

PM

Projeto de Ligação Elétrica Entre a Ilha da Madeira e a Ilha do Porto Santo

PROJETO DE MESTRADO

Luís Miguel Correia Gouveia

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA-TELECOMUNICAÇÕES



UNIVERSIDADE da MADEIRA

A Nossa Universidade

www.uma.pt

setembro | 2018

Projeto de Ligação Elétrica Entre a Ilha da Madeira e a Ilha do Porto Santo

PROJETO DE Mestrado

Luís Miguel Correia Gouveia

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica-Telecomunicações

ORIENTADOR

João Dionísio Simões Barros

CO-ORIENTADOR

Agostinho Figueira

Resumo

A emissão de gases devido à produção de energia elétrica com recurso a combustíveis fósseis é responsável por grande parte da poluição de todo o mundo. Estima-se, ainda, uma redução acentuada do petróleo nos próximos 50 anos.

É perante este cenário que a EEM-Empresa de Eletricidade da Madeira está a colaborar no projeto “Porto Santo sustentável-*Smart Fossil Free Island*”, que consiste na criação da primeira ilha inteligente do mundo, livre de produção elétrica proveniente de combustíveis fósseis. Assim, é neste contexto que surge o projeto de ligação elétrica entre as duas ilhas, através de um cabo elétrico submarino [1].

Para a realização fundamentada deste projeto, desenvolve-se um estudo das soluções tecnológicas relativamente às REE-Redes de Energia Elétrica e efetua-se um levantamento de soluções industriais para a concretização desta ligação, equacionando-se as soluções HVAC-*High Voltage Alternating Current* e HVDC-*High Voltage Direct Current*.

Para uma análise pormenorizada do comportamento da rede de energia elétrica da RAM, estuda-se a sua organização e funcionamento atual, e utilizando o *software* de simulação PSSE-*Power System Simulation for Engineering*, cria-se um modelo equivalente das redes para comparar o comportamento simulado ao real.

Simulam-se as REE com e sem interligação elétrica e, efetua-se uma análise em regime permanente e transitório. Testam-se as soluções HVAC e HVDC-VSC-*Voltage Source Converter* para vários cenários com trânsito de potência bidirecional. Nestes, analisa-se o comportamento da rede perante falhas.

Por fim, efetua-se um estudo de viabilidade económica para as soluções apresentadas e recomenda-se a solução que melhor satisfaz as finalidades deste projeto com os melhores parâmetros de qualidade.

Projeta-se e estuda-se, ainda, a viabilidade técnica e económica de um parque *offshore*, verificando-se ser viável.

Em suma, através de toda a análise efetuada neste trabalho conclui-se que esta ligação é tecnologicamente e economicamente viável, sendo recuperado o valor de investimento em aproximadamente 18 anos.

Palavras chave: HVAC, HVDC, LCC, VSC, Ligação elétrica entre ilhas

Abstract

The emission of gases from fossil fuels is responsible for much of the pollution around the world. In addition, the shortage of petrol is imminent, reason why its end is estimated for the next 50 years.

It was against this background that the Madeira Electricity Company announced the project "Sustainable Porto Santo - Smart Fossil Free Island", which will consist in the creation of the first intelligent island of the planet and the first totally free of electricity production from fossil fuels island. Thus, it is in this context that the project of electrical connection between Madeira island and Porto Santo island through an electric submarine cable appears.

For the reasoned accomplishment of this project, a study of the art regarding the electric energy networks was developed and a survey of industrial solutions for the realization of this connection was made, considering the *HVAC-High Voltage Alternating Current* and *HVDC-High Voltage Direct Current* solutions.

For a detailed analysis of the behavior of the electric power network of each island, its current organization and operation were studied, using the simulation software PSSE-Power System Simulation for Engineering to compare it to the behavior of the interconnected networks.

In the first phase, the electric power networks were tested without interconnection and then a permanent and dynamic analysis was carried out. In this analysis, the HVAC and the HVDC-VSC solutions were tested for several simulation scenarios, in which the connection is made in both directions. These scenarios included some faults, in order to analyze the network's behavior.

Finally, an economic viability study was performed for the solutions presented and the solution that best meets the objectives of this project with the best quality parameters was recommended.

Also, the technical and economic viability of an offshore park, confirming its reliability.

Throughout the analysis carried out in this work it was concluded that this project is technologically and economically viable, recovering the investment value in about 18 years.

Palavras chave: HVAC, HVDC, LCC, VSC, Electrical connection between islands

Agradecimentos

Um agradecimento muito especial ao meu orientador, o Professor João Dionísio Simões Barros e co-orientador, Engenheiro Agostinho Figueira, por todo o suporte, apoio, dedicação, paciência e conhecimentos transmitidos ao longo, não só deste projeto, mas de todo o meu percurso académico. Obrigado por todas as sugestões e disponibilidade prestadas ao longo deste projeto. Um muito obrigado.

Um agradecimento ao colega Ivo Valente, pela cedência de dados importantes para a concretização deste trabalho. Um muito obrigado

Um agradecimento especial aos funcionários da Empresa de Eletricidade da Madeira, em especial ao Engenheiro Aires Henriques, por todas as sugestões e conhecimentos transmitidos ao longo da elaboração deste projeto. Um muito obrigado.

Um agradecimento muito especial à minha família, principalmente à minha mãe, irmã e avó, por todos os valores e ensinamentos dados ao longo da minha vida, e pelo apoio prestados ao longo de todo o meu percurso académico. Um muito obrigado.

Um agradecimento muito especial à minha namorada, Filipa Nóbrega, pelo seu interesse e esforço em compreender este projeto, com o propósito de poder conversar comigo sobre a minha área de interesse. Muito obrigado pelo apoio incondicional, compreensão e paciência demonstrados ao longo do meu percurso académico.

Gostaria de agradecer aos meus amigos/as, Nânci Winke, Luís Paulo, Pedro Correia, Mário Pereira, Dinarte Vasconcelos e em especial ao Nuno Caires, pelo apoio incondicional, pelas sugestões dadas ao longo do meu percurso académico e pela camaradagem diária. Um muito obrigado.

Gostaria de agradecer aos meus colegas de curso, pelo interesse e camaradagem prestada ao longo do meu percurso académico. Um muito obrigado.

Aproveito ainda para agradecer aos meus professores, onde incluo o Engenheiro Filipe Santos, por toda disponibilidade e ensinamentos transmitidos ao longo do meu percurso académico. Um muito obrigado.

Um agradecimento muito especial ao meu amigo, colega e parceiro Gonçalo Ferreira. Obrigado por todos os momentos dentro e fora da Universidade. Obrigado por teres sido o meu colega de grupo e de estudos ao longo de todo o meu percurso académico. Obrigado por todas as noitadas de estudo e trabalho, pelos conselhos, ensinamentos, disponibilidade e apoio incondicional. Espero que, de entre as estrelas, continues a indicar-me o caminho certo e a iluminar o meu percurso. O meu muito obrigado.

~

“If at first the idea is not absurd, then there is no hope for it”

Albert Einstein

Lista de abreviaturas e terminologia

AC – *Alternate Current*

AT – Alta Tensão

BIGT – *Bi-Mode Insulated Gate Transistor*

DC – *Direct Current*

DMS – *Distribution Managing System*

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

EEU – *European Energy Union*

ETRS – Estação de Tratamento de Resíduos Sólidos

GIS – *Gas Insulated Switchgear*

HVAC – *High Voltage Alternating Current*

HVDC – *High Voltage Direct Current*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LCC – *Line Commutated Converters*

MI – *Mass Impregnated*

MMC – *Modular Multilevel Converter*

MT – Média Tensão

OIP – *Oil Impregnated Paper*

PSSE – *Power System Simulator for Engineering*

PWM – *Pulse Width Modulation*

RAM – Região Autónoma da Madeira

REE – Rede de Energia Elétrica

STATCOM – *Static Compensator*

VSC – *Voltage Source Converters*

XLPE – *Cross Linked Polyethylene*

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Motivação	1
1.2.	Objetivos	2
1.3.	Organização do relatório.....	3
2.	Revisão do Estado de Arte	5
2.1.	Sistema de energia elétrica.....	5
2.2.	Sistema de transmissão de energia elétrica	6
2.3.	HVAC- <i>High Voltage Alternating Current</i>	6
2.4.	HVDC- <i>High Voltage Direct Current</i>	7
2.4.1.	Topologias	8
2.4.2.	HVDC LCC- <i>Line Commutated Converter</i>	9
2.4.2.1.	Conversores LCC baseados em tirístores	9
2.4.3.	HVDC VSC- <i>Voltage Source Converter</i>	11
2.4.3.1.	Conversores VSC baseados em IGBT's	12
2.4.4.	HVDC- LCC VS HVDC- VSC	15
2.5.	HVAC VS HVDC	16
2.6.	Cabos.....	17
2.6.1.	Cabo AC.....	17
2.6.2.	Cabo DC.....	18
2.7.	Soluções industriais.....	20
2.7.1.	Soluções HVAC	20
2.7.2.	Soluções HVDC-VSC	21
2.8.	Custos dos sistemas	21
3.	Descrição da rede de energia elétrica da RAM.....	23
3.1.	Descrição da rede de energia elétrica atual da RAM	23
3.1.1.	Descrição da rede de energia elétrica da ilha da Madeira.24	
3.1.1.1.	Caracterização do Sistema Electroprodutor da ilha da Madeira	24
3.1.1.1.1.	Produção térmica	24
3.1.1.1.2.	Produção hidroelétrica	25
3.1.1.1.3.	Produção eólica	25
3.1.1.1.4.	Produção fotovoltaica	26

3.1.1.1.5. Produção pela combustão de resíduos urbanos	27
3.1.1.1.6. Contribuição por fonte de energia primária	27
3.1.1.1.7. Emissão de energia na rede	29
3.1.1.2. Caracterização da rede de transporte e distribuição da ilha da Madeira	30
3.1.1.2.1. Nós	30
3.1.1.2.2. Linhas e cabos de transmissão	31
3.1.1.3. Caracterização do sistema consumidor da ilha da Madeira	31
3.1.1.3.1. Evolução do consumo de energia elétrica por zona	32
3.1.2. Descrição da rede de energia elétrica da ilha do Porto Santo	33
3.1.2.1. Caracterização do Sistema produtor da ilha do Porto Santo	33
3.1.2.1.1. Produção térmica	33
3.1.2.1.2. Produção fotovoltaica	34
3.1.2.1.3. Produção eólica	34
3.1.2.1.4. Contribuição por fonte de energia primária	35
3.1.2.1.5. Emissão de energia na rede	37
3.1.2.2. Caracterização da rede de transporte e distribuição da ilha do Porto Santo	38
3.1.2.2.1. Nós	38
3.1.2.2.2. Linhas/cabos de transmissão.....	38
3.1.2.3. Caracterização do sistema consumidor da ilha do Porto Santo	39
3.1.2.3.1. Consumo de energia elétrica por zona	39
3.2. Futuras alterações na rede de energia elétrica da RAM.....	40
3.3. Importância da ligação entre as ilhas da Madeira e do Porto Santo	41
3.4. Implementação da REE da RAM no <i>software</i> de simulação PSSE	42
3.4.1. Barramentos	43
3.4.2. Linhas de transporte.....	45
3.4.3. Transformadores.....	48
3.4.4. Cargas	48

3.4.5.	Geradores.....	49
3.4.6.	Bancos de condensadores	50
3.5.	Interligação entre as ilhas da Madeira e do Porto Santo	52
3.5.1.	Ligação HVAC entre as duas ilhas.....	54
3.5.2.	Interligação HVDC VSC entre as duas ilhas.....	55
4.	Simulações em Regime Permanente	56
4.1.	Simulação da rede de energia elétrica atual nas duas ilhas	56
4.2.	Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVAC	57
4.2.1.	Transmissão de energia no sentido ilha da Madeira- ilha do Porto Santo, sem produção <i>offshore</i>	57
4.2.2.	Transmissão de energia no sentido ilha do Porto Santo- ilha da Madeira, com produção <i>offshore</i>	61
4.3.	Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVDC	63
4.3.1.	Transmissão de energia no sentido ilha da Madeira- ilha do Porto Santo, sem produção <i>offshore</i>	63
4.3.2.	Transmissão de energia no sentido ilha do Porto Santo- ilha da Madeira, com produção <i>offshore</i>	64
4.4.	Comparação HVAC VS HVDC- VSC- regime permanente	66
4.4.1.	Comparação da transmissão de energia no sentido da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo- sem produção <i>offshore</i> ..	66
4.4.2.	Comparação da transmissão de energia no sentido da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira- Com produção <i>offshore</i>	67
5.	Simulações em regime dinâmico	69
5.1.	Preparação da rede para simulação em regime dinâmico	69
5.2.	Cenários e Falhas	69
5.2.1.	Cenários	70
5.2.2.	Falhas	70
5.3.	Simulações das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVAC	71
5.3.1.	Cenário 1- cenário de carga máxima sem produção <i>offshore</i>	71
5.3.1.1.	Falha 1- curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas;	71

5.3.1.2.	Falha 2- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha da Madeira	75
5.3.1.3.	Falha 3- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha do Porto Santo.....	77
5.3.2.	Cenário 2- cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira	78
5.3.2.1.	Falha 4- curto circuito seguido de corte da <i>offshore</i>	78
5.4.	Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVDC.....	79
5.4.1.	Cenário 1- cenário de carga máxima sem produção <i>offshore</i>	79
5.4.1.1.	Falha 1- curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas	80
5.4.1.2.	Falha 2- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha da Madeira	83
5.5.	Comparação entre HVAC e HVDC- VSC- regime dinâmico ..	84
6.	Estudo de análise da viabilidade económica	86
6.1.	Solução A- HVAC	86
6.1.1.	Custo dos componentes e da instalação.....	86
6.1.2.	Custos associados às perdas na ligação sem produção <i>offshore</i> na solução HVAC.....	87
6.1.3.	Custos associados às perdas na ligação com produção <i>offshore</i> na solução HVAC	89
6.2.	Solução B- HVDC- VSC.....	90
6.2.1.	Custo dos componentes e da instalação.....	90
6.2.2.	Custos associados às perdas na ligação sem produção <i>offshore</i> na solução HVDC-VSC.....	91
6.2.3.	Custos associados às perdas na ligação com produção <i>offshore</i> na solução HVDC-VSC.....	93
6.3.	Solução A- HVAC VS Solução B- HVDC- VSC.....	94
6.3.1.	Comparação orçamental	94
6.3.2.	Comparação das perdas na ligação	95
6.3.3.	Retorno económico.....	95
7.	Conclusão	98
7.1.	Conclusões do trabalho	98
7.2.	Trabalhos futuros	100

Referências	101
Anexos	111
Anexo A- Revisão do Estado de Arte	112
Anexo B- Estrutura das redes de energia elétrica da RAM	123
Anexo C- Rede de energia elétrica da RAM	124
Anexo D- Simulador PSSE.....	139
Anexo E- Regime permanente- Simulações com bobines para compensação.....	149
Anexo F- Simulações em regime dinâmico	150
Anexo G- Resultados das simulações em regime dinâmico	152
Anexo H- Análise de viabilidade económica	169

1. Introdução

Com o elevado crescimento populacional, evidencia-se um aumento cada vez maior do consumo de energia elétrica. Por este motivo, torna-se fundamental que as redes de energia elétrica sejam constantemente aperfeiçoadas, para que seja possível suprir as necessidades da população. Assim, foi com base neste aperfeiçoamento que surgiu a realização do projeto de interligação elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo.

Desta feita, o presente capítulo será dedicado à apresentação das motivações que conduziram à realização deste projeto, bem como aos objetivos que se pretendem alcançar e à organização estrutural deste relatório.

