

Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

Dimensionamento e Localização de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes com Elevada Produção Distribuída

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Arsénio Domingos Mundo

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Pires Leitão

Coorientador: Prof. Dr. Eurico Vasco Ferreira Amorim



Vila Real, janeiro de 2022

Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

Dimensionamento e Localização de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes com Elevada Produção Distribuída

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Arsénio Domingos Mundo

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Pires Leitão

Coorientador: Prof. Dr. Eurico Vasco Ferreira Amorim

Composição do Júri:

Vila Real, janeiro de 2022

Agradecimentos

A execução desta dissertação de mestrado contou com apoios significativos e incentivos sem os quais não se teria tornado uma realidade e aos quais estarei agradecido.

Sou grato a Deus pelo dom da vida, pela saúde, por sempre guiar-me os meus passos, por cada dia renovar as minhas forças, abençoar-me e proteger-me e dar-me a criatividade para realização da presente dissertação.

Quero agradecer especialmente ao meu orientador e coorientador, Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão e Professor Doutor Eurico Vasco Ferreira Amorim, respetivamente, que sempre acreditaram em mim, pela disponibilidade e tempo despendido durante a orientação, pelas metas propostas, por me terem corrigido quando necessário sem nunca me desmotivar, pelo apoio e conselhos que sempre me motivou a chegar aos resultados pretendidos.

Agradecer a EP Sonangol e os seus colaboradores como a Puaça e a Cedilha Sólida pela bolsa de estudo e por acompanhar-me sempre ao longo desse percurso e pelo esforço que fizeram para custear a minha formação.

Obrigado a UTAD por acolher-me e por tudo que me proporcionou, a todos os funcionários das residências codessais e além rio pelo seu carinho e o espírito de hospitalidade.

A todos os meus professores do curso de engenharia de energias renováveis e mestrado integrado em engenharia eletrotécnica e de computadores pela ajuda e ensinamentos durante este percurso.

À minha família que me apoiou incondicionalmente em todos os momentos mesmo à distância muitas das vezes, aos meus amigos, ao GBU, a PIB Vila Real, a comissão de residentes R6 e à minha namorada.

Por fim, Muito obrigado a todos que de uma forma direta ou indireta contribuíram para a concretização desta dissertação.

Resumo

Portugal é um dos países europeus que mais apostou nas energias de fonte renovável. Recentemente o Governo aprovou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) em que uma das grandes linhas de ação é concretizar a transição energética promovendo as energias endógenas.

De entre as energias renováveis aquela que tem mais incorporação na matriz energética é a energia eólica. Este tipo de energia tem uma produção variável dada o caráter de distribuição do vento ao longo das horas do dia e dos dias do ano. Dado que as necessidades de energia elétrica são diferentes ao longo dos dias e a remuneração dessa energia também é diferente, interessa estudar os desafios que se colocam aos sistemas elétricos de energia com vista a incorporar sistemas de armazenamento. Estes sistemas permitem simultaneamente incrementar a segurança do sistema elétrico, melhorar a operação e otimizar custos de produção de energia.

As tecnologias disponíveis no mercado, têm diferentes: níveis de armazenamento de energia, vida útil, custos de manutenção, número de ciclos carga/descarga. Assim, o dimensionamento adequado a cada caso torna-se uma tarefa complexa.

Na presente dissertação desenvolveu-se um modelo em MatLab Simulink em que se utilizou um Sistema de Armazenamento de Bateria (SAB). Para além dos sistemas de armazenamento foram modelizados todos os constituintes de uma rede de distribuição desde a produção à carga, tais como: inversores trifásicos, transformador de potência, linha e diferentes características de carga. Foi determinada a localização do sistema de armazenamento, por eventual imposição do distribuidor de energia, as características deste por forma a garantir e manter alimentada a carga durante um determinado tempo, quer seja durante a operação normal de funcionamento do sistema quer perante uma perturbação (falha na produção convencional).

Conclui-se que, no cenário de interrupção total da produção convencional, o SAB apresenta uma solução viável para continuar a alimentar as cargas presentes no sistema de distribuição de energia durante um tempo satisfatório. No que concerne à compensação de cava de tensão, o SAB é adequado e cumpre o objetivo de manter a alimentação da carga durante o funcionamento em modo Ilha.

Palavras-chave

Energia renovável, sistema de armazenamento de energia, baterias, impacto ambiental, eficácia e custos.

Abstract

Portugal is one of the European countries that invested the most in renewable energy sources. Recently, the Government approved the Roadmap for Carbon Neutrality 2050 (RNC 2050) in which one of the main lines of action is to materialize the energy transition by promoting endogenous energies.

Among the renewable energies, the one that has more incorporation in the energy matrix is wind energy. This type of energy has a variable production given the distribution of the wind throughout the hours of the day and the days of the year. Given that electrical energy needs are different throughout the days and the remuneration of this energy is also different, it is interesting to study the challenges faced by electrical energy systems in order to incorporate storage systems. These systems make it possible to simultaneously increase the safety of the electrical system, improve operation and optimize energy production costs.

The technologies available on the market have different: energy storage levels, useful life, maintenance costs, number of charge/discharge cycles, etc. Thus, the adequate dimensioning for each case becomes a complex task.

In the present dissertation, a model was developed in MatLab Simulink in which a Battery Storage System (SAB) was used. In addition to the storage systems, all components of a distribution network were modeled from production to load, such as: three-phase inverters, power transformer, line and different load characteristics. The location of the storage system was determined, by possible imposition of the energy distributor, its characteristics in order to guarantee and keep the load supplied for a certain time, either during the normal operation of the system or in the event of a disturbance (failure in conventional production).

It is concluded that, in the scenario of total interruption of conventional production, the SAB presents a viable solution to continue supplying the loads present in the energy distribution system for a satisfactory period of time. As far as voltage dip compensation is concerned, the SAB is adequate and fulfills the objective of maintaining the load supply while operating in Island mode.

Keywords

Renewable energy, energy storage system, batteries, environmental impact, effectiveness and costs.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract.....	v
Índice	vii
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas.....	xi
Abreviaturas e Símbolos.....	xiii
1. Introdução	1
1.1 Enquadramento do tema	1
1.2 Objetivos e Motivação da Dissertação	1
1.3 Estrutura da Dissertação	2
1.4 Importância e desafios da produção descentralizada de energia elétrica	3
1.5 Armazenamento de energia: aplicações e desafios	4
1.6 Sistemas de Armazenamento de energia (Importância Social, Económica)	6
2. Produção distribuída e caracterização da rede elétrica em Portugal	7
2.1 Desenvolvimento da eletricidade em Portugal.....	7
2.2 Características da rede e seus elementos constituintes.....	9
2.3 Geração renovável distribuída.....	10
2.4 Geração da energia Fotovoltaica.....	11
2.4.1 Geração Fotovoltaica em Portugal	12
2.5 Geração de energia eólica.....	12
2.5.1 Geração eólica em Portugal	14
3. Tecnologias de armazenamento de energia e Qualidade de Serviço	17
3.1 Características principais dos sistemas de armazenamento de energia	17
3.2 Tipos de tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	22
3.2.1 Armazenamento de Energia Mecânica (AEM)	23
3.2.2 Armazenamento de Energia Química (AEQ)	28
3.2.3 Armazenamento de energia eletroquímica.....	29
3.3 Resumo das principais características das tecnologias de armazenamento de energia	37
3.4 Qualidade de serviço técnica da energia elétrica	40

4. Dimensionamento do armazenamento de energia, localização da sua instalação e resultados obtidos.....	43
4.1 Características da subestação	43
4.2 Características da linha de média tensão.....	44
4.3 Carga.....	44
4.4 Inversor Trifásico	45
4.4.1 Comando do conversor	46
4.5 Cálculos dos componentes de filtragem LC	46
4.6 Tecnologia de armazenamento de energia	49
4.7 Localização do sistema de armazenamento de energia.....	51
4.8 Supervisor do sistema	51
4.9 Resultados de Simulação	53
4.9.1 Autonomia do sistema de armazenamento	53
4.9.2 Casos de teste	55
4.9.2.1 Redução de interrupção	55
4.9.2.2 – Compensação de cavas de tensão	58
5. Análise de viabilidade económica para as soluções apresentadas.....	63
6. Conclusões	67
6.1 Recomendações para trabalhos futuros	68
Referências Bibliográficas	69
Anexos.....	73
Anexo 1 - Parâmetro do Sistema.....	73
Anexo 2 - Bateria.....	75
Anexo 3 - Parâmetros da linha	81
Anexo 4 - Parâmetros do transformador	83
Anexo 5 - Parâmetros do inversor	85

Lista de figuras

Figura 2. 1 - Quota de energia proveniente de fontes renováveis, 2018 (% do consumo final bruto de energia) (Eurostat, 2021).....	7
Figura 2. 2 - Consumo total de eletricidade e importância das várias fontes de eletricidade em Portugal (Martins et al., 2020).....	8
Figura 2. 3 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário de desenvolvimento sustentável, 2000-2030 (IEA, 2020).	11
Figura 2. 4 - Produção fotovoltaica em Portugal por Região (GWh) (DGEG, 2020).	12
Figura 2. 5 - Capacidade líquida de energia eólica onshore por país ou região, 2015-2022 (IEA, 2020).....	13
Figura 2. 6 - Geração de energia eólica offshore no CDS, 2000-2030 (IEA, 2020).	14
Figura 2. 7 - Produção eólica em Portugal por Região (GWh) (DGEG, 2020).....	15
Figura 2. 8 - Produção de eletricidade em Portugal Continental em 2019: (a) Capacidade energética de diferentes tecnologias de geração; (b) mix de geração de eletricidade (Gomes et al., 2020).....	15
Figura 3. 1 - Representação da variação da capacidade energética, auto descarga e de resistência interna de uma bateria de níquel-hidreto metálico (6V, 950mA) com o número de ciclos (Ibrahim et al., 2008).....	18
Figura 3. 2 - Evolução da capacidade de ciclagem em função da profundidade de descarga de uma bateria de chumbo-ácido (Ibrahim et al., 2008).....	20
Figura 3. 3 - Representa o gráfico do efeito da descarga de corrente ou tempo, bem como o efeito de auto-descarga na eficiência do acumulador eletroquímico. As linhas tracejadas correspondem a um modelo sem resistência à auto-descarga (I : fonte de corrente, I_{cc} : corrente de curto-circuito) (Ibrahim et al., 2008).	21
Figura 3. 4 - Eficiência energética de uma bateria de 48V-310Ah (15kWh/10h descarga) (Ibrahim et al., 2008).....	22
Figura 3. 5 - (a) Estrutura principal do sistema de AEV e (b) volante do cilindro oco (Faisal et al., 2018).....	24
Figura 3. 6 - Sistema de armazenamento hidroelétrico bombeado baseado em energia eólica conceitual (AEHB), (Rehman et al., 2015).	25
Figura 3. 7 - Módulo de potência de gravidade (GPM), (Aneke & Wang, 2016).	26
Figura 3. 8 - Instalação de demonstração de armazenamento avançado de energia ferroviária (ARES) (Aneke & Wang, 2016).	27
Figura 3. 9 - Diagrama de processo do AEAC (Mohammed et al., 2019).....	28
Figura 3. 10 - Processo de AEH (Aneke & Wang, 2016).	29
Figura 3. 11 - O sistema de armazenamento de supercondensador (Faisal et al., 2018).	30
Figura 3. 12 - Bateria NaS (Faisal et al., 2018).....	32
Figura 3. 13 - Bateria de cloreto de sódio e níquel (Aneke & Wang, 2016).	33
Figura 3. 14 - Princípios da BVR ZnBr (Aneke & Wang, 2016).....	34
Figura 3. 15 - Configuração da célula ZnBr (Aneke & Wang, 2016).	34
Figura 3. 16 - Operação com bateria Zn-Air (Gür, 2018).	35
Figura 3. 17 - Bateria de PbO ₂ (Aneke & Wang, 2016).....	36

Figura 3. 18 - (a) Método de carregamento e descarregamento da bateria de Li-Ion e (b) o respectivo esquema da bateria (Faisal et al., 2018).	36
Figura 3. 19 - Perfil de procura de carga com SAE (Faisal et al., 2018).	37
Figura 3. 20 - Potência de saída de diferentes SAE (Mohanned et al., 2019).	38
Figura 3. 21 - Classificação de tecnologias de armazenamento elétrico de acordo com o tempo de descarga e capacidade de energia (Carneiro et al., 2019).	38
Figura 3. 22 - Cavas de tensão (ERSE, 2021).	40
Figura 3. 23 - Interrupção longa e breve (ERSE, 2021).	41
Figura 4. 1 - Fonte Trifásica Rede MT em Simulink.	43
Figura 4. 2 - Parâmetros distribuídos da linha em Simulink.	44
Figura 4. 3 - Carga em Simulink.	44
Figura 4. 4 - Inversor trifásico IGBT.	45
Figura 4. 5 - Modulador SPWM.	46
Figura 4. 6 - Filtragem LC Simulink.	47
Figura 4. 7 - Esquema do SAE utilizado.	49
Figura 4. 8 - Controlador linear do sistema.	51
Figura 4. 9 - Modelo de descarga da carga nominal.	53
Figura 4. 10 - Bloco Powergui carga nominal.	54
Figura 4. 11 - Esquema de simulação.	54
Figura 4. 12 - Descarga da bateria carga nominal.	55
Figura 4. 13 - Esquema para redução de interrupção.	55
Figura 4. 14 - Bloco Powergui simulink.	56
Figura 4. 15 – Saída do sistema de interrupção.	56
Figura 4. 16 – Interrupção da rede média tensão.	57
Figura 4. 17 – Interrupção da carga baixa tensão.	57
Figura 4. 18 – Eliminar interrupção na carga.	58
Figura 4. 19 – Esquema para compensar cavas de tensões.	58
Figura 4. 20 - Fonte de tensão programável trifásica.	59
Figura 4. 21 – Função cava de tensão.	59
Figura 4. 22 – Cavas de tensão na carga.	60
Figura 4. 23 – Ativar o modo ilha.	60
Figura 4. 24 – Compensação da cava de tensão.	61

Lista de tabelas

Tabela 3. 1 - Parâmetros de características dos SAEs (Gür, 2018; Hannan et al., 2017; AL Shaqsi et al., 2020).....	39
Tabela 3. 2 - Parâmetros de características adicionais dos SAEs (Gür, 2018; Hannan et al., 2017; AL Shaqsi et al., 2020).....	39
Tabela 4. 1 - Características da rede de alimentação.	43
Tabela 4. 2 - Característica da linha.	44
Tabela 4. 3 - Potências ativa e reativa da carga.	45
Tabela 4. 4 - Resumo dos componentes de filtragens.....	49
Tabela 4. 5 - Especificações das baterias LiFePO ₄ 12,8V 99,2Ah [Batteryspace.com].....	49
Tabela 4. 6 - Parâmetros do controlador PI.	53
Tabela 5. 1 - Parâmetros de alguns produtos SAB comercializados (Lin & Wu, 2017).	63
Tabela 5. 2 - Custos de energia dos SAB em 2018 e 2025 (Gaspar et al., 2021).	64
Tabela 5. 3 - Parâmetros do sistema de armazenamento.	64
Tabela 5. 4 - Produtos e preços dos componentes utilizados.....	65
Tabela 5. 5 - Características técnicas da bateria de Li-Ion (Kebede et al., 2021).....	65
Tabela 5. 6 - Energia, perdas e vida útil da bateria de Li-Ion (Kebede et al., 2021).	65

Abreviaturas e Símbolos

<i>a</i>	Autonomia;
<i>AEAC</i>	Armazenamento de energia de ar comprimido;
<i>AEG</i>	Armazenamento de energia gravitacional;
<i>AEH</i>	Armazenamento de energia de Hidrogénio;
<i>AEHB</i>	Armazenamento de energia hidroelétrico bombeada;
<i>AEM</i>	Armazenamento de energia mecânica;
<i>AEQ</i>	Armazenamento de energia química;
<i>AES</i>	Armazenamento de energia supercondensador;
<i>AEV</i>	Armazenamento de energia em volante;
<i>ARES</i>	Advanced rail energy storage;
<i>AT</i>	Alta Tensão;
<i>B_{Paralelo}</i>	Bateria em paralelo;
<i>B_{Paralelo_int}</i>	Bateria em paralelo inteiro;
<i>B_{Serie}</i>	Baterias em série;
<i>B_{Serie_int}</i>	Baterias em série inteiro;
<i>BT</i>	Baixa Tensão;
<i>C</i>	Matriz de Concordia;
<i>CDS</i>	Cenário de desenvolvimento sustentável;
<i>C_{energia}</i> (€/kWh)	Capacidade de energia;
<i>C_f</i>	Condensador de filtragem;
<i>C_{interface}</i> (€)	Custo da interface;
<i>C_{investimento}</i> (€)	Custo de investimento;
<i>C_{nominal}</i>	Capacidade nominal da bateria;
<i>C_{sistema}</i> (€/kW)	Custo do sistema;
<i>C_{tecnologia}</i> (€)	Custo da tecnologia;
<i>Cu_{energia}</i> (€/kW)	Custo unitário da energia;
<i>Cu_{tecnologia}</i> (€/kW)	Custo unitário da tecnologia;
<i>DGEG</i>	Direção Geral de Energia e Geologia;

E_{bat_total}	Energia total da bateria;
f (Hz)	Frequência;
FP	Fator de potência;
f_{sw} (Hz)	Frequência da portadora;
GPM	Gravity Power Module;
GW	GigaWatt;
GWh	GigaWatt hora;
h	Hora;
I_{cf}	Corrente no condensador;
ID	Eixo direto;
I_{Des}	Corrente de descarga da bateria;
I_L	Corrente eficaz nas bobinas;
Δi_L	Variação máxima admissível da corrente;
I_Q	Eixo em quadratura;
K_i	Ganho integral;
K_p	Ganho proporcional;
L_f	Bobina de filtragem;
$Li-ion$	Lítio-lítio;
$LiFePO_4$	Lithium Iron Phosphate;
$LoadOn$	Saída da função cava de tensão;
MT	Média tensão;
MW	Mega Watt;
MWe	Mega Watt elétrico;
$Ni-Cd$	Níquel-cádmio;
$Pb-Acid$	Chumbo ácido;
P_d	Potência máxima de descarga;
PI	Proporcional Integral;
P_{LF}	Perdas na bobina integrada;
$P_{máx}$	Potência máxima;
$P_{sistema}$ (kW)	Potência do sistema;

P_{rc}	Perdas ativas no condensador;
$P_{ref} (kW)$	Potência ativa da carga;
Q	Potência reativa;
$Q_{Bateria}$	Capacidade total da bateria;
$Q_{ref} (kVar)$	Potência reativa da carga;
R_C	Resistência do condensador;
R_f	Resistências parasitas;
SAB	Sistema de armazenamento da bateria;
SAE	Sistema de armazenamento de energia;
$S_{ref} (VA)$	Potência aparente da carga;
$T (s)$	Tempo de descarga;
TWh	Tera watts hora;
T_{sw}	Período de comutação;
U	Tensão eficaz da fonte;
U_c	Tensão composta;
U_s	Tensão simples;
VA	Volt Ampere;
V_{abc}	Tensão MT na rede;
$V_{Bateria}$	Tensão da bateria continua;
V_n	Tensão nominal total da carga;
$V_{nominal}$	Tensão nominal da bateria;
W/kg	Densidade de potência;
Wh/kg	Densidade de energia;
W_{st}	Energia armazenada;
$W_{sistema} (kWh)$	Energia do sistema;
W_{ut}	Energia restaurável;
$\eta_{interface}$	Eficiência da interface;
$\eta_{sistema}$	Eficiência do sistema;
$\eta_{tecnologia}$	Eficiência da tecnologia;
ρ	Índice de pulsação;

γ_k	Estado do inversor trifásico;
ω	Frequência angular.

1. Introdução

1.1 Enquadramento do tema

As energias renováveis têm recursos inesgotáveis, não emitem gases poluentes para o meio ambiente e transformaram-se em soluções mais abrangentes aplicadas, para dar respostas às questões associadas ao previsível esgotamento do petróleo, aumento da procura de energia e ao aquecimento global. Estas energias são dependentes de recursos climáticos com características intermitentes e flutuantes. Como forma de suprir essas oscilações o Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) é utilizado como uma das soluções potenciais, com capacidade de resposta rápida e fornecimento de energia sustentável (Yang *et al.*, 2018).

O tema em assunto desenvolveu-se como um elemento relevante na melhoria do desempenho do sistema de energia, principalmente após incluir a geração de energia renovável no sistema. Porém, existem alguns desafios ao utilizar o SAE na rede de distribuição, um dos quais é assegurar a melhor localização e a capacidade de modo a aproveitar ao máximo a instalação do SAE na rede (Ai Wong *et al.*, 2019).

O SAE é um meio indispensável de supervisão utilizada em engenharia de energia com intuito de reservar a energia e libertá-la para o uso durante outros períodos em que o uso ou custo é mais benéfico. As energias renováveis ligadas à rede apresentam um carácter associado a problemas de estabilidade pelo fato indiscutível de que são propícios a curvas estocásticas. Atualmente, os sistemas de armazenamento são utilizados para reduzir as condições de crise energética por meio da gestão do consumo de energia e auxílio na estrutura de controle de emissões, contribuindo com as obrigações globais de redução da poluição atmosférica, disponibilizando energia estável, confiável e segura (Mohammed *et al.*, 2019).

Trata-se de um tema atual em tecnologias em desenvolvimento, visto que existe produção excedente de energia elétrica nas horas de vazio e uma elevada procura dessa energia noutros períodos resultando num diferencial de remuneração aos produtores. Os sistemas de armazenamento visam poder deslocar temporalmente a injeção de energia na rede proveniente de fontes de energia renovável, nomeadamente energia eólica em que não é possível controlar o período em que há vento. Adicionalmente, os sistemas de armazenamento contribuem para aumentar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores ao mesmo tempo que melhoram a eficiência operacional do sistema. Posto isto, pretende-se avaliar todas as situações possíveis e propor as melhores soluções para o caso de estudo.

1.2 Objetivos e Motivação da Dissertação

O objetivo geral deste trabalho, é realizar uma revisão abrangente da literatura bem como o dimensionamento e localização do SAE numa rede elétrica com elevada produção

distribuída. Além disso, pretende-se abordar diferentes tecnologias, características do SAE e identificar o mais adequado ao caso em estudo.

Os principais objetivos deste trabalho de dissertação são:

- Inteirar-se da importância da produção descentralizada de energia elétrica para os sistemas elétricos de energia atuais;
- Identificar os contributos e os desafios que os sistemas de armazenamento podem ter no fornecimento de energia, nomeadamente na necessidade de flexibilidade dos sistemas, na qualidade de serviço e na eficiência operacional;
- Seleção de entre as tecnologias de sistemas de armazenamento aquelas que são adequadas do ponto de vista técnico em relação à capacidade de armazenamento, tempo de resposta, número de ciclos e custos associados;
- Avaliar qual a localização de instalação do sistema de armazenamento que se traduz em mais vantagens (no parque do promotor ou próxima do ponto de injeção de energia);
- Validação da metodologia através de um caso de estudo.

A motivação para a escolha deste tema deve-se ao facto de no meu percurso académico fiz primeiro a licenciatura de energias renováveis e consoante as unidades curriculares do plano de estudo do curso, esta área foi a que acabou por me despertar, mas interesse para futuramente evoluir profissionalmente, por isso escolhi um tema relacionado com a área de sistemas elétricos de energia. É um tema relevante quer por questões de estabilidade e segurança das redes como também é importante para o desenvolvimento e evolução do país.

Com este trabalho melhorei os meus conhecimentos na área de sistemas de energia, adquiri novas capacidades e competências sobre a área em questão, que me serão úteis futuramente.

1.3 Estrutura da Dissertação

A Dissertação é constituída por seis capítulos. Neste, Capítulo 1 introdutório é feita uma pequena apresentação das conceções abordadas, assim como, o enquadramento do tema, objetivos e motivações. Para além disso, são também abordadas as relevâncias da produção descentralizada de energia elétrica e do SAE, contextualização ao tema abordado no âmbito deste trabalho, cuja descrição pormenorizada é apresentada nos capítulos subsequentes.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão da produção distribuída e caracterização da rede elétrica em Portugal. Descrevendo a evolução da eletricidade em Portugal e da geração renovável distribuída. Além disso, são apresentadas em pormenor o estado da geração fotovoltaica e eólica no mundo e em Portugal.

O Capítulo 3 elucida as tecnologias de armazenamento de energia e a qualidade de serviço. Apresenta as descrições das características principais mais pertinentes do funcionamento de SAE baseados nestas tecnologias. Além disso, expõe o resumo das principais características

das tecnologias de armazenamento de energia e a comparação com os seus parâmetros característicos e por fim a qualidade de serviço técnica da energia elétrica.

No Capítulo 4 apresenta-se o dimensionamento do SAE, a localização da sua instalação e discussão dos resultados obtidos.

No Capítulo 5 é apresentado o estudo de viabilidade económica para as soluções apresentadas.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho e são feitas algumas recomendações para trabalhos futuros de forma a enriquecer este estudo.

1.4 Importância e desafios da produção descentralizada de energia elétrica

A geração de energia mais próxima dos centros de consumo, com o objetivo de atender às necessidades energéticas locais, caracteriza a energia descentralizada. Um sistema de energia descentralizado pode operar tanto na presença da rede, onde alimenta a energia excedente gerada à rede, quanto como um sistema isolado independente ou autónomo, atendendo exclusivamente à procura de energia em locais remotos. Além disso, a energia descentralizada também é classificada com base no tipo de recursos de energia usados (renováveis e não renováveis). Essas classificações, juntamente com uma infinidade de alternativas tecnológicas, tornaram todo o processo de priorização do poder descentralizado bastante complicado para a tomada de decisões. Existe literatura abundante que discutiu várias abordagens que têm sido usadas para apoiar a tomada de decisão em situações tão complexas (Kaundinya *et al.*, 2009).

Salienta-se que o desenvolvimento de sistemas descentralizados de energia renovável é de crucial importância para a descarbonização da geração de energia em todo o mundo. No entanto as decisões de compra relativamente aos sistemas de energia inovadores dependem, em certa medida, da perceção dos consumidores. Além da perspectiva energética, os consumidores encontram outras facetas não energéticas, como independência, autonomia, auto-suficiência ou controle (Ecker *et al.*, 2017).

No conselho mundial do clima em Paris, em dezembro de 2015, a comunidade internacional concordou com uma redução das emissões de CO₂ a fim de manter a temperatura global abaixo de um aumento de 2°C (UNFCCC, 2015). Foi assumido o objetivo e necessidade de uma transformação do atual sistema de energia baseado em combustíveis fósseis.

Atualmente os sistemas descentralizados de energia renovável estão a desempenhar um papel importante para a descarbonização da geração de energia em todo o mundo. Por esta razão, a participação dos sistemas de energia renovável na produção de energia e eletricidade aumentou. Em 2015, a capacidade de energia renovável alcançou 30% de todas as capacidades de energia em todo o mundo, tendo em conta os sistemas de energia hídrica já existentes, a produção de eletricidade em sistemas de energia solar ou eólica cresceram em muitos países ao redor do mundo (REN21, 2016).

Integrar a energia renovável em sistemas de energia elétrica enumeram uma série de desafios. Para sistemas de energia caracterizados por tecnologias renováveis descentralizadas, a correspondência entre procura e oferta é mais difícil devido à alta flutuação da produção de eletricidade fotovoltaica e eólica ao longo do dia e do ano. A produção de energia hidroelétrica, geotérmica e baseada em biomassa, por outro lado, são capazes de fornecer capacidade de carga de base e substituir opções centralizadas. O primeiro passo para garantir a estabilidade do sistema é usar a variedade completa de tecnologias descentralizadas de energia renovável. O operador da rede tem como principal tarefa igualar a produção ao consumo, isto é, garantir a integração da eletricidade descentralizada e produzida em sistemas “clássicos” de energia centralizada. Para manter o equilíbrio da infraestrutura da rede o pico diário de energia solar nos dias de verão precisa ser ajustado. É necessária uma extensão adicional da rede para distribuir eletricidade aos consumidores (Ecker *et al.*, 2017).

Para aumentar a correspondência entre oferta e procura em sistemas de energia descentralizados, o desenvolvimento de SAE é um meio adicional. As grandes centrais hidroelétricas dotadas de bombagem possuem a tecnologia mais barata para armazenar eletricidade. Por estarem em regiões montanhosas, a necessidade de transporte da eletricidade armazenada para a rede elétrica permanece. Uma outra possibilidade de uso do excedente da geração eólica ou solar é a tecnologia power-to-gás, que transforma energia elétrica em combustível gasoso transportável, dividindo a água em oxigênio e hidrogênio. O armazenamento de ar comprimido é uma opção adicional para armazenar energia. O objetivo é armazenar o ar comprimido em grandes cavernas subterrâneas. Ambas as tecnologias estão em fase de pesquisa (Jülch, 2016).

1.5 Armazenamento de energia: aplicações e desafios

Atualmente os combustíveis fósseis (petróleo e gás natural) estão sujeitos a variações de preços devido a crises e conflitos nacionais e internacionais. No entanto, as crises ambientais tem estado a levantar preocupações relativamente ao uso de combustíveis fósseis, o que motivou mudanças de abordagens, chegando a considerar-se o uso de energias alternativas e eficientes (energias renováveis), sendo que esta poderá acarretar custos elevados e oscilações de produção de energia (custo de capital e natureza irregular na produção de energia).

