e análise crítica dos resultados técnico-económicos obtidos pela implementação da metodologia DOSADE para o caso de estudo apresentado nesta secção são realizadas separando os resultados por capacidade do parque eólico a que se referem e evidenciando os aspetos mais relevantes neste caso de estudo.

i. Parque eólico de 6 MW

Os resultados obtidos no dimensionamento ótimo e seleção da tecnologia adequada quando o sistema é introduzido num parque eólico de 6 MW para a minimização das penalizações por desvios de produção eólica são apresentados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 6 MW

Tecnologia	Dimensão ótima		Redução das penalizações no ano 1 (k€)	Redução do erro relativo (%)	Valor Atual Líquido (k€)	Taxa Interna de Rentabilidade (%)
	Potência	Energia				
Baterias de sódio-enxofre	1 MW	2 MWh	76 k€	12.7 %	83 k€	14.72 %
Baterias de lítio	1 MW	2 MWh	88 k€	15.5 %	- 291 k€	6.35 %
Baterias de vanádio	1 MW	2 MWh	82 k€	14.1 %	- 342 k€	5.76 %

Pelos resultados apresentados verifica-se que o sistema de armazenamento disperso de energia mais adequado neste caso é um sistema baseado em baterias de sódio-enxofre com uma dimensão ótima de 1 MW e 2 MWh. Observa-se que, sendo a dimensão dos sistemas semelhante, embora as baterias quer de lítio quer de vanádio conduzam a reduções das penalizações assim como do erro de previsão de produção, o sistema baseado em baterias de sódio-enxofre apresenta resultados económicos superiores. Isto evidencia a influência do custo de investimento nas diferentes tecnologias, sendo este o fator determinante na adoção destes sistemas para a finalidade estudada neste caso de estudo. Para as soluções ótimas das outras tecnologias consideradas, verificou-se que nas baterias de lítio a diferença entre o custo de investimento equivalente, de 611 €/kWh, e o custo de investimento eficiente, de 470 €/kWh, é de 141 €/kWh, enquanto nas baterias de vanádio essa diferença foi de 154 €/kWh, tendo o mesmo custo de investimento equivalente que as baterias de lítio e um custo de investimento eficiente de 455 €/kWh.

A Figura 5.19 apresenta o efeito do sistema de armazenamento de energia baseado em sódio-enxofre otimamente dimensionado na potência injetada pelas turbinas eólicas em conjunto com o sistema de armazenamento de energia na rede à qual o parque se liga.

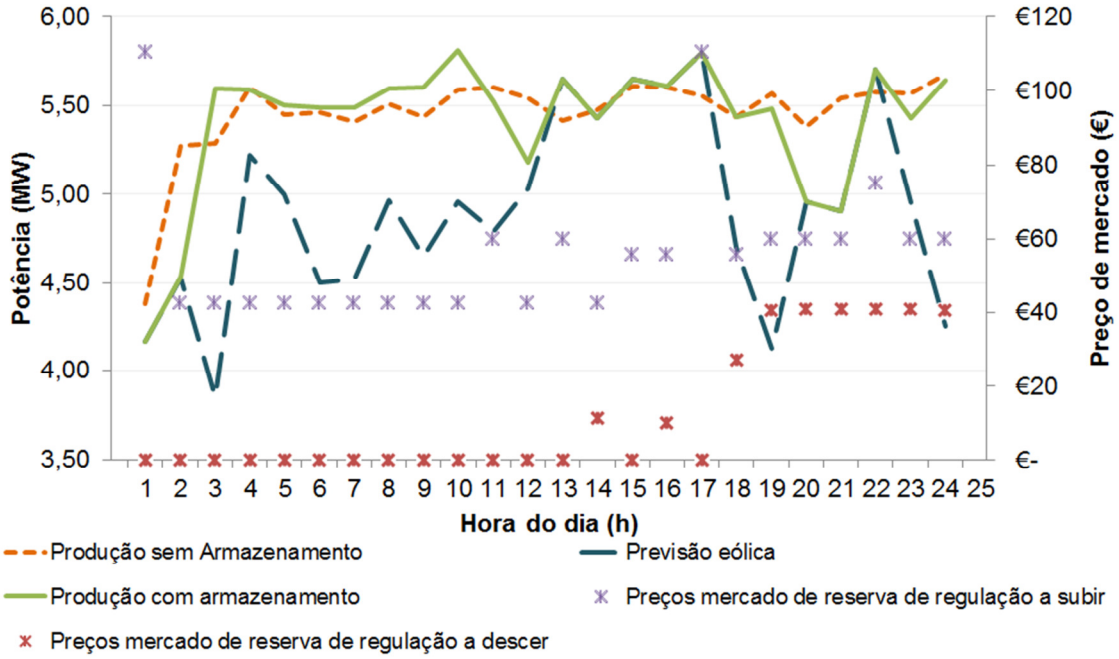

Figura 5.19 - Efeito do sistema de armazenamento disperso de energia na potência injetada pelo parque eólico na rede no dia 8 do ano base de análise

A Figura 5.19 caracteriza o dia 8 do ano base de análise, que se caracteriza por uma produção eólica superior à produção prevista durante largos períodos do dia. Isto significa que o promotor é penalizado pelo preço do mercado de reserva de regulação a descer. Dado que este preço é nulo durante as primeiras 13 horas deste dia, durante esse período o sistema de armazenamento disperso de energia não revela tendência em tentar anular o desvio de produção em relação à previsão. Pelo contrário, aproveita esses períodos em que não sofre penalizações para ajustar o seu estado de carga de forma a nos períodos onde a produção é menor que a produção prevista, sendo a penalização baseado no preço de mercado de reserva de regulação que é superior ao preço a descer, estando assim apto a anular as penalizações pelos desvios nesses períodos. De facto, neste dia as penalizações são reduzidas em cerca de 49% de 250€ para 150 €.

ii. Parque eólico de 10 MW

Para o caso do parque eólico de 10 MW, os resultados da implementação da metodologia DOSADE no dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia para endereçar os desafios apresentados são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 10 MW

Tecnologia	Dimensão ótima		Redução das penalizações no ano 1 (k€)	Redução do erro relativo (%)	Valor Atual Líquido (k€)	Taxa Interna de Rentabilidade (%)
	Potência	Energia				
Baterias de sódio-enxofre	2 MW	4 MWh	143 k€	14.5 %	104.6 k€	13.75 %
Baterias de lítio	1 MW	2 MWh	101.6 k€	10.6 %	- 200.1 k€	8.07 %
Baterias de vanádio	2 MW	4 MWh	155 k€	16.1 %	- 746 k€	5.2 %

Para este cenário verifica-se que um sistema de armazenamento disperso de energia baseado em baterias de sódio-enxofre de dimensão 2 MW e 4 MWh resulta na tecnologia mais adequada e na dimensão ótima do sistema aplicado num parque eólico de 10 MW para endereçar o desafio apresentado neste caso de estudo. Os sistemas de baterias de lítio e de vanádio, ambos com um custo de investimento equivalente de 611 €/kWh, apresentaram uma diferença entre esse custo e o custo de investimento eficiente de 98 €/kWh e 168 €/kWh, respetivamente.

Dado que os resultados da dimensão ótima de cada tecnologia não são todos semelhantes como acontece para o parque eólico de 6 MW (ver Tabela 5.11), a Figura 5.20 apresenta a sensibilidade do VAL dos projetos de investimento nas diferentes tecnologias na procura da tecnologia adequada e da sua dimensão ótima num espaço de procura próximo da solução ótima.

A análise da Figura 5.20 evidencia que, em primeiro lugar, apenas os projetos de investimento nos sistemas de baterias de sódio apresentam VAL do projeto positivo, ou seja, permitem o retorno de todo o capital investido. Em segundo lugar, verifica-se que a solução de sistemas de baterias de sódio-enxofre de dimensão 1 MW e 2 MWh seria teoricamente a mais rentável economicamente. No entanto, a exigência de uma redução do erro médio de previsão em pelo menos 10% invalida a seleção dessa dimensão como a capacidade de potência e energia ótimas. Por último, observa-se que, independentemente da tecnologia em causa, uma duração de descarga de 2 horas traduz-se sempre em resultados económicos superiores em relação a durações de descarga superiores. Isto significa que uma diminuição do rácio entre capacidade de potência e energia traduz-se em receitas não suficientes face aos custos que acarreta.