1.1. Motivação

Numa sociedade cada vez mais dependente das novas tecnologias, o aumento populacional, aliado ao crescente desenvolvimento tecnológico, torna o consumo energético inevitável. Esta questão obrigou ao aumento da produção de energia, e, conseqüentemente, ao maior consumo de recursos naturais, como é o caso do petróleo. Todavia, sabe-se que, tendo em consideração o consumo atualmente registado, se estima que apenas exista petróleo para mais 50 anos, sendo que os seus custos aumentarão muito antes desta data [2].

Além das questões relacionadas com a escassez de petróleo, denota-se ainda outro problema grave, que se prende com a poluição produzida através da queima de combustíveis fósseis. Para esta situação, estima-se que uma em cada seis mortes no mundo se relaciona com doenças provocadas pela poluição, sendo que em 2015 se constatou a morte de 9 milhões de pessoas devido a este problema mundial [3].

Deste modo, torna-se fundamental que todos os países iniciem um processo de preparação das suas redes elétricas, começando por investir na inclusão de energias renováveis na sua produção e tornando o consumo de energia mais eficiente.

Uma outra forma de combater estas problemáticas, consiste no uso de redes inteligentes de energia (*smart grids*), que utilizam tecnologias de informação para que as redes de energia elétrica sejam mais eficientes, confiáveis e sustentáveis.

Uma vez que de momento ainda existem combustíveis fósseis, e que, pelo senso comum, se afirma que “em rede que funciona não se efetuam alterações”, a comissão Europeia criou a *European Energy Union* (EEU), de forma a obrigar os países da União Europeia a investirem na melhoria das suas produções de energia elétrica. Esta entidade tem como objetivos mínimos para 2020 reduzir 20% das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, alcançar a meta de 20% da energia obtida a partir de fontes renováveis e obter uma melhoria de 20% na eficiência energética. Já para 2030, esta propôs reduzir em 40% as emissões de gases com efeito de estufa, obter

27% da energia a partir de fontes renováveis, alcançar 27-30% de aumento da eficiência energética e 15% de interligações elétricas, sendo que cada país deve transferir no mínimo esta percentagem de energia para outros países da União Europeia. Por fim, para 2050, existe um único objetivo já traçado, que consiste na redução de 80-95% das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990 [4].

Assim sendo, atendendo às questões supramencionadas, foi apresentada uma proposta de realização de um projeto com parceria entre a Universidade da Madeira e a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM), com o propósito de se analisar uma possível ligação elétrica submarina entre as ilhas da Madeira e do Porto Santo. Esta ligação, visa estudar o acoplamento de duas redes independentes numa só, melhorando, assim, o seu desempenho global. Além disso, esta permite tornar a ilha do Porto Santo numa ilha verde, sem produção de energia térmica e, por sua vez, sem emissão de gases para atmosfera.

Esta ligação possibilita, ainda, o estudo da possibilidade de implementação de um parque *offshore* de energia eólica na ilha do Porto Santo, verificando-se o impacto que uma grande quantidade de energia renovável teria sobre a rede elétrica das duas ilhas. Além disso, esta ligação permite, ainda, tornar a ilha do Porto Santo na primeira ilha inteligente do mundo.

1.2. Objetivos

De modo a levar a cabo esta investigação, traçou-se um conjunto de objetivos cujo alcance é fundamental para a viabilidade deste projeto. Assim sendo, os principais objetivos para esta investigação são:

- Fazer a revisão do estado de arte acerca da utilização de cabos submarinos para fazer a ligação elétrica entre ilhas;
- Procurar soluções, a nível industrial, para fazer a ligação da ilha da Madeira à ilha do Porto Santo por ligação *High Voltage Alternating Current* (HVAC) ou por ligação *High Voltage Direct Current* (HVDC);
- Definir, em simulação, as redes elétricas da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo;
- Realizar um projeto de ligação entre as duas ilhas, por ligação HVAC ou por ligação HVDC;
- Simular o comportamento dos sistemas de interligação elétrica, por ligação HVDC ou por ligação HVAC;
- Avaliar e comparar, por simulação, o desenvolvimento da rede elétrica interligada por ligação HVAC ou por ligação HVDC;
- Projetar um parque eólico *offshore* com potências instaladas de 10 MW a 50 MW;

- Analisar o comportamento das redes elétricas das duas ilhas, perante a injeção de potência do parque *offshore*;
- Efetuar um estudo de viabilidade económica para as soluções propostas e para um parque eólico *offshore* com vários valores de potência instalada.

1.3. Organização do relatório

Este relatório encontra-se dividido em sete capítulos. Primeiramente, apresenta-se um capítulo introdutório, onde consta um breve enquadramento da importância deste trabalho, se descrevem as motivações que levaram a cabo a realização do mesmo e se apresenta uma descrição da organização estrutural desta dissertação.

Seguidamente, no segundo capítulo, apresenta-se uma Revisão do Estado de Arte acerca dos fundamentos teóricos que suportam este trabalho. Como tal, neste capítulo, encontra-se um estudo relativo às matérias que fundamentam este tipo de ligações marítimas de alta tensão, procurando-se conhecer outros projetos idênticos implementados em todo o mundo. Assim, encontram-se expostas as tecnologias HVAC e HVDC, bem como as variantes que existem na tecnologia HVDC, expondo-se, ainda, uma breve comparação entre ambas as tecnologias. Posteriormente, apresentam-se os tipos de cabos submarinos existentes no mercado, de forma a perceber-se quais as opções que melhor se adequam a este projeto específico. De seguida, apresentam-se algumas soluções industriais e, por fim, alguns custos importantes para a análise de viabilidade económica deste projeto.

Terminado o enquadramento teórico, inicia-se o terceiro capítulo, Descrição da Rede da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo, onde se encontram descritas as redes de energia elétrica de cada uma das ilhas e se explica a necessidade de acoplamento entre ambas. Neste capítulo, apresenta-se a estrutura, os diagramas de carga e de geração e os parâmetros dos componentes que constituem as redes de energia elétrica (REE) reais. Além disso, apresenta-se a simplificação efetuada nas redes, de forma a contornar as limitações da versão gratuita do programa de simulação *Power System Simulator for Engineering* (PSSE). Apresenta-se, ainda, o procedimento de criação das REE das duas ilhas no simulador. Por fim, apresentam-se algumas das perspetivas futuras de alteração das respetivas redes, sendo que algumas destas já foram consideradas neste trabalho.

Posteriormente, no quarto capítulo, dá-se ênfase à Simulação em Regime Permanente. Em primeiro lugar, encontra-se a simulação das redes atuais (sem ligação), e, de seguida, apresentam-se as simulações com as ligações HVAC e HVDC. Por fim, realiza-se uma comparação entre as tecnologias simuladas.

À posteriori, no quinto capítulo, procede-se à Simulação em Regime Dinâmico. Nesta parte, apresenta-se a configuração dinâmica da rede, descrevem-se os cenários de simulação, as falhas simuladas e, posteriormente, mostram-se os resultados das

simulações das duas tecnologias perante as falhas testadas. Por fim, compara-se o comportamento das duas redes face a estas falhas.

Em seguida, dedica-se sexto capítulo ao Estudo de Análise Económica deste projeto, onde se apresentam os estudos de viabilidade das soluções HVAC e HVDC, com e sem a implementação da *offshore*. Por fim, efetua-se uma comparação crítica entre estas duas tecnologias.

No sétimo capítulo, apresentam-se as conclusões finais do projeto elaborado e propõem-se trabalhos académicos futuros.

Por fim encontra-se uma secção de anexos com dados importantes para a elaboração deste projeto. Nestes podem ser consultadas algumas informações que fundamentam o estado de arte, dados sobre os componentes que constituem a rede de energia elétrica da RAM, dados da programação dinâmica, resultados obtidos durante as simulações e ainda informações sobre a análise de viabilidade económica.

2. Revisão do Estado de Arte

Após apresentadas as motivações que originaram o interesse em desenvolver este projeto, enumerados os objetivos que irão conduzir o trabalho e descrita a organização deste relatório, deu-se seguimento à Revisão do Estado de Arte.

Este capítulo destina-se, essencialmente, à revisão do estado de arte que fundamenta o trabalho elaborado. Neste, descreve-se de forma breve alguns fundamentos teóricos que caracterizam um sistema de energia elétrica e define-se o sistema de transmissão de energia, elucidando-se, particularmente, as topologias HVAC e HVDC. Posteriormente, descrevem-se os parâmetros a considerar na escolha do cabo elétrico marítimo, bem como algumas soluções industriais presentes no mercado. Por fim, apresentam-se alguns custos a considerar na análise de viabilidade económica deste projeto.

2.1. Sistema de energia elétrica

A energia elétrica é, maioritariamente, produzida em centrais elétricas de grande porte, tipicamente térmicas, hídricas e nucleares, normalmente afastadas dos grandes centros urbanos por razões económicas e ambientais. A energia produzida é entregue à rede de transporte, constituída por cabos e linhas elétricas de muito alta tensão, que, através de transformadores, a transforma para a rede de distribuição, em alta, média e baixa tensão, até chegar aos consumidores. Além disso, existem, ainda, as produções de baixa tensão e as microproduções, que se ligam diretamente à rede de distribuição [5]. A Figura 2.1 ilustra a estrutura de uma rede de energia elétrica.

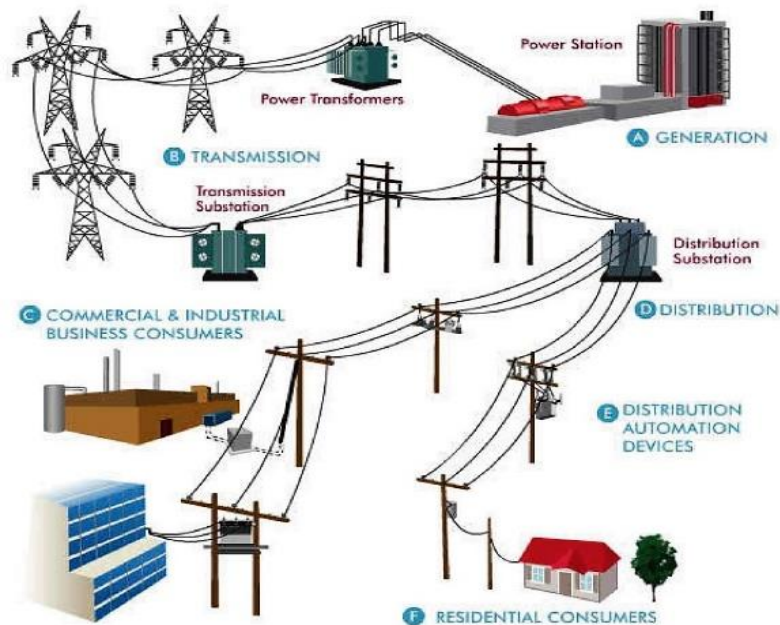


Figura 2.1- Estrutura de uma rede de energia elétrica [6].

Como é possível verificar na Figura 2.1, uma rede de energia elétrica é dividida em três secções fundamentais: a geração, o transporte/transmissão de energia e a carga.

2.2. Sistema de transmissão de energia elétrica

Como é conhecido, um dos principais parâmetros de qualidade das redes de energia elétrica é a continuidade do fornecimento, pelo que é de extrema importância que se evite a ocorrência de falhas de energia. Uma das formas de o fazer, além da redundância das ligações elétricas, é a instalação de centrais elétricas em vários pontos da rede, com espaçamentos distantes, de forma a que a geração de energia provenha de várias localizações. Assim, em caso de falha numa central, existe a compensação de produção, distribuída pelas outras centrais. No entanto, a construção de centrais elétricas de grande produção acarreta custos extremamente elevados e, como tal, outra forma de manter a rede prevenida para possíveis falhas em centrais é através da interligação, por meio de cabos elétricos, entre regiões, países e até continentes. Esta solução permite, por exemplo, interligar as redes de vários países, e, desta forma, possibilita que estes possam comprar e vender energia uns aos outros, criando um mercado muito produtivo. Deste modo, pode-se concluir que os sistemas de transporte de energia elétrica são responsáveis por transportar a energia elétrica entre distâncias elevadas [7].

A projeção deste tipo de ligações é de extrema complexidade e depende de um conjunto de características, tais como a distância, as perdas, a potência, a tensão, o meio circundante, a frequência e o fator económico. Por este motivo, é habitual dizer-se que não existem projetos iguais, visto que cada projeto depende das características dos pontos a interligar, o que conduz à necessidade da existência de diferentes tecnologias no mercado que respondam às necessidades de cada projeto. Como tal, os sistemas de transmissão de energia elétrica subdividem-se em duas tecnologias diferentes: o HVAC e o HVDC.

2.3. HVAC- *High Voltage Alternating Current*

O HVAC é a denominação atribuída à tecnologia de transmissão de energia elétrica em alta tensão com corrente alternada. Esta representa a solução mais simples e económica e, por sua vez, a mais usual nas REE. Este sistema de transmissão é o recomendado para distâncias inferiores a 80 km submarinos ou 500 km terrestres, dependendo da potência a ser transmitida. Isto deve-se ao facto das características dos cabos trifásicos, utilizados por esta tecnologia, e do efeito pelicular conduzirem ao aumento da geração de potência reativa e, conseqüentemente, ao aumento das perdas de potência consoante o aumento do comprimento do cabo. Desta forma, é possível afirmar que o aumento da distância é diretamente proporcional ao aumento da potência reativa e, por sua vez, ao das perdas no cabo [8].

Este sistema é, frequentemente, utilizado em sistemas terrestres e apenas em alguns sistemas marítimos, tais como redes petrolíferas e parques eólicos próximos da costa. Porém, para potências muito elevadas é comum recorrer-se a sistemas de compensação de potência reativa, como é o caso dos bancos de condensadores ou das bobinas variáveis. A Figura 2.2 ilustra um sistema de transmissão HVAC para o caso de uma plataforma marítima.

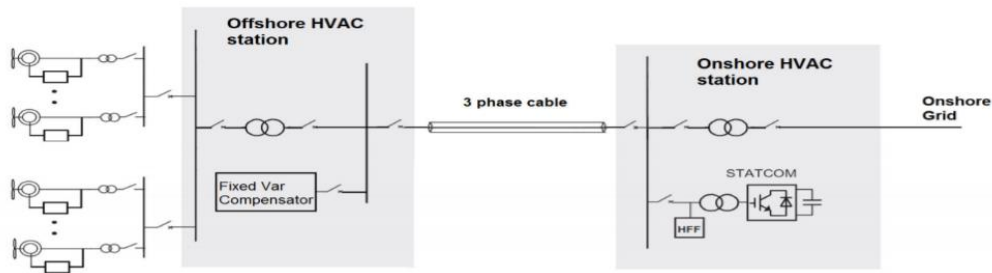


Figura 2.2- Esquema do sistema de transmissão HVAC [9].

Como é possível verificar na Figura 2.2, um sistema HVAC é tipicamente composto por geradores, que neste caso específico são turbinas eólicas, por uma plataforma *offshore*, composta por um transformador e por dispositivos de compensação de potência reativa, por um cabo trifásico e pela plataforma *onshore*, composta por um transformador e por dispositivos de compensação de potência. É importante salientar que, quando a distância à costa é curta, se torna desnecessária a implementação da plataforma *offshore*, sendo a compensação e a transformação de potência realizada na plataforma *onshore*. Outra situação possível é a de as redes dos dois lados do cabo terem a mesma tensão nominal e, nessa situação, torna-se desnecessária a implementação de transformadores [9], [10].

2.4. HVDC- *High Voltage Direct Current*

O HVDC é a denominação atribuída à tecnologia de transmissão de energia elétrica em alta tensão com corrente contínua. Os sistemas de transmissão HVDC permitem a conexão entre dois pontos, nomeadamente entre um sistema gerador e uma rede ou entre duas redes, recorrendo ao uso de uma ligação de corrente contínua. Esta tecnologia surge como alternativa aos sistemas HVAC, permitindo a transmissão de energia em longas distâncias, por vias terrestres ou submarinas, com perdas de energia reduzidas [10], [11].