Os recursos de energia renovável, como as energias eólica e solar, não podem produzir energia constante, devido à variação do sol e o vento com as estações, meses, dias, horas, etc. São necessárias extensas pesquisas e esforços de desenvolvimento para alcançar avanços tecnológicos para que a procura e oferta estejam equilibrado, o armazenamento de energia é um fator crucial (Kousksou *et al.*, 2014).

A energia renovável deve ser armazenada de acordo com o excesso produzido e depois libertá-la para o uso mais benéfico. Existem outras razões pelas quais é necessário armazenar energia.

O armazenamento de energia permite:

1. Atender às flutuações aleatórias de curto prazo na procura e, assim, evitar a necessidade de regulação de frequência;

2. Fornecer resposta para falhas momentâneas de energia;
3. Reduzir distorções harmônicas e eliminar quedas de tensão e sobretensões;
4. Eliminar a necessidade de central de energia parcialmente carregada;
5. Responder a procura repentinas, imprevisíveis e emergências de energia decorrentes da falha de unidades geradoras ou linhas de transmissão;
6. Acomodar os picos minuto-hora na curva de procura diária;
7. Armazenar o excedente de eletricidade gerado durante a noite (ou seja, fora do horário de pico) para a procura durante o dia.

Por meio dessas aplicações, também é considerado que o armazenamento de energia pode ter muitos benefícios para as concessionárias e seus clientes em termos de:

- Maior eficiência da operação de um sistema;
- Redução do uso de combustível primário por conservação de energia;
- Garantia de fornecimento de energia;
- Diminuição do impacto ambiental.

O armazenamento de energia em um sistema de energia é definido como qualquer instalação ou método, geralmente sujeito a controle independente, e é possível armazenar energia gerada no sistema de energia, mantê-la armazenada e usá-la no sistema de energia quando necessário (Nair & Garimella, 2010).

Há três regimes diferentes que podem ser usados no SAE: carga, armazenamento e descarga. O equilíbrio entre a potência e a energia no sistema de energia deve ser mantido, para que o armazenamento de energia tenha a potência e capacidade de energia apropriadas. A duração de cada regime, o tempo de comutação e eficiência de armazenamento estão sujeitos aos requisitos do sistema de energia. Antes de instalar qualquer dispositivo em um sistema de energia, é necessário definir os requisitos para armazenar, com uma margem para a potência nominal e capacidade de energia. As diferentes tecnologias de armazenamento de energia no mercado coincidem porque as suas características as tornam atraentes para diferentes aplicações (Kousksou *et al.*, 2014).

O SAE dispõe de um vasto conjunto de tecnologias, que proporciona o armazenamento de energia elétrica que são:

- Sistemas eletroquímicos (baterias e células de fluxo);
- Sistema de armazenamento de energia cinética, mais comumente referidos como Armazenamento de Energia em Volante (AEV);
- Armazenamento potencial de energia sob a forma de armazenamento hidroelétrico bombeado e ar comprimido.

Em alternativa, os SAEs térmicos utilizam as reações termoquímicas, a capacidade de calor sensível ou latente dos materiais para abastecer um recurso de aquecimento ou resfriamento, que pode ser reabastecido conforme necessário.

1.6 Sistemas de Armazenamento de energia (Importância Social, Económica)

As tecnologias de armazenamento de energia são importantes e estão a receber cada vez mais atenção no Reino Unido e em todo o mundo, como forma de acrescentar a penetração da geração inflexível de eletricidade de baixo carbono e otimizar o investimento em infraestruturas de energia necessárias para alcançar às metas internacionais de descarbonização (Thomas *et al.*, 2019).

O armazenamento de energia e o aumento da eletrificação está sendo cada vez mais reconhecido pela interconexão, atualizações de rede e resposta à procura como uma opção promissora para suprir as necessidades do consumidor. As tecnologias de armazenamento tendem a ser incertas, é necessário serem bem projetadas, reguladas e governadas de maneira a reduzir as preocupações técnicas sobre segurança, impactos ambientais, confiabilidade e atender aos desejos da sociedade (Devine-Wright *et al.*, 2017).

A capacidade total instalada de armazenamento de energia ligado à rede, em todo mundo foi de 140GW em 2011, compreende-se que quase exclusivamente sistemas hidroelétricos bombeados. A International Energy Agency (IEA) estima que serão necessários 310GW adicionais até 2050 para integrar a nova geração de eletricidade de baixo carbono (IEA, 2014). Uma medida proposta para oferecer à flexibilidade do sistema, uma área de rápido desenvolvimento de atividade tecnológica e económica é o SAE (Devine-Wright *et al.*, 2017).

2. Produção distribuída e caracterização da rede elétrica em Portugal

A União Europeia (UE) atingiu em 2020 uma quota de 20% do consumo bruto final de energia com origem em fontes renováveis. Os Estados-Membros da UE estão a aderir a planos de ação nacionais projetados para traçar um percurso para o desenvolvimento das energias renováveis como o propósito de atingir o objetivo. Em 2018, a quota das energias renováveis no consumo final bruto de energia era de 18,9% na UE, em comparação com 9,6% em 2004. A Figura 2.1 ilustra os dados disponíveis mais recentes relativos aos objetivos que foram definidos para 2020 e a quota das energias renováveis no consumo final bruto de energia. Portugal com 30,2% está quase a obter o seu objetivo que são 32%, a Noruega registou a maior quota das energias renováveis no consumo bruto final de energia em 2018 com 73,2% e os Países Baixos com 7,4% a menor quota (Eurostat, 2021).

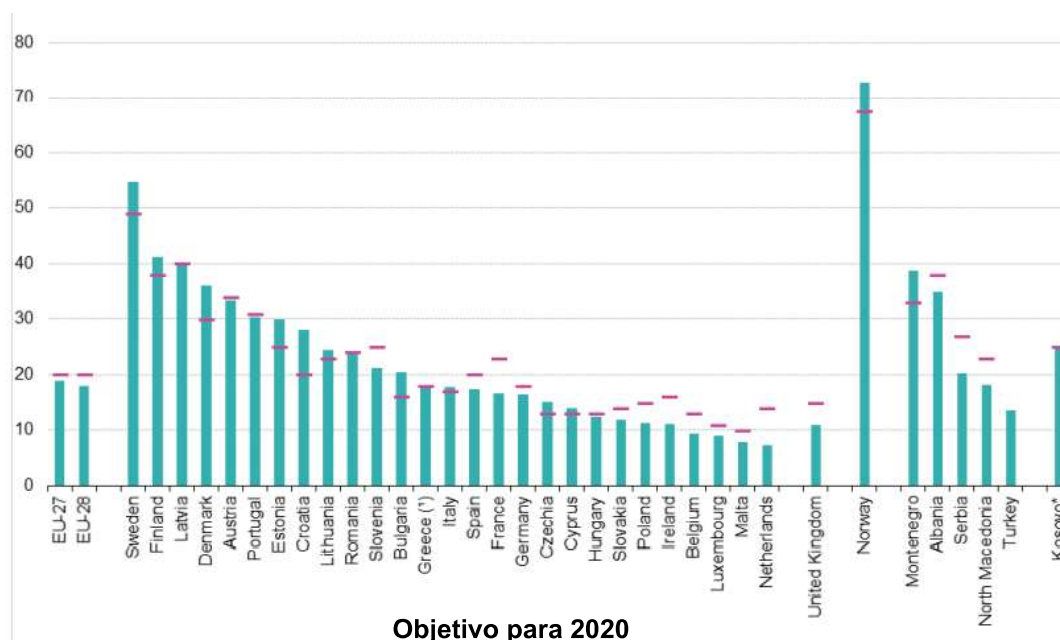


Figura 2. 1 - Quota de energia proveniente de fontes renováveis, 2018 (% do consumo final bruto de energia) (Eurostat, 2021).

2.1 Desenvolvimento da eletricidade em Portugal

Portugal não tem recursos energéticos fósseis significativos para suprir as necessidades dos residentes e das empresas. O que resultou numa dependência significativa de energia importada, sobretudo no setor dos transportes, onde a maior dependência é o combustível fóssil. Entretanto, é indiscutível neutralizar essa dependência que causa impactos económicos e segurança de abastecimento. Há uma estratégia em curso para desenvolver os recursos energéticos internos, com o alvo na geração de eletricidade desde a segunda metade do século XX, para gerar a energia essencial ao apoio do progresso económico e à

expansão da rede elétrica para suprir a eletricidade necessária à elevação dos padrões de vida (Martins *et al.*, 2018).

De acordo com as condições climáticas e topográficas, em Portugal existe energia fotovoltaica a nível nacional e um potencial considerável de hidroelétrica e eólica no norte (DGEG, 2019). Foi elaborada uma perspetiva à exploração de recursos hídricos (Nunes, 2018). Todavia, no princípio do século 21, a maior parte dos recursos hídricos foram explorados, pois quase todos os locais e rios apropriados para construir e implementar grandes hidroelétricas já são usados. Apesar das renovações das centrais hidroelétricas existentes para aumentar a geração de hidroeletricidade, em geral o aumento da capacidade de energia renovável é limitado e não é suficiente para dar resposta às crescentes necessidades energéticas. Os investimentos empresariais nas últimas duas décadas foram direcionados para parques eólicos, que aumentaram 10 vezes a potência instalada na primeira década do século 21, ver Figura 2.2 (Martins *et al.*, 2020).

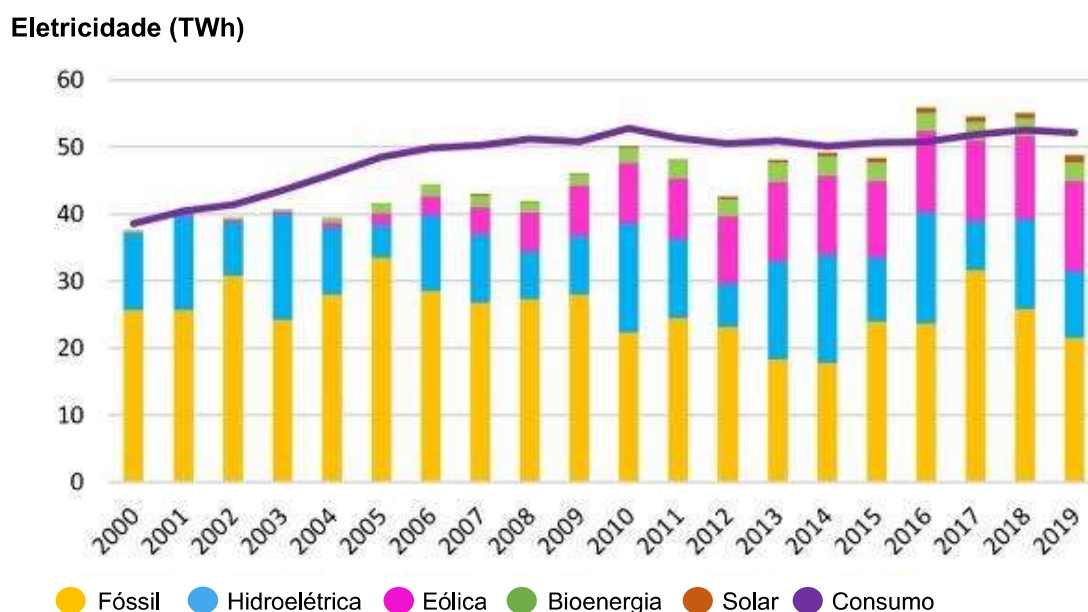


Figura 2. 2 - Consumo total de eletricidade e importância das várias fontes de eletricidade em Portugal (Martins *et al.*, 2020).

Houve um aumento expressivo recentemente na geração em grande escala de centrais fotovoltaicas e de biomassa. Atualmente, a maioria dos investimentos em sistemas de energias renováveis está previsto para ser feito em capacidade fotovoltaica, embora a energia solar ainda não seja muito significativa no mix geral de eletricidade. A diversidade de energia elétrica atual é constituída por cerca de 50% de energias renováveis, com muita variabilidade entre os anos. Essas variações devem-se ao fato das diferentes condições climáticas predominantes, se existirem ou não secas, sol e vento. A disposição e as condições adequadas de água e vento estão associadas e dependem da passagem dos sistemas climáticos do Oceano Atlântico (Nunes, 2018).

O impacto dos sistemas de energias renováveis na matriz energética nacional é significativo. Nos últimos anos a produção de energia a partir de fontes renováveis aumentou e os vários sistemas de energias renováveis estão a ser desenvolvidos e implementados para diferentes configurações. Mais existem algumas limitações na sua finalidade tais como: o tipo de

energia gerada, a produção depende de fatores fora do controle do produtor, em particular fatores climáticos, desequilíbrios na oferta e procura, disponibilidade de matérias-primas essenciais e altos custos de produção (IEA, 2018).

A instabilidade da procura e oferta são importantes nos sistemas de energia renováveis que fornecem eletricidade, o que acontece nos sistemas eólicos e fotovoltaicos, que apresentam atualmente a maior parte da energia renovável produzida. Considera-se o armazenamento de energia como uma forma adequada de suavizar esses problemas na atualidade. A incorporação desses sistemas também pode aumentar a eficiência, resiliência e em última instância, a competitividade dos sistemas de energia elétrica existentes ou futuras, pois proporciona a redução dos custos de produção de energia (Frankel & Wagner, 2017).

2.2 Características da rede e seus elementos constituintes

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é composta pela rede de Alta Tensão (AT), que abrange as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de Média Tensão (MT), que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT. A alimentação da rede em AT é garantida pelas subestações da Rede Nacional de Transporte, indicada como pontos injetores. A rede de MT é abastecida a partir das linhas de AT ou postos de corte/seccionamento AT. A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE (Subestação) Lindoso e o ponto de entrega da REN - Pedralva. A estrutura da rede AT é em geral emalhada, sempre que for possível e conveniente considera-se a exploração em malha fechada. A maior parte da rede AT é aérea, entretanto, existe uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto (EDP, 2019).

A estrutura comum das subestações AT/MT presume que estas tenham a disponibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, possuindo dois transformadores de potência e composta de barramento AT. Por razões de limitações de espaço, em zonas de alta densidade de cargas encontram-se subestações sem barramento AT, composto por um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, que garante a reserva N-1 das cargas servidas. Por outro lado, em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas o seu formato de base possibilita a expansão futura. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a E-Redes possui unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva. O que torna flexível a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente é que as subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas. Geograficamente, estas instalações estão naturalmente mais concentradas nas extensões de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes (EDP, 2019).

A distribuição MT é efetuada, principalmente, nos níveis de tensão de 10kV, 15kV e 30kV, os níveis mais baixos utilizados no litoral e em regiões de maior densidade de cargas, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações

MT/MT, encarregadas de baixar a tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV. E pequenas redes a 6kV. A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas dispõe de uma estrutura em fuso ou em anel, sendo predominantemente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações possui alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT apresenta uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo. Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção (EDP, 2019).

2.3 Geração renovável distribuída

A contribuição da eletricidade renovável está sendo cada vez mais crescente para o setor global, a característica intermitente do fornecimento de energia de tais tecnologias deve ser observada pela intensificação dos esforços na pesquisa de armazenamento de energia. Para além disso, a procura frequente e crescente de eletrificação rural nos países em desenvolvimento requer a utilização de SAE para a reserva de energia com amplas faixas características de densidade de potência (Mohanned *et al.*, 2019).

De acordo com Dondi *et al.* (2002) citado em Wolsink (2017) A geração renovável distribuída entende-se como as frações de pequena capacidade para geração ou armazenamento de eletricidade que não fazem parte de um sistema de energia centralizado.

A incorporação de fontes renováveis no consumo de energia mundial em 2023 deverá acrescentar um quinto (12,4%). Isto é, passarão a assumir 30% da procura, 6% acima do valor registado em 2017. Esse desenvolvimento será liderado pela geração eólica, fotovoltaica e hidroelétrica. De salientar que a hidroelétrica continuará sendo a fonte com maior participação no consumo de eletricidade até essa data, na segunda posição surge a eólica, de seguida a fotovoltaica (IEA, 2018).

A tendência de redução do custo da tecnologia das energias renováveis é cada vez mais evidente. Num futuro mais ou menos próximo, as fontes de energia serão as mais económicas a nível mundial. Os custos dos módulos fotovoltaicos e dos geradores eólicos nos últimos anos, reduziram significativamente, essas reduções de custos devem-se à constante evolução tecnológica, incluindo maior eficiência de módulos fotovoltaicos solares e turbinas eólicas (IEA, 2018).

Os sistemas da geração distribuída têm algumas aplicações importantes em instalações comerciais ou industriais por exemplo: Sistema combinado de geração dupla de calor e energia, turbinas eólicas, centrais de gaseificação ou combustão de biomassa, geradores hidroelétricos, centrais de incineração de resíduos (Mohanned *et al.*, 2019).

2.4 Geração da energia Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica tem reduzido significativamente os custos dos equipamentos em novas instalações de acordo com os avanços tecnológicos. É importante salientar que o custo da energia solar fotovoltaica passou a competir com as tecnologias convencionais, atualmente, considera-se uma ótima opção para atender a procura após uma análise técnica e económica. Para o ano de 2019, o preço global da energia solar fotovoltaica variou entre 0,04 e 0,17 €/kWh (Álvarez-Bel *et al.*, 2020).

A geração solar fotovoltaica aumentou 22% (+131 TWh) em 2019, que constatou o segundo maior crescimento absoluto da geração de todas as tecnologias renováveis. Posto que a redução do crescimento devido às recentes mudanças de política e incertezas na China (o maior mercado fotovoltaico global), em 2019 foi um ano de crescimento mundial recorde em capacidade fotovoltaica. Como a competitividade continua a melhorar, a energia solar fotovoltaica ainda está em vias de atingir os níveis previstos no Cenário de Desenvolvimento Sustentável (CDS), o que exigirá um crescimento médio anual de 15% entre 2019 e 2030, como mostra a Figura 2.3 (IEA, 2020).

Em 2020 a energia solar fotovoltaica teve um crescimento estável, apesar da pandemia Covid-19, já que os fortes ganhos no setor compensam uma pequena contração no mercado distribuído, à medida que os desafios económicos diminuem a implantação distribuída. Os principais mercados, como os Estados Unidos, China e UE, ajudarão a energia solar fotovoltaica a adicionar uma média de mais de 125GW de capacidade por ano de 2021-2025 (IEA, 2020).

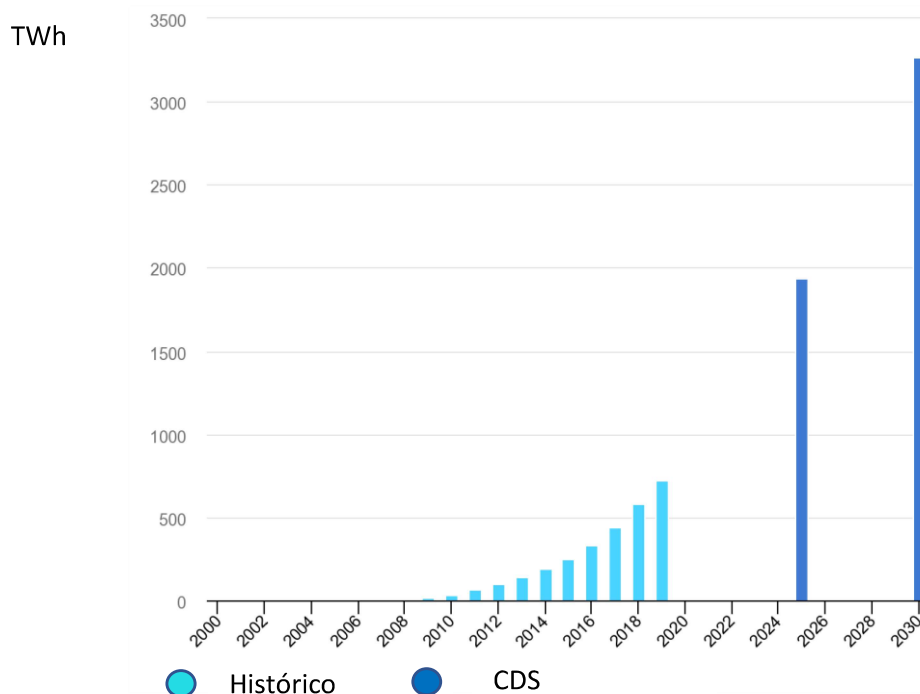


Figura 2. 3 - Geração de energia solar fotovoltaica no cenário de desenvolvimento sustentável, 2000-2030 (IEA, 2020).

2.4.1 Geração Fotovoltaica em Portugal

O desenvolvimento da energia solar fotovoltaica em Portugal está a evoluir de ano para ano, à medida que vão surgindo de norte a sul do país novas centrais solares de grande escala. Os últimos dados da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) realçam que o país produziu 1276GWh de energia fotovoltaica no ano de 2019, um pouco mais do dobro dos 627GWh que tinha produzido em 2014. Uma parte considerável deste crescimento foi conseguida em 2019, onde a produção aumentou 27% face a 2018. Os dados da DGEG mostram que o Alentejo teve em 2019 uma produção fotovoltaica de 580GWh, o que se equipara a quase 12% de todo o consumo anual de eletricidade da região. Em comparação, a região Norte produziu 149GWh de energia fotovoltaica em 2019, o que corresponde a sensivelmente 1% do seu consumo anual. No final de 2019 estavam instalados em Portugal 828MW de capacidade fotovoltaica. Há cinco anos eram 418MW (Expresso, 2020).

De acordo com a Figura 2.4, pode-se constatar o crescimento significativo da energia solar fotovoltaica em Portugal por região. Desde 2011 o crescimento manteve-se a um ritmo considerável. Dados da DGEG de outubro de 2020, mostram que a região do Alentejo foi responsável por 49% da produção fotovoltaica nacional. Desde 2014, salienta-se a entrada em funcionamento, de 12 centrais fotovoltaicas de concentração, totalizando uma potência de 15MW. Embora Portugal seja um dos países da Europa com maior número de horas de sol, a energia final solar fotovoltaico apenas representa cerca de 1058GWh do mix de geração de eletricidade (Ver figura 2.8) (DGEG, 2020).

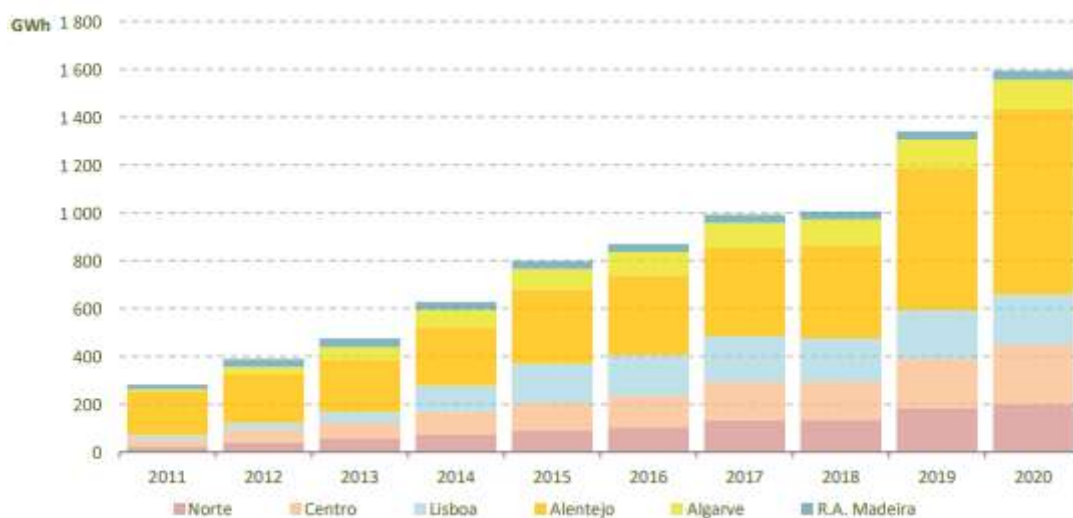


Figura 2. 4 - Produção fotovoltaica em Portugal por Região (GWh) (DGEG, 2020).

2.5 Geração de energia eólica

A geração de energia eólica continua a crescer a um ritmo considerável. Por exemplo, mais de 60GWh de capacidade de energia eólica foram instalados globalmente em 2019, aumentou 19% em comparação com 2018. Neste momento, existem mais de 650GWh de

capacidade de energia eólica instalada em todo o mundo considerando unidades onshore e offshore. A capacidade de energia eólica não está a crescer apenas em sistemas de transmissão em massa, mas também em micro redes ligadas à rede como uma importante geração distribuída (Barra *et al.*, 2020).

A evolução da energia eólica offshore deve acelerar ainda mais para atingir os níveis de geração demonstrados no CDS (Figura 2.6). As reduções de custos, melhorias tecnológicas e implantação rápida alcançadas na Europa precisam ser estendidas a outras regiões. A geração de eletricidade eólica onshore aumentou cerca de 12% em 2019. As adições de capacidade começaram a crescer novamente em 22% após estagnar durante 2016-18. Entretanto, são necessários mais esforços para que adições anuais à capacidade eólica onshore possam aumentar muito mais rapidamente até 2030 (IEA, 2020).

Em 2020 as adições de capacidade eólica chegarão a 65GW (incluindo 5,3GW offshore), 8% a mais do que em 2019. Embora as medidas da Covid-19 tenham levado à desaceleração da atividade de construção onshore de fevereiro a abril. Para 2021, a previsão pressupõe uma nova aceleração das adições de vento para 68GW (7,3GW offshore) impulsionada por projetos onshore atrasados. Em 2022, espera-se desaceleração, devido à eliminação dos incentivos na China e nos Estados Unidos (Figura 2.5) (IEA, 2020).

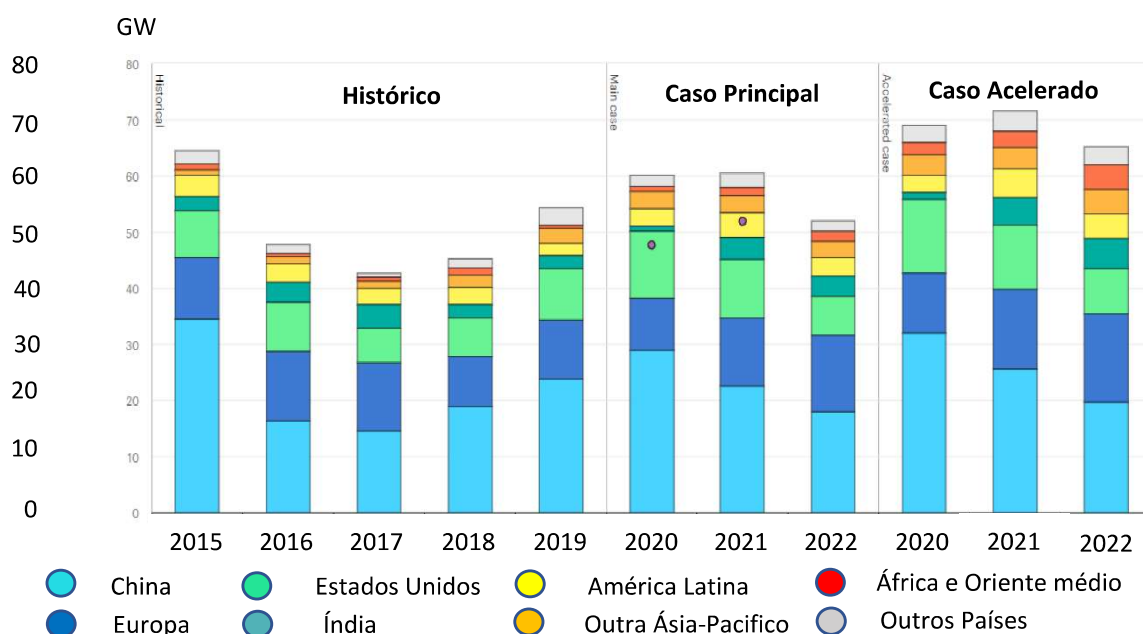


Figura 2. 5 - Capacidade líquida de energia eólica onshore por país ou região, 2015-2022 (IEA, 2020).

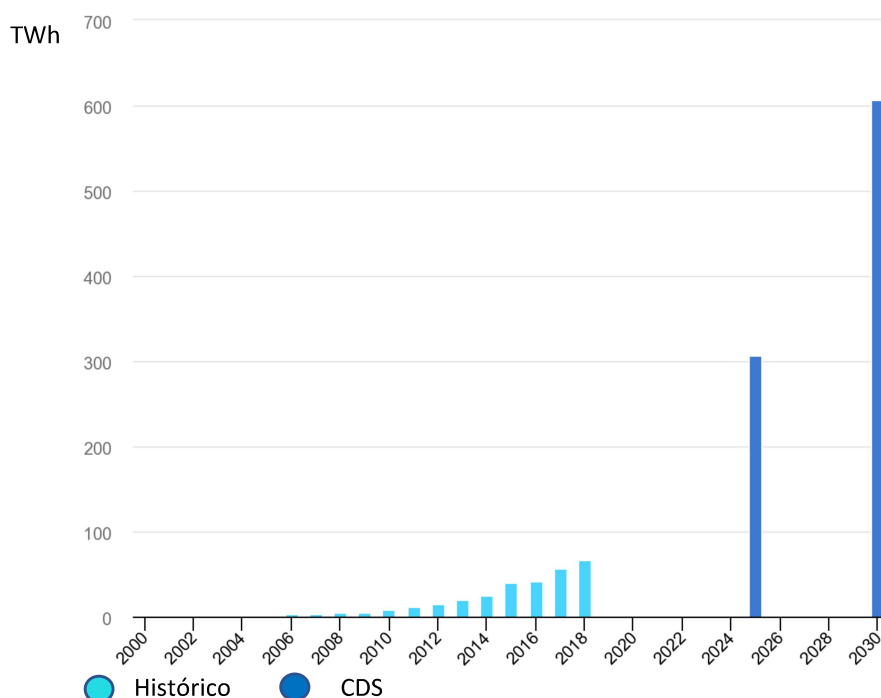


Figura 2. 6 - Geração de energia eólica offshore no CDS, 2000-2030 (IEA, 2020).