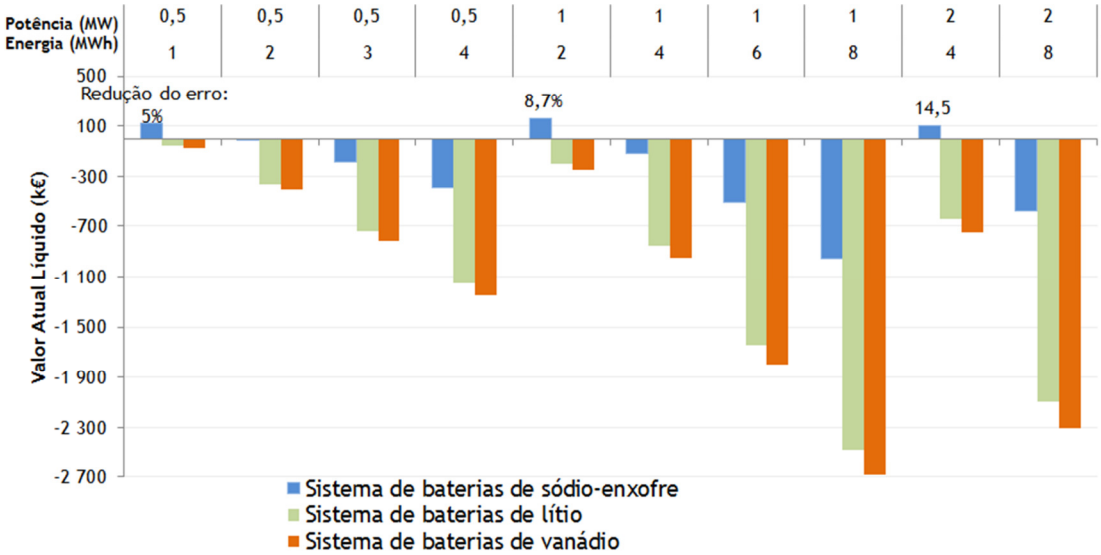

Figura 5.20 – Efeito da dimensão e tecnologia de armazenamento disperso de energia no VAL

iii. Parque eólico de 14 MW

Os resultados obtidos no dimensionamento ótimo e seleção da tecnologia adequada quando o sistema é introduzido num parque eólico de 14 MW para a minimização das penalizações por desvios de produção eólica são apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 14 MW

Tecnologia	Dimensão ótima		Redução das penalizações no ano 1 (k€)	Redução do erro relativo (%)	Valor Atual Líquido (k€)	Taxa Interna de Rentabilidade (%)
	Potência	Energia				
Baterias de sódio-enxofre	2 MW	4 MWh	158.2 k€	11.3 %	210.8 k€	15.47 %
Baterias de lítio	2 MW	4 MWh	187.8 k€	14 %	- 506.8 k€	7.06 %
Baterias de vanádio	2 MW	4 MWh	173.3 k€	12.7 %	- 612 k€	6.42 %

Pelos resultados apresentados, também para um parque eólico de 14 MW o sistema de baterias de sódio-enxofre com uma duração de descarga de 2 horas (no caso, 2 MW e 4 MWh) se apresenta como a solução ótima neste caso. Este sistema apresenta um custo de investimento eficiente superior ao custo de investimento equivalente em 56.8 €/kWh pelo que uma diferença nos custos de investimento inferior a esse valor permite ao projeto continuar a ser rentável.

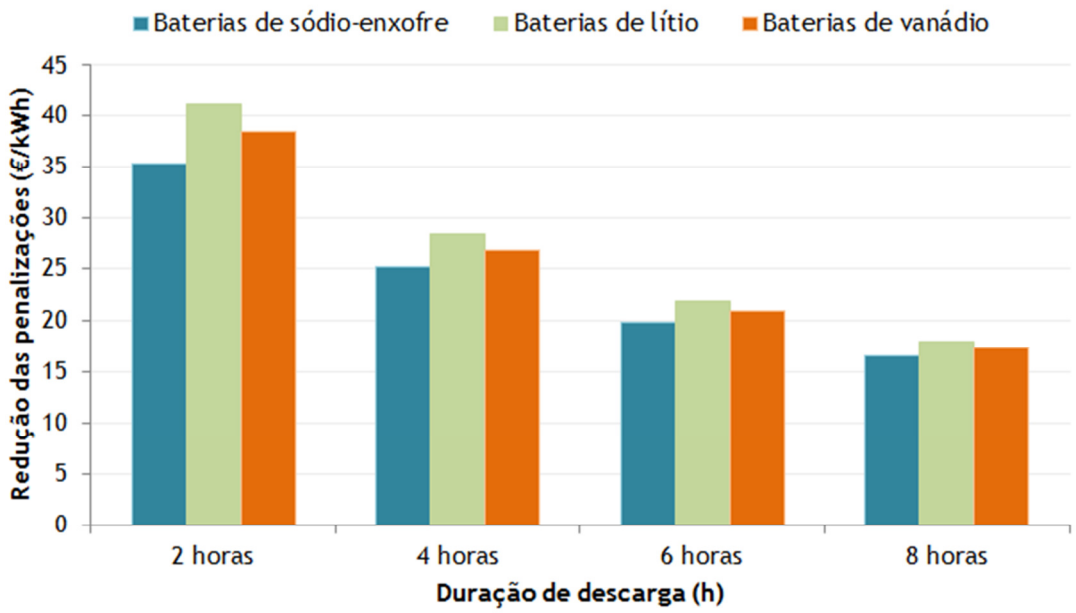

Figura 5.21 – Efeito na redução das penalizações por unidade de energia para as durações de descarga consideradas

Com o intuito de ilustrar a razão de uma duração de descarga de 2 horas conduzir a melhores resultados económicos, a Figura 5.21 apresenta os proveitos para o promotor eólico da redução das penalizações por desvios para produção eólica em relação à sua previsão por unidade de energia (kWh) do sistema de armazenamento disperso de energia introduzido. Os resultados apresentados na Figura 5.21 baseiam-se na média para cada uma das tecnologias dos resultados para a redução de penalizações em todo o espaço de procura do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso de energia para o parque eólico de 14 MW para o ano base de análise. Verifica-se que a redução das penalizações por unidade de energia do sistema decresce com o aumento da duração de descarga do sistema, independentemente da tecnologia adotada. Além disso, os sistemas baseados em baterias de lítio destacam-se como os sistemas que permitem a maior redução das penalizações quando comparados com outras tecnologias para a mesma duração de descarga. Isto deve-se ao facto de os sistema de lítio apresentarem uma maior eficiência e a proporcionarem maiores profundidades de descarga para profundidades de descarga de 2 e 4 horas.

iv. Parque eólico de 18 MW

Para o caso do parque eólico de 18 MW, os resultados da implementação da metodologia desenvolvida no dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia para endereçar o desafio apresentados são apresentados na Tabela 5.14.

Os sistemas de baterias de sódio-enxofre, incluindo este caso do parque eólico de 18 MW, apresentaram-se como a solução tecnológica mais adequada em todos os casos. Embora se tenha demonstrado que quer os sistemas baseados em baterias de lítio quer os sistemas baseados em baterias de vanádio conduzem a maiores receitas pela redução das penalizações ao promotor eólico dos desvios de produção em relação à sua previsão, os resultados

económicos dos seus projetos de investimento são menores dado os seus maiores e preponderantes custos de investimento. Além disso, independentemente da tecnologia, um sistema com duração de descarga de 2 horas revelou ser a solução mais adequado, tendo sido essa a relação sempre a encontrada como ótima para as dimensões dos parques eólicos considerados.

Tabela 5.14 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso no parque eólico de 18 MW

Tecnologia	Dimensão ótima		Redução das penalizações no ano 1 (k€)	Redução do erro relativo (%)	Valor Atual Líquido (k€)	Taxa Interna de Rentabilidade (%)
	Potência	Energia				
Baterias de sódio-enxofre	3 MW	6 MWh	227.7 k€	12.7 %	247.7 k€	14.70 %
Baterias de lítio	2 MW	4 MWh	199.2 k€	11.5 %	- 428.6 k€	7.81 %
Baterias de vanádio	2 MW	4 MWh	186.9 k€	10.6 %	- 511.3 k€	7.34 %

Os projetos de investimento em sistemas de armazenamento de energia para endereçarem o desafio focado neste caso de estudo revelaram sempre, independentemente da tecnologia e quando otimamente dimensionados, taxas internas de rentabilidade positivas pelo que mostra que os fluxos de caixa gerados pelo funcionamento do sistema de armazenamento são rentáveis para quem introduz o sistema, neste caso o promotor eólico. As considerações económicas que estão na base na remuneração nesta aplicação são apenas assunções baseadas na literatura que pretendem traduzir um cenário futura na ausência atualmente de regulamentação para a produção eólica em ambiente de mercado. Além disso, as dimensões obtidas como ótimas são influenciadas pela redução do erro de previsão mínima exigida na análise técnica (ver Secção 5.3.2). A Tabela 5.15 pretende apresentar a variação da dimensão ótima com a redução do erro de previsão exigida para os sistemas de sódio-enxofre.