Geralmente, a ligação HVDC interliga dois pontos de rede alternada, o que impõe a obrigatoriedade de utilização de uma plataforma com conversores *Alternating Current (AC)/ Direct Current (DC)* (retificadores) e outra com conversores *DC/AC* (inversores) [12].

Este sistema, contrariamente ao sistema anteriormente descrito, é o mais adequado e, por consequência, o mais frequentemente utilizado em ligações superiores a 80 km, visto apresentar menos perdas e ser economicamente mais viável. Além disso, este sistema destaca-se pelo facto de poder interligar dois pontos com frequências diferentes, permitindo, desta forma, a partilha de energia entre países e continentes com frequências diferentes [13].

No que concerne a questões tecnológicas, este sistema é mais complexo que o anterior devido à necessidade de controlo dos conversores. No entanto, o sistema HVDC permite o controlo da potência ativa e reativa, possibilitando uma acentuada redução de perdas, o que não era possível diretamente no sistema HVAC. Outro fator

que permite esta redução de perdas é o facto do cabo, sendo DC não ter capacitância e a indutância ser desprezável, e, por sua vez, não ter tanto impacto na potência perdida no cabo [10]. A Figura 2.3 ilustra o esquema de um sistema de transmissão HVDC.

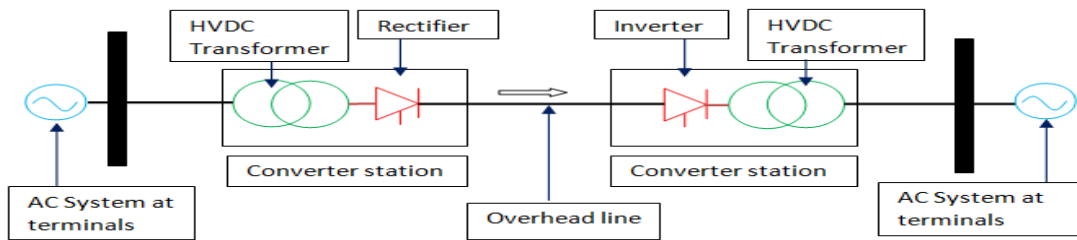


Figura 2.3- Esquema do sistema de transmissão HVDC [14].

Como é possível observar na esquematização do sistema de transmissão HVDC, nas duas extremidades encontram-se dois pontos de funcionamento em corrente alternada. Por sua vez, ao centro, podemos identificar duas estações conversoras (uma retificadora e uma inversora), interligadas por um cabo DC.

À esquerda, a REE ilustrada opera a uma determinada tensão, em corrente alternada, entregando uma determinada potência à estação conversora. Esta agrega um conversor, constituído por semicondutores (tiristores ou IGBT's) e um transformador. O funcionamento em comutação dos semicondutores é responsável por converter a tensão AC em DC [10], [14].

Por sua vez, à direita do conversor, a ligação DC conduz a energia elétrica à outra estação conversora. Esta estação é composta pelos mesmos componentes que a anterior, mas com a função inversa, ou seja, a de converter a tensão de DC em AC, para que a mesma seja entregue à REE da direita. Por vezes, nestas estações encontram-se, ainda, transformadores responsáveis por aumentar ou diminuir a tensão, de forma a que a energia elétrica seja entregue à rede [10].

É importante referir que existem três topologias de ligações: monopolar, bipolar e *back-to-back* station. Por fim, torna-se, ainda, importante mencionar as duas topologias dos sistemas HVDC, nomeadamente a *Line Commutated Converters* (LCC) e a *Voltage Source Converters* (VSC) [15].

2.4.1. Topologias

As topologias de ligação HVDC permitem interligar pontos de acordo com as especificações finais de cada sistema. Estas podem ser monopolar, bipolar ou com conversores costas com costas, dependendo de fatores como o nível de potência a transmitir, o “*budget*” disponível para investir e a importância de, em caso de corte de um dos cabos, ter um de reserva para colocar em funcionamento [16], [15]. As topologias e respetiva descrição podem ser consultadas na secção A.1. do Anexo A.

2.4.2. HVDC LCC- *Line Commutated Converter*

O sistema HVDC LCC, também conhecido como sistema HVDC clássico ou ainda tradicional, é a versão pioneira dos sistemas HVDC. Este sistema começou a ganhar forma na década de 30 do século XX, com o aparecimento dos primeiros retificadores com válvulas de mercúrio, sendo a primeira ligação HVDC feita pela *Siemens* em 1941, com o propósito de entrar em funcionamento em 1945. No entanto, esta ligação foi atacada durante a segunda guerra mundial, tendo sido, assim, desfeita antes de alguma vez entrar em funcionamento. Posteriormente, em 1954, surge a primeira ligação HVDC submarina, entre a costa da Suécia e a ilha Gotland, realizada pela ASEA, atualmente conhecida como ABB [17], [18].

Esta tecnologia utiliza conversores de linha comutada (*Line Commuted Converters*), que baseiam a sua comutação em tirístores com uma frequência na ordem dos 50-60 Hz, com perdas de 1% a 2% [19], [20].

Este sistema, apesar de antigo, ainda é muito utilizado e sofreu algumas melhorias com o passar dos anos. Atualmente, é um sistema complexo e é composto por vários componentes, tais como transformadores, conversores baseados em tirístores, filtros AC e DC, banco de condensadores ou sistema *Static Compensator* (STATCOM) para a compensação da potência reativa, bobine de alisamento e cabo DC [21], [22]. A Figura 2.4 ilustra a configuração e os componentes de um sistema HVDC LCC.

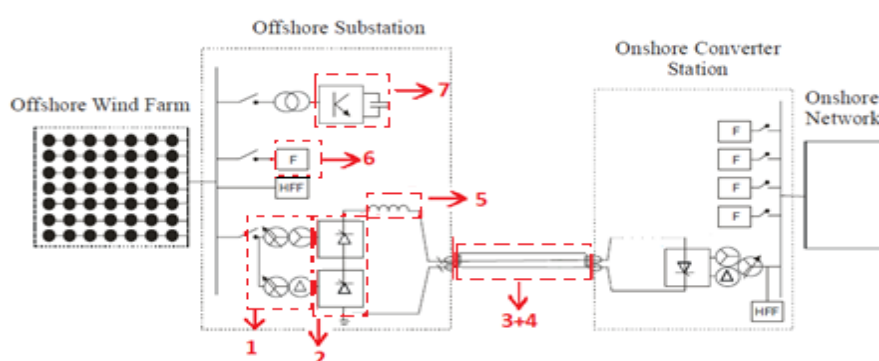


Figura 2.4- Sistema HVDC-LCC . (1- Transformador; 2- Conversor baseado em tirístores; 3- Cabos DC; 4- Filtro DC; 5- Bobine de Alisamento; 6- Filtro AC; 7- Sistema STATCOM ou Banco de condensadores).

Pela Figura 2.4 é possível verificar que a tecnologia LCC é composta pelos componentes anteriormente enumerados. Na secção A.2 do Anexo A, encontra-se uma breve explicação dos componentes que compõem esta tecnologia.

2.4.2.1. Conversores LCC baseados em tirístores

Os conversores LCC são os dispositivos responsáveis pela conversão AC/DC e DC/AC e utilizam válvulas tirístores para a comutação.

Os tirístores são semicondutores cujo comportamento se assemelha a um díodo controlável. Assim sendo, quando se aplica um sinal à *gate*, a corrente é conduzida do ânodo para o cátodo. Estes dispositivos são os mais usuais para transmissão de elevadas

potências em longas distâncias, mas são também os mais difíceis de controlar, uma vez que não é possível colocá-los em situação de corte por controle direto da *gate*. Deste modo, apenas é possível controlar o momento em que começam a conduzir, sendo que a entrada em corte implica a diminuição da tensão de condução, até esta ser negativa, (entre o ânodo e o cátodo) e a anulação da corrente [5].

Nos dias de hoje, o conversor mais utilizado nesta tecnologia é o de doze pulsos. Este conversor tem como base duas pontes de *Graetz* de seis pulsos, que representa um tipo concreto de ponte trifásica de onda completa [5]. A Figura 2.5 ilustra um conversor de doze pulsos [5].

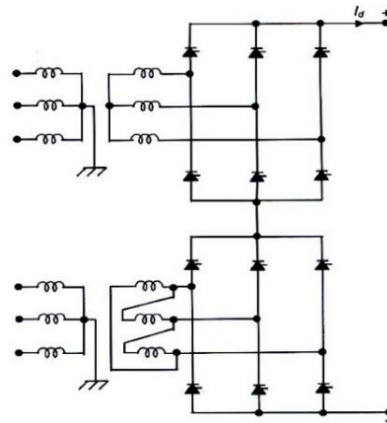


Figura 2.5- Conversor de 12 pulsos [5].

Como ilustrado na Figura 2.5, existem duas pontes conversoras ligadas em série, do lado da corrente contínua, e em paralelo, do lado da corrente alternada. Note-se que o transformador da ponte superior está ligado na configuração estrela/estrela e o da ponte inferior na configuração estrela/triângulo [5].

No transformador com a configuração estrela/triângulo a tensão no secundário fica com um desfasamento de 30° relativamente ao da configuração estrela/estrela. Isto permite que as tensões contínuas se somem de forma a gerar uma onda de tensão contínua, que se repete a cada doze vezes num ciclo da rede. A Figura 2.6 ilustra a tensão contínua e a corrente alternada de cada um dos conversores de seis pulsos, bem como nas suas somas, resultando nas mesmas do conversor de doze pulsos [5].

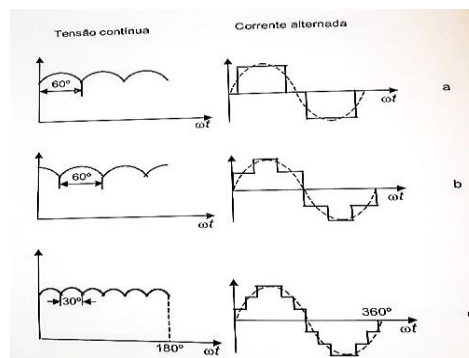


Figura 2.6- Formas de onda da tensão contínua e da corrente alternada: a) Conversor de 6 pulsos com transformador estrela/estrela; b) Conversor de 6 pulsos com transformador estrela/triângulo; c) Conversor de 12 pulsos; [5].

Pela Figura 2.6, é possível constatar que a soma das tensões contínuas e das correntes alternadas de cada um dos braços conversores de seis pulsos resulta na tensão contínua e na corrente alternada do conversor de doze pulsos [5].

Por fim, importa, ainda, referir que o conversor de doze pulsos permite efetuar a retificação e a inversão, sendo esta última realizada do mesmo modo, porém no processo inverso ao descrito [5].

2.4.3. HVDC VSC- *Voltage Source Converter*

O sistema de transmissão HVDC VSC é um sistema mais recente, que continua a ser alvo de muitos estudos para futuras melhorias. Este sistema representa uma alternativa à tecnologia LCC, sendo que a principal diferença entre ambos se refere aos conversores, que para este sistema são baseados em semicondutores comutados *Insulated-Gate Bipolar Transistor* (IGBT). Estes conversores têm frequências de comutação na ordem dos 1-2 kHz e perdas de 4-6% [23], [24].

Esta tecnologia destaca-se pelo facto dos IGBT's serem operados em alta frequência, por modulação *Pulse Width Modulation* (PWM). Assim, é possível modelar, de modo mais eficaz e quase em tempo real, a forma de onda da tensão e da corrente desejadas na saída e, ainda, manter um controlo rápido sobre a potência ativa e reativa [25], [26].

Com o aparecimento do IGBT, criado por Meet Jayant Baliga, em 1980, abriu-se uma nova porta para o desenvolvimento de uma tecnologia que corrigisse algumas das desvantagens do sistema LCC. Assim, o primeiro teste ao sistema HVDC VSC ocorreu no dia 10 de março de 1997, entre Hellsjön e Grängesberg, na Suécia, pela empresa ABB. Posteriormente, em 1999, a ABB comercializou o primeiro sistema com esta tecnologia, em Gotland, na Suécia [27], [28].

Esta tecnologia é normalmente utilizada para transmissões de potência e distâncias inferiores às transmitidas pelos sistemas LCC, uma vez que o custo inicial da tecnologia VSC é inferior ao da tecnologia LCC [25].

Os sistemas HVDC VSC são compostos por transformadores, conversores VSC baseados em válvulas IGBT's, filtros AC e DC, bobine de fase e cabo DC e a sua configuração e respetivos componentes encontra-se ilustrada na Figura 2.7 [29].

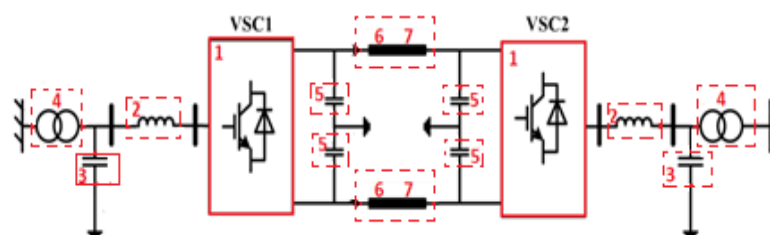


Figura 2.7- Sistema HVDC-VSC [30]. (1- Conversor baseado em IGBT's; 2- Bobine de fase; 3- Filtro AC; 4- Transformador; 5- Condensador DC; 6- Cabo DC; 7- Filtro DC).

Pela Figura 2.7 observa-se que a tecnologia VSC é composta pelos componentes anteriormente enumerados. Na secção A.3 do Anexo A, descreve-se os componentes que compõem esta tecnologia.

2.4.3.1. Conversores VSC baseados em IGBT's

Os conversores VSC são responsáveis pela conversão AC/DC e vice-versa e baseiam-se em válvulas IGBT para a comutação.

Os IGBT's são os semicondutores utilizadas na tecnologia HVDC- VSC e são os elementos que permitem contornar o maior problema que a tecnologia LCC apresenta, uma vez que os IGBT's, ao contrário dos tirístores, permitem controlar também o momento em que entram em corte. Deste modo, é possível aplicar um sinal na *gate* que coloque o semicondutor em funcionamento ou em corte, permitindo controlar melhor a tensão desejada na saída. Este é um semicondutor unidirecional e só conduz quando a corrente transita do coletor para o emissor. Assim, os IGBT's são mais fáceis de controlar, mais robustos e apresentam velocidades de comutação superiores aos tirístores. Contudo, apesar destas vantagens, os conversores baseados em IGBT's possuem perdas superiores aos conversores baseados em tirístores [25], [31], [32].

O controlo da comutação das válvulas nestes conversores é realizado através da modulação PWM. Esta consiste na comparação entre um sinal sinusoidal na frequência desejada e uma onda triangular, tal como ilustra a Figura 2.8 [33], [34].

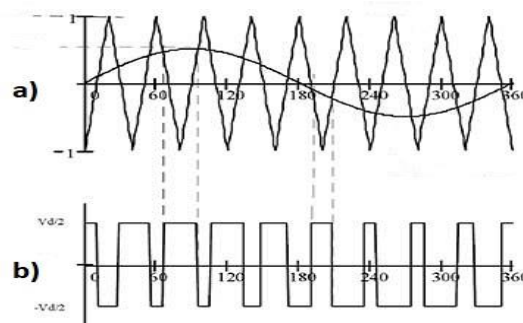


Figura 2.8-Modulação PWM. a) Correlação entre sinal sinusoidal e sinal triangular; b) Sinal PWM resultante [35].

Com a modulação PWM é possível criar a forma de onda desejada, com a fase e a amplitude pretendidas. Para alterar a forma de onda é necessário apenas alterar as componentes PWM, o que pode ser realizado de forma quase imediata [36], [37].

Esta modulação permite controlar a potência ativa e reativa de forma individual, como referido anteriormente. Como tal, a potência ativa pode ser controlada pela tensão do lado DC, pela variação da frequência do lado AC ou de forma manual. Já a potência reativa pode ser controlada individualmente em cada conversor pela tensão AC que é requerida ou ainda de forma manual, sem alterar a tensão do lado DC [25], [38], [39].