2.5.1 Geração eólica em Portugal

Portugal lidera mundialmente a integração da geração de energia eólica e solar fotovoltaica, criou metas de 80% de eletricidade renovável até 2030 e uma economia neutra em carbono até 2050. É crucial melhorar a interconexão com a Europa e medidas políticas claras de apoio a mercados eficazes para atingir essas metas ambiciosas (IEA, 2020). Em 2019 Portugal tinha 5429MW de potência eólica instalada. Só esta fonte e a hidroelétrica asseguram mais de metade da potência instalada no país (Expresso, 2020).

Como mostra a Figura 2.7, pode-se verificar que no ano de 2019 houve um crescimento significativo da energia eólica em Portugal por região, no ano de 2013 a 2018 teve uma estabilidade na produção, enquanto, no ano de 2011 e 2012 registaram pouca produção. Dados da DGEG de outubro de 2020, mostram que a região do Norte e o Centro têm as maiores percentagens da produção eólica nacional. Apesar de Portugal liderar mundialmente a integração da geração de energia eólica a energia final apenas representa cerca de 13423GWh do mix de geração de eletricidade (Ver Figura 2.8).

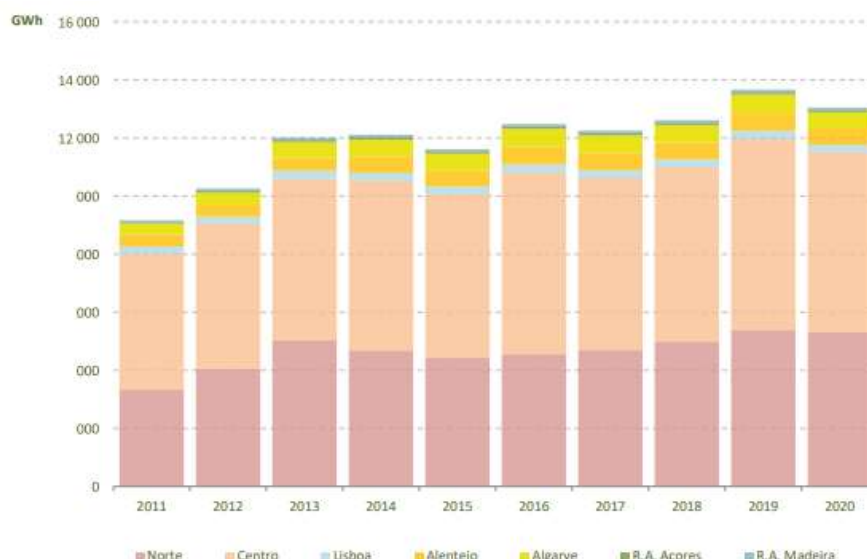


Figura 2. 7 - Produção eólica em Portugal por Região (GWh) (DGEG, 2020).

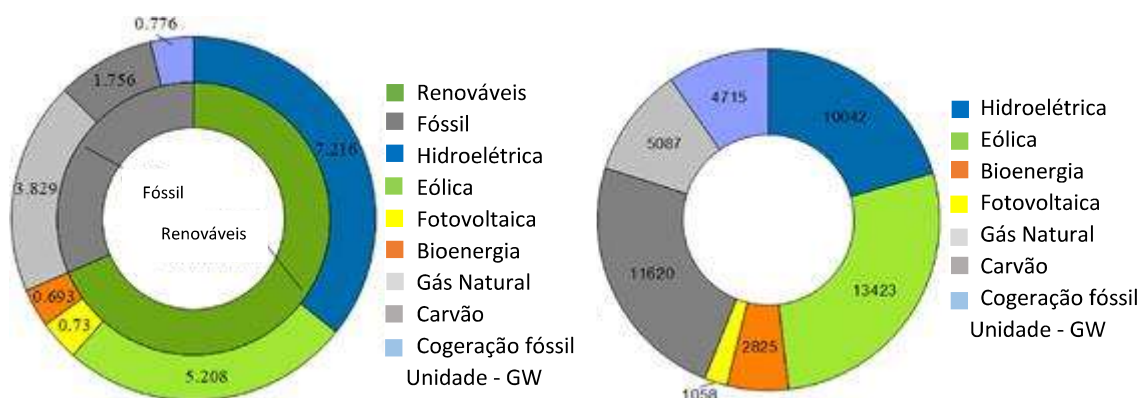


Figura 2. 8 - Produção de eletricidade em Portugal Continental em 2019: (a) Capacidade energética de diferentes tecnologias de geração; (b) mix de geração de eletricidade (Gomes et al., 2020).

Portugal está a aumentar a potência instalada em fontes de energias renováveis nomeadamente solar e eólica, que são fontes com produção de energia aleatória e variável em função da velocidade do vento e da existência de radiação solar. Os SAEs possibilitam resolver ou atenuar alguns problemas que podem ocorrer numa rede de energia elétrica, tais como: permitir uma melhor gestão da rede; garantir uma maior segurança de fornecimento de energia à rede, equilibrar oferta e procura de energia, convergir para uma economia de baixo carbono, incluir benefícios como confiabilidade, qualidade de energia e otimização da transmissão. Por esses motivos as tecnologias de armazenamento de energia são importantes.

3. Tecnologias de armazenamento de energia e Qualidade de Serviço

A energia elétrica tem o potencial de ser convertida em diferentes formas para armazenamento (Díaz-González *et al.*, 2012):

- Energia potencial gravitacional com reservatórios de água,
- Ar comprimido,
- Energia eletroquímica em baterias e baterias de fluxo,
- Energia química em células de combustível,
- Energia cinética em volantes,
- Campo magnético em indutores e campo elétrico em capacitores.

3.1 Características principais dos sistemas de armazenamento de energia

A aplicação de uma tecnologia de armazenamento de energia, é caracterizada por dois pontos cruciais, que contêm a quantidade de energia que é armazenada e a taxa na qual a energia pode ser transferida para dentro ou para fora do sistema de armazenamento (Martinez, 2011).

Toda tecnologia de armazenamento detém características únicas e de diferentes campos de aplicação apropriados a escala de armazenamento de energia. A análise feita, é abrangente a cada tecnologia de armazenamento, que deve ser executada antes de cada decisão a ser tomada sobre a tecnologia de armazenamento mais adequada ao que se pretende (Ibrahim *et al.*, 2008).

As técnicas de armazenamento de energia são classificadas de acordo com estes critérios:

- O tipo de aplicativo (permanente ou portátil);
- Duração do armazenamento (curto ou longo prazo);
- Tipo de produção (potência máxima necessária).

As características mais relevantes para a compreensão do funcionamento dos SAEs são apresentadas em seguida (Ibrahim *et al.*, 2008; Rastler, 2010; Schoenung, 2011; Zakeri & Syri, 2015; Kousksou, 2014):

- **Capacidade de armazenamento (Potência e Energia)**

Traduz a quantidade de energia disponível no sistema de armazenamento, que pode ser designada pela sua capacidade energética nominal em Watt (W) ou em Volt-Ampere (VA) e pela sua energia armazenada nominal em Watt-hora (Wh). A capacidade de potência de um sistema designa a potência máxima que este é capaz de introduzir numa rede elétrica em condições normais de operação. A capacidade energética nominal e a quantidade máxima

de energia que o sistema fornece a carga sem ser recarregado. Em condições de carga ou descarga rápida, a eficiência é reduzida e a energia recuperável pode ser muito menor que a capacidade de armazenamento. Por outra, a descarga automática é o fator simplificador em regime muito lento (Figura 3.1).

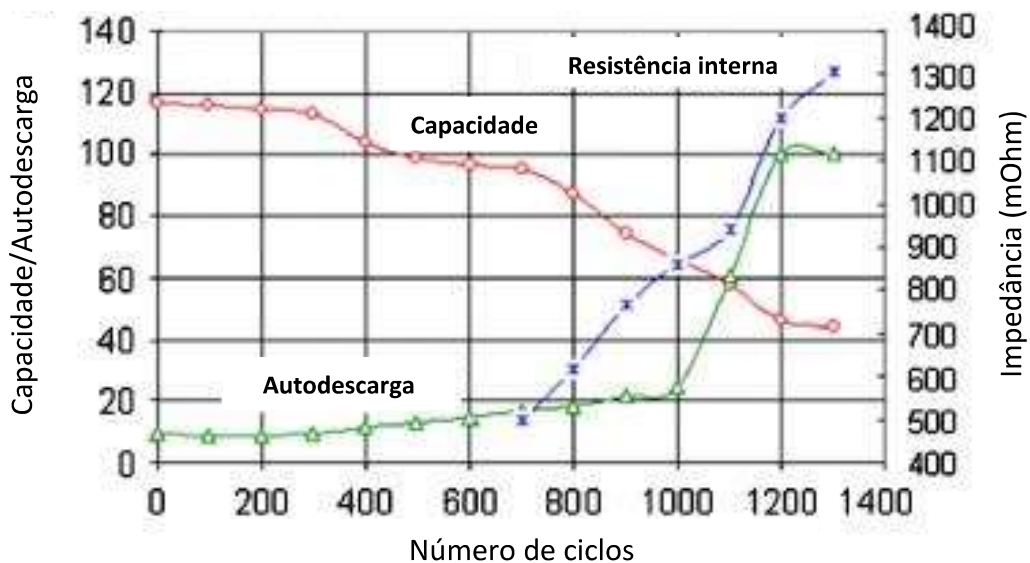


Figura 3. 1 - Representação da variação da capacidade energética, auto descarga e de resistência interna de uma bateria de níquel-hidreto metálico (6V, 950mA) com o número de ciclos (Ibrahim et al., 2008).

- **Densidade de energia e potência**

A densidade de energia e potência é uma propriedade a considerar no SAE, em função as limitações dos sistemas no que se refere ao peso e espaço da sua localização na rede de distribuição. A densidade de potência é a quantidade de potência que um SAE pode fornecer com um determinado volume (W/m^3) ou massa (W/kg). Desse modo, a densidade de energia é a quantidade de energia que pode ser armazenada num sistema com um determinado Wh/m^3 ou Wh/kg .

- **Profundidade da descarga ou taxa de transmissão de energia**

A saída ou descarga de energia pode ser um fator limitante chamado taxa de transmissão de energia. Essa taxa de entrega, define o tempo necessário para extrair a energia armazenada, que é a energia que está disponível para entrega nos horários de pico. É definido por percentagem, onde 0% significa que não houve descarga e 100% uma descarga total do sistema.

- **Tempo de descarga e autodescarga**

É a duração da descarga de potência máxima, isto é, o tempo total que o sistema está preparado para descarregar à sua potencia nominal, em horas (h). (Ver equação Eq. 3.1), tendo em conta a profundidade da descarga e as condições operacionais do sistema, a

potência constante ou não. É uma característica para ajustar o sistema para determinadas aplicações.

$$T(s) = \frac{W_{st}}{P_{m\acute{a}x}}, \quad \text{Eq. 3.1.}$$

Por outro lado, a autodescarga é definida como a energia que inicialmente foi armazenada e que se dissipou durante um determinado período sem uso.

- **Tempo de resposta**

O tempo de resposta de um SAE é o tempo imprescindível para ocorrer mudanças no sistema (sem ação/descarga ou carga à potência nominal do sistema). À velocidade com que a energia deve ser liberada ou absorvida têm requisitos rigorosos. Em algumas aplicações, o tempo atinge alguns milissegundos e às vezes pode ser o tempo máximo de resposta aceitável.

- **Custos de investimento e manutenção**

Um sistema de armazenamento é um investimento interessante quando os ganhos totais excedem as despesas totais. O custo de investimento ($C_{\text{investimento}}$), em euros (€), numa solução tecnológica de armazenamento de energia descentralizada é o custo conjunto da tecnologia de armazenamento ($C_{\text{tecnologia}}$) e da sua interface com a rede ($C_{\text{interface}}$), tendo em conta também os custos de instalação do sistema e de interligação com a rede elétrica.

O custo da tecnologia é o componente com maior destaque no custo de investimento total, tendo em conta também o custo da eletrônica de potência envolvida, em particular o subsistema de conversores de potência. A expressão do custo de investimento é apresentado em seguida (ver equação Eq. 3.2).

$$C_{\text{investimento}}(\text{€}) = C_{\text{tecnologia}}(\text{€}) + C_{\text{interface}}(\text{€}), \quad \text{Eq. 3.2.}$$

O custo da interface com a rede elétrica é proporcional à capacidade de potência do sistema (ver equação Eq. 3.3) (Schoenung, 2011).

$$C_{\text{interface}}(\text{€}) = C_{u_{\text{tecnologia}}}(\text{€/kW}) \times P_{\text{sistema}}(\text{kW}), \quad \text{Eq. 3.3.}$$

O custo da tecnologia de armazenamento de energia é proporcional à capacidade energética (ver equação Eq. 3.4) (Schoenung, 2011).

$$C_{\text{tecnologia}}(\text{€}) = C_{u_{\text{energia}}}(\text{€/kWh}) \times W_{\text{sistema}}(\text{kWh}), \quad \text{Eq. 3.4.}$$

Conhecendo as respetivas componentes do custo de investimento é indispensável para efeitos comparativos, calcular o custo de investimento no sistema (C_{sistema}) em função da capacidade de potência (ver equação Eq. 3.5) ou da capacidade de energia (ver equação Eq. 3.6) (Schoenung, 2011).

$$C_{\text{sistema}}(\text{€/kW}) = C_{\text{investimento}}(\text{€})/P_{\text{sistema}}(\text{kW}), \quad \text{Eq. 3.5.}$$

$$C_{energia}(\text{€/kWh}) = C_{investimento}(\text{€})/W_{sistema}(\text{kWh}), \quad \text{Eq. 3.6.}$$

Por outro lado, o custo de manutenção em qualquer SAE é fundamental. Isto é, nos sistemas de armazenamento de energia descentralizados 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).

- **Autonomia**

Apresenta o tempo máximo que o sistema pode injetar a energia continuamente. Autonomia, define-se como sendo o quociente entre a capacidade de energia (energia restaurável) e a potência máxima de descarga (ver equação Eq. 3.7). A autonomia de um sistema depende relativamente do tipo de armazenamento. É importante salientar que para pequenos sistemas em uma área isolada que depende de energia renovável intermitente, a autonomia é um critério crucial.

$$a = \frac{W_{ut}}{P_d}, \quad \text{Eq. 3.7.}$$

- **Durabilidade (capacidade de ciclo)**

Descreve o número de vezes que a unidade de armazenamento pode processar o nível de energia para o qual foi projetada após cada recarga, indica o número máximo de ciclos N (um ciclo corresponde a uma carga e uma descarga). Por outro lado, todos os sistemas de armazenamento estão sujeitos a fadiga ou desgaste por uso. Posto isso, esta é geralmente a principal causa do envelhecimento, antes da degradação térmica. Entretanto, os processos reais de fadiga são atualmente complexos e a capacidade de ciclo relativamente é bem definida. Isto é, está justamente ligada à amplitude dos ciclos (Figura 3.2) e ao estado médio da carga. Da mesma forma, os ciclos em geral ocorrem com bastante variação, por esta razão a quantificação de N é delicada e os valores dados representam ordens de magnitude.

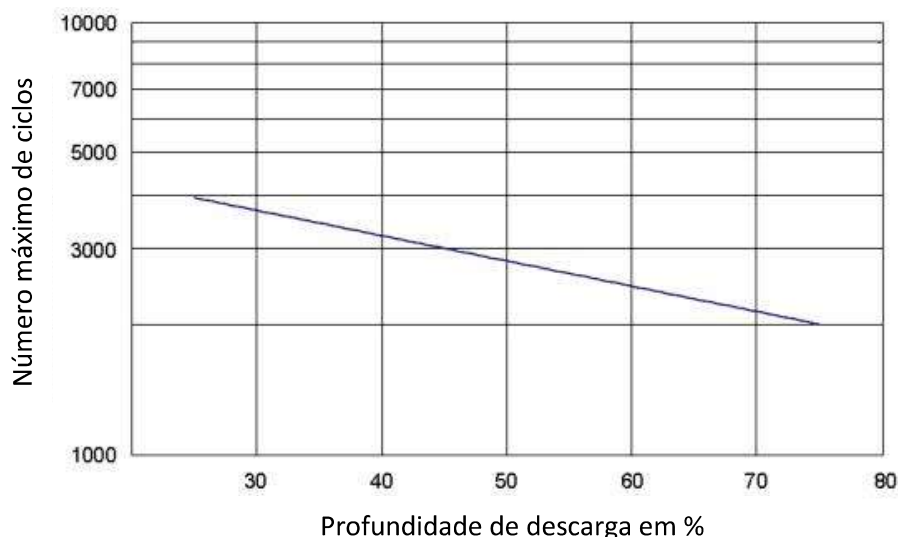


Figura 3. 2 - Evolução da capacidade de ciclagem em função da profundidade de descarga de uma bateria de chumbo-ácido (Ibrahim et al., 2008).

- **Eficiência**

A quantidade de energia elétrica que o sistema consegue fornecer por cada unidade de energia que absorve entende-se como eficiência de um SAE (η_{sistema}). Esta é constituída por duas componentes: a eficiência da tecnologia de armazenamento ($\eta_{\text{tecnologia}}$) e a eficiência da interface com a rede elétrica ($\eta_{\text{interface}}$) (ver equação Eq. 3.8).

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{tecnologia}} \times \eta_{\text{interface}}, \quad \text{Eq. 3.8.}$$

Entretanto, os sistemas têm perdas de carga, sem carga e com descarga automática. A eficiência baseia-se em um ou mais ciclos realistas para uma aplicação específica. A energia instantânea é um fator que indica à eficiência. Todavia, para que o sistema de armazenamento seja relativamente competitivo, ele deve ter uma boa eficiência geral. Por essa razão, para uma operação ideal, a cadeia de transferência de energia deve ter perdas limitadas em termos de transferência de energia e auto descarga. Essa medida de conservação de energia é um elemento importante para aplicações diárias de nivelar a carga da rede. A Figura 3.3 apresenta de maneira simplista a existência de um tempo de descarga ideal e máxima eficiência.

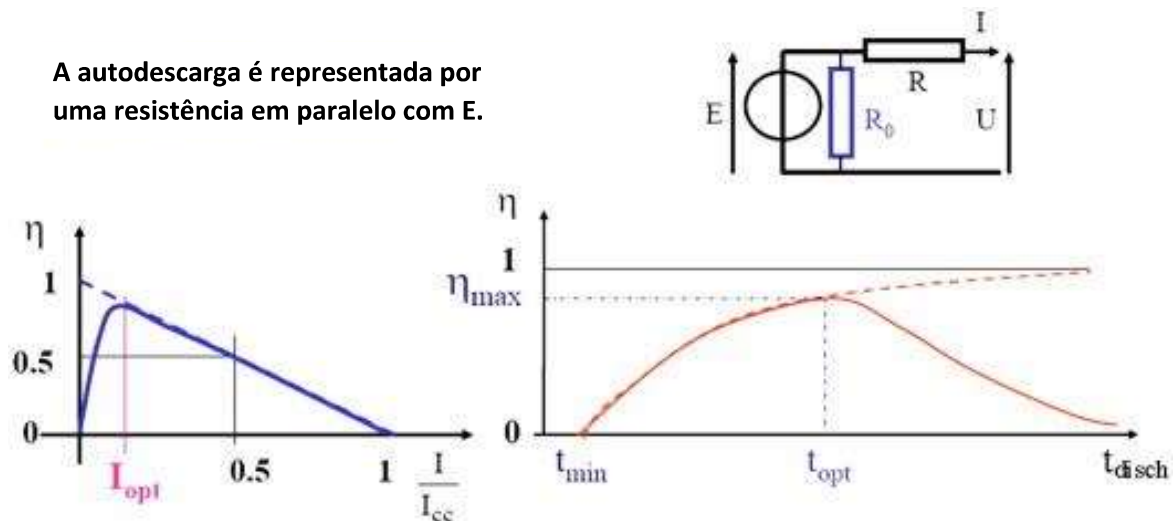


Figura 3. 3 - Representa o gráfico do efeito da descarga de corrente ou tempo, bem como o efeito de auto-descarga na eficiência do acumulador eletroquímico. As linhas tracejadas correspondem a um modelo sem resistência à auto-descarga (I : fonte de corrente, I_{cc} : corrente de curto-circuito) (Ibrahim et al., 2008).

Em sistemas de armazenamento reais, os resultados são complexos, pois os elementos da ilustração variam com o ponto de operação e, principalmente, com o estado da carga (Figura 3.4).

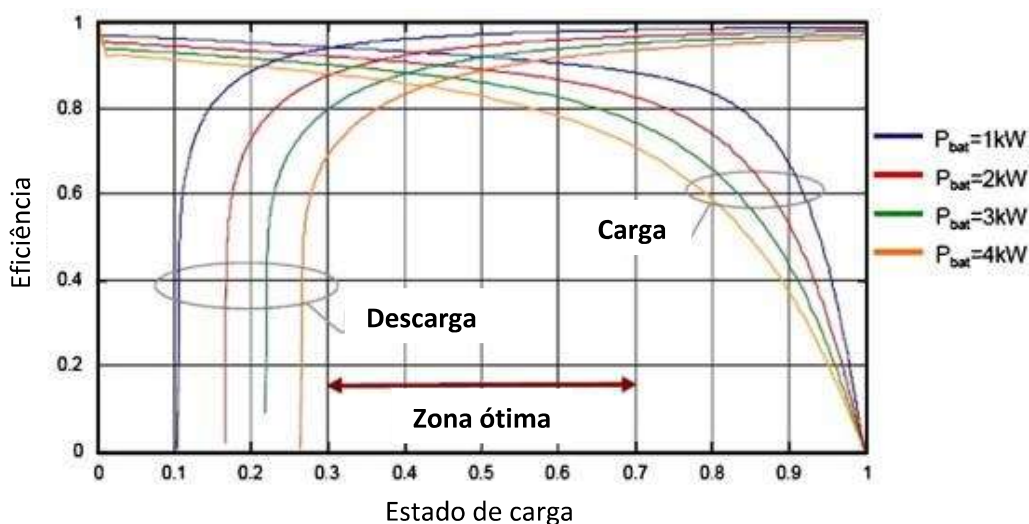


Figura 3. 4 - Eficiência energética de uma bateria de 48V-310Ah (15kWh/10h descarga) (Ibrahim et al., 2008).

- **Equipamento de monitoramento e controle**

Estes equipamentos, tanto na qualidade quanto na segurança dos níveis de armazenamento, têm repercussões na acessibilidade e disponibilidade da energia armazenada. Em particular estão associados à segurança (explosões, desperdícios, rutura de um volante, etc.) ou outras condições operacionais (temperatura, pressão, etc.), por esta razão, são capazes de influenciar a escolha de uma tecnologia de armazenamento em função das necessidades de energia.

- **Confiabilidade e aspeto ambiental**

A confiabilidade do sistema de armazenamento é sempre um fator importante, pois é uma garantia do serviço em funcionamento. Sendo que o aspeto ambiental do produto (materiais recicláveis) é um forte argumento de vendas. Por exemplo, nos países nórdicos (Suécia, Noruega), uma parte da população prefere pagar mais por energia limpa do que continuar poluindo o país. Essa é uma dimensão que não deve, portanto, ser negligenciada.

3.2 Tipos de tecnologias de armazenamento de energia elétrica

A energia elétrica tornou-se a forma mais fácil e disponível, devido a sua produtividade em questões industriais, ficando apenas em segundo lugar depois do petróleo. Tendo em conta que a produção de eletricidade é fortemente centralizada, as centrais de energias elétrica estão localizadas longe dos consumidores. O nível de carga da grade é de acordo na previsão de uso diário, aplica-se técnicas históricas. Em casos onde a produção de energia não é suficiente, centrais de energia de pico, como turbinas a gás e sistemas hidroelétricos, geralmente são implantadas para suprir a falta (IEA, 2014).

A energia descentralizada aplicada com a alta penetração da geração de energia renovável intermitente (eólica, solar e das marés), tendo em conta a oscilação na oferta e procura nos

sistemas de grade resultou em maior dificuldade de estabilizar a rede de energia. O armazenamento de energia elétrica tornou-se indispensável por causa dos fatores acima mencionados. Para armazenar a energia é necessário converter em forma de energia mais estável, podendo transformá-la de volta quando é necessário. As tecnologias que podem ser usadas para converter eletricidade em outras formas de energias são: armazenamento de energia mecânica, química e eletroquímica (armazenamento de energia do supercondensador e bateria) (Suberu *et al.*, 2014).

3.2.1 Armazenamento de Energia Mecânica (AEM)

Caracterizados por sistemas eletromecânicos que convertem energia elétrica em formas de energia armazenáveis. Por tanto, do ponto de vista tecnológico, os sistemas de armazenamento mecânico consistem em: volante, hidroelétrica bombeada, módulo de energia de gravidade e ar comprimido (Faisal *et al.*, 2018).

3.2.1.1 Armazenamento de energia em volante (AEV)

O volante armazena energia em um sistema de rotação. De acordo com a inércia e a velocidade da massa em rotação, uma parte da quantidade de energia cinética é armazenada como energia rotacional. Para eliminar a perda de atrito do ar coloca-se o volante dentro de uma contenção de vácuo e suspenso por rolamentos para uma operação segura. A energia cinética é movida para dentro e para fora do volante com uma máquina elétrica que pode funcionar como motor ou gerador, que depende do ângulo de carga (ângulo de fase). Quando opera com motor, a energia elétrica fornecida ao enrolamento do estator é transformada em torque e aplicada ao rotor, fazendo com que ele gire rápido e ganhe energia cinética. Deste modo gerador, a energia cinética armazenada no rotor aplica um torque, que é convertido em energia elétrica (Aneke & Wang, 2016). A Figura 3.5 mostra o diagrama de um sistema de volante com suas partes. Sendo um dispositivo de armazenamento de energia, o volante opera no modo de carga e descarga.

A tecnologia é promissora devido à sua longevidade de 20 anos, ciclo de vida estendido e alta eficiência na faixa de 90-95%. Os Volantes têm sido utilizados para manter a energia por centenas de anos, são utilizados para fontes de alimentação contínuas, crescimento da qualidade de energia e ajuda na vida longa útil das baterias fornecendo várias centenas de milhares de ciclos completos de carga e descarga. Geralmente, são adequados para aplicações de alta potência e curta duração em relação às suas características, que são: resposta rápida, alta potência e recarga rápida. O custo de um volante está na faixa de 800€ a 4000€/kWh, fornece rapidamente energia real e reativa, própria para equilibrar as oscilações de energia causadas por fontes de energia renováveis, transformando o dispositivo adequado para equilibrar a geração de energia variável em parques eólicos ou solares. Isto é, são importantes para estabilizar os níveis de tensão no ponto de distribuição (Mohanned *et al.*, 2019).

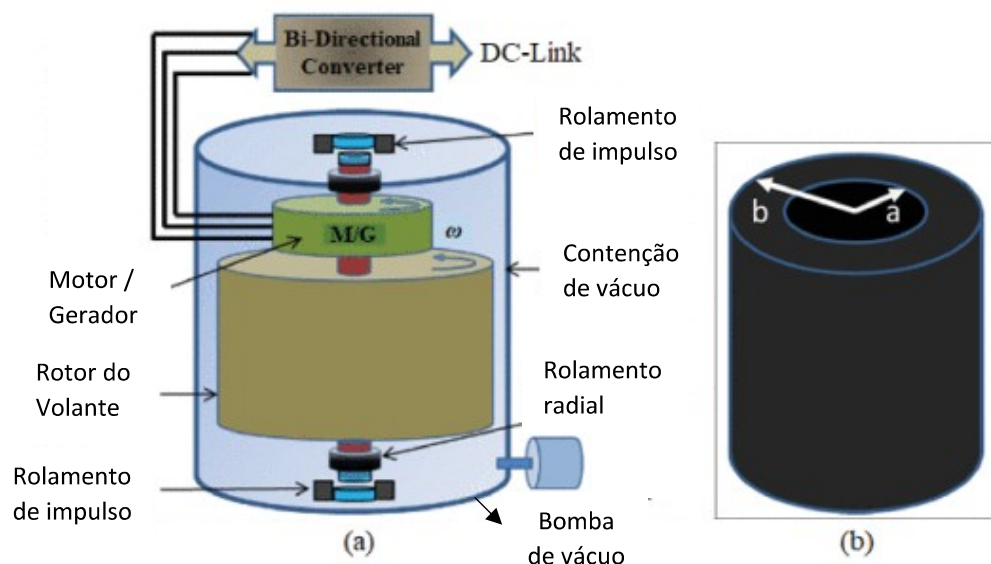


Figura 3. 5 - (a) Estrutura principal do sistema de AEV e (b) volante do cilindro oco (Faisal et al., 2018).