Pelos resultados da Tabela 5.15 verifica-se que com o aumento da exigência de redução do erro da previsão eólica, a dimensão do sistema de armazenamento disperso de energia (no caso, baseado em baterias de sódio-enxofre) aumenta de forma a ser capaz de reduzir suficientemente o erro. Observa-se também que, enquanto uma necessidade de redução do erro de previsão em 20% mantém a duração de descarga ótima que foi apontada pelos resultados obtidos quando essa necessidade era de 10%, um requisito de 30% de redução do erro de previsão da geração eólica essa duração de descarga não é suficiente sendo necessárias durações de descarga de 4 a 6 horas. Mais, verifica-se que os resultados económicos quando é necessária uma maior redução técnica dos erros de previsão são

inferiores aos alcançados no cenário base com uma redução mínima de 10% do erro. Embora uma maior redução dos erros se traduza num aumento da remuneração pela redução das penalizações, esse aumento não se revela suficiente para compensar o maior custo de investimento necessário resultante de uma maior dimensão necessária do sistema de armazenamento disperso de energia. Os resultados da Tabela 5.15 englobam apenas os sistemas baseados em baterias de sódio-enxofre dado que esta tecnologia destacou-se em todas as situações como a mais adequada.

Tabela 5.15 – Variação da dimensão ótima com a exigência de redução de erro de previsão

Capacidade Parque Eólico		**Parque eólico 6 MW**		**Parque eólico 10 MW**		**Parque eólico 14 MW**		**Parque eólico 18 MW**	
Redução do erro exigida (%)		**20%**	**30%**	**20%**	**30%**	**20%**	**30%**	**20%**	**30%**
Baterias de sódio-enxofre	Potência (MW)	2	2	4	4	5	3	6	6
	Energia (MWh)	4	8	8	16	10	18	12	24
	Redução Penalizações (k€)	118	163	217	297	282	353	355	491
	VAL (k€)	- 77	- 878	- 289	- 1 970	- 279	- 2 236	- 227	- 2 632
	TIR (%)	11.13	5.4	10.3	4.6	10.7	4.1	11.1	5.45

5.4 - Amenização das flutuações rápidas de produção fotovoltaica

O caso de estudo apresentado nesta secção comtempla a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia para a suavização das flutuações rápidas do output de potência de um parque fotovoltaico segundo a perspetiva do promotor do parque. Através da implementação da metodologia DOSADE, desenvolvida no âmbito da Dissertação, pretende-se dimensionar de forma ótima e determinar a tecnologia adequada desse sistema de armazenamento. Mais, pretende-se avaliar até que ponto a amenização das flutuações de produção exigida e o principal parâmetro de receita (o custo de investimento diferido na rede de distribuição) afeta a aplicabilidade quer técnica quer económica dos sistemas de armazenamento disperso de energia na resposta ao desafio apresentada nesta secção.

5.4.1 – Modelo da rede

O objetivo deste caso de estudo é o de amenizar os efeitos das flutuações rápidas do output de um parque fotovoltaico na rede elétrica à qual se liga pelo que essa rede não é

modelizada neste caso, consistindo o problema em estudo apenas no próprio parque fotovoltaico. Considera-se assim que a rede elétrica à qual o parque fotovoltaico se liga é capaz de absorver toda a sua produção dentro dos limites da capacidade do parque.

A metodologia DOSADE quando aplicada ao desafio de amenização das flutuações de produção do parque fotovoltaico baseia a sua análise num perfil de produção ao longo do dia. Para caracterizar este perfil, é utilizado um perfil de produção do dia 24 de Julho de 2011 de um parque fotovoltaico real, construído e comissionado pela Efacec Engenharia e Sistemas S.A., situado na Europa central e de 4 MW de capacidade instalada. Os dados facultados possuem uma escala temporal de minuto a minuto. O perfil de produção do parque de 4 MW é convertido de forma proporcionar num perfil de produção de um parque de 10 MW, de forma a ser utilizado um perfil de maiores dimensões e consequentemente, variações rápidas de maiores dimensões. A Figura 5.22 apresenta o perfil de geração minuto a minuto do parque fotovoltaico no dia em estudo.

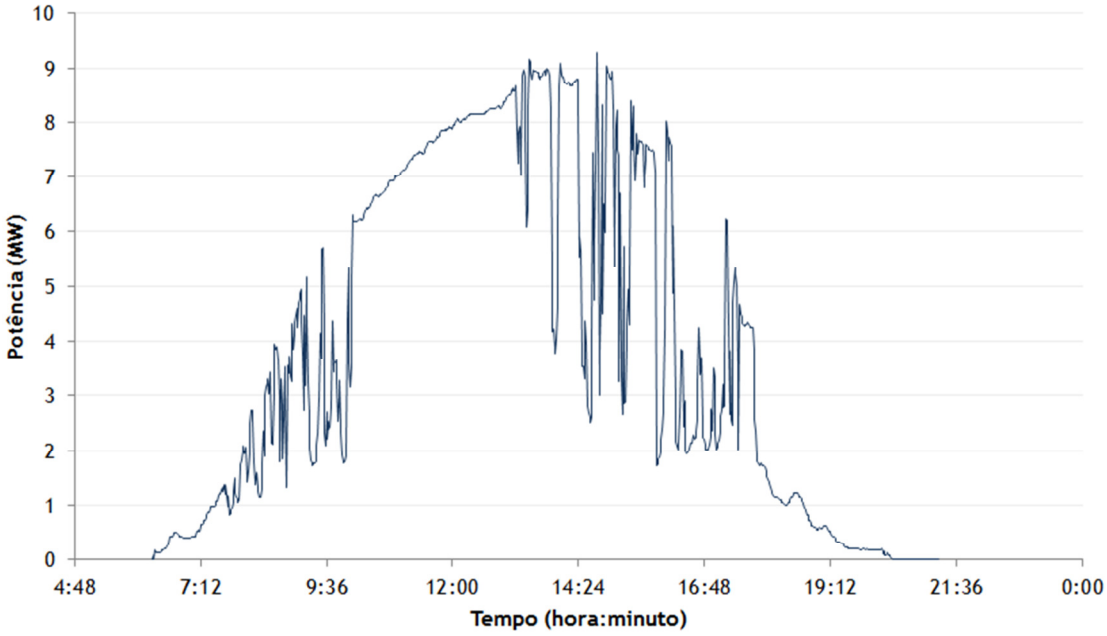

Figura 5.22 – Perfil de produção do parque fotovoltaico de 10 MW minuto a minuto

5.4.2 – Análise técnica e económica

Neste caso de estudo são testados diferentes cenários de necessidade de amenização das flutuações rápidas do output do parque fotovoltaico. Num primeiro cenário, é introduzida como restrição técnica que o output de potência do parque não deve variar em mais de 20% da capacidade instalada do parque (±2 MW neste caso) em períodos de tempo consecutivos. Num segundo cenário, esse limite é reduzido para 10% da capacidade do parque (±1 MW) e num último cenário para 5% da capacidade do parque (±0.5 MW).

A análise ao problema apresentado neste caso de estudo é de carácter predominantemente técnico. A principal fonte de remuneração é relacionada com os custos

de investimento na rede elétrica diferidos e, embora com a equação Eq. 4.11 (ver Secção 4.2.3) se pretenda fornecer um cariz económico à estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia este revelou ser definido quase exclusivamente pelas restrições técnicas. Os diferentes limites à variação da produção do parque fotovoltaico em períodos consecutivos visam não só ilustrar de que forma esses limites restringem a estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento de energia mas também, dado que a principal fonte de remuneração (custos de investimento na rede elétrica diferidos) depende da capacidade de potência do sistema e não do benefício técnico efetivo da limitação da flutuação, da viabilidade económica dos sistemas nesta aplicação em diferentes cenários de exigência de suavização do output de potência do parque.

A análise técnica revelou a necessidade de serem realizados 26 ciclos diários para o limite de 20% de variação da produção do parque em minutos consecutivos, 86 ciclos diários para o cenário de 10% de limitação e 161 ciclos diários para o cenário de 5% de limitação de variação. Consequentemente, a capacidade cíclica apresenta-se como a característica predominante na escolha das tecnologias adequadas ao desafio. Além disso, esta revelou ser uma aplicação em potência, em que há a necessidade do sistema providenciar a uma potência elevada durante períodos reduzidos (ver Tabela 5.16). Dadas as características necessárias à tecnologia de armazenamento disperso de energia para serem aplicadas a este desafio, resulta que apenas os supercondensadores e os volantes de inércia se revelam aptos a esta aplicação.