No que se refere aos conversores, até à data têm sido sempre utilizados conversores trifásicos de dois e três níveis. Todavia, recentemente foi apresentado um

novo tipo de conversor para esta tecnologia, denominado de *Modular Multilevel Converter* (MMC) [40].

Os conversores trifásicos de dois níveis são compostos por seis semicondutores comutados dispostos de acordo com a Figura 2.9 [41].

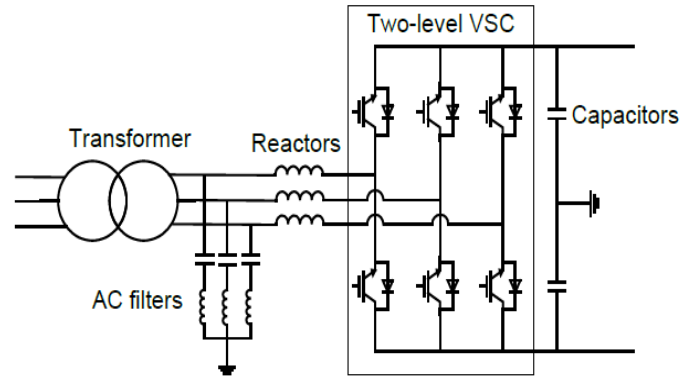


Figura 2.9- Conversor VSC de dois níveis [42].

Pela Figura 2.9, percebe-se que o conversor é composto por três braços, sendo que cada um agrupa um par de válvulas. É possível observar que cada válvula é composta por um semicondutor IGBT, com um diodo em paralelo entre o emissor e o coletor. Cada braço é controlado individualmente através de cada fase e quando uma válvula se encontra em condução a outra tem obrigatoriamente de se encontrar em corte. Este conversor é denominado de dois níveis, por apenas variar entre dois níveis de tensão, como será possível aferir na Figura 2.12 [31], [40].

O conversor de três níveis é composto por doze semicondutores IGBT, cada um em paralelo com um diodo, tal como no conversor supramencionado. A Figura 2.10 ilustra a configuração de um conversor VSC de três níveis.

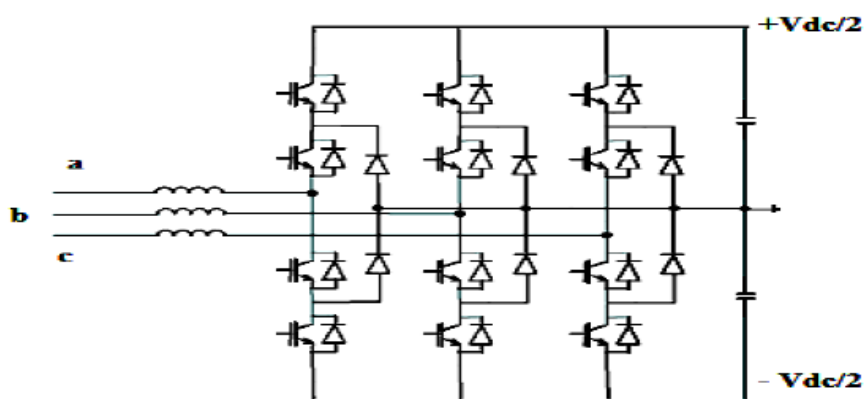


Figura 2.10- Conversor VSC de três níveis [43].

O conversor de três níveis é idêntico ao conversor de dois níveis, diferindo deste pelo facto de cada braço ser composto por quatro válvulas em série, duas em cada polaridade. Outra distinção entre ambos prende-se com o facto de, além dos diodos de cada válvula, existir também mais dois diodos por braço na configuração da Figura

2.10, responsáveis pelo terceiro nível de tensão. Tal como no caso anterior, a denominação deste conversor refere-se aos níveis de tensão que este permite, sendo então denominado de três níveis, por possibilitar três níveis de tensão. A forma de onda deste conversor pode ser observada na Figura 2.12 [34], [40], [43].

Por fim, apresenta-se o conversor modular multinível, também conhecido como conversor em cascata de dois níveis, que é esquematicamente semelhante ao conversor VSC de dois níveis, diferindo apenas no facto de cada braço ser composto por vários módulos de dois níveis em série. A Figura 2.11 ilustra este tipo de conversor [31], [44].

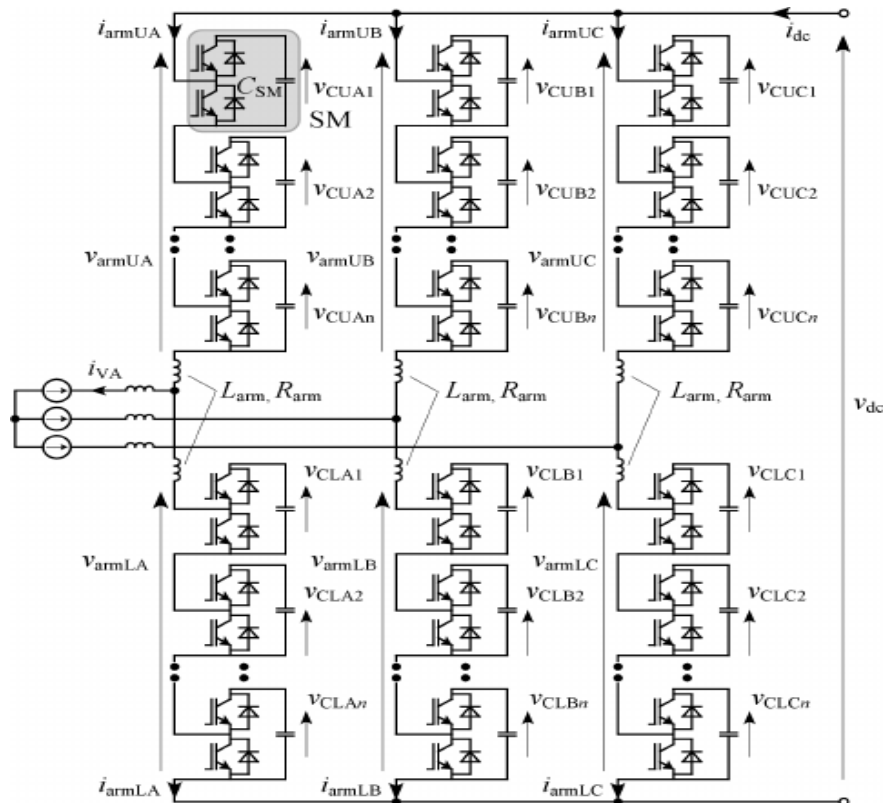


Figura 2.11- Conversor modular multinível [45].

Devido ao elevado número de semicondutores, esta tecnologia permite melhorar a aproximação à forma de onda sinusoidal, reduzindo significativamente as perdas por conversor. Uma vez que estes conversores são compostos por muitos semicondutores, há uma redução no número de vezes que cada semicondutor necessita de comutar, quando comparado com os conversores anteriores. Quanto maior o número de semicondutores, menor será a tensão que cada um terá de suportar, maior será a aproximação à sinusoidal e menor será a distorção harmónica. A forma de onda resultante encontra-se ilustrada na Figura 2.12 [31], [44], [46].

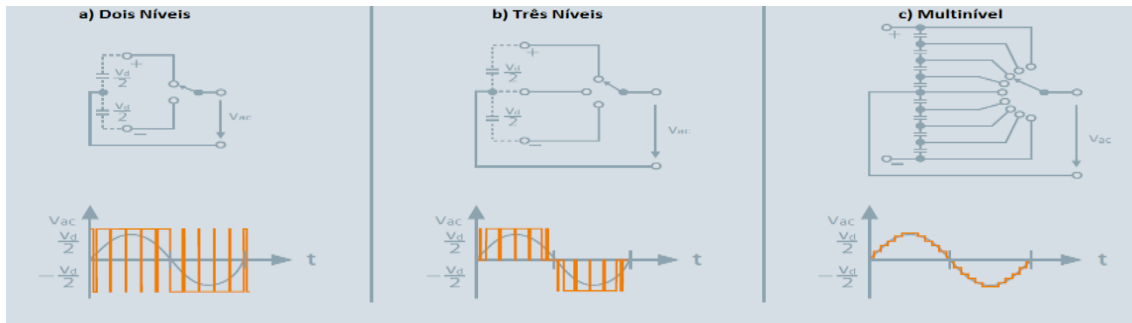


Figura 2.12- Sinal resultante do conversor: a) Dois Níveis; b) Três Níveis; c) Multinível [8].

Pela Figura 2.12, é possível conferir que, tal como descrito à priori, o sinal modelado pelo conversor de dois níveis pode, apenas, tomar dois valores, o modelado pelo conversor de três níveis apresenta três valores, sendo um deles nulo, e o sinal modelado pelo conversor multinível assume vários valores, sendo um sinal muito próximo ao sinusoidal.

2.4.4. HVDC- LCC VS HVDC- VSC

Como descrito anteriormente, as tecnologias HVDC LCC e HVDC VSC são bastante diferentes entre si, sendo que cada uma delas conta com aspetos favoráveis e aspetos desfavoráveis [47], [48]. Como tal na Tabela 2.1 serão descritos alguns aspetos que as distinguem.

Tabela 2.1- Vantagens e desvantagens das tecnologias HVDC LCC e VSC [47], [48].

LCC	VSC
Semicondutores tiristor	Semicondutores IGBT
Sistemas STATCOM	Condensadores DC
Vantagens	Vantagens
Potências mais elevadas	Controlo independente da potência ativa e reativa
Menores perdas nos conversores	Controlo do fator de potência
Menores perdas nas estações	Os semicondutores permitem controlar diretamente o corte
Opera em redes AC com potências mais elevadas	Elevada frequência de comutação
Indicado para transmissões de potências superiores a 300 MW	Não necessita obrigatoriamente de filtros DC
Menor complexidade	Estações menores
Tecnologia sem novos desenvolvimentos	Transformadores mais simples
Custos inferiores para transmissões de longa distância	Fácil controlo do sentido da potência (bidirecional)
Tecnologia mais madura	Indicado para transmissões de baixa potência e curta distância
Tecnologia mais usada	Custos inferiores para transmissões de curta distância

Desvantagens	Desvantagens
Necessita de filtros AC e DC	Potências menos elevadas
Os semicondutores não permitem controlar o corte de forma direta	Maiores perdas nas estações
Não permite controlo independente da potência ativa e reativa	Maiores perdas nos conversores
Não tem controlo do fator de potência	Maior complexidade
Estações de maior porte	Tecnologia em desenvolvimento
Requer transformadores conversores	Não é indicado para transmissão de potências superiores a 300 MW
Baixa frequência de comutação	Custos mais elevados para transmissões de longa distância
Difícil controlo do sentido da potência	Menos usada

2.5. HVAC VS HVDC

Os sistemas de transmissão são todos diferentes entre si, sendo que cada um apresenta características muito próprias e adequa-se melhor a cada sistema, dependendo de fatores como distância, potência, meio ambiente circundante, etc. Assim sendo, para que cada sistema seja projetado da melhor forma possível, é necessário escolher entre a tecnologia HVAC ou HVDC. Cada um, tem as suas características, formando assim as vantagens e desvantagens enumeradas na Tabela 2.2 [5], [12], [38] - [49].

Tabela 2.2- Vantagens e desvantagens das tecnologias HVAC e HVDC [5], [12], [38] - [49].

HVAC	HVDC
Cabo AC	Cabo DC e conversores
Vantagens	Vantagens
Ausência de conversores	Permite interligar redes de diferentes frequências
Tecnologia usual	Tecnologia usual em ligações de longa distância e elevada potência
Fácil instalação	Cabo com dois condutores
Pouca complexidade	Permite o controlo do fator de potência
Menos perdas em curtas distâncias	Não há limites na distância de transmissão
Menor custo para curtas distâncias	Controlo rápido do fluxo de energia,
Não precisa de conversores	Melhora a estabilidade do sistema de transmissão e das redes AC adjacentes
Indicado para distâncias inferiores a 80 km em mar e 500 km em terra	Mudança rápida do sentido de transmissão
Sistema com menores custos para distâncias inferiores a aproximadamente 80 km em mar e 500 km em terra	As falhas que acontecem na rede de um lado da ligação são isoladas da outra rede
	Potências elevadas com menores perdas

	Sistema com menores custos para distâncias superiores a aproximadamente 80 km em mar e 500km em terra
Desvantagens	Desvantagens
Cabo com 3 condutores	Difícil instalação
Não permite o controlo do fator de potência	Necessita de sistemas de compensação de energia auxiliares
Maiores perdas para distâncias superiores a aproximadamente 80 km	Sistema complexo e difícil de projetar
Custos mais elevados para distâncias superiores a 80 km	Custos mais elevados para distâncias inferiores a 80 km

2.6. Cabos

Os cabos elétricos são os elementos responsáveis por suportar o transporte de energia entre dois pontos, sendo possível encontrar uma variedade de cabos com diversos tamanhos, secções, número de condutores e materiais. Os principais parâmetros que influenciam o comportamento dos cabos nos sistemas elétricos são a resistência, a admitância, a capacitância e a indutância.

2.6.1. Cabo AC

Os cabos AC são cabos constituídos por três condutores, cujo material é normalmente cobre ou alumínio. Cada condutor encontra-se devidamente isolado e o conjunto dos três condutores surge envolto numa blindagem que dificulta a sua quebra e degradação e o risco de choque elétrico, tanto em pessoas como animais (impossibilita o contato com os condutores).

Como referido anteriormente, a principal limitação dos sistemas HVAC remete para as perdas existentes no cabo AC, que resultam do aumento da potência reativa. Devido às propriedades intrínsecas deste tipo de cabos (principalmente a indutância e a capacitância) e devido ao efeito pelicular, a potência reativa aumenta proporcionalmente ao aumento do comprimento do cabo [50].

Atualmente, os cabos AC mais utilizados em ligações submarinas são os *Cross Linked Polyethylene Insulation* (XLPE), pelo que a instalação do primeiro cabo deste tipo ocorreu em 1967, na Noruega. Estes cabos vieram substituir os antigos *Oil Impregnated Paper* (OIP) nas ligações, principalmente submarinas, o que foi benéfico na medida em que esta tipologia de cabos utilizava um canal de óleo interno que era perigoso aquando de ligações em zonas com diferentes relevos (devido às subidas e descidas) e em caso de rotura (por contaminar a água envolvente). Assim, constata-se uma maior eficácia dos cabos XLPE, que suportam temperaturas de 90°C constantes no condutor e 250°C durante aproximadamente três segundos, em caso de curto circuito. Além disso, existem outras vantagens desta tipologia de cabo que recaem sobre as excelentes propriedades elétricas do isolamento, tais como as baixas perdas dielétricas, a facilidade em fazer conexões uma vez que não há fluxo de óleo a passar no cabo e,

ainda, o seu baixo peso, comparativamente ao OIP [51], [52]. A Figura 2.13 ilustra uma secção de um cabo submarino XLPE trifásico de alta tensão.



Figura 2.13- Secção de um cabo submarino trifásico XLPE [53].

Como se pode observar pela Figura 2.13, os cabos XLPE trifásicos são compostos por três cabos condutores, bem isolados e envoltos em várias armaduras, de forma a torná-los muito robustos. Estes agrupam, ainda, um ou mais cabos de fibra ótica, conforme encomendado pelo cliente.

2.6.2. Cabo DC

Os cabos DC são constituídos normalmente por um ou dois condutores isolados, tipicamente de cobre, e o seu conjunto, tal como no cabo AC, encontra-se revestido por uma blindagem com as mesmas finalidades [5], [54].

Retomando a uma ideia já mencionada, nos sistemas HVDC a distância não representa um problema tão significativo como nos sistemas HVAC, uma vez que as perdas que se devem à potência reativa são significativamente inferiores (devido à transmissão DC). Assim, o maior fator de perdas nestes cabos deve-se quase exclusivamente à sua resistência [5], [54].