Os AEVs são agrupados em duas classes segundo a velocidade de rotação. Volantes de baixa velocidade são aqueles que a velocidade de rotação é inferior a 10.000rpm, ao passo que os volantes de alta velocidade têm velocidade de rotação superior a 10.000rpm. Os volantes de alta velocidade proporcionam um período mais prolongado de armazenamento com alta capacidade de potência, enquanto os volantes de baixa velocidade são o oposto. Os volantes não são apropriados para armazenamento de energia a longo prazo por causa das perdas de atrito. A existência de força de atrito diminui a eficiência do dispositivo de volante no decorrer da operação. Por exemplo, um volante pode alcançar uma eficiência instantânea de 85% após o carregamento. É capaz de descer para 78% depois de 5 h e 45% após um dia (Mahlia et al., 2014).

3.2.1.2 Armazenamento de Energia Hidroelétrica Bombeada (AEHB)

O AEHB armazena energia na forma de energia potencial de água que é bombeada de um reservatório inferior para um reservatório de nível superior. A energia elétrica tem poucas despesas nesse tipo de sistema (eletricidade fora do horário de pico) é usufruída para acionar as bombas que elevam a água do reservatório inferior para o superior. No decorrer dos períodos de alta procura de energia, a água armazenada é libertada por meio de turbinas hidroelétricas para produzir energia elétrica (Rehman et al., 2015).

Na Figura 3.6 mostra-se um sistema conceitual de (AEHB) com opções de energia solar fotovoltaica para transferir água do reservatório inferior para o superior. Esta metodologia é neste momento o meio mais acessível de armazenar grandes quantidades de energia elétrica, porém é preciso considerar os fatores críticos (custos de capital e a presença de uma geografia apropriada). O projeto das centrais de energia AEHB dependem das características do local. O mesmo tem de dispor água suficiente para considerar-se apropriado para desenvolver a planta AEHB, conforme à topografia e geologia da área (Rehman et al., 2015).

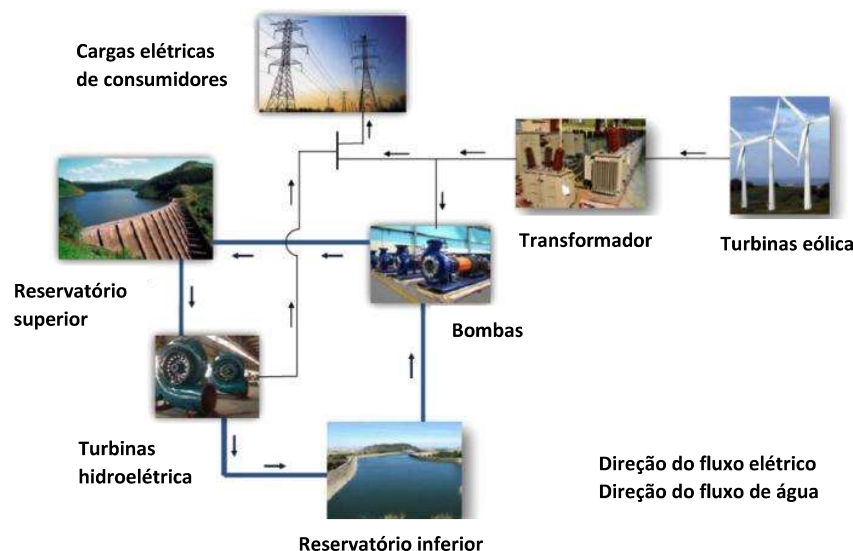


Figura 3. 6 - Sistema de armazenamento hidroelétrico bombeado baseado em energia eólica conceitual (AEHB), (Rehman et al., 2015).

O AEHB tem cerca de 90% da capacidade global de armazenamento de energia. Em 2017, havia aproximadamente 270 estações no mundo, a gerar 127GW de potência, os Estados Unidos têm 40 projetos com uma capacidade de energia acumulada de 22GWh, enquanto a UE opera aproximadamente 160 estações com uma capacidade total de 47,44GWh (AEHB puro, 24,91GWh e 22,53GWh misto). Sua eficiência está em média 65-80% (Shaqsi *et al.*, 2020).

3.2.1.3 Armazenamento de Energia Gravitacional (AEG)

Devido as limitações geológicas e da falta de água encontradas com o AEHB verificou-se alterações no conceito de hidrelétrica. Esse ajuste tem como objetivo eliminar as limitações mencionadas. Essas tecnologias dependem da gravidade nomeadas de tecnologias de armazenamento de energia por gravidade (AEG), usa-se o conceito de energia hidráulica bombeada. Um exemplo disto é a tecnologia Gravity Power Module (GPM) desenvolvida pela Gravity Power (Aneke & Wang, 2016). Conforme ilustrado na Figura 3.7, esta tecnologia usa um pistão grande que é suspenso por um eixo coberto de água profunda com vedações deslizantes que evitam o vazamentos ao redor do pistão.

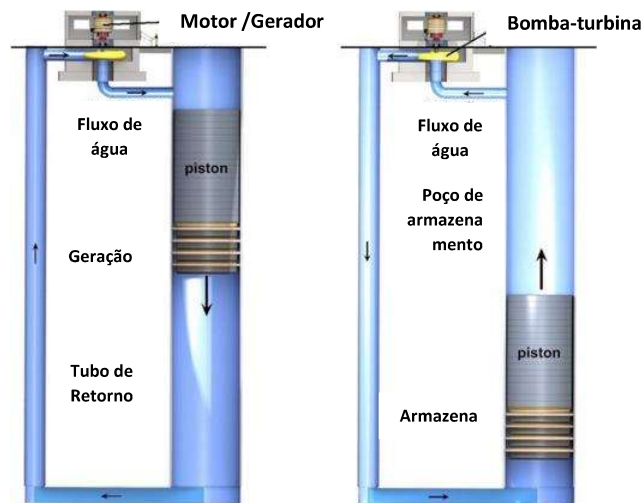


Figura 3. 7 - Módulo de potência de gravidade (GPM), (Aneke & Wang, 2016).

O sistema funciona em malha fechada, o que mostra que o poço só é coberto com água uma vez, sobretudo no início da operação. Ao longo do processo o modo de carregar, a eletricidade fora do pico é usada para ligar o motor/gerador que faz rodar a bomba para empurrar a água para baixo no tubo de retorno e para o eixo, levanta assim o pistão. O pistão é conservado na posição alta até que a energia seja suficiente durante o modo de descarga. No modo de descarga, o pistão cai empurrando a água para baixo do poço de armazenamento até o tubo de retorno e pela turbina que gira um motor/gerador para gerar eletricidade. Apesar de não existir nenhuma instalação do GPM, os desenvolvedores afirmam que pode alcançar uma eficiência de mais de 80%. Uma nova tecnologia apoia-se na concepção de vagões (sistema de trem), (Aneke & Wang, 2016).

De acordo com a Figura 3.8, o sistema funciona ao acionar a eletricidade fora do pico durante a fase de carregar para movimentar os blocos de concreto em uma ascensão, como no topo de montanhas. Os blocos são autorizados a descer sob a gravidade entre o período de pico para produzir eletricidade durante a fase de descarga. Essa tecnologia foi criada por uma empresa chamada Advanced Rail Energy Storage (ARES) que afirma que os seus sistemas podem atingir uma eficiência de 90%. Porém, eles ainda sofrem as mesmas restrições topológicas que as hidroelétricas.



Figura 3. 8 - Instalação de demonstração de armazenamento avançado de energia ferroviária (ARES)
(Aneke & Wang, 2016).

3.2.1.4 Armazenamento de Energia de Ar Comprimido (AEAC)

A concepção do sistema de AEAC é bastante trivial. O armazenamento é carregado pelo uso de compressores que aciona eletricamente, para converter a energia elétrica em energia potencial, ou mais especificamente a energia de ar comprimido. Esse ar é produzido durante o período de pico, aquecido, desenvolvido e usado em um gerador de turbina para produzir eletricidade. O diagrama do processo de um AEAC é ilustrado na figura 3.9. No que tange a planta comercial de energia armazenada a granel disponível atualmente o AEAC é a segunda para AEHB. A tecnologia foi produzida pela primeira vez na década de 1970 como um sistema de energia de pico com auxílio de carga (Mahlia *et al.*, 2014).

O AEAC é capaz de triplicar a eletricidade produzida a partir de um sistema de turbina a gás convencional com uma determinada quantidade de combustível, sendo que a compressão de ar não é necessária em cavernas subterrâneas de rocha dura e campos de gás esgotados. Este sistema tem uma eficiência estimada de 70% com durabilidade esperada de cerca de 40 anos (Kousksou *et al.*, 2014).

O sistema AEAC tem o potencial para capacidade de energia de pequena a grande escala. Entretanto, é conveniente para uma unidade de grande escala que envolve aplicações de grade para deslocamento de carga, redução de pico, tensão e controle de frequência. O tempo de resposta é alto, podem suavizar a produção de energia de centrais eólicas off-shore e on-shore. Assim, estão a atrair atenção dos setores acadêmico e industrial. O desenvolvimento recente no campo do AEAC é a aplicação de ar comprimido supercrítico ou CO₂ comprimido, o que aumentou a eficiência da planta superando os problemas dos AEAC convencionais. Um grande desafio para implementar a tecnologia AEAC em grande escala é selecionar as posições geográficas adequadas com cavernas naturais subterrâneas (Faisal *et al.*, 2018).

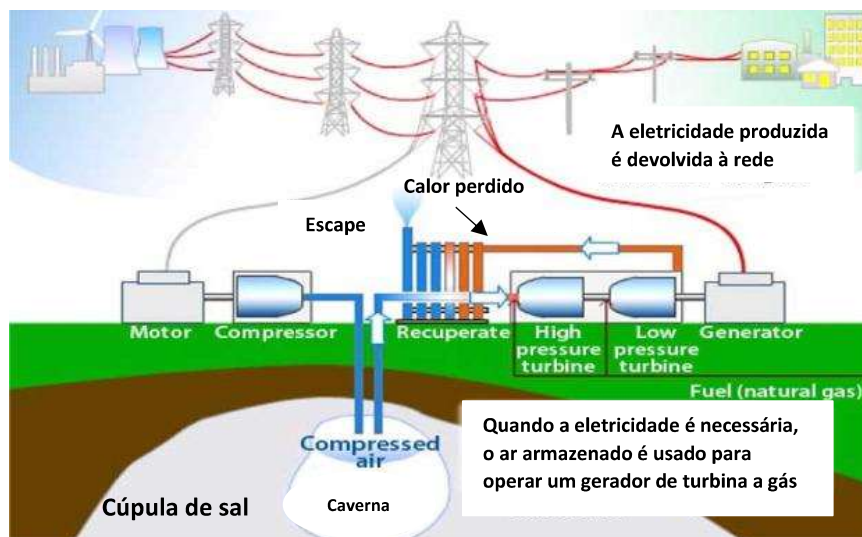


Figura 3. 9 - Diagrama de processo do AEAC (Mohanned et al., 2019).

3.2.2 Armazenamento de Energia Química (AEQ)

O sistema de AEQ abrange as tecnologias onde utiliza-se a energia elétrica para produzir compostos químicos que são capazes de armazenar e serem útil quando necessário para a geração de energia. Os compostos químicos usados como meio de armazenamento de energia tem densidade de energia mais alta do que a hidroelétrica e AEHB, e isso os torna um meio de armazenamento de energia ideal. O hidrogénio, metano, hidrocarbonetos, metanol, butanol e etanol são compostos químicos considerados para aplicação de armazenamento de energia. O butanol e o etanol são gerados sobretudo por meio da fermentação de biomassa e, portanto, não são considerados técnicas de armazenamento de energia elétrica. Entre os demais compostos listados, o hidrogénio é considerado o caminho mais curto para o composto químico a partir da eletricidade. O hidrogénio é produzido através da eletrólise da água e todos os outros compostos (isto é, metano, hidrocarbonetos e metanol) podem ser produzidos a partir do hidrogénio na presença de uma fonte de carbono como CO e CO₂ (Aneke & Wang, 2016). Presumiu-se que o hidrogénio seja um vetor importante de armazenamento de energia para explorar os benefícios da energia renovável. Verificou-se um rápido desenvolvimento de tecnologias relacionadas ao hidrogénio nas últimas décadas.

3.2.2.1 Armazenamento de Energia de Hidrogénio (AEH)

Tendo em consideração as características do hidrogénio que são: armazenável, transportável, flexível, eficiente e portador de energia limpa. O sistema de AEH é um dos armazenadores de energia química com mais reputação. Conforme mostra a Figura 3.10, ele também tem alta densidade de energia para aplicação de armazenamento de energia. A eletricidade fora de pico é usada para eletrolisar a água para produzir hidrogénio. O hidrogénio é armazenado como gás comprimido, gás liquefeito e hidretos metálicos. A seleção da tecnologia de armazenamento depende das características tecnológicas

disponíveis em termos de desempenho técnico, económico ou ambiental (Mahlia *et al.*, 2014).

No decorrer da fase de descarga, o hidrogénio armazenado é utilizado na célula de combustível ou queimado de modo direto para produzir eletricidade. Uma desvantagem no uso de hidrogénio para armazenamento de eletricidade são as perdas substanciais de energia durante um único ciclo. Tendo como exemplo, a eletrólise tem uma eficiência de 60%, o transporte e a compressão para armazenamento podem levar a outra perda de eficiência de 10%, enquanto a reconversão em eletricidade tem uma eficiência de cerca de 50% para (maior eficiência está previsto para geração de energia com base na combustão se a cogeração de calor for integrada). Assim, a viagem geral de ida e volta a eficiência pode ficar em torno de 30%. Isso é compensado pela alta densidade de armazenamento (Aneke & Wang, 2016).

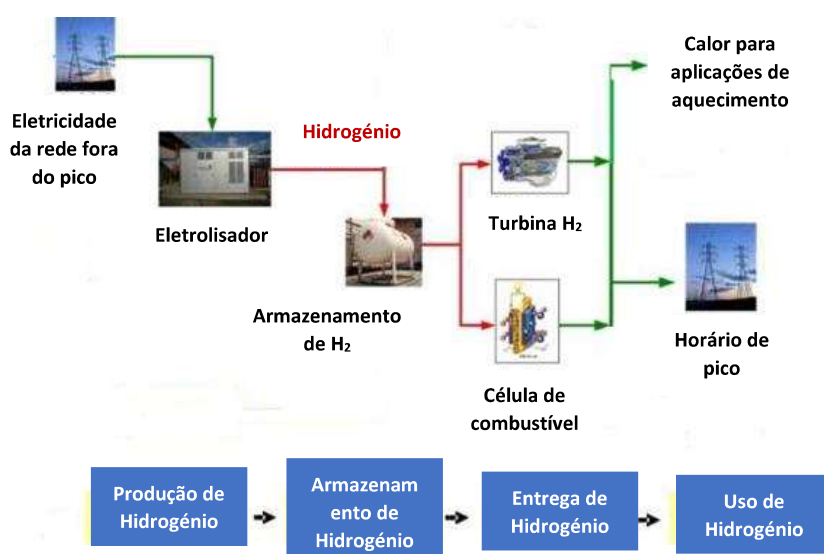


Figura 3. 10 - Processo de AEH (Aneke & Wang, 2016).

3.2.3 Armazenamento de energia eletroquímica

3.2.3.1 Armazenamento de Energia do Supercondensador (AES)

Os sistemas de AESs são caracterizados como dispositivos que armazenam a energia elétrica entre dois elétrodos condutores (condensares em série da dupla camada elétrica no seu campo eletrostático sob a forma de carga elétrica). No decorrer da sua carga, aplica-se uma tensão, cargas elétricas de igual e oposta magnitude surgem e são conservadas no exterior de cada elétrodo, que armazena assim a energia elétrica. Na descarga, o circuito exterior que liga aos terminais positivo e negativo é fechado que permite que as cargas elétricas se movimentam por esse circuito, criando corrente elétrica. Esta tecnologia não tem reações químicas, tornou-se na alternativa a um condensador clássico usado em diferentes aplicações eletrónicas e baterias em geral. Tem características de alta densidade de potência e alta potência de pico de saída; o ciclo de vida pode ser recarregado e

descarregado até milhões de vezes em comparação com a bateria convencional (Faisal et al., 2018).

A densidade de energia do AES aumentou devido ao uso de um material de alta área superficial, como o carvão ativado. A eficiência está quase na faixa de 84% a 97%. Apesar de todas essas vantagens, a tecnologia apresenta alguns inconvenientes, que incluem a alta taxa de autodescarga (até 40% ao dia) e os custos (1000€/kWh). Para superar esses desafios, o estudo em andamento concentra-se nos AESs multicamadas de baixo custo que compreendem em materiais, como carbono, grafeno ou papel. A Figura 3.11 mostra o diagrama esquemático do AES (Luo, 2015).

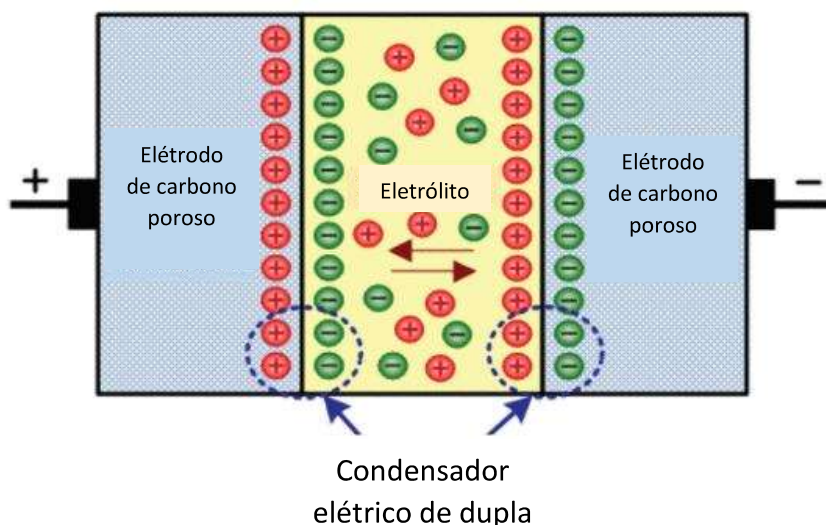


Figura 3. 11 - O sistema de armazenamento de supercondensador (Faisal et al., 2018).

3.2.3.2 Sistema de Armazenamento de Bateria (SAB)

Todos os sistemas de bateria são agrupados em primário (não recarregáveis) e secundárias (recarregáveis). A bateria recarregável é o mais antigo dispositivo de armazenamento de energia elétrica, que armazena eletricidade como energia química. É um dispositivo eletroquímico com a capacidade de transferir energia, na forma de energia elétrica e utiliza a energia química gerada por reações eletroquímicas. Em termos gerais, o primeiro dispositivo eletroquímico composto por bateria foi a pilha de volta construída há mais de dois séculos, estão disponíveis comercialmente há mais de um século. Eles são dispositivos eficientes para armazenar energia elétrica e, portanto, usados extensivamente para uma ampla gama de aplicações, que inclui transporte, portátil, móvel, bem como energia de reserva estacionária. As tecnologias de sistema de baterias são os dispositivos de armazenamento de energia mais difundido para a aplicação do sistema de energia. Além da rede elétrica, sua aplicação de armazenamento de energia atende setores como veículos elétricos híbridos, missões marítimas e submarinas, operação aeroespacial, sistemas eletrônicos portáteis e sistemas de rede sem fio. As baterias apresentam-se em diferentes variedades, depende da sua aplicação (Gür, 2018).

Surgiram nos últimos tempos variedades de designs inovadores de SAB para diferentes aplicações, no entanto, novos projetos são ajustados para aumentar os recursos específicos, como densidade de energia, eficiência, profundidade de descarga, vida útil, autodescarga e temperatura de operação do sistema. Ao passo que algumas baterias são caracterizadas com maturidade tecnológica e muitas outras estão em estágio prematuro. Uma investigação mais aprofundada sobre a viabilidade técnica e econômica das baterias em diferentes áreas de aplicações é uma parte notável da área contínua de esforços de pesquisa em indústrias e instituições acadêmicas. As reduções de custos, e também o aumento na capacidade de armazenamento de energia elétrica. As baterias tornaram-se alvo importante dos pesquisadores para alcançar vantagens futuras previstas e aplicações substanciais na rede de energia elétrica. São usados em energia renovável para equilibrar a geração e o consumo de energia, eles fornecem integração de rede de energia renovável sem dificuldade, que reduz a inconsistência na produção de energia, bem como armazenamento de energia gerada no período de pico para descarga fora dos horários de pico (Mohanned *et al.*, 2019).

3.2.3.2.1 Bateria de Enxofre de sódio (NaS)

A bateria de NaS compõe-se com enxofre fundido no eletrodo positivo e sódio no eletrodo negativo insulados por um eletrólito sólido de cerâmica de beta alumina conforme mostra a Figura 3.12. O eletrólito liberta apenas os íons de sódio positivos que atravessam por ele e combinem-se com o enxofre para formar polissulfetos de sódio. Os íons positivos de sódio fluem através do eletrólito e elétron que correm no circuito externo da bateria. O mecanismo reverso ocorre quando a bateria é recarregada. A bateria mantém-se na faixa de cerca de 300-350°C para autorizar este processo. Esta tecnologia é amplamente aplicável para nivelar a carga, minimizar a queda de tensão e estabilizar a geração de energia renovável (Faisal *et al.*, 2018).

A capacidade de proporcionar alta densidade de energia (150-170kWh/m³) indica o seu potencial, melhor eficiência energética (>85%), capacidade de ciclo longo (2500 ciclos com profundidade de descarga de 90%), capacidade de armazenamento de energia aprimorada e longo período de alta (cerca de 6h), fornece uma resposta rápida e precisa, o torna útil para aplicações na regulação da quantidade da rede elétrica, econômico com baixo custo de manutenção, material de construção acessível e também reciclável. As desvantagens da bateria (NaS) são o alto custo de produção, alta temperatura operacional e alto risco operacional por causa do uso de sódio metálico que é combustível se exposto à água (Aneke & Wang, 2016).

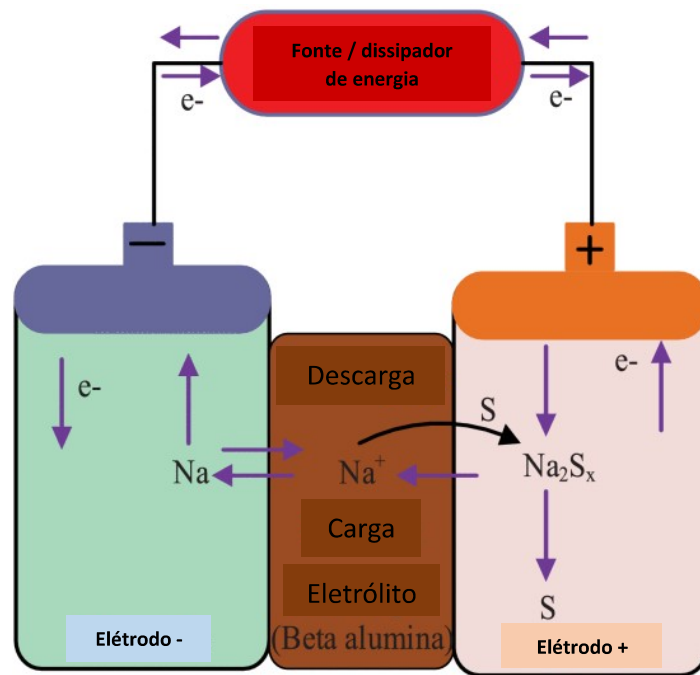


Figura 3. 12 - Bateria NaS (Faisal et al., 2018).

3.2.3.2.2 Bateria de cloreto de sódio e níquel (NaNiCl₂)

As baterias NaNiCl₂ são equipamentos de alta temperatura, assim como às de NaS. O seu funcionamento é na faixa de temperatura normal de 270-350°C e foram desenvolvidos para aplicação em veículos elétricos (EV) e veículos elétricos híbridos (HEV). Durante a fase de carregamento, o sal (NaCl) e o níquel (Ni) são convertidos em dicloreto de níquel (NiCl₂) e sódio fundido (Na). Esta reação química é revertida durante a fase de descarga (ver Eq. 2.9). Uma vantagem do processo é que nenhuma reação colateral ocorre (Aneke & Wang, 2016).



A bateria utiliza um material de parede feito de cerâmica como eletrólito. O eletrólito ajuda a soltar os eletrodos uns dos outros e também conduz apenas (Na⁺), mas isola os elétrons. A reação só obterá resultado na existência de um circuito externo que permite o escoamento de elétron de igual valor ao Na⁺. O cátodo sólido poroso de NiCl₂ é saturado com um sal condutor de Na⁺ (NaAlCl₄) que fornece um caminho condutor entre a parede interna do separador e a zona de reação como demonstra a Figura 3.13 (Aneke & Wang, 2016).

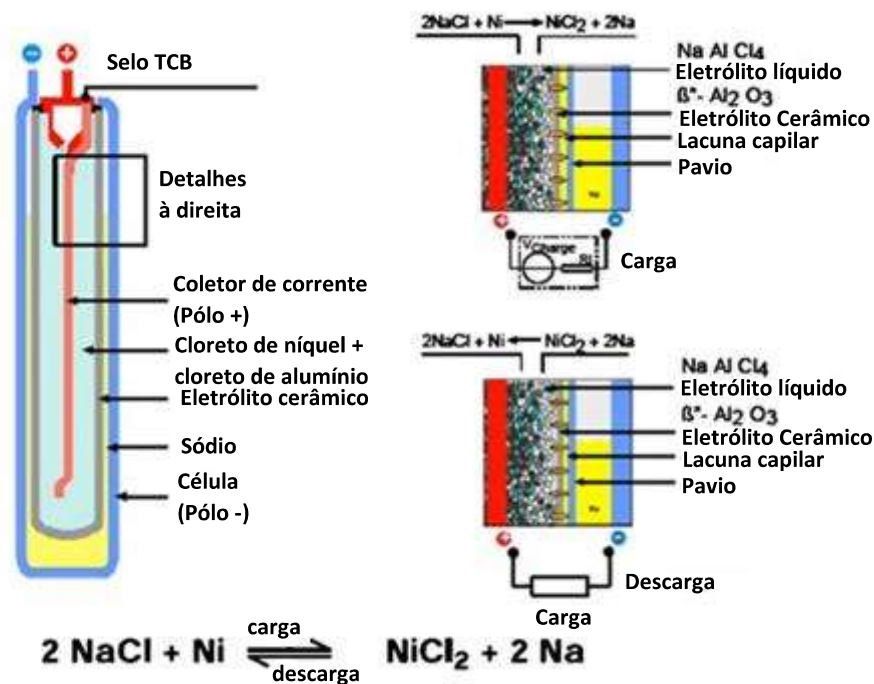


Figura 3. 13 - Bateria de cloreto de sódio e níquel (Aneke & Wang, 2016).

3.2.3.2.3 Bateria de fluxo - Bateria Vanádio Redox (BVR)

A bateria de redução e oxidação de vanádio (BVR) fazem parte do grupo de baterias conhecidas como baterias de fluxo, sendo uma tecnologia promissora que foi lançada no início dos anos 1980. Este é caracterizado como bateria em que um ou ambos os materiais ativos estão na solução eletrolítica o tempo todo. A tecnologia de BVR baseia-se na reação redox de diferentes formas iônicas de vanádio (ver Figura 3.14). Este é caracterizado como bateria em que um ou ambos os materiais ativos estão na solução eletrolítica o tempo todo. A tecnologia de BVR baseia-se na reação redox de diferentes formas iônicas de vanádio (ver Figura 3.14). Sua vantagem relativamente a baterias convencionais é que projeta o sistema com a energia ideal e propriedades de entrega sem a necessidade de maximizar a densidade de energia. Que é possível de acordo com a separação entre a potência e a necessidade de energia. Além disso, atinge um desempenho estável e durável, uma vez que os elétrodos não sofrem alterações físicas e químicas durante a operação (Gür, 2018).

Durante a fase de descarga, as reações são revertidas, o que liberta a energia química armazenada em energia elétrica. A BVR atinge uma eficiência de cerca de 85%, baixo custo de manutenção, tolerância a sobrecarga e capacidade de carga profunda sem afetar o ciclo de vida. Por outro lado, a necessidade de bombas, sensores, gerenciamento de energia e contenção secundária os torna inadequados para aplicações de armazenamento de energia em pequena escala (Mahlia, 2014).