Tabela 5.16 – Características técnico-económicas das opções tecnológicas adequadas ao desafio

Tecnologias	**Limite de variação do output de produção**	**Capacidade de Potência Mínima**	**Capacidade de Energia Mínima**	**Eficiência (%)**	**Custo de investimento (CI)**		**Custos de manutenção (% do CI)**
					€/kW	**€/kWh**	
Supercondensadores	20%	3.5 MW	175 kWh	95	380	7600	2%-ano
	10%	4.5 MW	200 kWh				
	5%	5 MW	825 kWh				
Volante de inércia	20%	3.5 MW	175 kWh	90	458	1200	1%-ano
	10%	4.5 MW	200 kWh				
	5%	5 MW	825 kWh				

A Tabela 5.16 apresenta a dimensão mínima e as características técnico-económicas destas opções tecnológicas consideradas adequadas a este desafio de suavização do output de potência do parque fotovoltaico. A capacidade mínima de potência e energia apresentada já inclui a modularidade de 500 kW e 25 kWh consideradas na procura da dimensão ótima. Dado que quer os supercondensadores quer os volantes de inércia não apresentam perda de capacidade de potência ou energia durante o seu tempo de vida útil, a dimensão mínima destas tecnologias corresponde à dimensão mínima técnica. Mais, a profundidade das descargas de energia não influencia a sua capacidade cíclica pelo que é considerada, para ambas as tecnologias, uma profundidade de descarga máxima de 100%.

5.4.3 – Apresentação e análise crítica dos resultados técnico-económicos

Os resultados obtidos para o dimensionamento ótimo e seleção da tecnologia do sistema de armazenamento de energia aplicado na amenização da variação do output de produção do parque eólico de 10 MW considerado neste caso de estudo são apresentados e analisados criticamente nesta secção. Nesta secção são apresentados os resultados para as limitações das flutuações rápidas de 20%, 10% e 5% da capacidade do parque consideradas, sendo no final da secção realizada uma análise de sensibilidades do Valor Atual Líquido dos projetos de investimento nos sistemas de armazenamento de energia que se revelaram como ótimos para as diferentes suavizações do output de potência do parque consideradas.

A Tabela 5.17 apresenta os resultados do dimensionamento ótimo para cada um dos limites definidos para as variações do output da potência do parque eólico, tendo em conta as tecnologias que foram consideradas adequadas.

Tabela 5.17 – Resultados do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento disperso aplicado na amenização das flutuações rápidas

Tecnologia	Limite de variação do output de produção	Dimensão ótima			Valor Atual Líquido	Taxa de Rentabilidade Interna
		Potência	Energia	Duração da descarga		
Supercondensador	20%	3.5 MW	175 kWh	3 minutos	86 k€	0.4 %
	10%	4.5 MW	200 kWh	2.7 minutos	470 k€	2.0 %
	5%	5 MW	825 kWh	9.9 minutos	- 9 562 k€	-17 %
Volante de inércia	20%	3.5 MW	175 kWh	3 minutos	1 696 k€	14.8 %
	10%	4.5 MW	200 kWh	2.7 minutos	2 239 k€	15.5 %
	5%	5 MW	825 kWh	9.9 minutos	532 k€	2.2 %

Os resultados evidenciam o volante de inércia como a tecnologia do sistema de armazenamento disperso de energia adequada a este desafio independentemente do limite definido para a variação do output de produção do parque fotovoltaico em minutos consecutivos. A dimensão ótima para cada um dos cenários para qualquer das tecnologias corresponde à dimensão mínima técnica demonstrando que um aumento na dimensão do sistema não se traduz num aumento dos proveitos do sistema. Observa-se que apenas a adoção de um supercondensador quando o limite para as flutuações rápidas é de 5% conduz a um VAL do projeto de investimento negativo com uma Taxa Interna de Rentabilidade negativa.

Pela análise da Tabela 5.17 verifica-se que, independentemente da tecnologia adotada, o melhor resultado económico ocorre quando é definido um limite de 10% da capacidade do parque do output de potência do mesmo. De facto, quer para o volante de inércia quer para o supercondensador, o custo de investimento por unidade de energia é elevado pelo que uma menor duração de descarga, como ocorre para os 10% de limitação, permite a obtenção de um melhor resultado económico. Neste caso, embora quer a capacidade de potência quer a capacidade de energia aumentem com o estreitar do limite para a variação em minutos consecutivos da potência de saída do parque fotovoltaico, a situação de limite de 10% resulta num maior rácio entre capacidade de potência e energia, ou seja, menor duração de descarga, favorecendo os resultados económicos. Este efeito é particularmente notório quando se trata do supercondensador como a tecnologia de armazenamento de energia, dado que os seus custos de investimento são os mais elevados por unidade de energia, observando-se que um aumento substancial da duração de descarga (como acontece do caso de 10% para o caso de 5% de limite de variação) conduz a resultados económicos negativos.

Tecnicamente, a estratégia de funcionamento do sistema de armazenamento é condicionada pela variação máxima admitida para o output do parque fotovoltaico. A Figura 5.23 apresenta a forma como o volante de inércia lida com uma limitação de 5% da flutuação de produção do parque contribuindo para uma amenização dos efeitos sentidos na rede elétrica à qual o parque se liga.

A Figura 5.23 ilustra a forma como o volante de inércia, através da sua carga e descarga de energia permite amenizar as variações do output de potência do parque fotovoltaico ao longo de uma hora do dia típico em estudo neste caso. Observa-se que nos períodos consecutivos em que se verificava uma variação acentuada da produção fotovoltaica, o sistema de armazenamento disperso de energia é capaz de amenizar essa variação traduzindo-a num efeito mais lento. Este funcionamento, pode conduzir numa escala maior do sistema elétrico de energia a uma menor necessidade de reserva girante dado que se garante que a variação não é maior que um determinado valor, e ainda diminui os efeitos da severidade das flutuações rápidas do parque na operação dos centros produtores (necessidade de tomadas de carga e descarga elevadas). Nesse sentido, o sistema de armazenamento

disperso de energia permite um aumento da eficiência operacional quer em termos técnicos quer económicos do sistema elétrico.

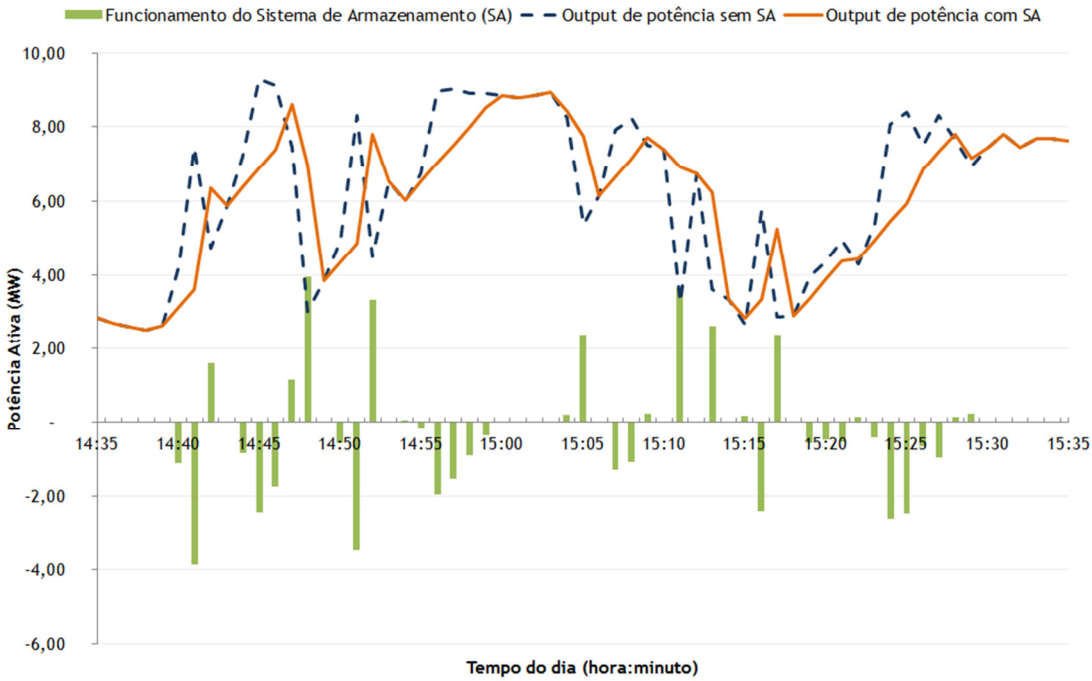

Figura 5.23 - Efeito do funcionamento do sistema de armazenamento disperso de energia na amenização do output de potência do parque fotovoltaico

O custo de investimento na rede elétrica diferido é o parâmetro fundamental de proveito para o promotor do parque fotovoltaico que adota o sistema de armazenamento disperso de energia. Nesse sentido, a Figura 5.24 apresenta a sensibilidade do VAL dos projetos de investimento no volante de inércia como tecnologia do sistema de armazenamento disperso de energia para os três diferentes níveis de limitação do output de potência do parque.