Existem várias opções de tecnologias de cabos DC, sendo que as mais utilizadas em cabos de ligações submarinas se referem às tecnologias XLPE e *Mass Impregnated* (MI) [54]. A Figura 2.14 ilustra uma secção de um cabo DC XLPE.

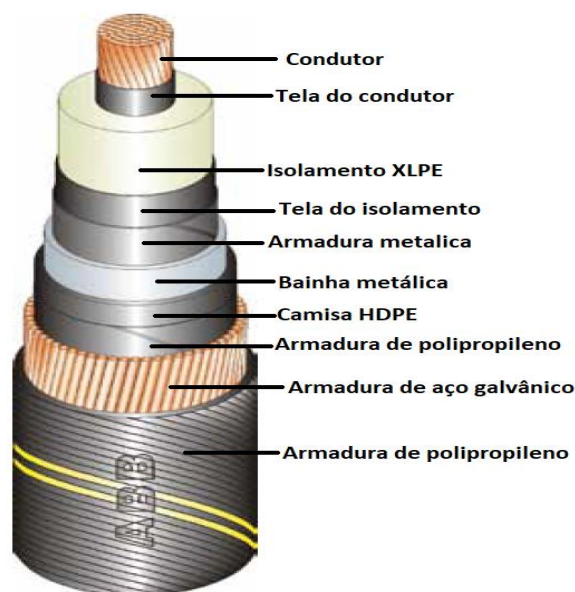


Figura 2.14- Seção de um cabo DC submarino XLPE [55].

Observando a Figura 2.14 e comparando-a com a Figura 2.13, é possível afirmar que a estrutura de ambos os cabos é a mesma, o que demonstra que as diferenças entre eles consistem apenas no seu número de condutores.

Esta tecnologia de cabos tem algumas vantagens face à tecnologia MI. Uma destas vantagens diz respeito ao seu peso, que, ao ser mais leve, permite que as distâncias entre as juntas sejam superiores (devido ao suporte do peso do cabo). No caso de o cabo se destinar ao uso aquático, é fundamental que as juntas sejam de fábrica, de modo a permitir a impermeabilidade nessas zonas e prolongar o tempo de vida útil do cabo. Uma outra vantagem dos cabos XLPE recai sobre a sua maior robustez face às tecnologias concorrentes. Estes cabos ainda suportam temperaturas superiores, o que lhes permite o transporte de maior corrente. Por fim, também os custos desta tecnologia de cabos são encarados como uma vantagem, visto que são consideravelmente inferiores quando comparados com tecnologias concorrentes. Apesar de todas as suas vantagens, esta tecnologia é desvantajosa no que respeita aos níveis de tensão suportada, visto serem inferiores aos da tecnologia MI e, portanto, não consegue assegurar os mesmos níveis de tensão. Assim sendo, esta tecnologia é sobretudo utilizada em transmissões HVDC VSC [54].

Apesar de ser mais antiga, outra tecnologia que continua a ser a opção mais viável no mercado para transmissões de elevada potência é a tecnologia MI. A Figura 2.15 ilustra a estrutura de um cabo DC submarino com a tecnologia MI.



Figura 2.15- Secção de um cabo DC submarino MI [56].

Pela Figura 2.15, pode-se observar que este cabo é baseado numa tecnologia cujo isolamento é formado por uma massa de tiras de papel impregnado em óleo. Ao contrário de outras tecnologias utilizadas em cabos, esta recorre a poucas quantidades de óleo, o que a torna viável para utilização submarina, dado que não representa elevados riscos em caso de quebra. Esta tecnologia é a solução predileta para ligações de longa distância e potências elevadas e, portanto, a mais utilizada em ligações HVDC LCC [54], [57].

2.7. Soluções industriais

Nos dias correntes, as empresas que decidem investir em sistemas de transmissão elétrica, veem-se obrigadas a contratar empresas especializadas neste ramo. Dado que estes projetos são de grande envergadura, as empresas que desenvolvem soluções empresariais são muito escassas. Estas necessitam de um navio com toda a maquinaria necessária para o transporte e instalação do cabo no fundo do oceano, de todos os componentes necessários para o sistema, de vários operacionais para a mão de obra e, ainda, de uma equipa de desenvolvimento responsável por melhorar cada vez mais a performance destas complexas tecnologias, o que acarreta custos elevados para o cliente.

2.7.1. Soluções HVAC

A tecnologia HVAC, tal como constatado na secção 2.3, é a tecnologia que acarreta menor complexidade. Em algumas situações, é apenas necessário instalar o cabo e, por norma, qualquer empresa do ramo consegue fazê-lo em terra. No entanto, quando se refere a uma instalação submarina, torna-se necessária a presença de um navio com características especiais para o efeito, pelo que, apenas algumas empresas como a Siemens AG, ABB, Prysmian PowerLink Srl e a ALSTOM têm capacidades para tal.

Como referência, pode-se destacar uma das ligações mais emblemáticas, por ter sido a primeira ligação elétrica intercontinental, que ocorreu em 1998, entre Espanha e

Marrocos. Esta ligação é composta por um cabo submarino AC de 400 kV com 28 km de comprimento, com uma profundidade máxima de 0,615 km e capacidade para transmitir de forma contínua 700 MW e 900 MW de pico. Em 2001 foi feito um pedido de reforço dessa ligação, que veio a ser concluído em 2006 com outro cabo AC em paralelo, com as mesmas características, com um comprimento de cerca de 31,3 km e com uma profundidade máxima de 0,620 km. Este último cabo foi colocado de forma a que futuramente, se necessário, o sistema possa ser convertido para a transmissão DC, de forma a permitir um aumento de transmissão para 2000 MW. No entanto, está de momento a concluir-se um projeto de ligação elétrica entre Portugal e Marrocos, com um cabo que deverá ter um comprimento de 220 km (deverá ser DC) e deverá começar a ser construído em 2018 [58], [59].

Além das referidas, existem outras ligações submarinas realizadas por cabos AC, como são exemplo a ligação por via de um cabo de 60 kV, que interliga os 43,5 km entre a ilha dinamarquesa de Bornholm e Borrby, na Suécia; a ligação com o cabo de 132 kV com 104 km, que interliga a ilha de Man e Blackpool, no Reino Unido; e a interligação com o primeiro cabo de três núcleos da tecnologia XLPE, que suporta 245 kV, tem um comprimento de 7,8 km, profundidade máxima de 23 metros no lago Ontário e que interliga um parque eólico na ilha de Wolfe à cidade de Kingston, no Canadá. Além disso, existe uma interessante ligação que é feita com dois cabos AC de 400 kV com cerca de 38 km e profundidade máxima de 0,400 km, que interliga a ilha de Sicília e a região de Favazzina, em Itália. Esta nova ligação veio reforçar a antiga, também efetuada com um cabo AC de 400 kV, que interligava a ilha de Sicília a Calábria por uma curta distância de 5 km, mas, por questões políticas e ambientais, não foi possível utilizar a mesma rota, sendo esta nova ligação obrigada a percorrer uma distância muito superior. Por fim, existem ainda várias ligações submarinas efetuadas por cabos AC entre as ilhas Filipinas, como por exemplo o cabo de 138 kV que interliga as ilhas de Negros e Panay [60], [61].

2.7.2. Soluções HVDC-VSC

A tecnologia HVDC, tal como se verificou na secção 2.4, é deveras mais complexa do que a tecnologia HVAC, o que torna escassas as empresas que trabalham com esta tipologia de sistemas. Existem três soluções mais comuns nos dias de hoje que são apresentadas por três empresas diferentes e que são denominadas de HVDC *Plus*, HVDC *Light* e HVDC *MaxSine*. Na secção A.4 do Anexo A encontram-se descritas estas soluções industriais, onde se dá a conhecer alguns projetos existentes.

2.8. Custos dos sistemas

Os projetos de interligação entre dois pontos para transmissão de potências elevadas acarretam custos muito avultados, principalmente se houver a necessidade de transporte de cabos elétricos através de mares ou lagos, visto que, nestes casos em particular, é fundamental utilizar cabos revestidos por blindagens. Nestas situações é, ainda, necessário recorrer a navios especializados para este tipo de trabalhos, meios

estes que são escassos e, por sua vez, muito dispendiosos dada a orçamentação necessária para a tripulação, combustível do navio, entre outros fatores.

De modo a compreender-se melhor os custos associados aos projetos de ligações elétricas com cabos submarinos, apresenta-se a Figura 2.16, que ilustra a diferença de custos associados às tecnologias HVAC e HVDC, consoante o comprimento da ligação.

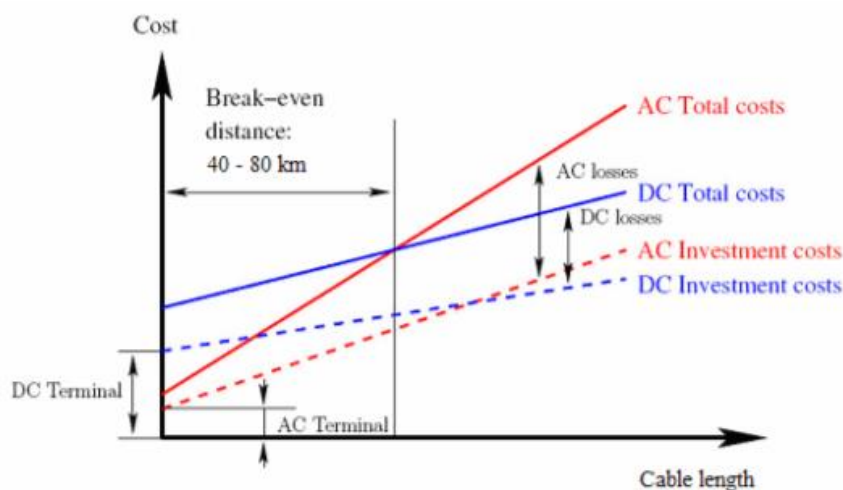


Figura 2.16- Custos por km associados às ligações HVAC e HVDC [8], [62].

De forma a obter-se uma base de custos dos componentes utilizados, nos sistemas HVAC, é possível consultar a Tabela 2.3 [10], [54].

Tabela 2.3- Custos dos componentes do sistema HVDC [10], [54].

Sistema HVDC- VSC			
Estações Conversoras:			
Conversor	37,5 M€	Transformador	1,15 M€
Bobine fase	0,58 M€	Comutador	1,26 M€
Restante compensação	3,45 M€	--	--
Ligação			
Cabo:	230 €/m	Instalação	345 €/m

De forma a obter-se uma base de custos dos componentes utilizados nos sistemas HVDC- VSC, é possível consultar a Tabela 2.4 [10], [54].

Tabela 2.4- Custos dos componentes do sistema HVAC [10], [54].

Sistema HVAC:	
Cabo	321 €/m
Instalação:	435 €/m
Transformador	1,15 M€
Bobine dinâmica	0,58 M€

Com base nos dados da Tabela 2.3 e da Tabela 2.4, verifica-se que o sistema HVDC- VSC será mais dispendioso para distâncias mais curtas, uma vez que apresenta mais componentes que o sistema concorrente e que estes acarretam custos elevados.

3. Descrição da rede de energia elétrica da RAM

Após efetuada a revisão do estado de arte, onde se realizou um estudo sobre a teoria que fundamentará este projeto (REE, sistemas de transmissão de energia elétrica, tecnologias HVAC, HVDC LCC e HVDC VSC e componentes que as constituem, soluções industriais, cabos existentes no mercado e custos associados aos sistemas) procede-se à descrição da REE da Região Autónoma da Madeira (RAM).

Como tal, no presente capítulo começar-se-á por apresentar uma descrição geral das REE da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo, onde será descrito o sistema de geração, a rede de transmissão de energia elétrica e o consumo de energia atual. No que diz respeito ao sistema de geração, serão especificados os tipos de geração térmica e renovável existentes nas duas ilhas, bem como as suas contribuições e a potência total instalada. Posteriormente, será descrita a rede de transmissão de energia elétrica, onde começa-se por apresentar a rede de transporte e, seguidamente, a rede de distribuição. No que diz respeito a cada uma destas redes, serão enumeradas as subestações que as compõem, bem como os seus transformadores e condutores. Relativamente ao consumo atual, será realizada uma breve descrição das cargas verificadas em cada nó.

Numa segunda fase deste capítulo, será explicada a necessidade de interligação elétrica entre as duas ilhas e serão destacadas as vantagens que esta ligação oferecerá à rede geral da RAM.

A posteriori, serão descritas as perspetivas de crescimento nas redes de energia elétrica, em que se incidirá no crescimento de consumo com base nos dados dos últimos anos, no crescimento de geração e na possibilidade de realização de novos projetos.

Para terminar, a última parte deste capítulo recairá sobre o trabalho prático desenvolvido, onde será descrito e explicado todo o processo de implementação da rede no *software* de simulação PSSE da Siemens.

3.1. Descrição da rede de energia elétrica atual da RAM

A REE das ilhas da Madeira e do Porto Santo consiste em duas redes individuais que se regem pelos mesmos princípios estruturais.

A rede da ilha da Madeira é composta por uma geração cuja potência total instalada é de 322,45 MW, sendo que, destes, 119,41 MW são de proveniência renovável e a restante produção de proveniência térmica. O seu sistema de transmissão é composto por uma rede de transporte de 60 kV, que atravessa toda a zona sul da ilha, e de 30 kV, que transporta energia elétrica para toda a ilha. Existe ainda uma rede de distribuição composta por redes de 6,6 kV e de 400 V, todas interligadas entre si por transformadores apropriados. Quanto ao consumo de energia elétrica, registou-se em 2017 um máximo de 138,36 MW, mais 0,3% que em 2016. Com base nestes dados e analisando os relatórios da EEM desde 2002 constata-se que o consumo de energia elétrica se mantém padronizado em torno destas grandezas de potência [63].

A REE da ilha do Porto Santo, como referido anteriormente, rege-se pelos mesmos princípios que a ilha da Madeira. O seu sistema electroprodutor tem uma potência total instalada de 21,01 MW, sendo que, destes, 3,73 MW são de proveniência renovável e a restante produção de proveniência de térmica. O seu sistema de transmissão, ao contrário do da ilha da Madeira, não inclui uma rede de transporte de 60 kV, uma vez que, devido às evidências geográficas e à carga populacional, tal não se justifica. Por este motivo, a REE da ilha do Porto Santo é constituída apenas por uma rede de transporte de 30 kV, interligada a uma rede de distribuição que funciona nos níveis de tensão de 6,6 kV e de 400 V. Por sua vez, a interligação dos diferentes níveis de tensão é efetuada por transformadores apropriados para o efeito. Relativamente ao consumo de energia elétrica, em 2017, registou-se um máximo de 7,69 MW, menos 3,6% que no ano transato, pelo que se retira as mesmas ilações do que no caso da rede da ilha da Madeira. A REE de cada ilha pode ser consultada no Anexo B [63].

3.1.1. Descrição da rede de energia elétrica da ilha da Madeira

Neste ponto será descrita a REE atual da ilha da Madeira, onde se abordará o seu sistema electroprodutor, o seu sistema de transporte de energia elétrica e o seu sistema consumidor. Para esta descrição será utilizado como referência o relatório da EEM “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT, 2017*” [63].

3.1.1.1. Caracterização do Sistema Electroprodutor da ilha da Madeira

O sistema electroprodutor da ilha da Madeira é constituído por produção térmica e renovável. Esta resulta numa potência total instalada de 322,45 MW, em que 213,51 MW são propriedade da EEM e os restantes 108,94 MW são propriedade de entidades privadas. Em seguida, serão apresentados todos os tipos de produção de energia elétrica presentes na ilha da Madeira e, posteriormente, será realizada uma análise da contribuição percentual de cada uma delas [63].