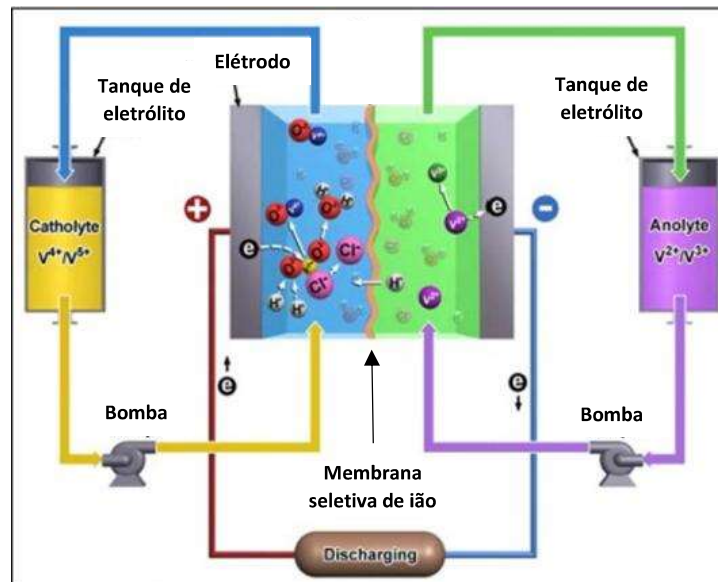


Figura 3. 14 - Princípios da BVR (Aneke & Wang, 2016).

3.2.3.2.4 Bateria de fluxo - bateria de bromo de zinco (ZnBr)

As baterias (ZnBr) pertencem ao grupo das baterias de fluxo. São constituídas por duas superfícies de eletrodo e dois fluxos de eletrólitos isolados por um filme microporoso. Os eletrólitos são resultados líquidos de bromo de zinco. O eletrólito positivo chama-se católito, sendo que o negativo é o ânólito. No decorrer da operação de carregamento, utiliza-se a eletricidade fora do pico para introduzir no sistema, o que resulta na deposição de zinco no eletrodo negativo, enquanto o bromo é formado no eletrodo positivo. Os íons zinco e bromo migram para o eletrólito oposto através do separador microporoso a fim de alcançar a equalização de carga. Os eletrodos são compostos de plástico de carbono bipolar devido à natureza corrosiva do bromo. A Figura 3.15 mostra o diagrama esquemático da bateria ZnBr (Aneke & Wang, 2016).

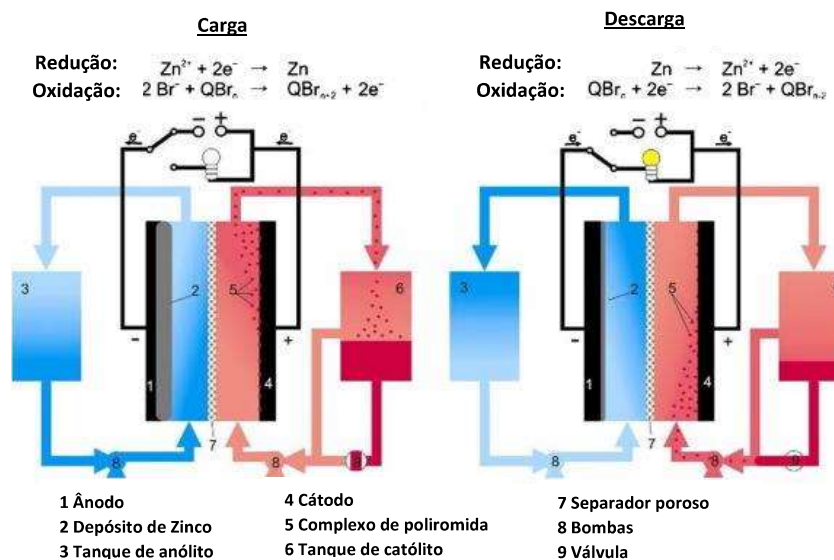


Figura 3. 15 - Configuração da célula ZnBr (Aneke & Wang, 2016).

3.2.3.2.5 Bateria de Zinco Ar (Zn-Air)

As baterias Zn-Air primárias foram comercializadas há mais de meio século e esta tecnologia tem sido amplamente empregada em aparelhos auditivos, dispositivos médicos, telecomunicações e outras aplicações. A Figura 3.16 apresenta o princípio de funcionamento da bateria de Zn-Air. São caracterizadas por utilizar um metal eletropositivo em um par eletroquímico com oxigênio do ar para gerar eletricidade. Quando o eletrodo de ar é descarregado com a ajuda de catalisadores que produzem íons hidroxila no eletrólito líquido a bateria fornece eletricidade. Esse processo retrocede ao recarregar a bateria e o oxigênio é libertado no eletrodo de ar. O zinco é um material não tóxico, abundante em terra e relativamente barato, e é estável à corrosão em soluções aquosas e alcalinas. As baterias Zn-Air são leves, têm baixo custo, oferecem uma alternativa competitiva, segura e econômica. O principal desafio com o desenvolvimento desta bateria é evitar os impactos de dióxido de carbono do ar no eletrólito e no cátodo, bem como evitar a formação de dendrito Zn (Gür, 2018).

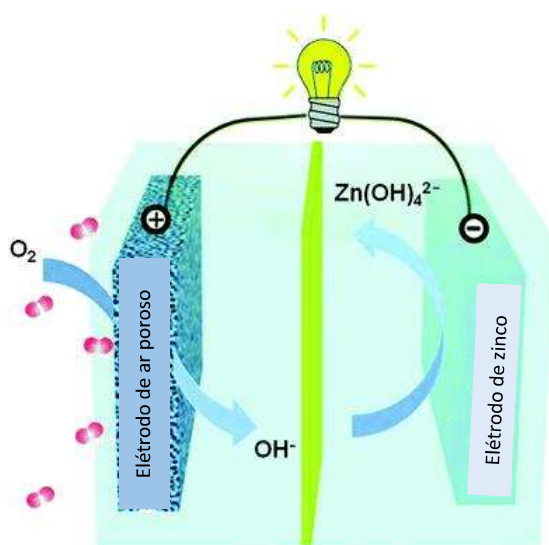


Figura 3. 16 - Operação com bateria Zn-Air (Gür, 2018).

3.2.3.2.6 Bateria de Chumbo ácido (PbO₂)

A bateria PbO₂ compreende um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo esponja, são isolados com um material microporoso submerso em um eletrólito de ácido sulfúrico aquoso (contido em uma caixa de plástico). Tem uma tensão nominal de 2V, densidade de energia de cerca de 30Wh/kg e densidade de energia de cerca de 150W/kg. Sua autodescarga é baixa, eficiência energética está na faixa de 85% a 90%, baixas despesas de manutenção e investimento. A Figura 3.17 ilustra o modo de funcionamento da bateria PbO₂. Esta bateria recarregável é a mais antiga para o uso doméstico e comercial. É restrito para aplicação comercial devido ao desenvolvimento de outras baterias de alta eficiência e alta densidade de energia. O PbO₂ também é utilizado em algumas aplicações através do baixo custo, confiabilidade, nível de maturidade em tecnologia, vida útil prolongada e resposta rápida (Aneke & Wang, 2016).

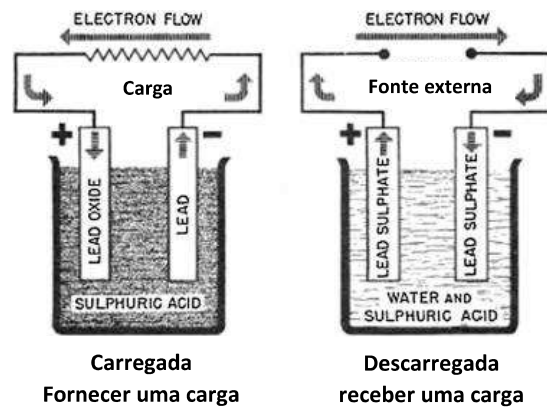


Figura 3. 17 - Bateria de PbO_2 (Aneke & Wang, 2016).

3.2.3.2.7 Bateria de Ião de Lítio (Li-Ion)

Esta tecnologia de SAE cresceu mais rápido nos últimos anos, apesar de terem sido comercializadas pela primeira vez na década de 1990. Um dispositivo de Li-Ion armazena energia na escala de megawatts. O avanço significativo desta tecnologia aumenta os níveis de capacidade de armazenamento, alta eficiência (>90%), alta densidade de energia, tempo de resposta rápido (em milissegundos) e taxa de auto-descarga atrativa (5% por montagem). A Figura 3.18 mostra o esquema da bateria de Li-Ion junto com o método de carga e descarga. As baterias de Li-Ion são adequadas para aplicações de alta temperatura, têm alta densidade de energia gravimétrica, eficiência aprimorada (90% - 95%), capacidade de alta potência (nove vezes em relação à potência nominal), vida útil estendida (de aproximadamente 20 anos), operação de ciclo prolongado (8000 ciclos completos) e uma ampla faixa de temperatura. Assim, essa tecnologia tem-se tornado cada vez mais popular devido ao seu tamanho pequeno, peso leve e potencial (Faisal *et al.*, 2018).

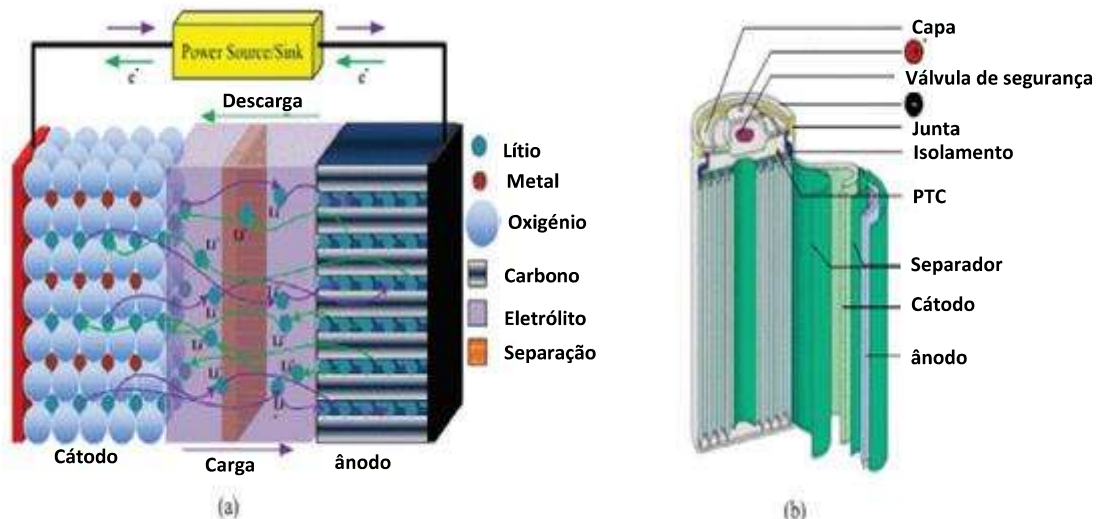


Figura 3. 18 - (a) Método de carregamento e descarregamento da bateria de Li-Ion e (b) o respectivo esquema da bateria (Faisal *et al.*, 2018).

3.2.3.2.8 Bateria de Níquel Cádmio (NiCd)

A bateria NiCd utiliza oxi-hidróxido de níquel e cádmio metálico como eletrodos. Foi a bateria recarregável mais desenvolvida a base de níquel nos anos 90. As principais características são: recarga rápida, ciclo de vida longo, taxas de descarga profundas sem danos ou perda de capacidade, a eficiência energética está na faixa de 65% a 85% e atingem cerca de 3000 ciclos. No entanto, sua aplicação é limitada pelo custo (custam 10 vezes mais do que o chumbo-ácido) e a toxicidade do cádmio representa uma preocupação ambiental (Aneke & Wang, 2016).

3.3 Resumo das principais características das tecnologias de armazenamento de energia

Os SAEs em micro redes têm muitas considerações importantes, tais como: manutenção eficiente, interfaces eletrônicas de energia, carga e descarga, mecanismo de conversão de energia, confiabilidade e proteção contra perigos são os principais problemas para o desenvolvimento do SAE em aplicações em micro redes. A Figura 3.19 representa o impacto de um SAE em uma rede de sistema de potência (Faisal *et al.*, 2018).

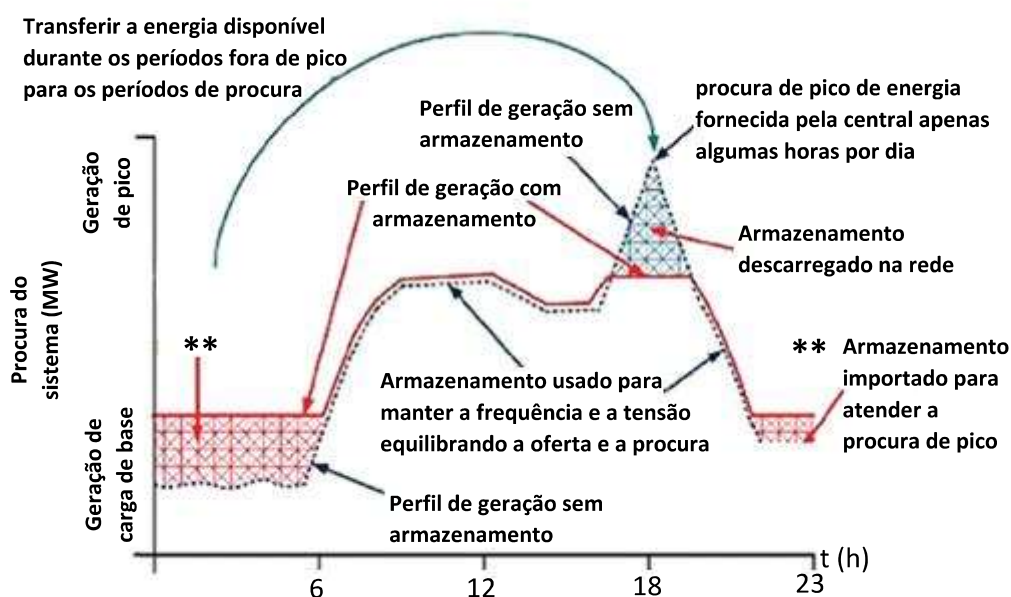


Figura 3. 19 - Perfil de procura de carga com SAE (Faisal *et al.*, 2018).

Os sistemas de armazenamento utilizados para armazenar a energia possuem diferentes saídas de energia, (ver Figura 3.20). O armazenamento de eletricidade em grande escala está a destacar-se, sendo o foco de atenção no ramo da energia. Isso deve-se à difusão do interesse em integrar a energia renovável intermitente, principalmente a solar e a eólica, no setor de energia.

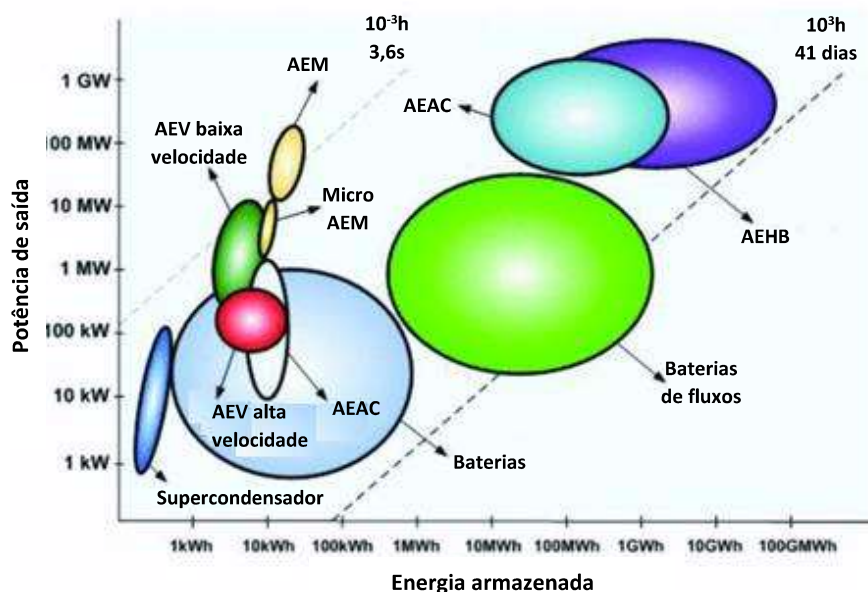


Figura 3. 20 - Potência de saída de diferentes SAE (Mohanned et al., 2019).

Os SAEs por outro lado também são classificados em sistemas de pequena e grande escala, com base nos tempos de descarga e capacidades de energia (Figura 3.21). Em grande escala os SAEs têm uma capacidade de energia de dezenas a centenas de MW e destinam-se com a finalidade de armazenamento de longo prazo (Carneiro et al., 2019).

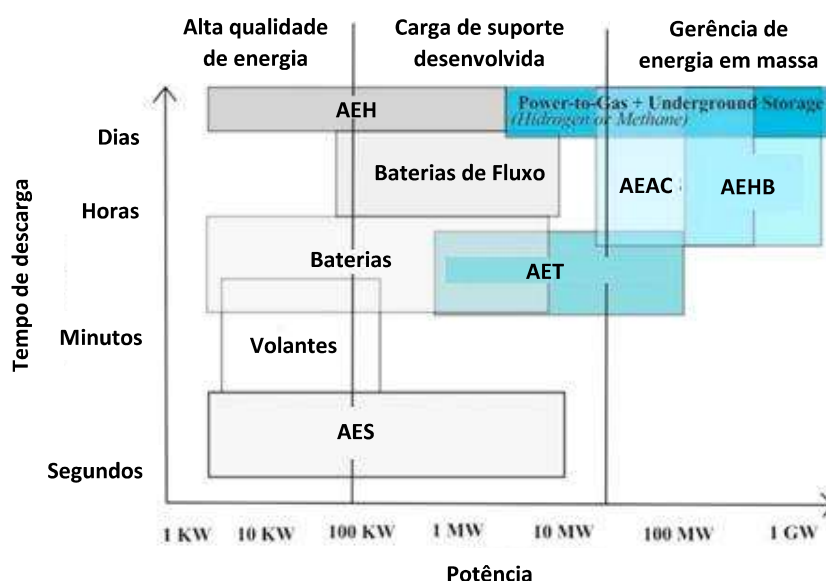


Figura 3. 21 - Classificação de tecnologias de armazenamento elétrico de acordo com o tempo de descarga e capacidade de energia (Carneiro et al., 2019).

As várias tecnologias disponíveis de armazenamento de energia mostram faixas amplamente variadas de parâmetros e desempenhos. Entre outros aspetos, são detalhadas as principais tecnologias e as características mais relevantes, para obter uma visão geral das principais características das tecnologias de armazenamento de energia apresentadas, e as diferenças entre elas de forma abrangente (ver Tabela 3.1 e Tabela 3.2).

Tabela 3. 1 - Parâmetros de características dos SAEs (Gür, 2018; Hannan *et al.*, 2017; AL Shaqsi *et al.*, 2020).

Tecnologia	Custo capital (€/kWh)	Classificação de potência (MW)	Tempo de descarga	Vida útil (anos)	Eficiência (%)
AEHB	5-80	100-2500	4-16 h	30-60	70-85
AEAC	3-5; 10-100	100-1000	2-30 h	20-40	40-70
AEV	800-12000	0,001-20	s-min	20	70-95
Li-Ion	500-3000	0,05-100	1min–8h	14-16	85-95
Pb-Acid	600-1000	0,001-100	1min–8h	6-40	80-90
NaS	200-1000	10-100	1min–8h	15-20	70-90
ZBB	450-1000	0,1-100	Horas	8-10	60-85
AES	6800	0,01-1	ms–min	8-10	80-95
AEH	35-100	0,01-100	minutos	15	25-45

Tabela 3. 2 - Parâmetros de características adicionais dos SAEs (Gür, 2018; Hannan *et al.*, 2017; AL Shaqsi *et al.*, 2020).

Tecnologia	Capacidade de ciclo	Auto-descarga (%)	Densidade de energia (Wh/kg)	Densidade de potência (W/kg)	Tempo de resposta
AEHB	75000	0	0,2-2	0,1-0,2	10s-min
AEAC	20000	0	2-6	0,2-0,6	Min
AEV	60000	1,3-100	20-80	5000	< s
Li-Ion	2500	0,1-0,3	200-400	5000	< s
Pb-Acid	750	0,1-0,3	50-80	90-700	< s
NaS	3500	0,05-20	150-300	120-160	< s
ZBB	13000	0,2	20-70	0,5-2	< s
AES	55000	20-40	10-20	80000	< s
AEH	20000	0-4	600	0,2-20	s-min

3.4 Qualidade de serviço técnica da energia elétrica

Segundo (ERSE, 2021) a qualidade de serviço técnica é a energia fornecida por um sistema elétrico que tem qualidade quando garante o funcionamento do equipamento elétrico, sem que se verifiquem alterações de desempenho significativas, que está dividida em dois vetores:

Qualidade de Serviço Comercial

- Deveres do comercializador e do operador de rede: Comunicação, resolução de problemas e questões contratuais.

Qualidade de Serviço Técnica

- Continuidade de Serviço: número e duração de interrupções,
- Qualidade de Energia Elétrica: cavas de tensão, sobretensões, frequência, valor eficaz da tensão, tremulação, desequilíbrio do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica.

Nesse trabalho é proposto um SAE para atenuar perturbações na rede elétrica tais como cavas de tensão e interrupções, que são formas de melhorar a qualidade de serviço da rede.

A cava de tensão é definida como a perturbação do fornecimento de energia elétrica, caracterizada pela diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 5% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo (ver Figura 3.22). Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 milissegundos a 1 minuto. O valor de uma cava de tensão é definido como sendo a diferença entre a tensão declarada e a tensão eficaz durante a cava de tensão (ERSE, 2021).

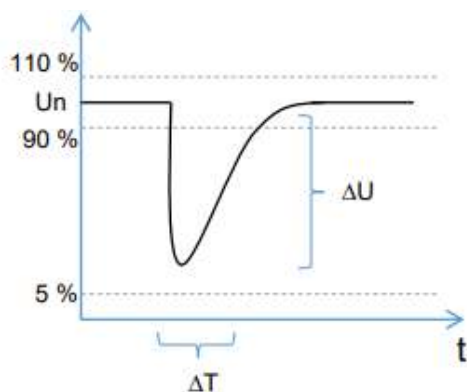


Figura 3. 22 - Cavas de tensão (ERSE, 2021).

A interrupção é a situação em que a tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 5% da tensão declarada. Existem dois tipos de interrupção que são longas e breves (ver Figura 3.23). Interrupção longa com duração superior a 3 minutos e interrupção breve com a duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos (ERSE, 2021).



Figura 3. 23 - Interrupção longa e breve (ERSE, 2021).

Os sistemas de armazenamento de energia são instalados e localizados em redes de distribuição onde a sua inserção possa ter um maior impacto e a necessidade de armazenamento de energia seja considerável. Neste capítulo foram abordadas os diferentes tipos de tecnologias de sistemas de armazenamentos de energias e as suas características principais, de realçar que cada tecnologia possui especificidades e características resultantes do seu princípio de funcionamento e dos diferentes materiais utilizados e processos envolvidos. No capítulo seguinte é apresentado o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia numa rede recorrendo a simulações no MatLab.

4. Dimensionamento do armazenamento de energia, localização da sua instalação e resultados obtidos

Este capítulo apresenta o estudo do sistema de armazenamento de energia ligada numa rede de média tensão (Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro). Foi definido um modelo matemático capaz de ser apresentado em MatLab Simulink necessário para a simulação de dois casos de testes (interrupção e compensação de cavas de tensão), a localização da sua instalação e discussão dos resultados obtidos.

4.1 Características da subestação

Considerou-se um barramento constituído por uma subestação derivada de uma rede de média tensão com um posto de transformação aéreo ligado em anel.

A carga é alimentada por meio de uma linha de média tensão de 30kV (Figura 4.1) e o sistema de armazenamento é carregado com o excesso da energia que não é utilizada em alguns períodos do dia. A Tabela 4.1 ilustra o resumo das características da rede de alimentação da carga e do SAE.

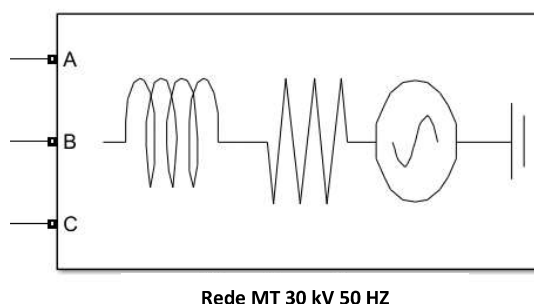


Figura 4. 1 - Fonte Trifásica Rede MT em Simulink.

Tabela 4. 1 - Características da rede de alimentação.

Tensão de Alimentação	Potência de CC	Frequência	X/R
30kV	100MVA	50Hz	7

A subestação da rede média tensão foi dimensionada tendo como base três fontes de tensão controladas, que são por definição um sistema trifásico equilibrado como ilustra a Eq 4.1. Em que as suas fases estão desfasadas entre si, de um ângulo de 120° , com amplitudes iguais.

$$\begin{cases} V_a = \sqrt{2}V_{ef} \sin(\omega t) \\ V_b = \sqrt{2}V_{ef} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right), \\ V_c = \sqrt{2}V_{ef} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad \text{Eq. 4.1.}$$

4.2 Características da linha de média tensão

A linha foi implementada pelo modelo distribuído com 3 fases (Figura 4.2). Os parâmetros RLC são especificados na Tabela 4.2 e os outros podem ser consultados no Anexo 3.

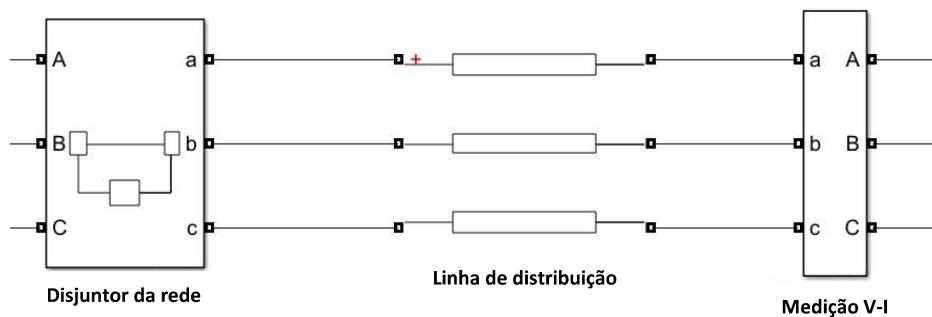


Figura 4. 2 - Parâmetros distribuídos da linha em Simulink.

Tabela 4. 2 - Característica da linha.

Resistência	Indutância	Capacitância
0,1240 (Ω/km)	0,38 (mH/km)	0,20 ($\mu F/km$)

4.3 Carga

Foi implementado em simulink uma carga RL em série trifásica como apresentado na Figura 4.3 e as características dos consumos nominais estão na tabela 4.3.

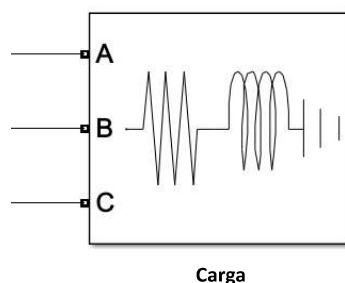


Figura 4. 3 - Carga em Simulink.

Tabela 4. 3 - Potências ativa e reativa da carga.

Potência Ativa	Potência reativa	FP
500 (kW)	150 (kVAr)	0,9578 i

Onde o fator de potência (FP) foi calculado com a equação Eq. 4.2.

$$FP = \cos (\text{atan} (Q_{ref}/P_{ref})), \quad \text{Eq. 4.2.}$$

Onde,

Q_{ref} - Potência reativa da Carga (kVar),

P_{ref} - Potência ativa da Carga (kW).

4.4 Inversor Trifásico

O conversor eletrônico de potência é fundamental para efetuar a interligação entre a associação de baterias (DC) e a rede elétrica trifásica (AC). Entretanto, é necessário que o sistema de conversão eletrônico de potência assegure a comutação de energia, isto é, permita alimentar a carga quando a rede elétrica se encontra interrompida e carregar as baterias do SAE quando necessário.

Para o inversor utiliza-se um conversor DC/AC trifásico para o sistema de armazenamento apresentado, comandado, de três braços, com seis grupos de transístores bipolares de porta isolada, IGBT como se apresenta na Figura 4.4. Este bloco implementa uma ponte de dispositivos eletrônicos de potência selecionados. Os circuitos de amortecimento da série RC são conectados em paralelo com cada dispositivo de comutação. Os parâmetros do inversor podem ser consultados no Anexo 5.

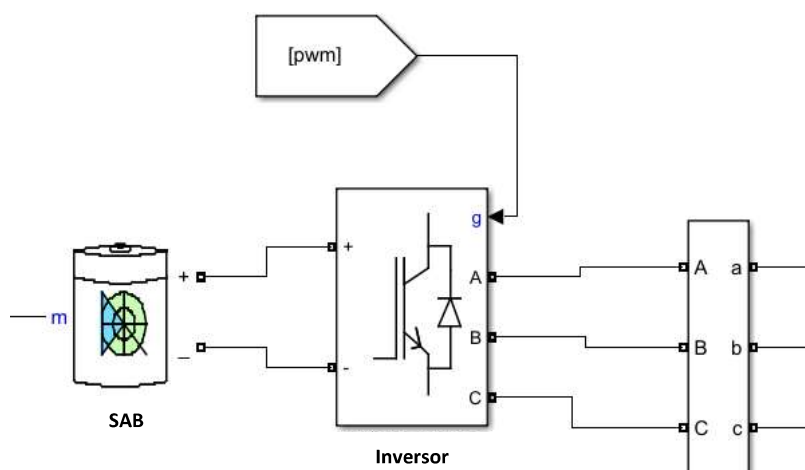


Figura 4. 4 - Inversor trifásico IGBT.