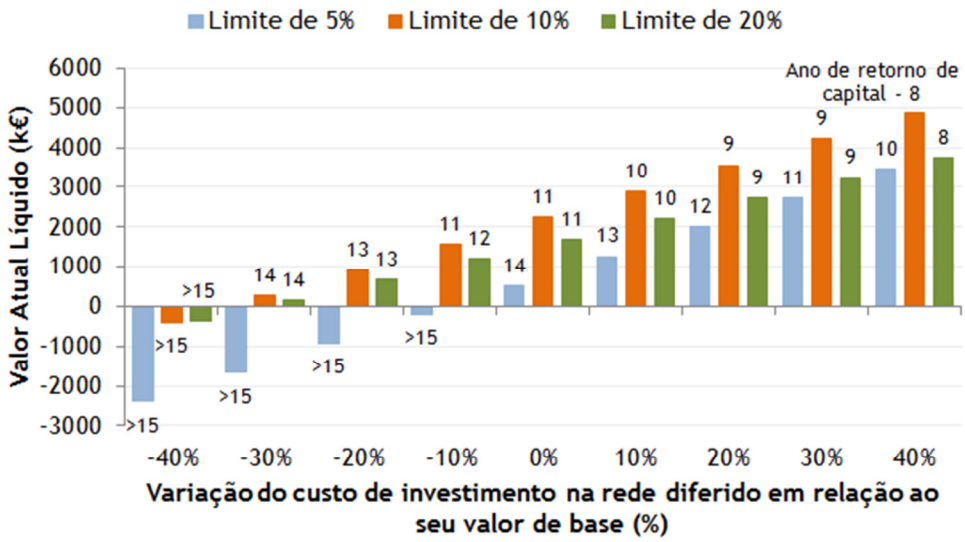

Figura 5.24 - Efeito do custo de investimento na rede elétrica diferidos no VAL dos projetos de investimento

A Figura 5.24 mostra que o parâmetro relativo ao custo de investimento na rede elétrica diferido pela introdução pelo promotor de um sistema de armazenamento disperso de energia na amenização das flutuações rápidas da sua produção é decisivo na viabilidade económica da adoção destes sistemas. Como o valor para a remuneração por este benefício para a rede elétrica à qual o parque fotovoltaico se liga é dependente apenas da capacidade de potência do sistema de armazenamento disperso de energia (570 €/kW de valor de base), a Figura 5.24 pretende também dar uma perspetiva sob a forma como este valor tem impacto pensando que diferentes limitações às flutuações rápidas do parque fotovoltaico poderão ter diferentes remunerações em termos deste parâmetro uma vez que o benefício para a rede elétrica é maior quando maior for a limitação à variação em períodos consecutivos do output de potência do parque. Verifica-se que no caso de uma limitação de 5% a variação do valor pelos custos de investimento diferido tem um impacto mais significativo na viabilidade económica do projeto de investimento visto que uma diminuição de 9.5% (cerca de 54 €/kW) do valor de base tem como consequência o sistema de armazenamento disperso de energia baseado num volante de inércia não ser capaz de gerar proveitos suficientes para proporcionar o retorno de capital do projeto. Para os restantes casos, de 20% e 10% de limitação das flutuações do output do parque fotovoltaico, apenas uma redução de 40% do valor de base deste parâmetro resulta na inviabilidade económica desses projetos, podendo no entanto, numa situação contrária de aumento de 40% do valor de base, o retorno de capital ser alcançado no ano 8 dos projetos de investimento. Estes resultados mostram também que para sistemas elétricos em que haja necessidade de redução da reserva girante e a capacidade de tomada e deslastre de carga por parte dos seus geradores seja menor, a aplicação dos sistemas de armazenamento disperso de energia para a amenização das flutuações rápidas de um parque fotovoltaico conduz a maiores benefícios quer técnicos quer económicos.

5.5 - Resumo

No Capítulo 5 são apresentados e analisados criticamente os resultados da aplicação da metodologia DOSADE, desenvolvida no âmbito da Dissertação e descrita no Capítulo 4 em quatro casos de estudo. Estes casos de estudo visaram englobar os desafios da introdução dispersa nas redes de distribuição (ver Capítulo 3), para os quais a metodologia DOSADE se mostrou adaptável de forma a dimensionar otimamente e selecionar de forma adequada as tecnologias de armazenamento disperso de energia apresentadas no Capítulo 2.

Na Secção 5.1 é ilustrado um caso de estudo de aplicação de um sistema de armazenamento disperso de energia para a regulação de tensão e para o deslocamento horário da energia da microgeração PV numa rede de Baixa Tensão. Os resultados revelaram o sistema baseado em baterias de sódio-enxofre como o mais adequado a este desafio, tendo sido obtida um VAL do projeto de investimento de 34 314 €, e o retorno do capital investido

atingido ao final de 13 anos, ao mesmo tempo que contribuíram para uma melhoria dos perfis de tensão e para uma gestão energética local mais eficiente.

Na Secção 5.2 é apresentado um caso de estudo referente à aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na regulação de tensão e deslocamento horário da energia proveniente de fontes eólicas numa rede de distribuição de Média Tensão. Neste caso foram testadas diferentes localizações para o sistema de armazenamento disperso de energia. Não tendo sido obtida nenhuma solução cujo VAL do projeto de investimento fosse positivo é realizada uma análise de sensibilidades aos fatores mais influentes nos resultados. Tecnicamente, os sistemas revelaram ser eficientes no sentido em que melhoraram os perfis de tensão da rede e ainda contribuíram para o alisamento da potência proveniente de produção centralizada uma vez que carregam em horas de geração local acentuada e descarregam em horas de ponta de consumo.

O caso de estudo incluído na Secção 5.3 pretende evidenciar a forma como os sistemas de armazenamento disperso de energia podem contribuir para a minimização das penalizações a um promotor eólico pelo desvio de produção em relação à produção prevista, considerando um parque eólico num ambiente de mercado. Verificou-se que estes sistemas podem potencialmente reduzir, de facto, estas penalizações contribuindo ao mesmo tempo para a redução da incerteza da produção eólica. Independentemente da tecnologia de armazenamento de energia e da dimensão do parque eólico, para as considerações iniciais do caso de estudo, uma duração de descarga do sistema de 2h foi identificado como a resultando no melhor resultado económico.

No caso de estudo apresentado na Secção 5.4 é ilustrada a aplicação de sistemas de armazenamento disperso de energia na amenização das flutuações rápidas do output e potência de um parque fotovoltaico de 10 MW. Verificou-se que sistemas baseados em volantes de inércia (*Flywheels*) são capazes de forma técnica e economicamente eficiente amenizar essas flutuações contribuindo para uma menor necessidade de reserva girante e elevadas taxas de tomada de carga e descarga do sistema elétrico onde o parque se insere. Dado que os resultados se mostraram muito dependentes da remuneração proveniente do custo de investimento na rede diferido, é analisado o VAL dos projetos de investimento em relação a este parâmetro.

Capítulo 6

Conclusões e Possível Trabalho Futuro

Neste trabalho foi desenvolvida a metodologia DOSADE (Dimensionamento Ótimo de Sistemas de Armazenamento disperso de energia) para avaliação sistemática da dimensão ótima e da tecnologia adequada de um sistema de armazenamento de energia quando este é adotado para endereçar os desafios resultantes da introdução da Produção Dispersa nas redes de distribuição. A metodologia DOSADE avalia técnica e economicamente o impacto da adoção destes sistemas de forma a ponderar os benefícios técnicos e a viabilidade económica inerentes a projetos de investimento nesta solução tecnológica.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e considerações finais do trabalho desenvolvido no âmbito desta Dissertação, assim como aponta limitações da análise técnica e económica implementada. Propõe ainda possíveis progressos e trabalhos futuros que podem resultar da metodologia desenvolvida e do trabalho realizado.

6.1 - Conclusões

Os desafios resultantes da introdução de Produção Dispersa em redes de distribuição apresentam diferentes características, pelo que a metodologia desenvolvida de análise técnico-económica de sistemas de armazenamento disperso de energia se teve de adaptar às suas diversas características. A implementação da metodologia DOSADE a quatro casos de estudo referentes a diferentes aplicações destes sistemas permitiram observar benefícios técnicos para a operação das redes de distribuição assim como, na maioria das situações e dependendo da tecnologia selecionada, estes sistemas revelaram viabilidade económica dos seus projetos de investimento, sendo possível obter retorno do capital no espaço temporal de planeamento considerado.