3.1.1.1.1. Produção térmica

O sistema de produção térmica da ilha da Madeira é constituído por duas centrais térmicas, localizadas em Câmara de Lobos e no Caniçal. No Funchal, a EEM é proprietária da Central da Vitória, que é constituída por três naves. Destas, a mais antiga encontra-se desativada, e, das restantes duas em funcionamento, uma é composta por nove geradores a fuelóleo e outra por três geradores a gás natural e uma turbina a vapor, que aproveita o calor dos restantes três geradores, enumerados na Tabela 3.1 [63].

Tabela 3.1- Sistema electroprodutor térmico da ilha da Madeira em 2017 [63].

Central	Nó injetor	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Varição 16/17 (%)	%
Vitória (Fuel)	CTV	112,64	254,17	-3,7	30,4
Vitória (GN)	VTO	54,40	150,82	-	18,0
Caniçal (Fuel)	CNL	36,00	192,54	0,1	23,0
Total	-	203,04	597,53	3,6	71,5

A Tabela 3.1 apresenta os valores da potência instalada em cada grupo gerador, a emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida. Pela análise da Tabela 3.1, comprova-se que a potência instalada na ilha da Madeira é maioritariamente térmica e que a sua contribuição na rede representou, em 2017, 71,5% da potência total .

3.1.1.1.2. Produção hidroelétrica

A produção hidroelétrica representa a maior fatia de contribuição de energia renovável para a rede elétrica da ilha da Madeira. Esta ilha é reconhecida mundialmente pelas suas levadas e ribeiras, que, devido ao clima ameno que se faz sentir na região, são responsáveis pelo transporte de grandes fluxos de água, aproveitados para a produção em micro e macro centrais hídricas. Na ilha contabilizam-se 10 centrais hídricas, sendo que as mais relevantes se situam no Funchal, na Calheta e na Serra d'Água. A Tabela 3.2 expõe os valores da potência instalada em cada uma destas centrais, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

Tabela 3.2- Sistema electroprodutor hídrico da ilha da Madeira em 2017 [63].

Central	Nó injector	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Variação 16/17 (%)	%
Serra d'Água	SDA	46,47	11,29	-19,9	1,4
Calheta I	LDR		10,24	-13,2	1,2
Calheta II	CTS		14,85	-34,8	1,8
Ribeira da Janela	RDJ		5,7	-25,1	0,7
Fajã da Nogueira	FDN		4,52	-8,3	0,5
Lombo Brasil	CTS		1,33	17,3	0,2
Fajã dos Padres	CGR		0,00	-	0,0
Santa Quitéria	STQ		4,15	1,6	0,5
Socorridos	SCR		21,30	-38,5	2,5
-Bombagem				1,34	86,0
Terça (Priv)	ALE	0,7	4,19	9,6	0,5
Total	-	47,17	77,56	-26,0	9,3

Na Tabela 3.2, é possível observar que o sistema electroprodutor hídrico da ilha da Madeira é um sistema desenvolvido e recorrente. Além disso, pode-se, ainda, verificar que este tipo de produção representa uma grande contribuição de energia para a rede. Analisando os dados recolhidos, constata-se que houve um decréscimo acentuado face a 2016, o que se deveu ao facto ter ocorrido uma precipitação muito elevada nesse ano face aos anos adjacentes (mais 57,7% que em 2015).

3.1.1.1.3. Produção eólica

A energia eólica é a segunda energia renovável com maior contribuição para a rede de energia elétrica da ilha da Madeira. Por se encontrar no centro oceano Atlântico, esta ilha é cruzada por grandes massas de ar, o que resulta em ventos fortes nalgumas zonas da mesma. O aproveitamento deste recurso para geração de energia é efetuado inteiramente por entidades privadas (*Perform, WindMad, Energólica e ENEREEM*),

através de nove centrais distribuídas pelas zonas altas do Paul da Serra e pelo Caniçal. A Tabela 3.3 apresenta os valores da potência instalada em cada central eólica, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

Tabela 3.3- Sistema electroprodutor eólico da ilha da Madeira em 2017 [63].

Central	Nó	P. instalada	Emissão	Variação 16/17	%
Perform- Paul	BDC	45,11	22,45	46,9	2,7
WindMad- Paul	PDR		5,37	-8,4	0,6
Energólica- Paul	BDC		5,30	-12,9	0,6
Energólica-	CNL		3,16	8,4	0,4
ENEREEM- Loiral	LRL		22,93	-2,6	2,7
ENEREEM- Paul	PDR		18,81	-16,5	2,3
ENEREEM- Paul	BDC		5,10	-18,7	0,6
Total	-	45,11	83,11	0,8	9,9

Através da Tabela 3.3, verifica-se que a energia eólica na região é a energia que maior interesse desperta junto das empresas privadas. Analisando a Tabela 3.3, observa-se que o crescimento de produção de energia eólica face ao ano transato foi muito pequeno, no entanto, quando comparado com 2015, este crescimento foi de 10,8% [63].

3.1.1.1.4. Produção fotovoltaica

A produção de energia fotovoltaica é a que menos contribui com emissão de energia eléctrica para a rede, devido à baixa potência instalada e à sua intermitência. Este recurso está disponível, maioritariamente, entre as 10 e as 18 horas, sendo que o período entre as 12 e as 16 horas é o que mais contribui para esta produção. Esta energia está disponível em toda a ilha, agregando dois parques fotovoltaicos, um no Paul da Serra e outro no Caniçal, e inúmeras micro e mini produções, que formam um total de 774 centrais. Tabela 3.4 regista os valores da potência instalada em cada central fotovoltaica, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

Tabela 3.4- Sistema electroprodutor fotovoltaico da ilha da Madeira em 2017 [63].

Central	Nó injector	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Variação 16/17 (%)	%
Canical (Priv)	CNL	19,13	8,83	-4,5	1,1
Paul (Priv)	LRL		15,79	3,2	1,9
Micro e Mini	Rede BT		5,16	-3,0	0,6
Total	-	19,13	29,78	-0,2	3,6

Analisando a Tabela 3.4, verifica-se que as micro e mini produções decresceram face a 2016, mas sabe-se, pelos relatórios da EEM dos anos anteriores, que têm vindo a crescer. Este crescimento resulta de uma maior consciencialização populacional acerca das potencialidades das energias renováveis e também do facto de a produção fotovoltaica ser a mais acessível e comum para produções domésticas (em baixa tensão) [63].

3.1.1.1.5. Produção pela combustão de resíduos urbanos

O sistema electroprodutor da ilha da Madeira agrega, ainda, uma central de combustão de resíduos urbanos, situada na Estação de Tratamento de Resíduos Sólidos (ETRS). Esta estação aproveita os resíduos da população local como combustível, o que lhe permite fornecer à rede uma parcela de energia elétrica. A Tabela 3.5 expõe os valores da potência instalada na central de resíduos urbanos, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

Tabela 3.5- Sistema electroprodutor de resíduos urbanos da ilha da Madeira [63].

Central	Nó injector	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Variação 16/17 (%)	%
Meia Serra (Priv)	MSR	8,0	47,61	33,9	5,7
Total	-	8,0	47,61	33,9	5,7

Pela Tabela 3.5, verifica-se que a central de resíduos contribui para o fornecimento de energia elétrica para a rede, tendo-se registado um crescimento face ao ano transato.

3.1.1.1.6. Contribuição por fonte de energia primária

Como relatado anteriormente, o sistema electroprodutor da ilha da Madeira é composto por energia térmica, hidroelétrica, eólica, fotovoltaica e pela combustão de resíduos urbanos. Cada uma destas produções contribui com uma percentagem de energia emitida para a REE. As Figura 3.1 a) e b) ilustram essas contribuições em 2017 e a sua evolução entre 2012 e 2017, respetivamente [63].

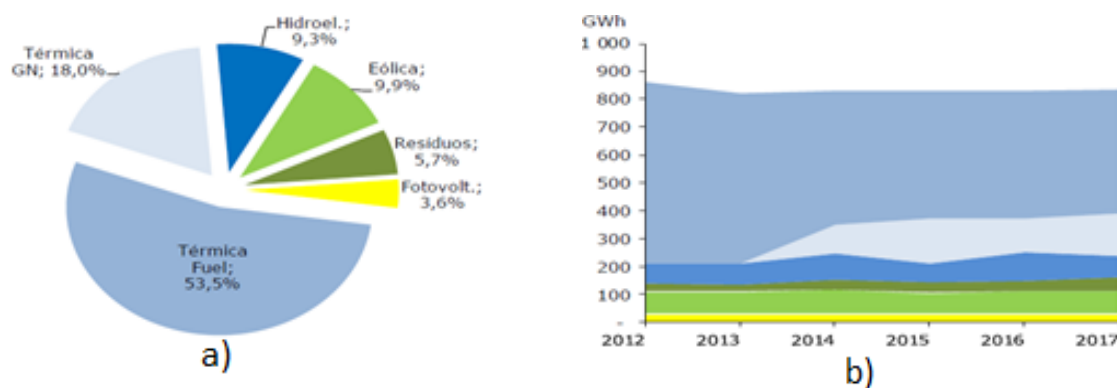
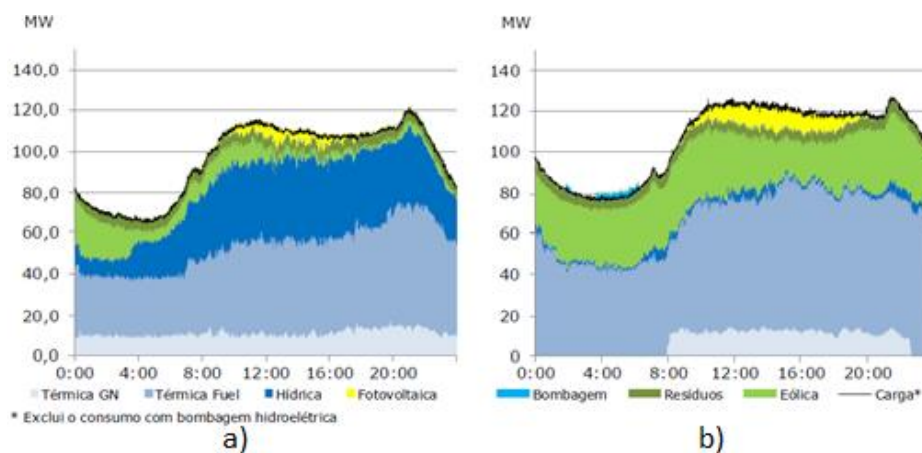


Figura 3.1- a) Emissão de energia por fonte de energia primária em 2017. b) Evolução da energia por fonte de energia primária entre 2012 e 2017 [63].

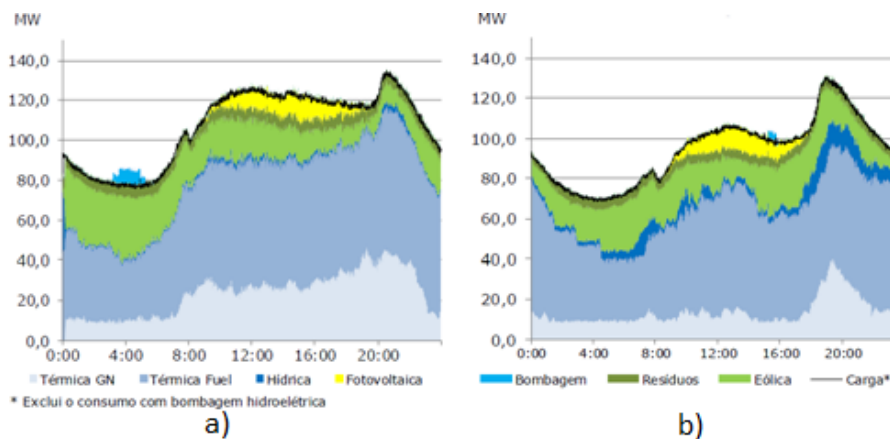
A Figura 3.1 a) sintetiza as contribuições, em percentagem, de cada fonte de energia primária. Verifica-se que 71,5% da contribuição de energia é proveniente de recursos fósseis, sendo que 53,5% provém das centrais térmicas a fuelóleo e 18,0% da central térmica de gás natural. Desta forma, os restantes 28,5% são provenientes de energias renováveis, menos 1,6% que em 2016, ano que conquistou o melhor resultado das últimas décadas. Além disso, é possível concluir que as energias renováveis com maior contribuição em 2017 foram a eólica e a hidroelétrica e as com menor contribuição foram a de resíduos e a fotovoltaica [63].

Por sua vez, a Figura 3.1 b) demonstra a evolução da produção por fonte de energia primária, entre 2012 e 2017. Nesta ilustração, pode-se observar que a produção de energia de proveniência não fóssil se manteve aproximadamente constante, uma vez que, nesse período, não foram criadas novas centrais nem se registou um aumento da capacidade de produção de nenhuma destas energias. No que concerne à produção térmica, observou-se uma diminuição acentuada na produção a fuelóleo a partir de 2013, uma vez que a central de gás natural entrou em funcionamento nesse ano. Esta situação contribuiu para um melhoramento ambiental, derivado à diminuição da emissão de gases produzida pelos geradores a fuelóleo para a atmosfera. Pela análise do comportamento da produção hidroelétrica e da produção térmica a gás natural, é possível constatar que a geração térmica a gás natural efetua a maior percentagem do balanceamento da produção. Esta situação deve-se ao facto destes geradores possuírem um menor tempo de resposta, de entre os geradores térmicos, e da sua produção ser a menos dispendiosa [63].

As Figuras 3.2 a) e b) e as Figuras 3.3 a) e b) ilustram os diagramas de carga característicos de um dia de cada estação do ano, bem como a contribuição que cada fonte de energia primária tem ao longo do dia, de forma a compreender-se melhor como é feita a gestão da resposta da rede ao consumo da população.



Figuras 3.2- a) Diagrama de cargas característico da Primavera. b) Diagrama de cargas característico do Verão [63].



Figuras 3.3- a) Diagrama de cargas característico do Outono. b) Diagrama de cargas característico do Inverno [63].

Através das Figuras 3.2 a) e b) e as Figuras 3.3 a) e b), e com base nos dados dos relatórios da EEM dos anos anteriores, observa-se que a Primavera do ano de 2017 foi um caso excepcional, dada a elevada produção hidroelétrica e a reduzida produção fotovoltaica.

Relativamente às energias, verifica-se que em 2017 a energia fotovoltaica teve uma presença acentuada em todas as estações, à exceção da Primavera, estação em que o sol esteve menos presente ou com menor intensidade. Pode, ainda, ser observado que a produção fotovoltaica só é possível entre as 9 e as 18/19 horas, dependendo do fuso horário corrente.

Pelas Figuras 3.2 e 3.3, verifica-se que a energia eólica esteve presente de forma relativamente uniforme em todas as estações, tendo sido menos explorada na Primavera. Esta situação deveu-se ao facto de, nesta estação, ter ocorrido um aumento acentuado do caudal de água, tendo sido preferível recorrer à energia hídrica, por não apresentar variações repentinas [63].

Por último, as restantes fontes de energia primárias, nomeadamente a térmica a fuel e a gás natural e a energia proveniente da central de resíduos urbanos, mantêm uma disponibilidade proporcional em todas as estações do ano, uma vez que não dependem de fatores meteorológicos para a geração de energia elétrica [63].

3.1.1.1.7. Emissão de energia na rede

A energia total emitida para a rede em 2017 registou um valor de 835,59 GWh, sendo que 1,34 GWh foram utilizados em bombagem e os demais 834,24 GWh na restante rede. Desta forma, verificou-se um crescimento de emissão de energia elétrica na ordem dos 0,7%, relativamente ao ano transato [63].

As Figura 3.4 a) e b) ilustram a evolução mensal de emissão de energia, por fonte de energia primária, em 2017, e as potências de ponta em cada mês, entre 2013 e 2017, respetivamente [63].