4.4.1 Comando do conversor

O comando do conversor possui diferentes métodos capazes de definir em cada instante de tempo, os valores de estado do inversor trifásico (γ_k). Para adquirir um conteúdo harmônico ponderado reduzido nas tensões alternadas, escolheu-se a modulação sinusoidal de largura de impulso, SPWM (Sinusoidal Pulse Width Modulation).

Usa-se uma onda sinusoidal $\sin(\omega t)$ que funciona como modulante, com uma amplitude definida de 0 e 1. Que tem a função de modular uma portadora triangular como mostra a Figura 4.5. O γ_k é determinado pelo modulador SPWM, aplicou-se um valor do índice de pulsação (ρ) igual a 300, com uma frequência $f = 50\text{Hz}$ e um valor de η igual a 15, obtendo-se uma frequência da portadora $f_{sw} = 8700\text{Hz}$.

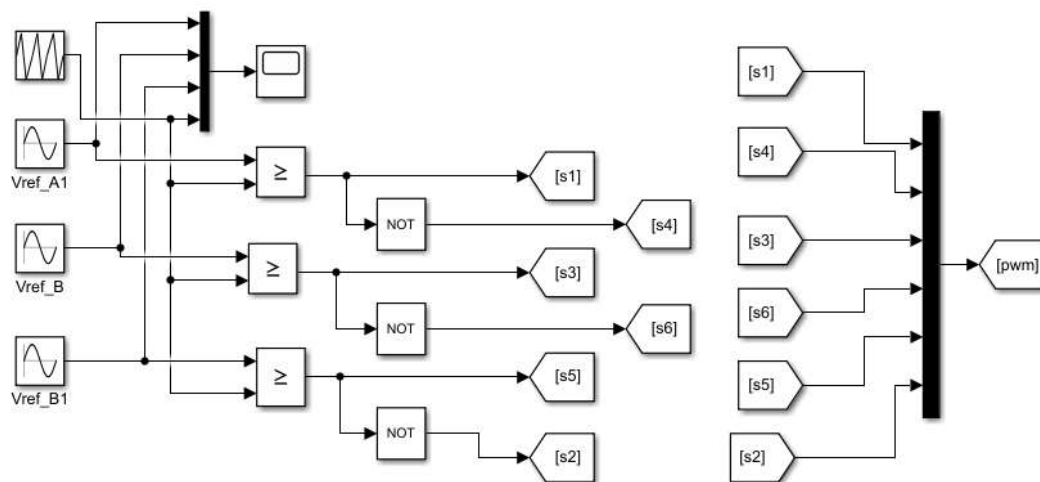


Figura 4. 5 - Modulador SPWM.

4.5 Cálculos dos componentes de filtragem LC

O filtro LC é constituído por uma indutância ligada em série com a saída do inversor e um elemento capacitivo em derivação, caracterizando um filtro passa-baixo. Possui uma resposta em frequência de -40dB/dec, atenuação típica de sistemas de segunda ordem. Neste caso, utiliza-se a ligação do inversor trifásico à rede baixa tensão, que tem como objetivo controlar as correntes, as tensões e a eliminação de harmônicos do lado AC.

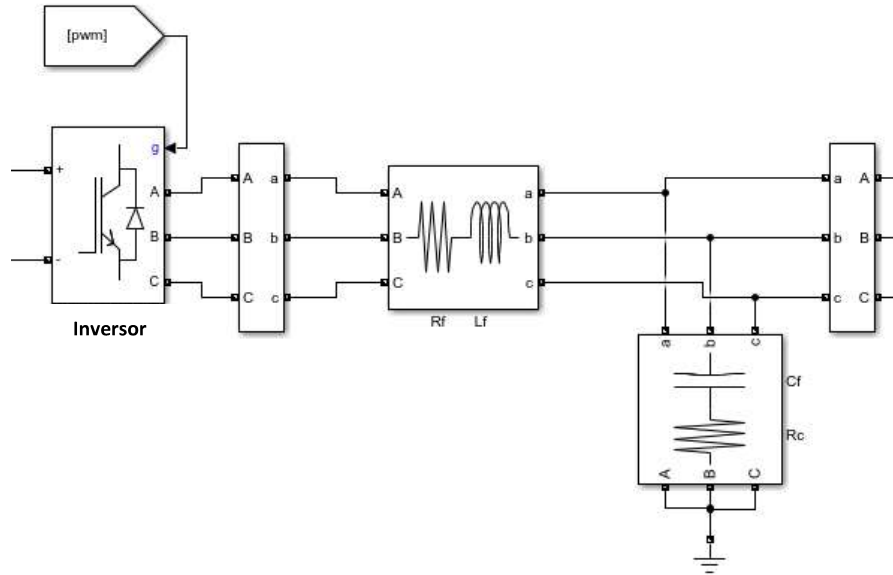


Figura 4. 6 - Filtragem LC Simulink.

Tendo em conta a potência ativa da carga e o fator de potência, A potência aparente da carga é calculada pela (Eq. 4.3).

$$S_{ref} = P_{ref}/FP, \quad \text{Eq. 4.3.}$$

O valor da corrente eficaz nas bobinas é apresentado na Eq. 4.4, sabendo a potência aparente do sistema e a tensão composta.

$$I_L = \frac{S_{ref}}{\sqrt{3} \cdot U_s}, \quad \text{Eq. 4.4.}$$

A variação máxima admissível para a corrente é de 60% do seu valor de pico, tal como é apresentado na Eq. 4.5.

$$\Delta i_L = 0,6 * I_L, \quad \text{Eq. 4.5.}$$

Considerando a frequência da portadora, $f_{sw} = 8700$ Hz, foi determinado o período de comutação Eq. 4.6.

$$T_{sw} = 1/f_{sw}, \quad \text{Eq. 4.6.}$$

A bobina de filtragem é determinada a partir da razão do produto entre tensão do inversor, U , e do período de comutação, T_{sw} , com a variação máxima admissível da corrente Δi_L , calcula-se usando a expressão Eq. 4.7.

$$L_f = \frac{U \cdot T_{sw}}{\Delta i_L}, \quad \text{Eq. 4.7.}$$

As perdas que se verificam nas bobinas integradas, resultam da interação existente entre o campo magnético criado pela bobina e o substrato. O campo magnético variável que penetra no substrato, causa o surgimento no mesmo de correntes parasitas magneticamente induzidas, que por sua vez, levam a um decréscimo do fator de qualidade devido à dissipação de potência que causam. As correntes parasitas induzidas no substrato, por sua vez, criam elas próprias um campo magnético variável que se vai opor ao campo original. Neste caso, considera-se em cada resistência parasita perdas da ordem de 0,5% da potência da carga, como verifica-se na Eq. 4.8.

$$P_{LF} = 0.005 * P_{ref}, \quad \text{Eq. 4.8.}$$

Tendo em conta as perdas e o valor da corrente eficaz nas bobinas, as resistências parasitas são calculadas recorrendo a Eq. 4.9.

$$R_f = P_{LF} / I_L^2, \quad \text{Eq. 4.9.}$$

Os condensadores são usados como dispositivos de filtro, devido à sua capacidade de absorver e armazenar cargas elétricas eficazmente a valores de pré-determinados. Esta característica é usada em um filtro capacitor para absorver ou amortecer os valores de tensão que excedem os parâmetros estabelecidos. Os modelos de filtros capacitivos são normalmente colocados através de uma carga ou como um caminho para a terra nos circuitos. Considera-se a potência reativa, Q , 5% da potência da carga Eq. 4.10.

$$Q = 0.05 * Q_{ref}, \quad \text{Eq. 4.10.}$$

A frequência angular é determinada pela Eq. 4.11 conhecendo a frequência da portadora.

$$\omega = 2 * \pi * f_{sw}, \quad \text{Eq. 4.11.}$$

O condensador de filtragem é calculado a partir da razão entre potência reativa e o produto da frequência angular e o quadrado da tensão composta.

$$C_f = \frac{Q}{\omega * U_C^2}, \quad \text{Eq. 4.12.}$$

As resistências de amortecimento são inseridas para neutralizar as oscilações e reduzir erros em simulações de propagação de transitórios eletromagnéticos em linhas de transmissão. Foram ligadas em série com os condensadores e considera-se o valor de 12Ω para cada uma delas. A corrente no condensador é expressa pela Eq. 4.13.

$$I_{Cf} = \frac{U_s}{\sqrt{R_C^2 + (1/\omega C_f)^2}}, \quad \text{Eq. 4.13.}$$

As perdas ativas no condensador são determinadas pelo produto das resistências de amortecimento e o quadrado da corrente no condensador Eq. 4.14.

$$P_{rc} = R_C * I_{Cf}^2, \quad \text{Eq. 4.14.}$$

Na Tabela 4.4 está o resumo dos principais componentes de filtragens.

Tabela 4. 4 - Resumo dos componentes de filtragens.

L_f	R_f	C_f	R_c
168,13 (μH)	1,5 ($m\Omega$)	86,45(μF)	12(Ω)

4.6 Tecnologia de armazenamento de energia

Das tecnologias dos SAEs apresentadas optou-se pelo modelo de bateria do tipo LiFePO₄ do fabricante *AA Portable Power Corp*, cujo sistema está ligado com o conversor eletrônico de potência que tem como função interligar a associação de baterias (DC) e a rede elétrica trifásica (AC) Figura 4.7. A tensão nominal é 12,8V por unidade e a capacidade nominal são 99,2Ah como se pode observar na Tabela 4.5 e os outros parâmetros podem ser consultados no Anexo 2.

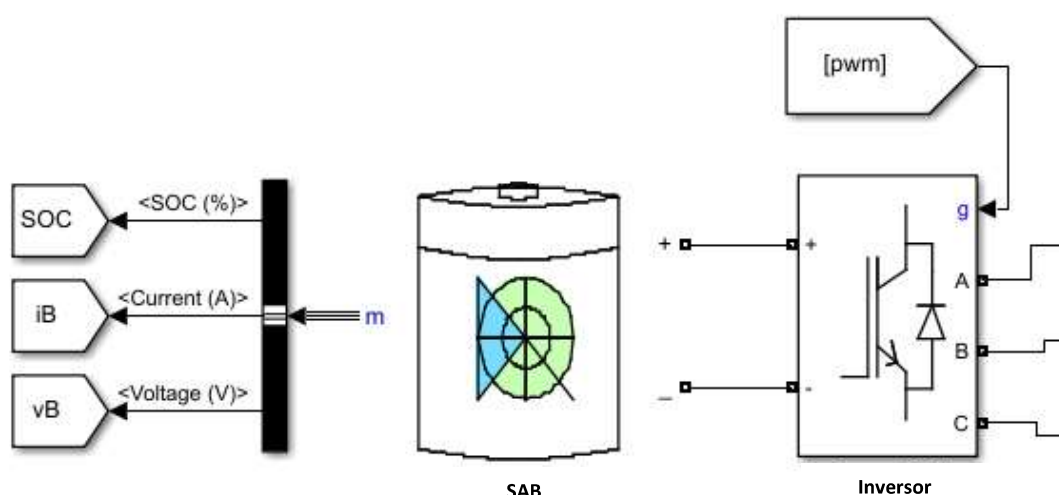


Figura 4. 7 - Esquema do SAE utilizado.

Tabela 4. 5 - Especificações das baterias LiFePO₄ 12,8V 99,2Ah [Batteryspace.com].

Tensão nominal	12,8V
Capacidade nominal	99,2Ah
Corrente de descarga	100A
Corrente de carga	20A

Para suprir a alimentação da carga foram ligadas várias baterias em série e em paralelo, a ligação em série permite obter a soma da tensão nominal de cada uma das baterias e mantém-se a capacidade nominal. O número de baterias em série foi determinado com a Eq. 4.15.

$$B_{Serie} = \frac{V_n}{V_{nominal}} + 0,5, \quad \text{Eq. 4.15.}$$

Onde,

V_n - Tensão nominal total da carga (V),
 $V_{nominal}$ - Tensão nominal da bateria (V).

O valor da bateria em série tem de ser sempre inteiro e arredondando por excesso, por isso na Eq. 4.15 foi adicionado 0,5 e depois utilizou a Eq. 4.16 para arredondar com a função round do Matlab.

$$B_{Serie_int} = round(B_{Serie}), \quad \text{Eq. 4.16.}$$

A tensão da bateria continua é o produto do valor da bateria em série inteiro e a tensão nominal da bateria Eq. 4.17.

$$V_{Bateria} = B_{Serie_int} * V_{nominal}, \quad \text{Eq. 4.17.}$$

A ligação da bateria em paralelo permite obter a soma da capacidade nominal de cada bateria e mantém-se a tensão nominal, irá ser calculada usando a Eq. 4.18.

$$B_{Paralelo} = \frac{S_{ref}}{V_{Bateria} * I_{Des}} + 0,5, \quad \text{Eq. 4.18.}$$

Onde,

S_{ref} - Potência aparente da Carga (VA),
 $V_{Bateria}$ - Tensão da bateria continua (V),
 I_{Des} - Corrente de descarga da bateria (A).

O valor da bateria em paralelo também tem de ser sempre inteiro e arredondando por excesso, por isso na Eq. 4.18 foi adicionado 0,5 e depois utilizou-se a Eq. 4.19 para arredondar com a função round do MatLab.

$$B_{Paralelo_int} = round(B_{Paralelo}), \quad \text{Eq. 4.19.}$$

A capacidade total da bateria é determinada pelo produto da bateria em paralelo inteiro e a capacidade nominal da bateria, como pode-se observar na Eq. 4.20.

$$Q_{Bateria} = B_{Paralelo_int} * C_{nominal}, \quad \text{Eq. 4.20.}$$

A energia total da bateria pode-se calcular com o produto entre a capacidade total da bateria e a tensão da bateria continua Eq. 4.21.

$$E_{bat_total} = Q_{bateria} * V_{Bateria}, \quad \text{Eq. 4.21.}$$

4.7 Localização do sistema de armazenamento de energia

Quando se trata de uma rede com vários barramentos, com tensão nominal, carga ativa, carga reativa, incluindo sistema fotovoltaico e outros sistemas, para minimizar a perda de energia no sistema de distribuição é necessário calcular a localização e o dimensionamento adequado da tecnologia porque têm um efeito significativo. A posição do sistema de armazenamento inadequado e sobredimensionado pode sobrecarregar os acessórios o que aumenta o custo de investimento. Embora, a localização ideal seja um problema complicado.

O caso em estudo trata-se de uma rede BT trifásica balanceada, conectada à rede de distribuição MT por meio de um transformador MT/BT. A rede BT inclui cargas monofásicas e trifásicas. O sistema de bateria é conectado por meio de conversores de potência que também são ligados na rede elétrica com um transformador MT/BT. O sistema estará localizado próximo da respectiva carga.

4.8 Supervisor do sistema

Neste subcapítulo, é referido o modo como foram projetados e dimensionados os controladores de corrente e tensão dos conversores. O modelo dinâmico do sistema é modelado por um controlador linear projetado que controla a injeção de corrente, com o objetivo de atenuar as perturbações (interrupções e cavas de tensões) na rede de baixa tensão, assim como a relação de potências ativa e reativa, em função das correntes de referência segundo o eixo direto (I_D), e o eixo em quadratura (I_Q). Veja-se na Figura 4.8.

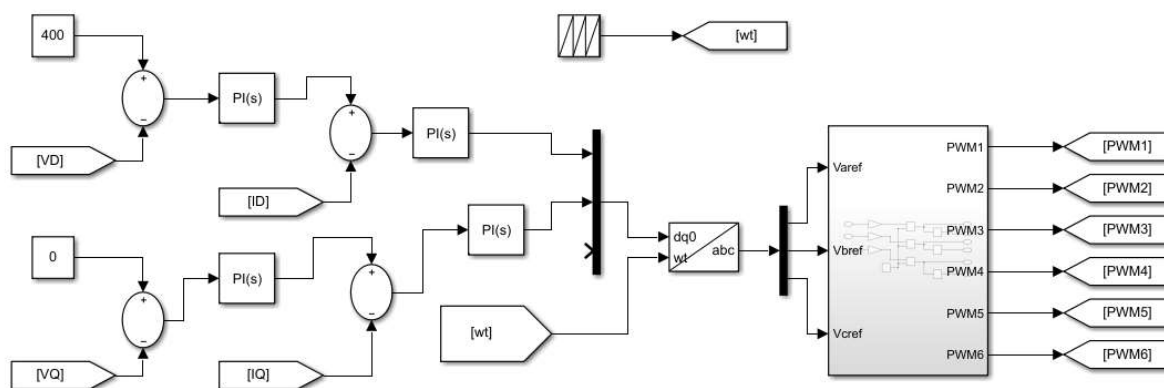


Figura 4. 8 - Controlador linear do sistema.

O controlo das correntes AC na saída do conversor, onde os controladores atuam num referencial girante, isto é, referencial (dq). Para este método de controlo, aplica-se a transformada de Park nas correntes de saída da rede de energia elétrica, tornando estas grandezas sinusoidais, em valores contínuos e invariantes no tempo. Assim sendo, para o controlo da potência ativa, controla-se a componente (d) da corrente na linha (i_d), e para o controlo da potência reativa, é necessário controlar a componente (q) da corrente na linha (i_q). Para maximizar o fator de potência, anula-se a componente (i_q). A matriz de Concordia que define o modelo do sistema nas coordenadas $\alpha\beta\gamma$ é apresentada na Eq. 4.22.

$$C = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 4.22.}$$

Para que seja capaz de obter as equações no referencial $\alpha\beta\gamma$, faz-se o produto da tensão da rede no referencial abc com a matriz Concordia. A componente homopolar x_γ é nula porque num sistema equilibrado a soma das tensões e das correntes é nula como se pode observar na Eq. 4.23.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_\gamma \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 4.23.}$$

Logo efetua-se a transformação de Concordia nas tensões da rede no referencial abc , obtemos (Eq.24) e (Eq.25) respetivamente.

$$\begin{cases} v_\alpha = \sqrt{3}V_{ef} \cos(\omega t) \\ v_\beta = \sqrt{3}V_{ef} \sin(\omega t) \end{cases}, \quad \text{Eq. 4.24.}$$

$$\begin{cases} i_\alpha = \sqrt{3}I_{ef} \cos(\omega t) \\ i_\beta = \sqrt{3}I_{ef} \sin(\omega t) \end{cases}, \quad \text{Eq. 4.25.}$$

É assim possível representar o modelo global em coordenadas (dq), para isso tem-se de saber a transformação de Park, que é dada pela (Eq.26).

$$D = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta \\ \sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 4.26.}$$

Para determinar as tensões e as correntes em coordenadas (dq) faz-se a multiplicação da transformação de Park e a tensão da rede no referencial $\alpha\beta$. Obtém-se a (Eq. 4.27).

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = D^T \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ -\sin\theta & \cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}, \quad \text{Eq. 4.27.}$$

Desta forma, O sistema em coordenadas (dq) pode-se então escrever a partir das suas grandezas contínuas (Eq. 4.28 e Eq. 4.29) respetivamente. A Tabela 4.6 representa os parâmetros do controlador PI.

$$\begin{cases} v_d = \sqrt{3}V_{ef} \\ v_q = 0 \end{cases}, \quad \text{Eq. 4.28.}$$

$$\begin{cases} i_d = \sqrt{3}I_{ef} \\ i_q = 0 \end{cases}, \quad \text{Eq. 4.29.}$$

Tabela 4. 6 - Parâmetros do controlador PI.

Ganho proporcional	Ganho integral
$K_P = 0,1$	$K_I = 100$

4.9 Resultados de Simulação

Nesta secção apresentam-se os modelos de simulação, os parâmetros e os respetivos componentes que foram todos desenvolvidos no MatLab/Simulink na toolbox SimPowerSystems. São propostos dois casos de estudo. O primeiro com o objetivo de compensar as interrupções da rede e o segundo para atenuar as cavas de tensão na respetiva rede. Também é abordado um modelo para verificar a autonomia do sistema de armazenamento.

4.9.1 Autonomia do sistema de armazenamento

A autonomia do sistema de armazenamento é caracterizado pela duração do conjunto de bateria capaz de suportar a procura sem que seja carregada. A Figura 4.9 ilustra o modelo de descarga da carga nominal, que foi dimensionado tendo em conta as potências ativas e reativas da carga e os parâmetros do sistema de armazenamento.

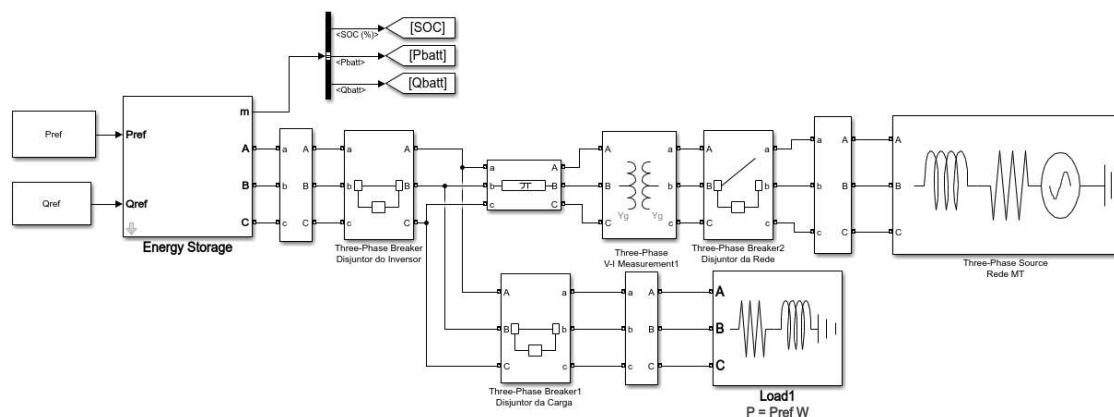


Figura 4. 9 - Modelo de descarga da carga nominal.

O bloco Powergui foi utilizado para definir o tipo de simulação, os parâmetros e as preferências (Figura 4.10). Foi considerado o Phasor como tipo de simulação porque permite usar o Simulink Coder para gerar código e simular o seu modelo em tempo real, com a frequência de 50Hz.

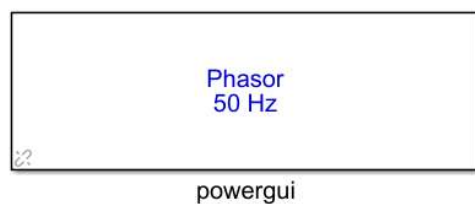


Figura 4. 10 - Bloco Powergui carga nominal.

Na Figura 4.11 está representado o esquema de simulação (scope) e respectivas operações para as saídas do sistema tais como o estado de carga, tensão e corrente.

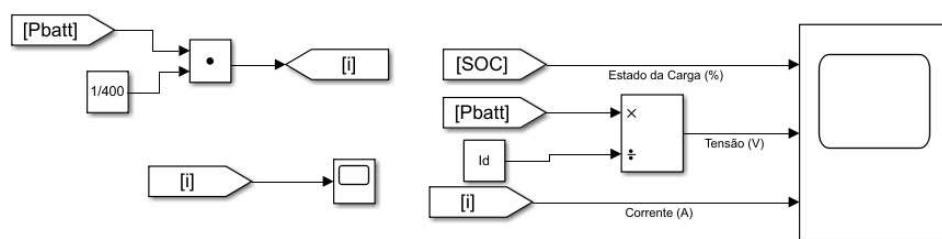


Figura 4. 11 - Esquema de simulação.

Utilizou-se a (Figura 4.9) para simular o modelo de teste em que temos um sistema composto pela rede elétrica, a carga e o sistema de armazenamento. O estado de carga da bateria tem como limite superior de 100% e limite inferior de 20%, porque não é recomendável fazer a descarga completa. Simulou-se com o disjuntor da rede em aberto, ou seja, a carga só é alimentada pelo sistema de armazenamento. No estado inicial as baterias encontravam-se com a carga máxima e por razões do ciclo de vida das baterias no estado final encontra-se no limite mínimo e não no 0%. O tempo de execução que verifica a autossuficiência foi de 6566,7s para alimentar a carga como se pode observar na (Figura 4.12), onde se pode observar também a tensão e a corrente de descarga. Logo este sistema tem a autonomia de 1h e 50 min se o sistema não for alimentado.

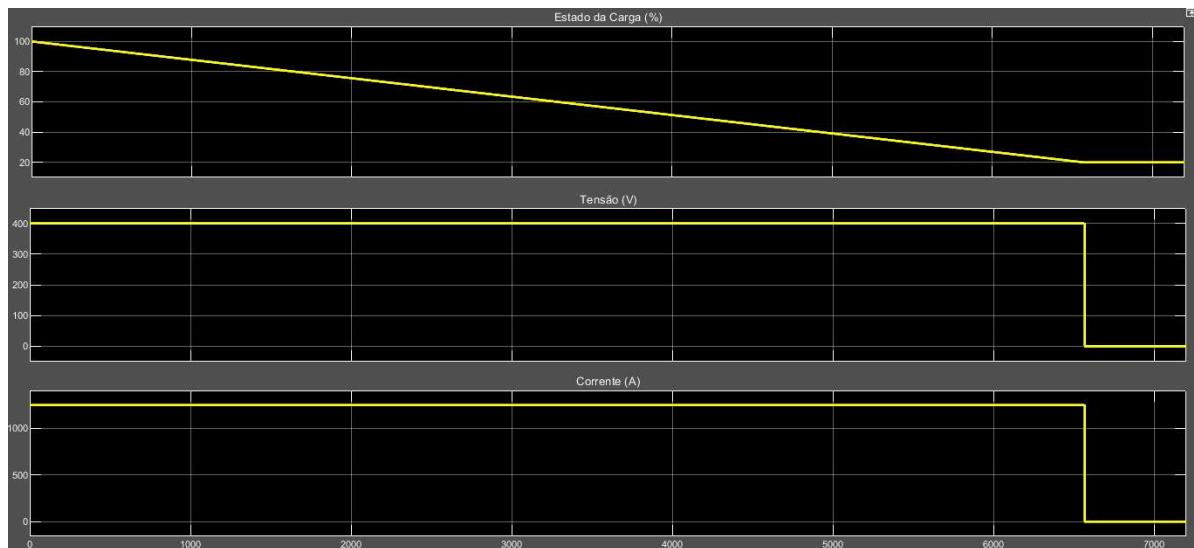


Figura 4. 12 - Descarga da bateria carga nominal.

4.9.2 Casos de teste

Nesta dissertação utilizou-se os SAEs de modo a resolver os problemas da qualidade de energia elétrica provenientes de uma rede ou da integração de sistemas de energias renováveis. São propostos dois casos de estudos, o primeiro para redução de interrupções curtas ou longas e o segundo para atenuar cavas de tensão.

4.9.2.1 Redução de interrupção

Para a simulação de redução de interrupção foi utilizado um pulso baseado em tempo para controlar o disjuntor da rede, isto quer dizer, quando a saída do pulso está a 1 a carga e o sistema de armazenamento estão a ser alimentados pela rede e quando a saída do pulso está a Zero (0) a rede está interrompida e a carga apenas depende do sistema de armazenamento como mostra a Figura 4.13. O objetivo de simular esta perturbação é avaliar como o sistema de armazenamento se comporta perante uma interrupção de alimentação da rede.

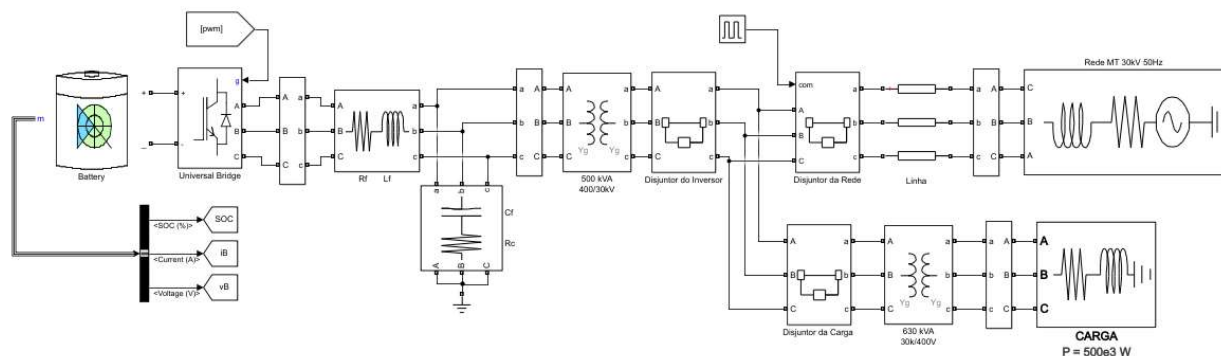


Figura 4. 13 - Esquema para redução de interrupção.

Neste caso para o bloco Powergui foi considerado o Discrete como tipo de simulação porque trata-se de uma demonstração curta e o tempo de amostra $1 * 10^{-5}s$ como verifica-se na Figura 4.14.



Figura 4. 14 - Bloco Powergui simulink.

A Figura 4.15 representa a saída da simulação (scope) onde pode-se verificar as tensões, as correntes da rede e da carga e o estado de carga.