Quando aplicados para realizarem a regulação de tensão e o deslocamento horário da energia proveniente da Produção Dispersa numa rede de distribuição, os sistemas de armazenamento disperso de energia proporcionaram melhorias técnicas acentuadas. Estes

sistemas revelaram ser capazes de participar eficazmente na regulação de tensão quer em redes de distribuição de Baixa Tensão quer de Média Tensão, melhorando os perfis de tensão dessas redes. Através dos ciclos de carga de energia, estes sistemas lidam com os problemas de sobretensão nos períodos em que a produção local excede a carga local, evitando assim o deslastre da energia proveniente da Produção Dispersa. Ao mesmo tempo, os sistemas apresentaram-se como capazes de realizar uma gestão energética local eficiente através da suavização dos períodos de pico quer de geração quer de consumo, diminuindo dessa forma a necessidade de energia proveniente dos centros produtores, além de com isso proporcionarem uma menor severidade na operação das redes podendo levar à diminuição do desgaste e a uma melhor funcionamento de outros elementos da rede. Mais, estes sistemas revelaram que a sua adoção permite a acomodação adequada de maiores níveis de Produção Dispersa. Economicamente, os sistemas de armazenamento disperso de energia, quando baseados em sistemas de baterias de sódio-enxofre, revelaram ser viáveis quando aplicados numa rede de distribuição de Baixa Tensão, apresentando retorno do capital investido. No entanto, quando aplicados numa rede de distribuição de Média Tensão, e independentemente da tecnologia considerada, estes sistemas não se revelaram economicamente viáveis, nas condições do estudo, não havendo retorno de capital do espaço temporal de planeamento considerado. Apesar disso, verificou-se que o Valor Atual Líquido dos projetos de investimento destas soluções tecnológicas é sensível à variação de parâmetros económicos como o custo de investimento, a taxa de custo de capital, custo de investimento na rede de distribuição diferido pelo sistema ou preços de mercado de energia pelo que é viável economicamente a sua adoção dentro de alguns cenários. Nesse sentido, e dado que não existe à data regulamentação quer em Portugal quer na Europa para a introdução destes sistemas, ressalva-se a necessidade de serem criados esquemas regulatórios e de incentivos à adoção destes sistemas de forma a traduzirem as vantagens técnicas que a sua existência em redes de distribuição permite. A própria evolução da tecnologia destes sistemas de armazenamento deverá, em princípio, baixar os custos de desenvolvimento traduzindo-se em preço comerciais mais baixos num futuro a curto prazo. Assim, o esforço de investimento inicial terá tendência a baixar tendo o respetivo impacto nos parâmetros económicos estudados.

Os sistemas de armazenamento disperso de energias demonstraram ser eficazes na amenização da variabilidade das fontes de Produção Dispersa de carácter renovável. Num cenário em que a geração eólica participe nos mercados diários de energia, sendo o promotor de um parque eólico penalizado pelos desvios de produção em relação à produção prevista, estes sistemas podem complementar essas previsões reduzindo a incerteza que lhes está associada. Em termos de operação do sistema elétrico de energia, este efeito assegura uma menor necessidade de alocação de reserva aumentando assim, técnica e economicamente, a eficiência operacional da rede. A aplicação destes sistemas na resposta a este desafio revelou ser economicamente viável quando o sistema é otimamente dimensionado e a tecnologia

adequada selecionada, que neste caso foram os sistemas baseados em baterias de sódio-enxofre. De facto, estes sistemas são capazes de proporcionar uma redução das penalizações aos promotores de parques eólicos suficiente para proporcionar o retorno do capital necessário para o investimento nestes sistemas.

Quando aplicados para responderem às flutuações rápidas do output de potência da Produção Dispersa de carácter renovável, os sistemas de armazenamento de energia mostraram ser eficazes na suavização dessa variabilidade, reduzindo os efeitos sentidos nas redes elétricas desta característica das fontes de energia renovável. Em termos económicos, a aplicação destes sistemas é viável quando a tecnologia adequada é selecionada e otimamente dimensionada. Neste caso, os volantes de inércia revelaram ser a tecnologia que conduz a um retorno do capital investido mais rápido. No entanto, os supercondensadores, dependendo das exigências de amenização das flutuações rápidas, podem representar uma solução tecnológica viável neste tipo de aplicação.

Os resultados obtidos mostraram que a seleção da tecnologia mais adequada a uma determinada aplicação, além dos condicionamentos técnicos como a duração de descarga, densidade de potência e de energia e capacidade cíclica, depende em larga parte do custo de investimento que cada tecnologia exige. Consequentemente, os resultados tenderam a apontar as tecnologias com o menor custo de investimento como as mais adequadas. Nesse sentido, nas condições dos estudos realizados, algumas tecnologias como as baterias de iões de lítio ou as baterias de fluxo regenerativo de vanádio, que apresentaram maiores melhorias técnicas, necessitam de um maior desenvolvimento tecnológico de forma a atingirem custos de investimento suficientes para a sua adoção se tornar economicamente viável.

Sumariamente, deste trabalho resulta que os sistemas de armazenamento disperso de energia representam uma solução tecnológica adequada para endereçar os desafios técnicos da acomodação de Produção Dispersa em redes de distribuição. Devido à existência de uma grande variedade de tecnologias, estes sistemas podem ser utilizados para realizar e responder aos diferentes desafios incluindo a regulação de tensão nas redes de distribuição, o deslocamento horário da energia proveniente da Produção Dispersa e a amenização da sua variabilidade.

6.2 - Contribuição do Trabalho

A metodologia DOSADE desenvolvida proporciona uma ferramenta para avaliar, de forma sistemática, a dimensão ótima e a tecnologia adequada de sistemas de armazenamento de energia adotados para responderem aos desafios da introdução de Produção Dispersa, de forma a maximizar os benefícios técnicos e económicos da sua integração em redes de distribuição. Esta metodologia mostrou ser adaptável às diferentes características dos desafios da Produção Dispersa, proporcionando uma forma de avaliar técnica e

economicamente sistemas de armazenamento disperso de energia introduzidos para endereçar esses desafios.

O trabalho desenvolvido mostrou, através da implementação da metodologia DOSADE a diferentes casos de estudo, que a adoção de sistemas de armazenamento disperso de energia permite responder aos desafios emergentes da Produção Dispersa. As análises técnicas realizadas contribuíram para ilustrar a forma como estes sistemas podem responder aos desafios, nomeadamente através de uma estratégia de funcionamento adequada. As avaliações económicas perspetivam a forma como os benefícios técnicos inerentes à existência dos sistemas de armazenamento disperso de energia se podem traduzir em benefícios económicos para quem introduz estes sistemas. Além disso, a análise de sensibilidades realizada contribui para o entendimento de quais os parâmetros quer técnicos quer económicos decisivos na adoção destes sistemas e que podem influenciar a viabilidade económica dos projetos de investimento nestas soluções tecnológicas.

A contribuição deste trabalho consiste também no facto de proporcionar uma análise sobre as diferentes soluções tecnológicas de armazenamento disperso de energia aptas a serem introduzidas em redes elétricas. Ao não estar restrito a apenas uma tecnologia, o trabalho realizado no âmbito desta Dissertação permite uma análise comparativa de diferentes tecnologias quer a nível técnico quer a nível económico, permitindo o estudo dos parâmetros de maior predominância em cada uma delas.

6.3 - Limitações da Metodologia DOSADE

A metodologia DOSADE considera a possibilidade de ser instalado apenas um sistema de armazenamento disperso de energia numa rede de distribuição. Não é considerada a possibilidade de ser instalado mais do que um elemento de armazenamento de energia, nem a forma como se poderia definir a estratégia de funcionamento de diferentes equipamentos numa ótica comum de forma a realizarem uma sinergia dos benefícios técnicos e económicos que cada um, dadas as suas características, pode proporcionar. Uma sinergia de aplicações dos sistemas de armazenamento disperso de energia poderia não só aumentar as melhorias técnicas em redes de distribuição mas também potenciar economicamente a viabilidade de projetos de investimento nestas soluções tecnológicas.

Os sistemas de armazenamento disperso de energias, dado que se ligam às redes elétricas através de eletrónica de potência, possuem a capacidade de não só injetar potência ativa na rede à qual se liga mas também potência reativa. No entanto, a capacidade de fornecer potência reativa não é considerada na metodologia DOSADE representando assim uma limitação à metodologia desenvolvida uma vez que pode ter influência no dimensionamento ótimo dos sistemas de armazenamento disperso de energia.

Apesar de a metodologia desenvolvida avaliar a introdução de um sistema de armazenamento disperso de energia num certo horizonte de planeamento, esta não considera

diretamente o aumento do consumo nas redes de distribuição onde pode ser inserido, considerando a carga estática ao longo desse período de estudo. Consequentemente, alguns dos parâmetros considerados pela metodologia DOSADE como o custo de investimento na rede de distribuição diferido pela existência do sistema de armazenamento de energia pode não ser quantificado da forma mais precisa. Nos resultados dos casos de estudo, mostra-se que esse parâmetro tem influência na viabilidade económica dos projetos de investimento nestes sistemas, pelo que a sua quantificação baseada em valores típicos presentes na literatura podem ser uma limitação à metodologia DOSADE.