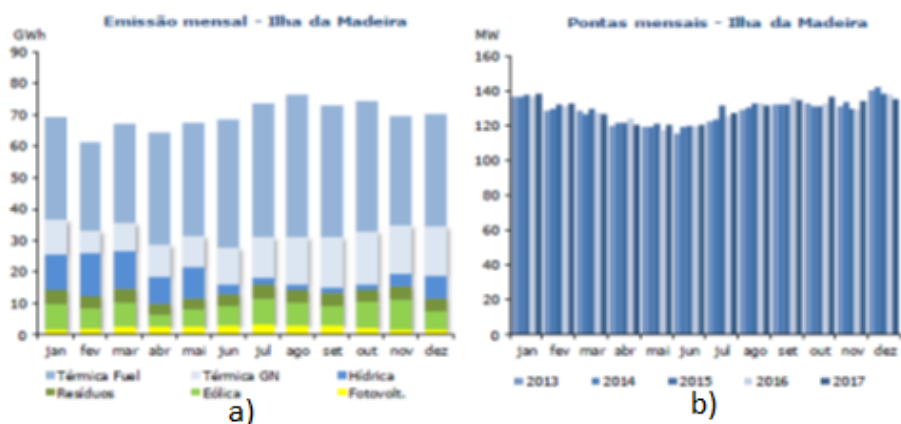


Figura 3.4- a) Emissão mensal de energia elétrica em 2017. b) Pontas mensais entre 2013 e 2017 [63].

A Figura 3.4 a) mostra os consumos mensais de 2017, em GWh. É possível observar que agosto foi o mês que registou um maior consumo energético, a par com os

anos anteriores. Isto deve-se ao facto desse ser o mês com maior índice de alojamento turístico na região e de ser o período de férias de eleição da população residente, pelo que muitas pessoas se encontram em casa e recorrem aos habituais sistemas de climatização utilizados para dissipar o elevado calor que se faz sentir na época. Por outro lado, fevereiro é o mês que regista um menor consumo de energia, tal como aconteceu nos anos transatos, uma vez que este é o mês com menos dias no ano [63].

A Figura 3.4 b) ilustra as pontas mensais entre 2013 e 2017, onde se pode verificar que ao longo dos anos não ocorreram variações acentuadas para o mesmo mês. Podemos ainda verificar que em dezembro ocorrem os maiores picos de consumo, normalmente no dia 24 ou no dia 31. Em 2017, o pico máximo ocorreu a 31 de dezembro, pelas 18 horas, tendo sido registado um valor de 138,36 MW, mais 0,3 % que os 137,94 MW registados no ano anterior [63].

3.1.1.2. Caracterização da rede de transporte e distribuição da ilha da Madeira

A rede de transporte e distribuição é composta por subestações, linhas e cabos condutores, que visam conduzir a energia produzida até ao consumidor, interligando, entre si, todas as cargas existentes na ilha [63].

3.1.1.2.1. Nós

Em 2017 encontravam-se em serviço na RAM 32 subestações, das quais 29 incorporam a rede da ilha da Madeira e as restantes 3 a rede da ilha do Porto Santo. Das 29 subestações da ilha da Madeira, 26 são destinadas a alimentar a rede de MT (20 são responsáveis pela conversão entre os níveis de tensão de 30/6,6 kV, 4 para a transformação entre os níveis de 60/6,6 kV e as restantes 2 para a transformação entre 60/30/6,6 kV), e 3 são destinadas, exclusivamente, à transformação entre os níveis de 60/30 kV. Por fim, note-se que as potências instaladas pelos diferentes escalões de transformação na ilha da Madeira são de 220 MVA na transformação 60/30 kV, 125 MVA no escalão 60/6,6 kV e 236 MVA no escalão 30/6,6 kV [63].

A rede de transporte na ilha da Madeira é realizada nos níveis de tensão de 60 kV e 30 kV, sendo que a rede de distribuição é efetuada nos níveis de tensão de 6,6 kV e 400 V [63].

No que diz respeito à rede de transporte de 60 kV, esta interliga 9 subestações, 4 centrais elétricas e uma derivação na rede de transporte, por meio de linhas e cabos condutores [63]. Assim sendo, a rede é composta por 14 nós, listados na Tabela C.1 do Anexo C.

Após enumerados os nós que compõem a rede de 60 kV, apresenta-se a rede de 30 kV. Esta é composta por linhas e cabos condutores que interligam 24 subestações, 8 centrais elétricas, 5 postos de corte, um posto de seccionamento e uma derivação na rede de transporte, o que resulta num total de 35 nós, listados na Tabela C.2 do Anexo C [63].

3.1.1.2. Linhas e cabos de transmissão

As redes de transporte e de distribuição visam conduzir a energia elétrica entre as centrais elétricas e as subestações. Os nós anteriormente descritos encontram-se interligados entre si com recurso a linhas e cabos condutores, distribuídos por toda a ilha [63].

A rede de 60 kV utiliza 3 tipos de condutores (LXHIOLE 3x1x630 mm² de 45 MVA, LXHIOLE 3x1x1000 mm² de 60 MVA e Al-Aço 261 mm² de 59 MVA), cujas características podem ser consultadas na Tabela C.3. do Anexo C [63].

A rede de 30 kV é a rede mais antiga, cuja instalação se iniciou nos anos 50. Com o passar dos anos, esta rede tem vindo a ser desenvolvida de forma progressiva, sofrendo remodelações no sentido de garantir padrões elevados de qualidade e maior capacidade de transporte. Contudo, ainda existem, em algumas secções das redes mais antigas, linhas aéreas do tipo CU 25 mm², CU 35 mm² e CU 50 mm² e subterrâneas do tipo PCIAV 100 mm². Estas linhas têm vindo a ser substituídas por 3 tipos de cabos, LXHIOV 3x1x240 mm² de 20 MVA, LXHIOV 3x1x500 mm² de 30 MVA e Al-Aço 261 mm² de 30 MVA, cujas características podem ser consultadas na Tabela C.4. do Anexo C [63].

3.1.1.3. Caracterização do sistema consumidor da ilha da Madeira

A ilha da Madeira é uma ilha de perfil pequeno, com apenas cerca de 250 mil habitantes. No entanto, esta é mundialmente conhecida por ser uma ilha turística, tendo hospedado, em 2017, cerca de 1,4 milhões de turistas. A energia elétrica consumida através do turismo da região não pode ser ignorada, visto que representa uma percentagem acentuada no consumo anual [64], [65] [63].

Como anteriormente referido, o consumo de energia elétrica ao longo de um dia varia consoante as estações do ano. A Figura 3.5 ilustra uma síntese dos diagramas de carga das quatro estações do ano, permitindo retirar mais ilações acerca dos mesmos.

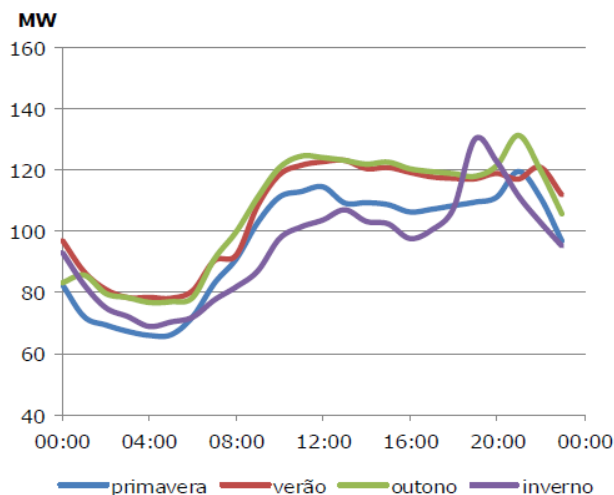


Figura 3.5- Diagramas de carga característicos de cada estação [63].

A Figura 3.5 permite uma melhor comparação dos diagramas de carga das estações. De modo a compreendermos melhor a influência do turismo do consumo de energia elétrica, a Figura 3.6 ilustra as dormidas totais registadas (em milhares) no alojamento turístico na ilha da Madeira entre 2016 e 2018.

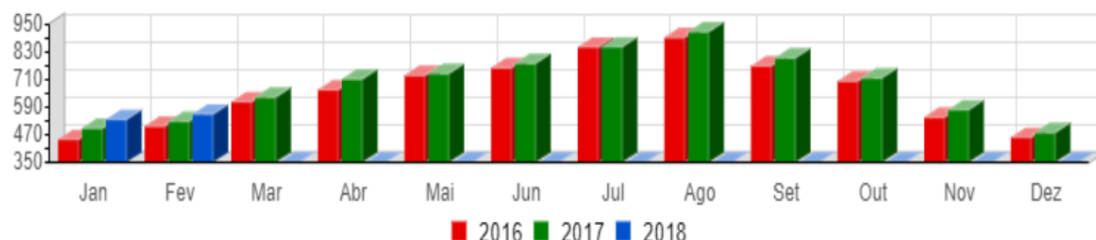


Figura 3.6- Dormidas totais (em milhares) no alojamento turístico da ilha da Madeira entre 2016 e 2018 [66].

Pela Figura 3.6 observa-se que, os meses de verão são os meses que mais dormidas registam, sendo os meses de dezembro, janeiro e fevereiro os que registam menos dormidas.

3.1.1.3.1. Evolução do consumo de energia elétrica por zona

A ilha da Madeira tem como principal centro urbano a cidade do Funchal, localizada na zona sul da ilha, onde, desde sempre, e devido ao seu porto de recreio, foi a zona com maior comércio e densidade populacional. Durante muitos séculos, a ilha da Madeira desenvolveu uma grande comunidade agrícola em toda a sua extensão, porém, com o evoluir das gerações, passou-se a procurar outro estilo de vida. Uma vez que a zona sul era a que melhores oportunidades detinha, verificou-se uma grande migração da população para a concelho do Funchal e localidades vizinhas. Desta forma, com base nos censos de 2011, é possível afirmar que esta tendência se manteve, constatando-se que 86,9% da densidade populacional, reside na zona sul, nos concelhos do Funchal, Ribeira Brava, Câmara de Lobos, Santa Cruz e Machico, estando os restantes 13,1% distribuídos pelos demais cinco concelhos. Com base nos censos de 2001 e 2011, constatou-se, portanto, que existe um aumento populacional de 0,67% por quilómetro quadrado, e, por este motivo, existe a necessidade da rede estar preparada para eventuais crescimentos populacionais [67].

Com base nestes dados, é natural que exista uma grande discrepância de consumo de energia elétrica entre as zonas sul e norte da ilha. Na Tabela C.5 do Anexo C apresentam-se os valores máximos e mínimos de carga em cada subestação das redes de transporte e distribuição, por trimestre. Na Tabela C.6 do Anexo C, pode-se ainda observar os fatores de potência e de carga e a evolução do consumo face ao ano transato [63].

Pela análise da Tabela C.6 do Anexo C, observa-se que, como seria de esperar, os valores máximos de carga consumida são registados na margem sul da ilha, maioritariamente entre as zonas de Machico e Funchal, com principal destaque para este último. Verifica-se, ainda, que os fatores de carga raramente ultrapassam os 60%, sendo

que a subestação mais crítica se situa em Machico. Desta forma, pode-se, então, concluir que a ilha da Madeira possui uma adequada capacidade instalada, face às cargas verificadas [63].

Além disso, na Figura C.1 do Anexo C encontram-se os diagramas de carga de cada subestação. Pela sua análise, visualiza-se que aqueles que correspondem a subestações mais rurais apresentam picos menos acentuados, quando comparados com os das zonas citadinas, sendo que grande parte desse consumo se deve à iluminação pública. Verifica-se, ainda, que os picos ocorrem todos entre as 18 e as 21 horas, o que corrobora os dados enunciados anteriormente. Na secção C.3 do Anexo C, encontra-se uma breve descrição destes diagramas de carga.

3.1.2. Descrição da rede de energia elétrica da ilha do Porto Santo

Neste ponto, nos mesmos moldes do anterior, será descrita a rede atual da ilha do Porto Santo, onde se abordará o seu sistema electroprodutor, o seu sistema de transporte de energia elétrica e o seu sistema consumidor. Para esta descrição será utilizado como referência o relatório da EEM “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT, 2017*” [63].

3.1.2.1. Caracterização do Sistema produtor da ilha do Porto Santo

O sistema electroprodutor da ilha do Porto Santo é constituído por produção térmica e renovável, que resulta numa potência total instalada de 21,01 MW, em que 17,73 MW são propriedade da EEM e os restantes 3,28 MW são propriedade de entidades privadas [63].

3.1.2.1.1. Produção térmica

O sistema eletrotérmico da ilha do Porto Santo é constituído por uma central térmica, localizada no sítio do Penedo, nas proximidades da marina desta ilha. A EEM é a única proprietária desta central, denominada de Central Nova. A Central Nova é constituída por uma nave industrial, composta por quatro grupos eletrogéneos, que atualmente disponibilizam uma potência total instalada de 17,73 MW. A Tabela 3.6 apresenta os valores da potência instalada em cada grupo gerador, a emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63], [68].

Tabela 3.6- Sistema electroprodutor térmico da ilha do Porto Santo em 2017 [63].

Central	Nó injetor	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Variação 16/17 (%)	%
Central Nova	CNP	17,28	28,07	5,1	84,7
Total	-	17,28	28,07	5,1	84,7

Através da análise da Tabela 3.6, verifica-se que a maioria da potência total instalada na ilha do Porto Santo é de proveniência térmica, cuja contribuição na rede representou, em 2017, 84,7% da potência total.

3.1.2.1.2. Produção fotovoltaica

A produção de energia fotovoltaica surge como a segunda maior contribuidora para o panorama de emissão de energia elétrica para a rede da ilha do Porto Santo. Esta produção encontra-se disponível, maioritariamente, entre as 10 e as 18 horas, com maior contribuição entre as 12 e as 16 horas [63].

Esta energia está disponível em toda a ilha, sendo fornecida por dois parques fotovoltaicos, localizados na Calheta e na Vila Baleira, e, ainda, por 18 centrais de micro e mini produções, distribuídas por toda a ilha. Importa salientar que este tipo de energia chegou à ilha do Porto Santo, apenas, em 2009, tendo conquistado o patamar de energia renovável com maior contribuição para a REE, logo em 2010. A Tabela 3.7 regista os valores da potência instalada em cada central fotovoltaica, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

Tabela 3.7- Sistema electroprodutor fotovoltaico da ilha do Porto Santo em 2017 [63].

Central	Nó injetor	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Varição 16/17 (%)	%
Porto Santo 1 (Priv)	CPS	2,62	1,6	0,8	4,82
Porto Santo 2 (Priv)	VBL		1,6	0,8	4,82
Micro e Mini	Rede		0,56	1,8	1,69
Total	-	2,62	3,75	1,0	11,3

Pela Tabela 3.7, observa-se que a energia produzida, tanto pela micro e mini produção como pelos parques fotovoltaicos, cresceu face a 2016, tal como tem vindo a acontecer em anos anteriores, segundo os relatórios da EEM.

3.1.2.1.3. Produção eólica

A energia eólica é a energia renovável que regista menor contribuição para a rede de energia elétrica da ilha do Porto Santo, uma vez que é aquela que apresenta menor potência instalada. A exploração de energia eólica é efetuada pela EEM e por uma entidade privada (*ENEREEM*), através de duas centrais, localizadas na Calheta e na Vila Baleira. A Tabela 3.8 exhibe os valores da potência instalada em cada central eólica, a sua emissão de potência para a rede, a variação em percentagem da produção face ao ano transato e a percentagem de contribuição para a potência total emitida [63].