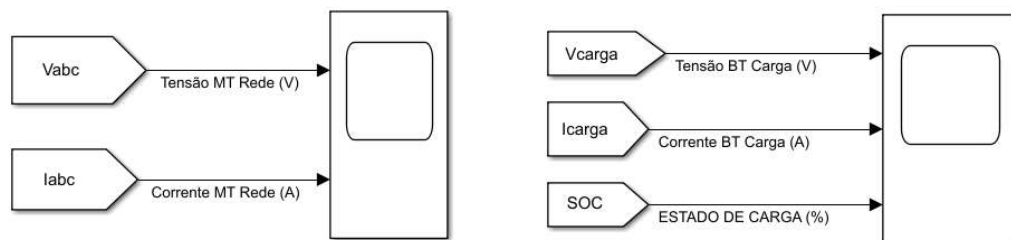


Figura 4. 15 – Saída do sistema de interrupção.

Na Figura 4.16 pode-se observar os valores eficazes da tensão e da corrente (média tensão) no barramento. De 0 a 0,5s o valor do pulso é 1 e o sistema está a ser alimentado pela rede e de 0,5 a 1s o valor do pulso está a zero (0) e verifica-se uma perturbação (interrupção da corrente na rede).

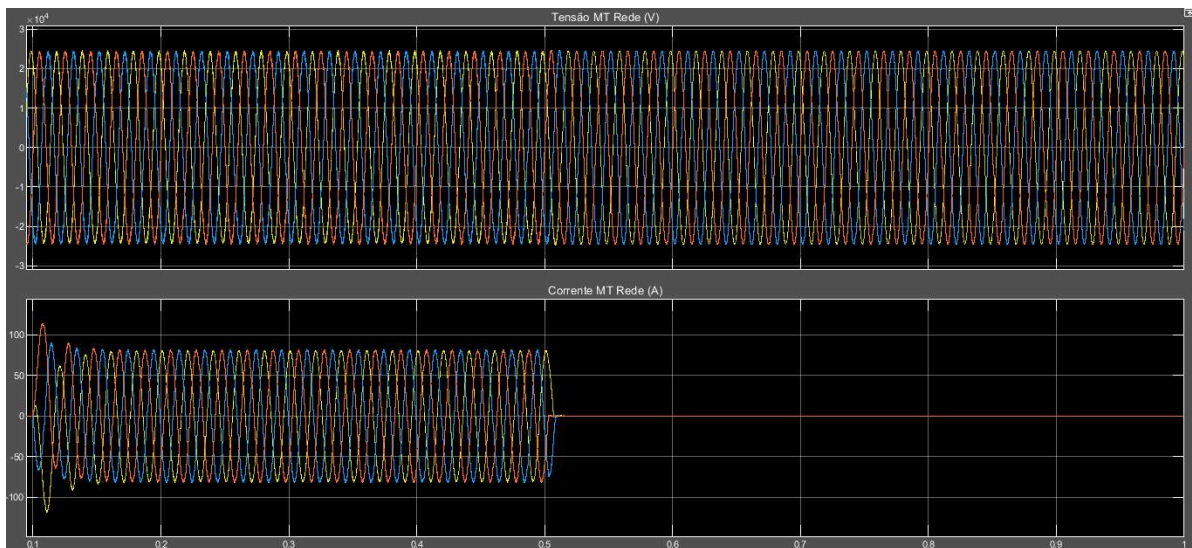


Figura 4. 16 – Interrupção da rede média tensão.

A Figura 4.17 mostra como a carga se comporta na situação anterior (perturbação na rede e o sistema de armazenamento desligado). Logo nota-se que não há continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica no decorrer de uma interrupção na rede.

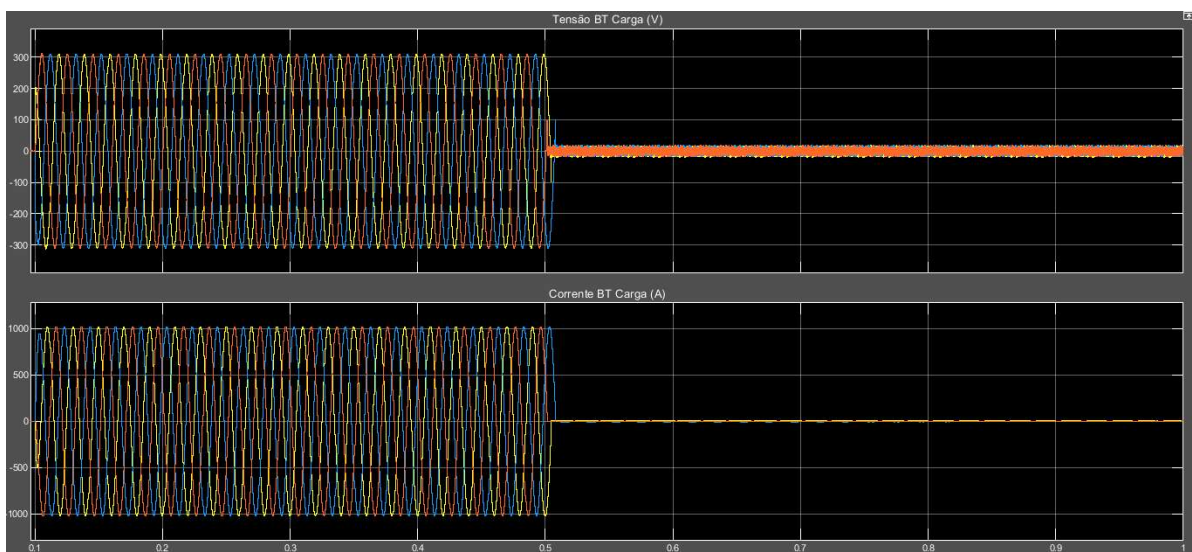


Figura 4. 17 – Interrupção da carga baixa tensão.

Também foi simulado o comportamento da carga nas condições anteriores, mas neste caso quando o SAE é ligado para eliminar a interrupção como é ilustrado na Figura 4.18. Pode-se verificar que enquanto o sistema está a ser alimentado pela rede, isto é, de 0 a 0,5s o sistema de armazenamento também é carregado. A partir de 0,5 a 1s quando a rede está suspensa o SAE está a restabelecer os valores eficazes das correntes e tensões na carga para eliminar a interrupção. Quando a rede volta ao normal (alimentada pela rede convencional), o sistema para de ser mantido pelo SAE, ou seja, a carga e o sistema de

armazenamento continuam a ser alimentado pela rede. O tempo de resposta deste sistema está na escala de milissegundos para fazer a comutação da rede para o SAE e vice-versa.

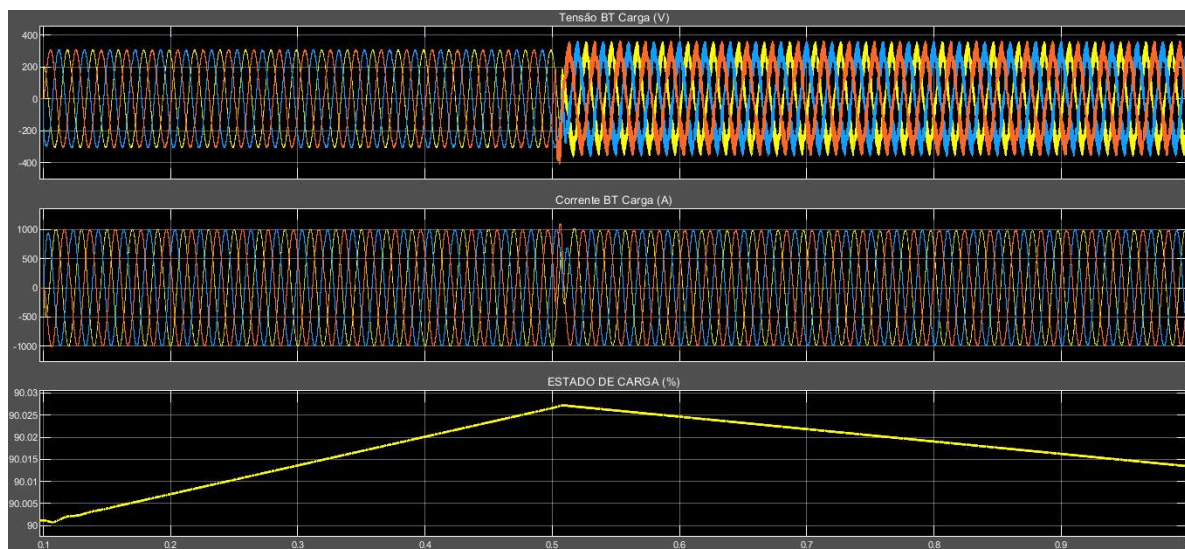


Figura 4. 18 – Eliminar interrupção na carga.

4.9.2.2 – Compensação de cavas de tensão

A compensação de cavas de tensão foi simulada gerando uma perturbação na rede como se verifica na Figura 4.19. O objetivo de simular esta perturbação é avaliar como o sistema de armazenamento comporta-se perante uma cava de tensão.

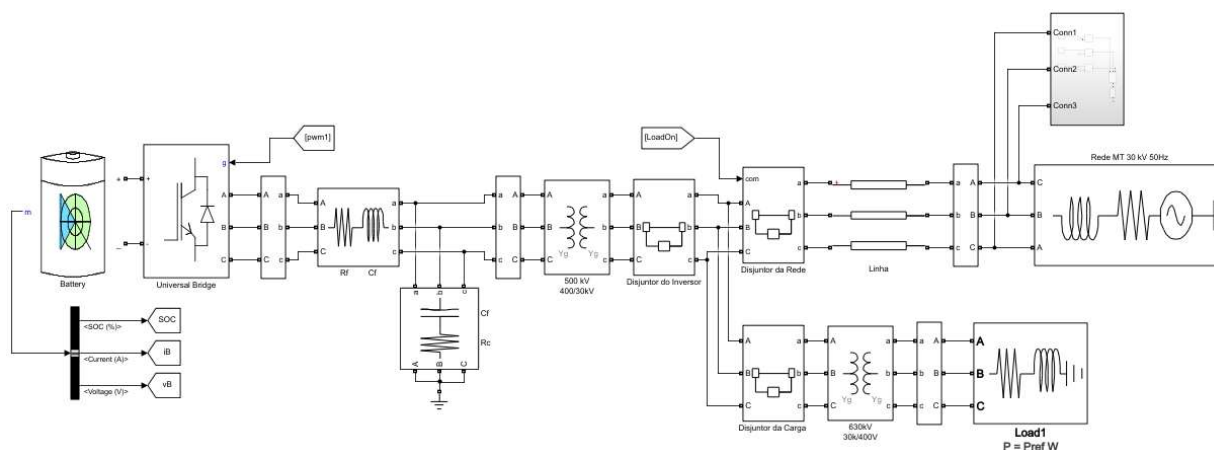


Figura 4. 19 – Esquema para compensar cavas de tensões.

A Figura 4.20 representa uma fonte de tensão programável trifásica que tem como objetivo fazer variar os valores eficazes da tensão da rede e desta forma gerar a perturbação na mesma (cava de tensão).

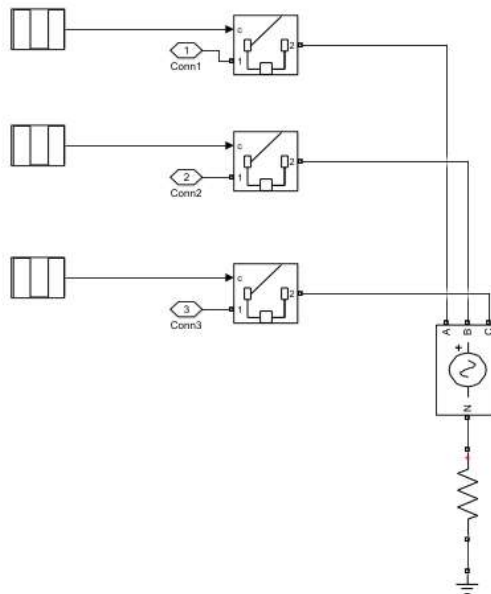


Figura 4. 20 - Fonte de tensão programável trifásica.

Para fazer o controlo da perturbação foi gerado uma função no supervisor com os valores de entrada de tensão MT na rede (V_{abc}) e a tensão eficaz da fonte (U) e a saída da função (LoadOn) como verifica-se na Figura 4.21. Quando a tensão MT na rede é maior ou igual que a tensão eficaz da fonte estamos no seu funcionamento normal e a saída do sistema é igual a 1. Quando a tensão MT na rede é menor que a tensão eficaz da fonte resulta em uma perturbação neste caso cava de tensão e a saída encontra-se a zero (0).



Figura 4. 21 – Função cava de tensão.

Pode-se verificar que se realizou uma perturbação cava de tensão (tensão e corrente MT na rede) que se observa também na alimentação da carga BT e nesse caso o sistema de armazenamento encontrava-se desligado Figura 4.22. De 0 a 0,5s e de 1 a 1,5s o sistema está a ser alimentado pela rede, de 0,5 a 1s constata-se uma cava de tensão de 70% da tensão na rede e de 1,5 a 2s uma cava de tensão de 25% da tensão nominal nas três fases.

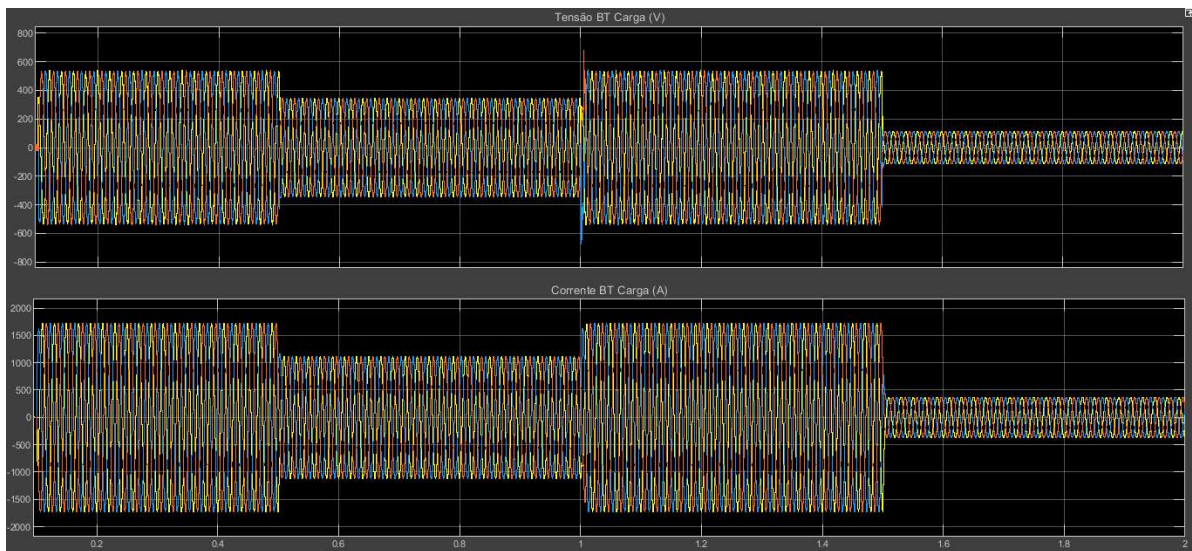


Figura 4. 22 – Cavas de tensão na carga.

Quando ocorre uma cava de tensão o supervisor é ativado porque a saída da função (LoadOn) passa a ser zero (0) e ativa o modo ilha, isto quer dizer, que o sistema está perante a uma perturbação e a sua alimentação é interrompida como observa-se na Figura 4.23. Verifica-se que o sistema ao restabelecer o seu funcionamento normal no instante $t=1s$ demora cerca de 0,1s para estabilizar.

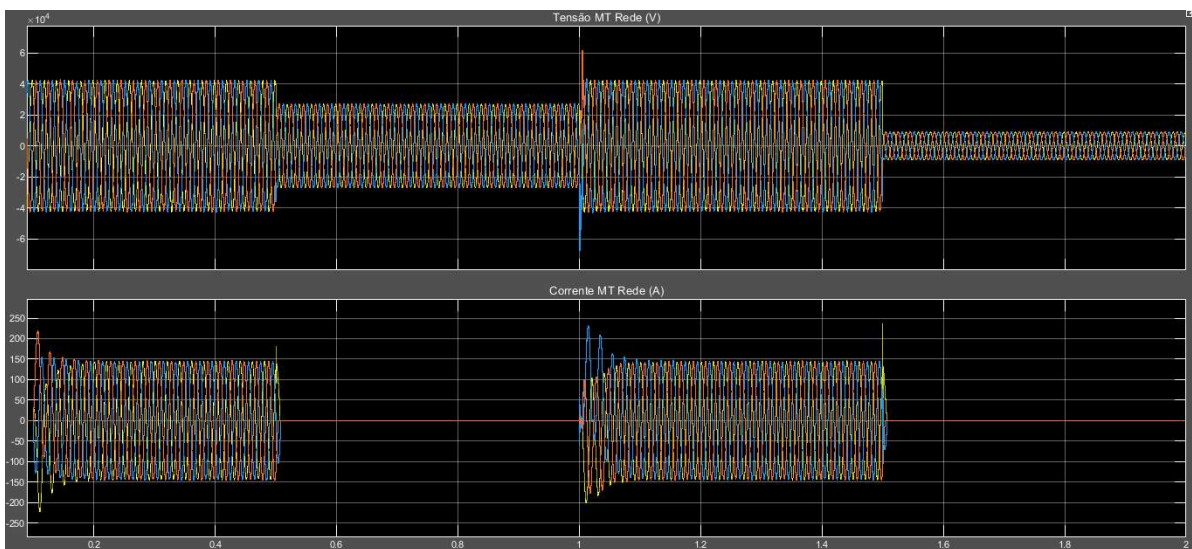


Figura 4. 23 – Ativar o modo ilha.

Na Figura 4.24, observa-se a compensação da cava de tensão que é feita pelo SAE conectado com o sistema. Assim de 0 a 0,5s e de 1 a 1,5s o sistema está a ser alimentado pela rede no seu funcionamento normal e neste instante o sistema de armazenamento também é carregado. De 0,5 a 1s e 1,5 a 2s que são os instantes onde verificou-se as cavas de tensões, primeiro foi ativado o modo ilha e depois foi compensado pelo sistema de

armazenamento para restabelecer os valores eficazes da corrente e tensão na carga. O tempo de resposta deste sistema também está na escala de milissegundos.

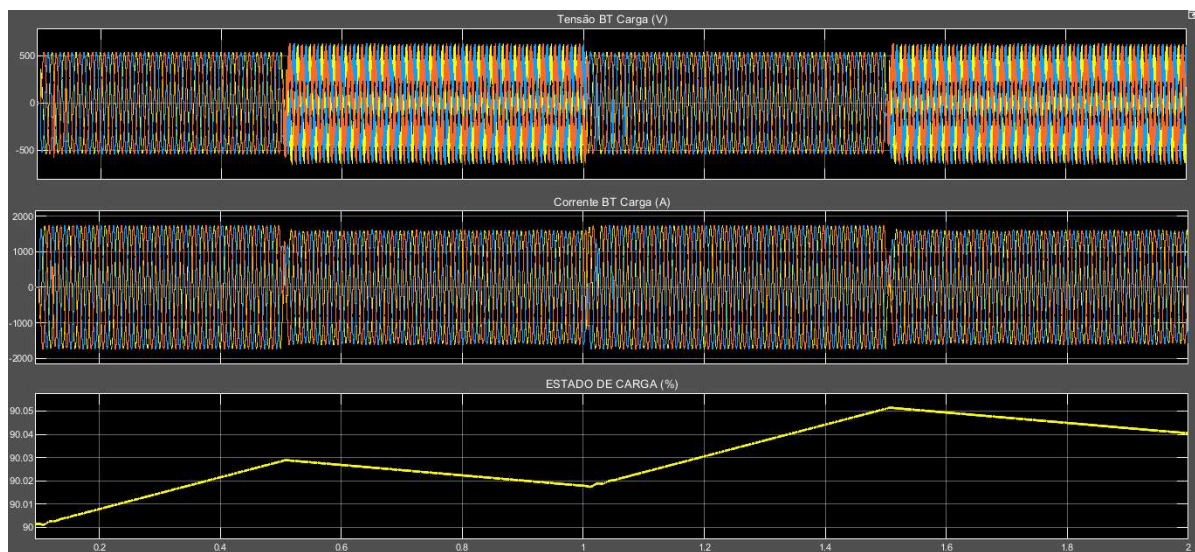


Figura 4. 24 – Compensação da cava de tensão.

Em ambos os casos, as perturbações foram simuladas num curto período de tempo, na escala de tempo ao segundo para constatar o funcionamento e avaliar a resposta do sistema de armazenamento de energia elétrica no decorrer de uma interrupção e cava de tensão. Verificou-se que o sistema é capaz de fornecer energia à carga para compensar a falha na rede.

No capítulo seguinte são apresentadas análises de viabilidade económica para as soluções propostas.

5. Análise de viabilidade económica para as soluções apresentadas

Neste capítulo aborda-se a viabilidade económica para a solução apresentada, como também um resumo dos parâmetros dos SABs comercializados. Os SAEs podem ser integrados nas redes e utilizam-se várias tecnologias de armazenamento de energia de acordo com as características do tipo de aplicação instalada. Na presente dissertação usou-se o SAB.

O custo da bateria é um dos principais fatores decisivos para a aplicação desta tecnologia de armazenamento. Em geral, considerava-se que o SAB está sujeito a custos elevados e incapaz de realizar aplicações comerciais de grande escala. Todavia, muitos estudos de SAB foram apresentados há poucos anos, e as estimativas de custo de diferentes literaturas variam amplamente. O que facilita a avaliação da viabilidade económica da tecnologia de armazenamento de energia. O custo da bateria diminuiu consideravelmente nos últimos anos. A Tabela 5.1 mostra os parâmetros técnicos de alguns produtos de tecnologias de armazenamento da bateria comercializados.

Tabela 5. 1 - Parâmetros de alguns produtos SAB comercializados (Lin & Wu, 2017).

Bateria	Tesla Powerwall	Tesla para utilidade (estimativa)	Eos Aurora 1000 4000	Imergy (atual)	Imergy (projetada)
Tecnologia	Li-Ion	Li-Ion	Cátodo híbrido de zinco	Fluxo de Vanádio	Fluxo de Vanádio
Eficiência geral (%)	92	92	75	70-75	70-75
Tempo de vida (Anos)	10	10	15	30	30
Ciclos de vida (Ciclos)	5000	5000	5000	10.000	10.000
Custo unitário (€/kWh)	300	216	137	431	259

A Tabela 5.2 ilustra os custos de energia do investimento de SAB considerados para os anos de 2018 e 2025 realizado num relatório do departamento de energia dos EUA em julho de 2019. Foi o estudo mais recente e robusto, pois é baseado em artigos académicos, bancos de dados, dados de fornecedores e resumos de custos reais fornecidos por projetos específicos em sites nos Estados Unidos (Gaspar et al., 2021).

Tabela 5. 2 - Custos de energia dos SAB em 2018 e 2025 (Gaspar *et al.*, 2021).

Tecnologia	Custo de energia [€/kWh]	
	2018	2025
Sódio-Enxofre	580	408
Li-Ion	237	166
Zinco-híbrido	232	168
Vanádio	487	347

Nesta dissertação os parâmetros do SAB utilizados referem-se aos dados do fabricante AA Portable Power Corp. A degradação das baterias de Li-Ion ao longo do tempo é levada em consideração, a profundidade de descarga da bateria que são 80% ao longo da sua vida útil diminui com o aumento dos ciclos. Além disso, o custo do transformador e do inversor também são considerados, assim como a sua eficiência. A eficiência de conversão do inversor é definida como 97%. A configuração dos parâmetros do sistema de armazenamento de eletricidade é dada pela Tabela 5.3.

Tabela 5. 3 - Parâmetros do sistema de armazenamento.

Tensão nominal da bateria	12,8V
Custo unitário da bateria	460,8€/kWh
Custo unitário do inversor	665,8€
Custo unitário do transformador	860€
Eficiência da bateria	92%
Eficiência do inversor	97%
Número de ciclos	3000

Na Tabela 5.4 pode-se observar os produtos e os respectivos preços dos componentes utilizados nesta dissertação, foram usadas 95 baterias dos quais 90 conjuntos em série e 5 em paralelo, um inversor trifásico e um transformador. Os preços de cada item foram selecionados de acordo as tecnologias no mercado tendo em conta o custo e benefício de cada produto. Os valores totais dos gastos utilizados para os componentes deste sistema equivalem os 46297,98 euros.

Tabela 5. 4 - Produtos e preços dos componentes utilizados.

Quantidade	Produto	Preço por unidade (€)	Total (€)
95	Baterias	460,76	43772,20
1	Inversor Trifásico	665,78	665,78
1	Transformador	860,00	860,00
	Outros	1000,00	1000,00
Total			46297,98

Além da avaliação do custo dos componentes utilizados de energia, identificar as suas características técnicas, energia, perdas, vida útil da bateria de Li-Ion e as perdas de energias na rede são fundamentais para garantir a sua viabilidade em aplicações de SAE. Na Tabela 5.5 são apresentados os valores típicos de algumas características técnicas da bateria de Li-Ion.

Tabela 5. 5 - Características técnicas da bateria de Li-Ion (Kebede *et al.*, 2021).

Índices de Desempenho	Li-Ion (valor médio)
Energia específica (Wh/kg)	150
Potência específica (W/kg)	230
Eficiência de ida e volta (%)	87
Taxa de descarga automática diária (%)	0,2
Densidade de energia (kWh/m ³)	310
Densidade de potência (kW/m ³)	1250
Impacto ambiental	Médio/Baixo

Conforme mostra a Tabela 5.6, em termos anuais de energia, perdas e vida útil, a bateria de Li-Ion é considerada uma das melhores baterias no mercado. O motivo da redução do custo de energia do sistema com bateria de Li-Ion também se deve à vantagem de ter perdas reduzidas de energias. Além disso, a bateria de Li-Ion é considerada económica quando o custo inicial é dividido ao longo de toda a vida operacional.

Tabela 5. 6 - Energia, perdas e vida útil da bateria de Li-Ion (Kebede *et al.*, 2021).

Parâmetros	Bateria de Li-Ion
Energia (kWh/ano)	1897
Saída de energia (kWh/ano)	1711
Esgotamento do armazenamento (kWh/ano)	3,7
Perdas (kWh/ano)	190
Produção anual (kWh/ano)	1803
Vida útil (Ano)	11

As perdas de energia nas diferentes etapas de uma rede (transmissão e distribuição), os valores médios das perdas de energia segundo a IEC (International Electrotechnical Commission) são:

- 1-2% - Transformador na subestação elevadora do gerador para a linha de transmissão;
- 2-4% - Linha de transmissão;
- 1-2% - Transformador abaixador da linha de transmissão para a rede de distribuição;
- 4-6% - Transformadores e cabos de rede de distribuição;
- As perdas globais entre a central de produção e os consumidores finais estão na faixa de 8 a 15%.

Pode-se concluir que o sistema de armazenamento apresenta indicadores económicos viáveis e indicadores energéticos satisfatórios, tais como: custos, eficiência, potência, energia, perdas e vida útil. No que diz respeito ao sistema de armazenamento a bateria conclui-se que tem viabilidade económica para os casos de estudos simulados na presente dissertação.

6. Conclusões

O objetivo principal desta dissertação foi dimensionar um SAE para uma carga que foi desenvolvido através de uma simulação no MatLab Simulink. Desta forma, tornou-se necessário modelizar todos os constituintes do sistema de energia, tais como: SAE, inversores trifásicos DC/AC, transformadores, supervisor e a rede elétrica de distribuição. O objetivo foi simular perturbações nas linhas tais como interrupções e cavas de tensões e analisar o valor eficaz da tensão e da corrente na rede e no sistema de armazenamento considerado e tirar conclusões sobre a resposta do sistema de armazenamento e sua autonomia.

O SAE foi formado pelas baterias, onde se utilizou ligações em série e em paralelo das mesmas, foi utilizado um inversor trifásico para converter a energia armazenada em DC para energia AC, e este conversor escolhido tem a capacidade de transportar a energia nos dois sentidos, isto quer dizer, alimenta a carga e carrega as baterias, para controlar as correntes e as tensões na rede de BT. Também foi feito o dimensionamento dos filtros.

Para averiguar as perturbações na rede foi preciso monitorizar o estado do supervisor do sistema, onde é possível detetar as perturbações na rede, determinando o estado atual do sistema de acordo com a necessidade de alimentação da carga. No caso em que houve uma interrupção ou cava de tensão o supervisor atuou para garantir a continuidade da alimentação à carga, através da alimentação por baterias, mantendo o sistema em modo ilha. Quando se restabelece o normal funcionamento a carga é alimentado pela rede e a bateria é carregada pelo excesso da energia entregue na rede.

Foram propostos dois casos de testes para melhorar a qualidade da energia elétrica que alimenta a carga. O primeiro caso foi a redução de interrupção, que permitiu suprir a energia na carga quando se dá uma interrupção total das linhas de distribuição e o segundo corresponde a compensação de cavas de tensões que garantiu mitigar os abaixamentos de tensão nas linhas de distribuição.

Tendo em conta os resultados obtidos, quando a carga é alimentada pelo sistema de armazenamento de energia, verificou-se que a autonomia do sistema é de 1h e 50 min, o tempo de resposta das transições entre estados do sistema são rápidos e sem perturbações. Em ambos os cenários (redução de interrupção e compensação de cavas de tensão) verificou-se que o sistema de armazenamento proposto cumpriu com as necessidades pretendidas e constatou-se o correto funcionamento do supervisor projetado. Assim sendo, concluiu-se que este sistema apresenta uma boa solução para atenuar perturbações na rede, permitindo um funcionamento contínuo da rede ao mesmo tempo que aumenta a segurança do fornecimento de energia. É uma solução possível para um projeto real.