Nos casos de estudo deste trabalho, considera-se também que não existe uma progressiva introdução de novas fontes de Produção Dispersa durante o tempo de planeamento considerado. Esta consideração pode limitar a avaliação quer técnica quer económica, podendo alguns dos benefícios da sua introdução dos sistemas de armazenamento disperso de energia não ser quantificados de forma apropriada.

Os modelos das redes de distribuição quer de Baixa Tensão quer de Média Tensão integrantes dos casos de estudo realizados podem ser demasiado simplistas visto que compactam essas redes, podendo não proporcionar uma análise completa do problema da regulação de tensão nessas redes.

6.4 - Possíveis Progressos no Trabalho

Progressos ao trabalho desenvolvido no âmbito da Dissertação podem ser realizados no sentido de ultrapassar as limitações apontadas à metodologia DOSADE. Dessa forma, alcançando uma maior maturidade na metodologia apresentada neste trabalho, esta poderia ser implementada em projetos de planeamento das redes de distribuição. Através da identificação das redes de distribuição mais problemáticas e que comportam maiores desafios devido à elevada penetração de Produção Dispersa, uma forma mais detalhada e baseada em parâmetros adequados a cada cenário da metodologia DOSADE poderia proporcionar uma perspetiva de como um sistema de armazenamento de energia otimamente dimensionado e baseado na tecnologia adequada poderia responder aos problemas da rede de distribuição.

As melhorias ao trabalho realizado poderiam incidir na consideração simultânea da integração numa rede de distribuição de mais do que um sistema de armazenamento disperso de energia de forma a maximizar os benefícios técnico-económicos de cada um e da sinergia dos vários equipamentos. Outro possível progresso no trabalho seria a consideração da capacidade destes sistemas de fornecerem energia reativa à rede à qual se ligam e encontrar uma forma de valorizar, por exemplo através do mercado de energia reativa, essa funcionalidade dos sistemas. Neste trabalho optou-se por estudar como estes sistemas podem realizar, por via dos seus ciclos de carga e descarga de energia, a regulação de tensão através do balanceamento de carga. Dado que a forma mais comum de fazer a regulação de tensão nas redes de distribuição de Média Tensão é através das tomadas do transformadores de

potência e de baterias de condensadores na subestação (e também da injeção de potência reativa de alguns parques eólicos), a exploração da capacidade dos sistemas de armazenamento disperso de energia de injetarem potência reativa poderia aumentar os benefícios técnicos inerentes à introdução destes sistemas.

Dado que alguns dos parâmetros utilizados na metodologia DOSADE, nomeadamente custos de investimento diferidos na rede de distribuição pela existência de sistemas de armazenamento de energia, que são baseados em valores típicos apontados na literatura, poderiam ser realizados progressos no sentido de proporcionar uma quantificação mais adequada desses parâmetros considerando particularidades da própria rede de distribuição assim como o cenário macroeconómico do país onde a rede está inserida.

Nos casos de estudo presentes neste trabalho referentes à regulação de tensão e ao deslocamento horário da energia proveniente da Produção Dispersa, as redes de distribuição de Baixa Tensão e de Média Tensão modelizadas foram redes simplificadas e compactadas. Nesse sentido, um possível progresso ao trabalho seria a modelização de redes mais complexas e de carácter real, e que permitissem uma avaliação mais extensa do impacto e benefícios da introdução dos sistemas de armazenamento disperso de energia. Poderia ser aplicada a metodologia DOSADE a um caso real usando uma rede de distribuição real com todas as suas características elétricas e topológicas.

Referências

[1] Jenkins, Nick, et. Al;" Embedded Generation", The Institution of Electrical and Electronics Engineers, Londres, 2000.

[2] Intergovernmental Panel on Climate Change Working Group III, "Special report on renewable energy sources and climate change mitigation", Genebra, Suiça, 2011.

[3] Lopes, J.A.P.; "Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies," Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, pp. 323- 328, vol.1, 2002.

[4] Gopstein, A.M.; , "Energy Storage & the Grid – From Characteristics to impact" Proceedings of the IEEE , vol.100, no.2, pp.311-316, Fevereiro de 2012.

[5] National Research Energy Laboratory, "Distributed Energy Storage", www.nrel.gov ->LEARNING-> Distributed Energy Storage, Acedido em Junho 2012.

[6] Eyer, J.; Corey, G.; "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide", Relatório Sandia National Laboratories, Fevereiro de 2010, EUA.

[7] Eyer, J.; Iannucci, J; Butler, P.; "Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral", Relatório Sandia National Laboratories – DOE, Novembro de 2005.

[8] Rastler, D.; "Electricity Energy Storage Techonology Options", Electric Power Research Institute (EPRI) – Update Técnico, Cap. 2-4, pp. 49-114, Dezembro de 2010.

[9] Oudalov, A.; Chartouni, D.; Ohler, C.; Linhofer, G.; "Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems," Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES , pp.2206-2211, Novembro de 2006.

[10] Schoenung, S.; "Energy Storage Systems Cost Update", Relatório dos Laboratórios SANDIA, Abril de 2011, EUA.

[11] EPRI – Electric Power Research Institute; "Energy Storage Projects & Demos" [Online]. Disponível em: www.disgen.epri.com -> Downloads-> Energy Storage Project Demos 2011/2012, acedido em Maio de 2012.

[12] Gyuk, I.; Mears, L.; Gotshall, H.; Kamath, H.; “EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications”, Relatório Final, Cap.2-5, pp.47-146, Dezembro de 2003, EUA.

[13] Denholm, P; Ela, E; Kirby, B; Milligan, M; “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation”, Relatório Técnico National Research Energy Laboratory, Janeiro de 2011.

[14] Peters R., O’Malley L., “Storing renewable power”, The Pembina Institute – Universidade de York, Junho de 2008.

[15] Conte, M. “Supercapacitors technical requirements for new applications”. Fuel Cells, vol.5, pp. 806–818, Outubro de 2010.

[16] “Supercondensadores”, www.mpoweruk.com -> Energy Storage -> Battery Types -> Supercapacitors, acedido em Maio de 2012.

[17] Naish C. et al., 2010, “Outlook of energy storage technologies”, IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot4/C1/SC2, Outubro de 2006.

[18] Miller, J., Burke, A.; “Electrochemical Capacitors: Challenges and Opportunities for Real-World Applications”; Abril de 2008.

[19] Gonzalez, A; et al.; “Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland”; Sustainable Energy Research Group, Maio de 2004.

[20] Pena-Alzola, R.; Sebastian, R.; Quesada, J.; Colmenar, A.; , "Review of flywheel based energy storage systems," Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2011 International Conference, pp.1-6, 11-13, Maio de 2011.

[21] Connoly, David; “A Review of Energy Storage Technologies for the integration of fluctuating renewable energy”, Universidade de Limerick, Agosto de 2009, Irelanda.

[22] American Physical Society; “Challenges of Electricity Storage Technologies”; Maio de 2007.

[23] Walawalkar, Rahul & Apt, Jay, “Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage - Final Report”, DOE/NETL, pp. 1-52, 31 Julho de 2008, EUA.

[24] The Electricity Advisory Committee; “Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid”, Dezembro de 2008.

[25] Rantik M.; “Life cycle assessment of five batteries for electric vehicles under different charging regimes”, Universidade de Chalmers, Dezembro de 1999.

[26] Vergels. F. et al.; “An Assessment of Sustainable Battery Technology”, Universidade de Bruxelas, Journal of Power Sources, Janeiro de 2005.

[27] Baxter R.; “Energy Storage - A Nontechnical Guide”. Oklahoma, PennWell Corporation, Outubro de 2006.

[28] Gonzalez, A; et al.; “Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland”; Sustainable Energy Research Group, Maio de 2004.

[29] Rastler. D.; “Overview of Electric Energy Storage Options for the Electric Enterprise”; Electric Power Research Institute (EPRI), Fevereiro de 2009.

[30] Nourai, A.;“Installation of the First Distributed Energy Storage System (DESS) at American Electric Power (AEP)”, Relatório Técnico do Department of Energy – Laboratórios SANDIA, Junho de 2007.

[31] Swierczynski, M; Teodorescu, R; Rodriguez, P; “Lifetime Investigations of a Lithium iron phosphate (LFP) Battery System Connected to a Wind Turbine for Forecast improvement and Output Power Gradient Reduction”, International Stationary Battery Conference, Maio de 2011.

[32] Vartanian, C.; "Grid stability battery systems for renewable energy success," Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE, pp.132-135, 12-16, Setembro de 2010.

[33] Ton, Dan et al.; “Solar Energy Grid Integration Systems - Energy Storage”, Relatório Sandia National Laboratories – Energy Efficiency and Renewable Energy, Maio de 2008, EUA.