6.1 Recomendações para trabalhos futuros

As propostas de trabalhos futuros aqui apresentadas são resultado tendo em consideração os resultados e conclusões obtidos na seguinte dissertação, identificam-se os presentes casos de trabalho futuro:

- Identificação e quantificação dos barramentos em que deve ser necessário instalar SAEs num sistema de distribuição de energia elétrica;
- Elaboração de um estudo com cálculos justificativos para determinar a localização mais adequada do(s) SAEs;
- Estudos de viabilidade económica e benefícios ambientais em diferentes cenários de aplicação;
- Estudar os impactos dos SAEs instalado próximo das centrais de produção de energia ou próximo dos consumidores finais;
- Avaliar as vantagens/desvantagens de instalar sistemas de armazenamento de energia de diferentes tecnologias.

Referências Bibliográficas

Ai Wong, L., Ramachandaramurthy, V. K., Taylor, P., Ekanayake, J. B., Walker, S. L. (2019). Review on the Optimal Placement, Sizing and Control of an Energy Storage System in the Distribution Network: *Journal of Energy Storage*, 489-504.

AL Shaqsi, A. Z., Sopian, K., Al-Hinai, A. (2020). Review of Energy Storage Services, Applications, Limitations, and Benefits: *Energy Reports*.

Álvarez-Bel, C., Pachar, J. X., Quizhpi, W. A., Quizhpi, F. A. (2020). Integration of Photovoltaic Generation for Large Industrial Consumers Connected to Distribution Systems: *IEEE International Autumn Meeting on Power*.

Aneke, M., Wang, M. (2016). Energy Storage Technologies and Real Life Applications—A State of the Art Review: *Applied Energy*, 179:350-377.

Barra, P. H. A., Carvalho, W. C., Menezes, T. S., Fernandes, R. A. S., Coury, D. V. (2020). A Review on Wind Power Smoothing Using High-Power Energy Storage Systems: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

Broussely, M., Pistoia, G. (2007). Industrial Applications of Batteries. From Cars to Aerospace and Energy Storage: *Elsevier B. V.*

Carneiro, J. F., Matos, C. R., Gessel, S. (2019). Opportunities for Large-scale Energy Storage in Geological Formations in Mainland Portugal: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99:201-211.

DGEG. (2020). Direção Geral de Energia e Geologia: <https://www.dgeg.gov.pt/media/vwrlxq1y/dgeg-arr-2020-10.pdf>, acedido em dezembro 2020.

Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., Villafáfila-Robles, R. (2012). A Review of Energy Storage Technologies for Wind Power Applications: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16: 2154-2171.

Ecker, F., Hahnel, U., Spasa, H. (2017). Promoting Decentralized Sustainable Energy Systems in Different Supply Scenarios: The Role of Autarky Aspiration: *Energy Research*.

EDP. (2019). Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição: <https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/2019-02/PDIRD.pdf>, acedido em novembro 2020.

ERSE. (2021). Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos: Qualidade de Serviço Técnica. www.erse.pt acedido em março 2021.

Eurostat. (2021). Renewable Energy Statistics: Statistics Explained <file:///C:/Users/arsen/Downloads/64879.pdf>, acedido em fevereiro 2021.

Expresso. (2020). <https://expresso.pt/economia/2020-02-03-No-espaco-de-cinco-anos-Portugal-duplicou-a-producao-de-energia-solar?fbclid=IwAR0mglCTflz2LmySQfN2LW2l7JbIWxeJ2gDdtYA5lawQSh7iGFxsEefmaW8>, acedido em dezembro 2020.

Faisal, M., Hannan, M. A., Ker, P. J., Hussain, A., Mansor, M. B. (2018). Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications - Issues and Challenges: *IEEE Access*, 6: 35143 – 35164.

Frankel, D., Wagner, A. (2017). Battery Storage - The Next Disruptive Technology in the Power Sector. Sustainability & Resource Productivity: *McKinsey & Company*.

Gaspar, I., Castro, R., Sousa, T. (2021). Optimisation and economic feasibility of Battery Energy Storage Systems in electricity markets: The Iberian market case study: *Journal of Cleaner Production*, 324:129255.

Ge, B., Wang, W., Bi, D., Rogers, C. B., Peng, F. Z., Almeida, A. T. (2012). Energy Storage System-based Power Control for Grid-connected Wind Power Farm: *Electr Power Energy Syst*, 44:115-122.

Gomes, J. G., Pinto, J. M., Xu, H., Zhao, C., Hashim, H. (2020). Modeling and Planning of the Electricity Energy System with a High Share of Renewable Supply for Portugal: *Energy*, 15:118713.

Gür, T. M. (2018). Review of Electrical Energy Storage Technologies, Materials and Systems: Shallenges and Prospects for Large-Scale Grid Storage: *Energy Environmental Science*, 11:2696-2767.

Hannan, M. A., Hoque, M. M., Mohamed, A., Ayob, A. (2017). Review of Energy Storage Systems for Electric Vehicle Applications: Issues and Challenges: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69: 771-789.

IEA. (2014). Key World Energy Statistics: *International Energy Agency*.

IEA. (2018). Renewable Energy: *International Energy Agency*.

IEA. (2020). International Energy Agency: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>, acedido em dezembro 2020.

Jülch, V. (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method: *Energy*, 183:1594-1606.

Kaundinya, D. P., Balachandra, P., Ravindranath, N. H. (2009). Grid-connected Versus Stand-alone Energy Systems for Decentralized Power-Areview of Literature: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13:2041-2050.

Kebede, A. A., Coosemans, T., Massagie, M., Jemal, T. (2021). Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application: *Journal of Energy Storage*, 102748.

- Koohi-Kamali, S., Tyagi, V. V., Rahim, N. A., Panwar, N. L., Mokhlis, H. (2013) Emergence of Energy Storage Technologies as the Solution for Reliable Operation of Smart Power Systems: a review *Renew Sustain Energy Rev*, 25:135-165.
- Kousksou, T., Bruel, P., Jamil, A., El Rhafiki, T., Zerrouli. Y. (2014). Energy Storage: Applications and challenges: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 120:59-80.
- Lin, B., Wu, W. (2017). Economic viability of battery energy storage and grid strategy: A special case of China electricity market: *Energy*, 124:423-434.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J. (2015). Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation: *Appl Energy*, 137:511-536.
- Mahlia, T. M. I., Saktisahdan, T. J., Jannifar, A., Hasan, M. H., Matseelar, H. S. C. (2014). A Review of Available Methods and Developments on Energy Storage: *Renew Sustain Energy Rev*, 33:532-545.
- Martinez, J. A. (2011). Modeling and Characterization of Energy Storage Devices: *Power and Energy Society General Meeting*, 12303363.
- Martins, A. A., Mota, M. G., Caetano, N. S., Mata, T. M. (2020). Decentralized Electricity Storage Evaluation in the Portuguese Context: *The Electricity Journal*, 33:106822.
- Martins, A. A., Simaria, M., Barbosa, J., Barbosa, R., Silva, D. T., Rocha, C. S., Mata, T. M., Caetano N. S. (2018). Life Cycle Assessment Tool of Electricity Generation in Portugal: *Env. Dev. Sustain*, 20:129-143.
- Mohanned, Y. S., Maruf, A. A., Thomas, S., Koyunlu, G., Usman, U., Adeshina, S. A. (2019). A Synopsis for Utilization of Energy Storage Systems in Distributed Power Generation: *IEEE PES/IAS PowerAfrica*.
- Nair, N.K.C., Garimella, N. (2010). Battery Energy Storage Systems: Assessment for Small-scale Renewable Energy Integration: *Energy and Buildings*, 42:2124-2130.
- Nunes, A. N. (2018). Energy Changes in Portugal - An Overview of the Last Century: *Méditerranée*, 130.
- Rastler, D. (2010). Electricity Energy Storage Technology Options: *Electric Power Research Institute (EPRI)*, 2:49-114.
- Rehman, S., Al-Hadhrani, L. M., Alam, M. M. (2015). Pumped Hydro Energy Storage System - A Technological Review: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44:586-598.
- REN21. (2016). Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: *REN21 Secretariat*.
- Schoenung, S. (2011). Energy Storage Systems Cost Update: *Relatorio dos Laboratorios SANDIA*.

Suberu, M. Y., Mustafa, M. W., Bashir, N. (2014). Energy Storage Systems for Renewable Energy Power Sector Integration and Mitigation of Intermittency: *Renew Sustain Energy Rev*, 35:499-514.

Thomas, G., Demski, C., Pidgeon, N. (2019). Deliberating the Social Acceptability of Energy Storage in the UK: *Energy Policy*, 133.

UNFCCC. (2015). Adoption of the Paris Agreement: *UNFCCC/CP/L.9/Rev.* Wolsink, M. (2017). Co-production in Distributed Generation - Renewable Energy and Creating Space for Fitting Infrastructure within Landscapes: *Landscape Research*, 43.

Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., Kay, M. (2018). Battery Energy Storage System Size Determination in Renewable Energy Systems: *A Review: Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:109-125.

Zakeri, B., Syri S. (2015). Electrical Energy Storage Systems: A Comparative Life Cycle Cost Analysis: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42: 569-596.

Anexos

Anexo 1 - Parâmetro do Sistema

```
%# Parametro do Sistema %#
clear all
clc

Uc=400; % Tensão composta (V)
Us=230; % Tensão simples (V)
f=50; % Frequência (Hz)
Pref=500e3; % Potência ativa da Carga (W)
Qref=150e3; % Potência reativa da Carga (Var)
FP=cos(atan(Qref/Pref)); % Fator de Potência
Id=Pref/Uc; % Corrente da bateria
Vn=1100; % Tensão nominal (V)
C=1000; % Capacidade nominal (Ah)
E=C*Vn/1000; % Capacidade nominal da Bateria (kWh)
a=100; % Limite de carga superior (%)
b=20; % Limite de carga inferior (%)
p=(a-b)/100; % Profundidade de descarga (%)
n=100; % Eficiência geral do sistema [%]
ns=n/100; % Eficiência geral do sistema

T=((E*1e3*p*ns*FP)/Pref)*3600 % Tempo de execução (s)
Tmin=((E*1e3*p*ns*FP)/Pref)*60 % Tempo de execução (min)
Th=(E*1e3*p*ns*FP)/Pref % Tempo de execução (h)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% FILTRO %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Sref=Pref/FP; % Potência ativa da Carga (W)
IL=Sref/(sqrt(3)*Us); % Corrente eficaz na bobina (A)
dIL=0.1*IL; % Variação máxima admissível para a corrente (A)
fsw=8700; % Frequência da portadora (Hz)
Tsw=1/fsw; % Período de comutação (s)

Lf=Vn*Tsw/(6*dIL) % Bobinas de filtragem (H)
PrLf=0.005*Pref; % Perdas de 0.5% da Potência do sistema (W)
RLf=PrLf/(IL)^2 % Resistência parasita bobina(?)

Q=0.05*Qref; % 5% da potência reativa do sistema (Var)
Cf=Q/(sqrt(3)*2*pi*fsw*(Us)^2) % Condensador de filtragem (F)
RCf=12; % Resistência parasita (?)
ICf=Us/(sqrt((RCf)^2+(1/(2*pi*fsw*Cf))^2)); % Corrente no condensador (A)
Prc=RCf*(ICf)^2

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Bateria %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Vnominal=12.8; % Tensão nominal da bateria (V)
Cnominal=99.2; % Capacidade nominal da bateria (Ah)
Ides=100; % Corrente de descarga (A)
B_serie=Vn/Vnominal % Bateria em série
```

```

B_serie_int=86; % Bateria em série valor inteiro
V_Bateria=B_serie_int*Vnominal; % Tensão total da bateria (V)
B_par=(Sref/V_Bateria)/Ides; % Bateria em paralelo
B_par_int=5; % Bateria em paralelo valor inteiro

Qbateria=B_par_int*Cnominal % Capacidade da bateria total (Ah)
Ebat_total=Qbateria*V_Bateria % Energia da bateria total (kWh)

```

Anexo 2 - Bateria

Lithium Iron Phosphate (LiFePO₄) Battery

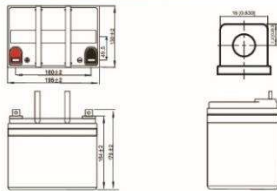
12.8V, 32AH

Features of LiFePO₄ Battery

- **Longer Cycle Life:** Offers up to 20 times longer cycle life and five times longer float/calendar life than lead acid battery, helping to minimize replacement cost and reduce total cost of ownership.
- **Lighter Weight:** About 40% of the weight of a comparable lead acid battery. A 'drop in' replacement for lead acid batteries.
- **Higher Power:** Delivers twice power of lead acid battery, even high discharge rate, while maintaining high energy capacity.
- **Wider Temperature Range:** -20℃~60℃.
- **Superior Safety:** Lithium Iron Phosphate chemistry eliminates the risk of explosion or combustion due to high impact, overcharging or short circuit situation.
- **Increased Flexibility:** Modular design enables deployment of up to four batteries in series and up to ten batteries in parallel.



Physical Dimension



Application

- Electric vehicles, electric mobility
- Solar/wind energy storage system
- UPS, backup power
- Telecommunication
- Medical equipment
- Lighting

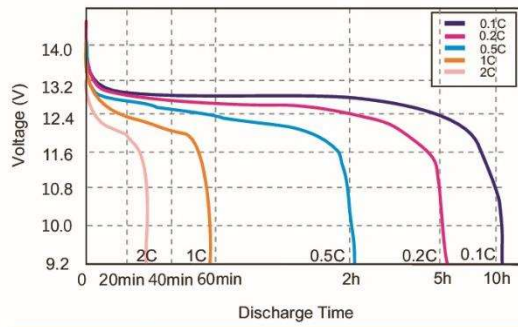
Specification

Electrical Characteristics	Nominal Voltage	12.8V
	Nominal Capacity	32Ah
	Energy	409.6Wh
	Internal Resistance	≤40mΩ
	Cycle Life	>2000 cycles @1C 100%DOD
	Months Self Discharge	<3%
	Efficiency of Charge	100% @0.5C
	Efficiency of Discharge	96~99% @1C
Standard Charge	Charge Voltage	14.6±0.2V
	Charge Mode	0.2C to 14.6V, then 14.6V,charge current to 0.02C (CC/CV)
	Charger Current	16A
	Max. Charge Current	32A
	Charge Cut-off Voltage	15.6V±0.2V
Standard Discharge	Continuous Current	50A
	Max. Pulse Current	60A(<3s)
	Discharge Cut-off Voltage	8V
Environmental	Charge Temperature	0℃ to 45℃ (32F to 113F) @60±25% Relative Humidity
	Discharge Temperature	-20℃ to 60℃ (-4F to 140F) @60±25% Relative Humidity
	Storage Temperature	0℃ to 40℃ (32F to 104F) @60±25% Relative Humidity
	Water Dust Resistance	IP56
Mechanical	Cell & Method	26650 4S10P
	Plastic Case	ABS
	Dimensions (in./mm.)	195*130*178mm (7.68**5.12**7.01")
	Weight (lbs./kg.)	4.80kg (10.58lbs)
	Terminal	T5
	Protocol (optional)	SMBus/RS485/RS232
	SOC (optional)	LED



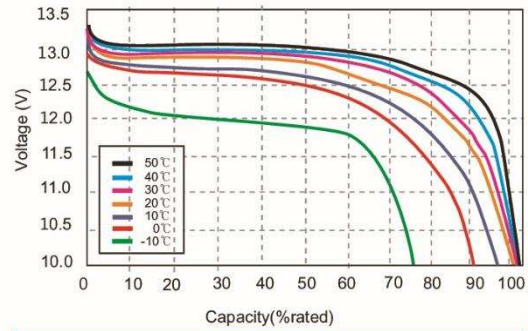
Different Rate Discharge Curve

Different Rate Discharge Curve @25°C



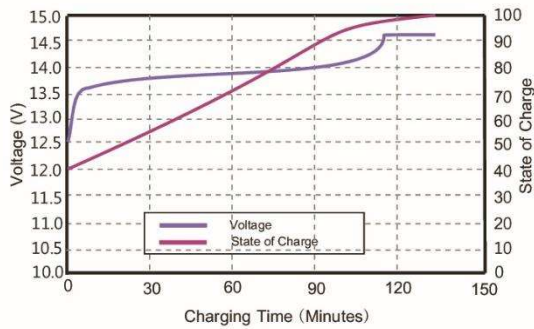
Different Temperature Discharge Curve

Different Temperature Discharge Curve @0.5C



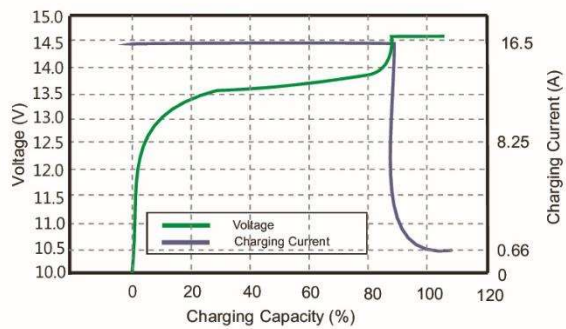
State of Charge Curve

State of Charge Curve @0.5C 25°C



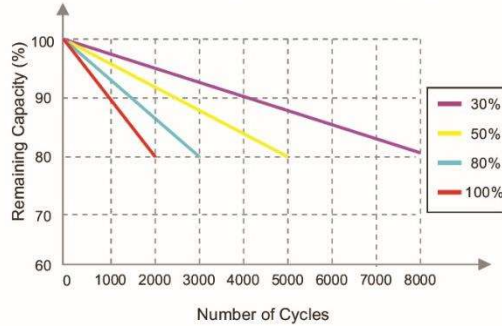
Charging Characteristics

Charging Characteristics @0.5C 25°C



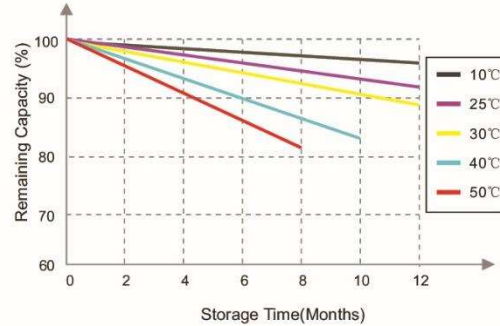
Cycle Life Curve

Different DOD Discharge Cycle Life Curve @1C



Self Discharge Characteristics Curve

Different Temperature Self Discharge Curve



AA Portable Power Corp / dba BatterySpace.com
Tel: 510-525-2328 Fax: 510-439-2808
Email: sales@batteryspace.com

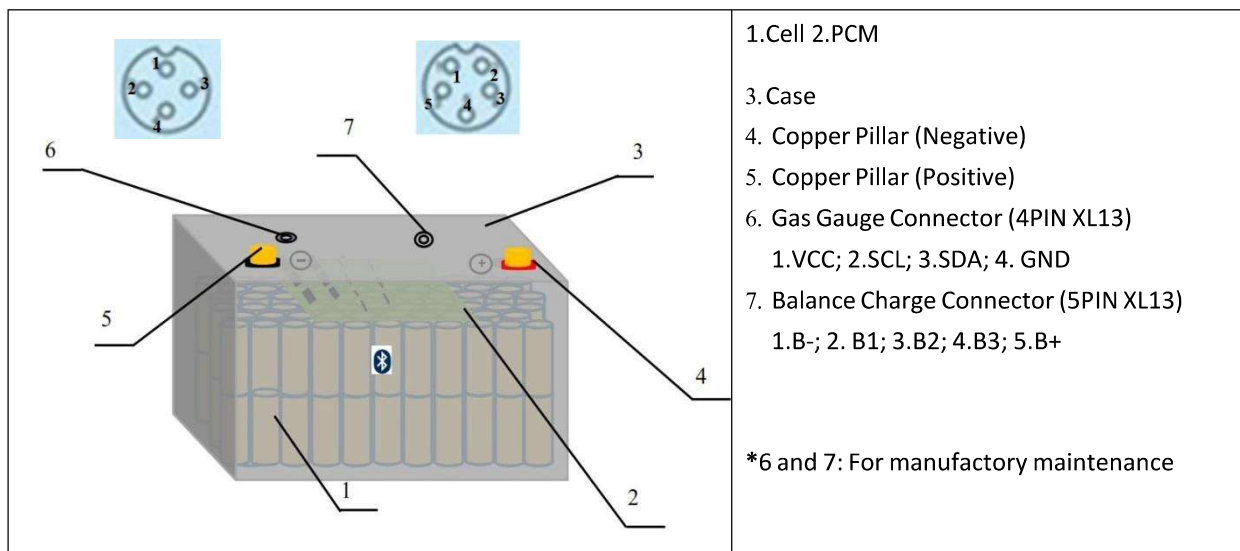
Model Name: LF-LA12V99

1. LiFePO4 12.8V 99.2Ah Rechargeable Battery

Item		Specification	Notes
Typical Capacity		99.2Ah	0.2C discharge
Minimum Capacity		96.2Ah	0.2C discharge
Nominal Voltage		12.80V	
Charging Voltage		14.40V±0.25 V	
End Voltage		8.8V±0.1V	
Charge Current (Std.)		20A	0 to 40°C
Charge Current (Max.)		99.2A	0 to 40°C
Charge Time (Std.)		5-7 hours	
Charge Time (Fast)		2-3 hours	
Discharge Current (Std.)		20A	-20 to 60°C
Discharge current (Max continues)		100A	-20 to 60°C
Discharge Current (Max.)		150A	-20 to 60°C
Internal Resistance (25°C)		<20mΩ	AC Impedance 1KHz
Net Weight		15Kg / 33LB	
Dimension (LxWxH)		13x6.8x8.75 inch 340x173x222 mm	With Copper Pillar Dia x H: 19x30mm
		13x6.8x8.25 inch 340x173x210 mm	Without Copper Pillar Dia x H: 19x30mm
Storage Temperature	Within 1 month	-20 to 60°C	Percentage of recoverable capacity: 80%
	Within 3 months	-20 to 45°C	
	Within 1 Year	-20 to 20°C	
UN38.3			Passed



AA Portable Power Corp
 825 S 19th Street, Richmond, CA 94804
 Tel: 510-525-2328 Fax: 510-439-2808
<http://www.batteryspace.com> Sales@batteryspace.com



2. PCM Specification

Item		Specification
Voltage	Charge voltage	DC:14.40V CC/CV
	Cell balance voltage	3.6V
Current	Cell balance current	72±10mA
	Current consumption	≤20μA
	Maximal charging current	100A
	Maximal continuous Discharging current	100A
Over-charge Protection	Over charge detection voltage	3.75V±0.05V / cell
	Over charge detection delay time	0.5S – 2S
	Over charge release voltage	3.8V±0.1V
Over-discharge protection	Over discharge detection voltage	2.20V±0.1V / cell
	Over discharge detection delay time	10 ms – 200ms
	Over discharge release voltage	2.30V±0.1V
Over-current protection	Over current detection current	200±10A
	Detection delay time	5ms – 20ms
	Release condition	Cut load
Short protection	Detection condition	Exterior short circuit
	Detection delay time	200 – 500us
	Release condition	Cut load
Resistance	Protection circuitry (B- TO P-)	≤10mΩ
Temperature	Operating Temperature Range	-40 to 85°C
	Storage Temperature Range	-40 to 125°C

LiFePO4 Rechargeable Battery: 12.8V 100Ah (1280Wh, 100A rate) with BlueTooth - UN38.3 Passed



Your Price: \$590.00

In Stock

Product ID # 11282

Part Number: LF-LA12V99-BL

Quantity: [Buy](#)

[Add to a new shopping list](#)

[Email this page to a friend](#)



Anexo 3 - Parâmetros da linha

Cabo de Cu Aéreo

Isolamento em Policloreto de vinilo (PVC)

Tensão nominal $U_0 / U (U_m)$	18/30 (36) <i>kV</i>
Seção transversal do condutor	150 <i>mm</i> ²
Diâmetro do isolamento	32,5 <i>mm</i>
Diâmetro exterior	41 <i>mm</i>
Peso	2600 <i>kg/km</i>
Corrente	481 <i>A</i>
Corrente de curto-circuito	21,5 <i>kA</i>
Resistência	0,1240 (Ω/km)
Indutância	0,38 (<i>mH/km</i>)
Capacitância	0,20 ($\mu F/km$)

Fonte: file:///C:/Users/arsen/Downloads/CABOS_ENERGIA.pdf

Pag: 64

Anexo 4 - Parâmetros do transformador

Parâmetros do Transformador de 630 kVA

Potência	630 <i>kVA</i>
Tensão do primário	30 <i>kV</i>
Tensão do secundário	400 <i>V</i>
Perdas em vazio	1265 <i>W</i>
Resistência do enrolamento primário	0,002 <i>p.u</i>
Resistência do enrolamento secundário	0,002 <i>p.u</i>
Reactância de dispersão do primário	0,08 <i>p.u</i>
Reactância de dispersão do secundário	0,08 <i>p.u</i>
Resistência de magnetização	300 <i>p.u</i>
Reactância de magnetização	200 <i>p.u</i>

Parâmetros do Transformador de 500 kVA

Potência	500 <i>kVA</i>
Tensão do primário	30 <i>kV</i>
Tensão do secundário	400 <i>V</i>
Perdas em vazio	862 <i>W</i>
Resistência do enrolamento primário	0,002 <i>p.u</i>
Resistência do enrolamento secundário	0,002 <i>p.u</i>
Reactância de dispersão do primário	0,08 <i>p.u</i>
Reactância de dispersão do secundário	0,08 <i>p.u</i>
Resistência de magnetização	300 <i>p.u</i>
Reactância de magnetização	200 <i>p.u</i>

Fonte: https://www.edpdistribuicao.pt/sites/edd/files/normative_docs/DMA-C52-130.pdf

Pag: 15

Anexo 5 - Parâmetros do inversor

INVERSORES CARREGADORES

Inversor Carregador 5000W MPPT 48V



Parâmetros técnicos	
Potência:	5000 W
Factor de Potência (FP):	1
Frequência:	50-60 Hz
Saída:	230VAC $\pm$ 5%
Uso:	Interior
Proteção IP:	IP20
Dimensões:	115x300x440 mm
Peso:	10Kg
Tª Ambiente Trabalho:	-10 ° C - +50 ° C
Manual:	Sim
Requer Montagem	Sim
Rango de Tensão MPPT:	120~450 Vdc
Garantia:	3 Años
Certificados:	CE & RoHS

Descrição do produto

O Inversor Carregador 5000W MPPT 48V trata-se de um inversor de onda sinusoidal pura. **É capaz de administrar a carga eléctrica às baterias mediante o regulador de carga solar integrado e além disso converte a tensão das baterias de 48V á tensão de rede 230V.**

Este inversor é de tipo MPPT (Maximum Power Point Tracking) que se encarrega de encontrar sempre o ponto de máxima potência. A sua máxima corrente de carga é de 80A. Conta com um ecrã LCD e pode-se conectar mediante Bluetooth através da aplicação WatchPower disponível em google Play. Admite conexão por USB para facilitar a carga e descarga de dados.

Os inversores carregadores estão especialmente desenhados para instalações eléctricas aisladas, ou seja, instalações onde não haja conexão á rede eléctrica. O inversor pode entregar directamente a energia gerada pelos painéis foto-voltaicos á instalação eléctrica da vivenda ou pelo contrário quando não haja consumo eléctrico, pode carregar as baterias. Em caso de existir uma exigência de potência elevada, o inversor pode subministrar a energia requerida combinando tanto baterias como painéis solares.

Características Inversor Carregador 5000 W MPPT 48V		
Potência Nominal	5000 VA	5000 W
Entrada	Voltagem	230V AC
	Rango de Voltagem Seleccionável	170-280V AC (Para computadores pessoais) 90-280V AC (Para acessórios da Casa)
	Rango de Frequência	50 Hz / 60 Hz
Saída	Regulação Voltagem	230V AC $\pm$ 5%
	Tempo de Transferência	15 ms (Para computadores pessoais) 20 ms (Para acessórios da Casa)
	Potência de Aumento	10000 VA
	Rendimento	90%~93%
	Forma de Onda	Senoidal Pura
Baterias	Voltagem Baterias	48V DC
	Voltagem em Fluctuação	54V DC
	Protecção contra sobrecargas	63V DC
Carregador Solar e Carregador AC	Tipo Seguidor Solar	MPPT
	Voltagem máxima PV em circuito aberto	500V DC
	Potência máxima PV	2000 W
	Voltagem do rango de operação MPP	120~450V DC
	Corrente máxima de Carga Solar	80A
	Corrente máxima de Carga AC	60A
	Corrente máxima de Carga	80A
Parâmetros Físicos	Dimensões	115x300x400 mm
	Peso Neto	10 kg
	Interface de comunicação	USB / RS232 / RS485 / Bluetooth / Dry- contact
Parâmetros Ambiente	Humidade	5% a 95% de Humidade Relativa
	Temperatura de Operação	-10°C a 50°C
	Temperatura de armazenamento	-15°C a 60°C