[34] Características de Baterias de fluxo regenerativo de Zinco; www.zbbenergy.com -> Products -> Flow battery -> Zn-Br battery technology, acedido em Maio de 2012.

[35] Liu, X.; Aichhorn, A.; Liu, L.; Li, H.; , "Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration," Smart Grid, IEEE Transactions on , vol.3, no.2, pp.897-906, Junho de 2012.

[36] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento da Rede de Distribuição”, www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Regulamentos -> Rede de Distribuição-> Regulamento da Rede de Distribuição (Anexo II da Portaria n.º 596/2010), acedido em Junho de 2012.

[37] Barros, J.; Leite, H.; "Feed-in tariffs for wind energy in Portugal: Current status and prospective future," Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011 11th International Conference, pp.1-5, 17-19, Outubro de 2011.

[38] Singh, B.; Hussain, Z.; "Application of Battery Energy Storage System (BESS) in voltage control and damping of power oscillations," Industrial and Information Systems (ICIIS), 2010 International Conference, pp.514-519, 29 de Julho 2010-1 de Agosto de 2010.

[39] Redes Energéticas Nacionais, “A energia eólica em Portugal em 2011”, www.centrodeinformação.ren.pt -> Publicações -> Energia Eólica -> Energia Eólica em Portugal ano 2011, acedido em Junho 2012.

[40] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, " CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA EM 2011", www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Tarifas e Preços -> Tarifas Reguladas em 2012-> Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2012, acedido em Junho 2012.

[41] Diário da República Portuguesa; “Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao Abrigo da Diretiva 2009/28/CE”, Setembro de 2009.

[42] Nicholson, Guy; "The practical impacts of large penetrations of wind energy on transmission and distribution networks," Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition, pp.1-5, 6-9, Junho de 2005.

[43] Fabbri, A.; GomezSanRoman, T.; RivierAbbad, J.; MendezQuezada, V.H.; , "Assessment of the Cost Associated With Wind Generation Prediction Errors in a Liberalized Electricity Market," Power Systems, vol.20, no.3, pp. 1440- 1446, Agosto de 2005.

[44] Rohrig, K.; Lange, B.; "Improvement of the Power System Reliability by Prediction of Wind Power Generation," Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, pp.1-8, 24-28, Junho de 2007.

[45] Redes Energéticas Nacionais, www.centrodeinformação.ren.pt -> Informação Exploração -> Diagrama de Produção Eólica-> 7 de Junho de 2011, acedido em Junho 2012.

[46] Electric Power Research Institute (EPRI)-Department of Energy (DOE), “Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications”, EUA, Dezembro de 2004.

[47] Shimizukawa, J.; Iba, K.; Hida, Y.; Yokoyama, R.; "Mitigation of intermittency of wind power generation using battery energy storage system," Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International, pp.1-4, Setembro de 2010.

[48] Zimmerman, R., Murillo-Sanchez, C.; “Matpower 4.1 – User Manual”, Power Systems Engineering Research Center, Dezembro de 2011.

[49] Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade, www.mibel.com -> Documentos Constitutivos -> Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade, acedido em Março de 2012.

[50] Manual do Matlab, www.mathworks.com -> Help -> Documentation -> Manual; acedido em Março de 2012.

[51] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, " Desvios de Produção", www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Atividades do Sector -> Transporte-> Gestão Técnica Global do Sistema -> Desvios, acedido em Junho 2012.

[52] Schainker, R.; "Energy Storage Technology Valuation Primer: Techniques for Financial Modelling", Electric Power Research Institute – Relatório Técnico, Dezembro de 2004.

[53] European Union Emission Trading Scheme – Comissão Europeia. www.ec.europa.eu -> Clima -> Policies -> Emissions Trading Scheme, acedido em Maio de 2012.

[54] Lester, R.K.; Finan, A.; "Quantifying the Impact of Proposed Carbon Emission Reductions on the U.S. Energy Infrastructure", MIT-IPC-Energy Innovation Working Paper, pp. 20-25, Outubro de 2009.

[55] Eyer, J. et al.; "Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral"; Relatório Sandia National Laboratories, Novembro de 2005.

[56] Remuneração da Microprodução, Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, Decreto-Lei n.º 118-A/2010 – Diário da República, Outubro de 2010.

[57] Fernandes N.; "Impacto da ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição", Dissertação em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa, Abril de 2010.

[58] National Research Energy Laboratory; Base de dados de geração eólica e previsão; www.nrel.gov -> Models & Tools -> Wind and Hydropower Technologies -> Western Wind Dataset -> Obtain the Western Wind Dataset, acedido em Maio de 2012.

Anexo A

Os preços dos mercados de energia utilizados para os casos de estudo apresentados na Secção 5.1 e Secção 5.2 são apresentados nas tabelas seguintes.

Tabela A.1 – Média dos preços de mercado de energia em Janeiro de 2011

Hora Inverno	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Preço Mercado Diário (€/MWh)	47.3	42.7	37.1	34.5	36.1	35.4	38.3	47.6	46.1	45.3	47.5	48.7
Preço Mercado de Reserva de Regulação (€/MWh)	71.5	61.3	58.9	56.2	55.1	60.5	62.9	59.7	64.9	66.3	70.9	70.4
Hora Inverno	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Preço Mercado Diário (€/MWh)	51.1	47.3	45.4	45.9	44.6	44.1	51.4	57.7	57.6	56.0	52.3	47.1
Preço Mercado de Reserva de Regulação (€/MWh)	69.3	69.6	68.7	67.1	67.2	68.8	74.4	75.3	77.9	76.4	71.1	69.8

Tabela A.2 - Média dos preços de mercado de energia em Julho de 2011

Hora Inverno	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Preço Mercado Diário (€/MWh)	53.6	48.6	44.3	41.4	41.6	42.2	45.1	48.2	47.4	48.0	54.8	55.3
Preço Mercado de Reserva de Regulação (€/MWh)	69.8	63.0	61.5	57.4	55.9	58.2	58.5	62.1	64.7	68.8	79.2	75.7
Hora Inverno	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
Preço Mercado Diário (€/MWh)	55.3	55.5	57.0	50.7	50.6	49.8	49.7	49.3	51.2	54.1	54.2	53.2
Preço Mercado de Reserva de Regulação (€/MWh)	75.7	74.5	72.1	70.8	72.0	67.9	65.6	68.8	71.7	79.1	72.0	70.2

Os perfis de geração eólico para representarem o mês de verão e o mês de inverno no caso de estudo apresentado na Secção 5.2 são apresentados na figura seguinte.

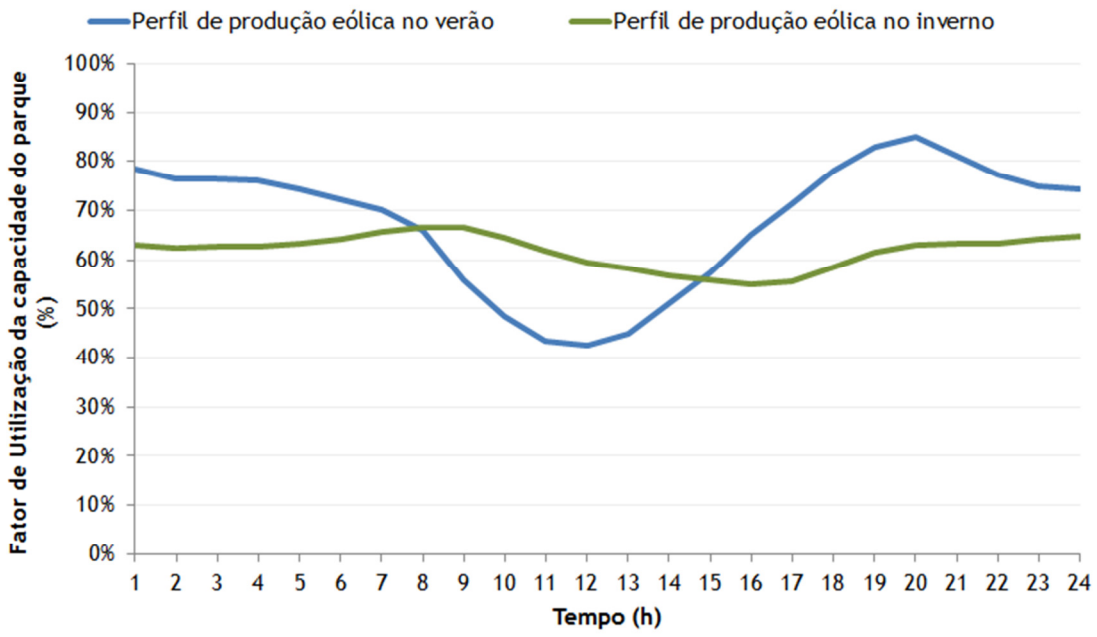

Figura A.1 - Perfis de Produção eólica no inverno e no verão