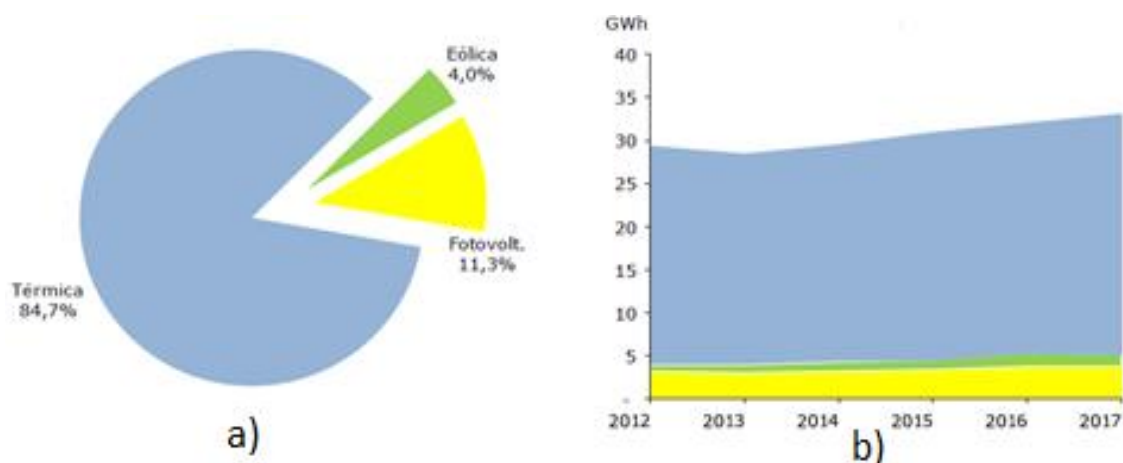
Tabela 3.8- Sistema electroprodutor eólica da ilha do Porto Santo em 2017 [63].

Central	Nó injetor	P. instalada (MW)	Emissão (GWh)	Varição 16/17 (%)	%
EEM- Calheta	CPS	0,45	0,00	-28,1	0,0
ENEREEM- Vila Baleira	VBL	0,66	1,33	-16,1	4,0
Total	-	1,11	1,33	-16,1	4,0

Com base nos dados da Tabela 3.8, verifica-se que houve um decréscimo da produção de energia eólica, face ao ano transato (2016), ano em que, com base nos dados fornecidos pelos relatórios “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT*” dos últimos 16 anos, se registou o maior crescimento de energia fornecida por esta fonte primária, com um aumento de 47,3% face a 2015. No entanto, com base nestes dados, verificou-se um crescimento de 31,2% da produção de energia elétrica, comparativamente a 2015 [63].

3.1.2.1.4. Contribuição por fonte de energia primária

Com base nos dados anteriores, em modo de sintetização, é possível afirmar que o sistema electroprodutor da ilha do Porto Santo é composto por três fontes de energia primária, nomeadamente a térmica, a fotovoltaica e a eólica, pelo que cada uma delas contribui com uma determinada percentagem de energia emitida para a REE. As Figuras 3.7 a) e b) ilustra as suas contribuições em 2017 e a sua evolução entre 2012 e 2017, respetivamente [63].

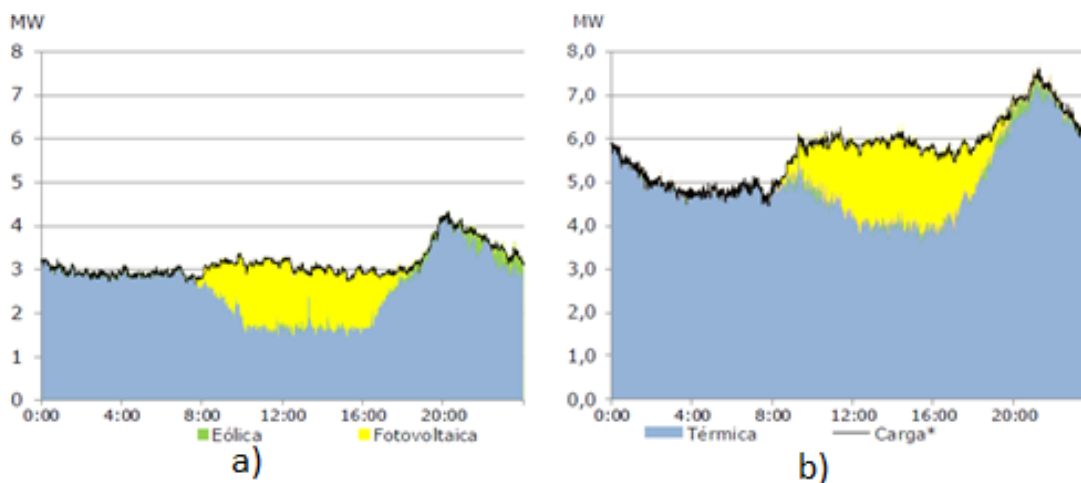


Figuras 3.7- a) Emissão de energia por fonte de energia primária em 2017. b) Evolução da energia por fonte de energia primária entre 2012 e 2017 [63].

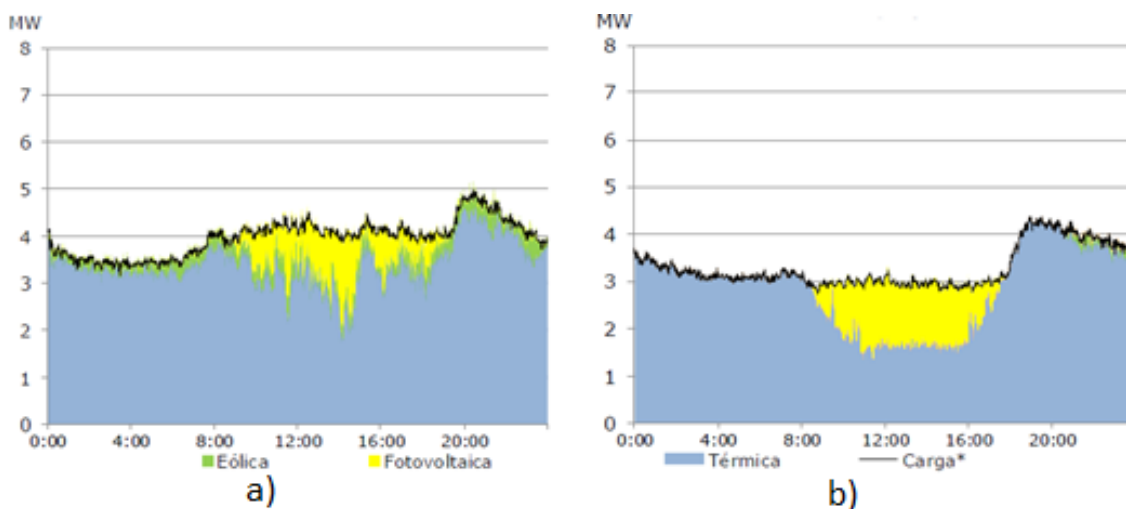
A Figuras 3.7 a) sintetiza as contribuições, em percentagem de cada fonte de energia primária. Através desta, constata-se que, na ilha do Porto Santo, a produção de energia térmica ainda representa uma percentagem muito elevada, atingindo os 84,7% do fornecimento de energia à ilha. Assim, verifica-se que a energia renovável desta ilha representa, apenas, 15,3% do fornecimento total, valor que se nota muito inferior ao registado na ilha da Madeira.

A Figuras 3.7 b) ilustra a evolução da energia elétrica por fonte de energia primária, entre 2012 e 2017. A partir desta, pode-se verificar que a contribuição de energia fotovoltaica se manteve, aproximadamente, constante. Além disso, com base nos dados dos relatórios “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT*” dos últimos 16 anos, verificou-se que a contribuição de energia eólica se manteve, aproximadamente, constante. Porém, a partir da Figuras 3.7 b) é possível confirmar a ocorrência de um ligeiro aumento da contribuição da energia eólica, entre 2012 e 2016.

As Figuras 3.8 a) e b) e as Figuras 3.9 a) e b) ilustram os diagramas de carga relativos a um dia característico de cada estação do ano e a contribuição de cada fonte de energia primária ao longo do dia, de forma a compreender-se a gestão da resposta da rede ao consumo da população, consoante as energias primárias disponíveis [63].



Figuras 3.8- a) Diagrama de cargas característico da Primavera. b) Diagrama de cargas característico do Verão [63].



Figuras 3.9- a) Diagrama de cargas característico do Outono. b) Diagrama de cargas característico do Inverno [63].

Pelas Figuras 3.8 a) e b) e pelas Figuras 3.9 a) e b) observa-se que, na Primavera e no Inverno, a produção de energia fotovoltaica é idêntica, contribuindo com um máximo de, aproximadamente, 1,5 MW para a rede de energia elétrica. Como expectável, o Verão é a estação do ano com maior produção de energia fotovoltaica, face à intensidade solar disponível na época. Por outro lado, no Outono regista-se o menor valor de contribuição desta energia primária para a rede, o que se deve, essencialmente, à intermitência solar. Por fim, verifica-se que em todas as estações, a produção fotovoltaica é efetuada, entre as 8/9 horas e as 18/20 horas, dependendo do fuso horário corrente.

Com base nos dados dos diagramas de carga, verifica-se um baixo índice de produção eólica na ilha do Porto Santo, quando comparada à ilha da Madeira, o que se

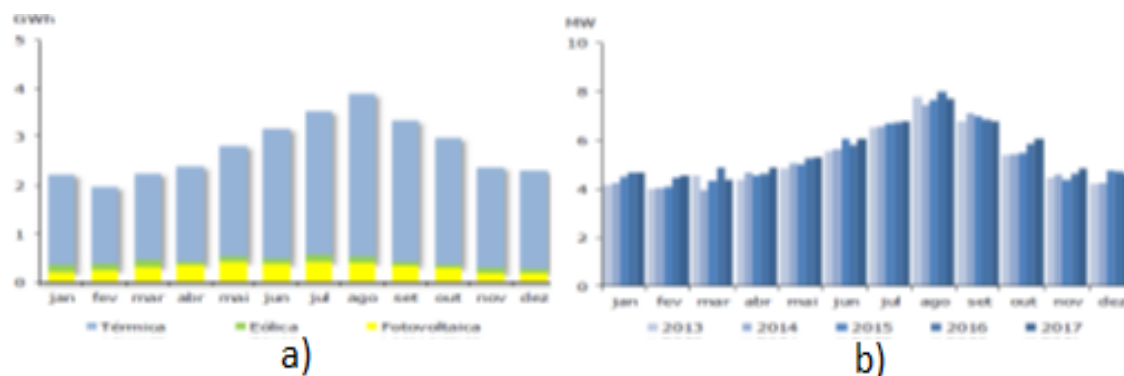
deve aos reduzidos meios de produção (poucas turbinas eólicas) existentes na ilha do Porto Santo. Com base nos dados das Tabela 3.3 e Tabela 3.8, comparou-se os rácios entre as potências instaladas que se encontram em funcionamento e a energia emitida nas duas ilhas. Através destes dados verificou-se que a ilha do Porto Santo teve um maior rácio de fornecimento de energia eólica, em 2017, face ao da ilha da Madeira.

De forma a corroborar estes dados, consultou-se os relatórios “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT*”, desde de 2002. Pela sua análise, verificou-se que, nos últimos 16 anos, o rácio de produção eólica da ilha do Porto Santo é, grande parte das vezes, superior ao da ilha da Madeira. Isso demonstra que, caso as duas ilhas disponibilizassem da mesma potência eólica instalada, a ilha do Porto Santo apresentaria resultados semelhantes aos da ilha da Madeira. Deste modo, comprova-se que a exploração da energia eólica na ilha do Porto Santo pode ser muito superior à atualmente registada [63].

Por fim, no que diz respeito à energia térmica, pode-se concluir que existe uma diminuta variação de produção entre as estações do ano, porém, no Verão, esta chega a ultrapassar a fasquia dos 7 MW, devido à maior procura turística pela ilha.

3.1.2.1.5. Emissão de energia na rede

Em 2017, a energia total emitida para a rede elétrica da ilha do Porto Santo registou um valor de 33,16 GWh. Desta forma, verificou-se um crescimento de emissão de energia elétrica na ordem dos 3,5% relativamente ao ano transato, o que se traduziu numa melhoria da atividade económica na ilha. As Figuras 3.10 a) e b) ilustram a evolução mensal de emissão de energia por fonte de energia primária, em 2017, e as potências de ponta em cada mês, entre 2013 e 2017, respetivamente [63].



Figuras 3.10- a) Emissão mensal de energia elétrica em 2016. b) Pontas mensais entre 2013 e 2017 [63].

A Figuras 3.10 a) ilustra as emissões mensais de 2017, em GWh, demonstrando que agosto foi o mês que registou maior emissão, o que, de acordo com os relatórios da EEM, acontece, pelo menos, desde 2002. A ilha do Porto Santo, também apelidada como ilha Dourada, é conhecida pelas suas praias extensas, que incentivam a sua maior procura nos meses de Verão. Desta forma, entre os meses de maio e outubro ocorre um aumento significativo de consumo de energia elétrica na ilha, o que obriga a uma resposta eficaz de emissão de energia elétrica para a rede.

A Figuras 3.10 b) ilustra as potências de ponta mensais entre 2013 e 2017, pelo que é possível perceber que, ao longo dos anos, não ocorreram variações acentuadas para o mesmo mês.

3.1.2.2. Caracterização da rede de transporte e distribuição da ilha do Porto Santo

A rede de transporte e distribuição da ilha do Porto Santo é composta por subestações e cabos condutores que interligam toda a rede. Como referido anteriormente, devido à sua baixa taxa de residência, a rede de energia elétrica da ilha do Porto Santo é constituída por uma rede de transporte de 30 kV e por uma rede de distribuição de média e baixa tensão, de 6,6 kV e 0,4 kV, respetivamente. Porém, tal como efetuado para a rede da ilha da Madeira, analisar-se-á apenas a rede de transporte [63].

3.1.2.2.1. Nós

Em 2017, encontravam-se em serviço na ilha do Porto Santo 3 subestações de 30 kV, ligadas em anel. Estas eram destinadas à alimentação da rede MT e cada uma delas realizava a conversão entre os níveis de tensão de 30/6,6 kV. Nesta ilha, a potência instalada para este escalão de transformação é de 20 MVA [63].

A rede de transporte da ilha do Porto Santo é composta por 3 subestações, em que duas servem, exclusivamente, como subestações e uma como subestação e central elétrica, simultaneamente. A Tabela 3.9 enumera os nós da ilha do Porto Santo, ao nível dos 30 kV, a respetiva sigla e tipo de nó [63].

Tabela 3.9- Nós integrantes na rede de transporte de 30 kV da ilha do Porto Santo [63].

Nó	Sigla	Tipo de nó
Central Térmica	CNP	SE CE
Vila Baleira	VBA	SE
Calheta	CPS	SE

A topografia destes nós, pode ser consultada no Anexo B.

3.1.2.2.2. Linhas/cabos de transmissão

A rede de transporte da ilha do Porto Santo utiliza linhas e cabos aéreos e subterrâneos, para interligar os nós que a compõem. Uma vez que esta rede não utiliza o nível de tensão de 60 kV, torna-se desnecessária a utilização de cabos com as mesmas secções utilizadas na ilha da Madeira. Desta forma, a rede de transporte da ilha do Porto Santo utiliza dois tipos de cabos: LXHIOV 3x1x240 mm² de 20 MVA e LXHIV 3x1x70 mm² de 8,7 MVA. Na Tabela C.4 do Anexo C pode-se consultar os parâmetros dos condutores que compõem esta rede [63].

3.1.2.3. Caracterização do sistema consumidor da ilha do Porto Santo

A ilha do Porto Santo é uma ilha de pequenas dimensões, com apenas 42,17 km² de superfície, 11,4 km de comprimento e aproximadamente 6 km de largura, na qual residem menos de 5000 habitantes. No Verão esta alberga um número elevado de turistas, comparativamente ao seu número de habitantes, o que se reflete no consumo de energia elétrica nessa época [69].

Pelas Figuras 3.8 a) e b) e pelas Figuras 3.9 a) e b), verifica-se que, ao longo de um dia, o consumo de energia elétrica varia, consoante cada estação do ano. Por sua vez, a Figura 3.11 ilustra uma síntese dos diagramas de carga das quatro estações do ano, permitindo, assim, retirar mais ilações acerca dos mesmos [63].

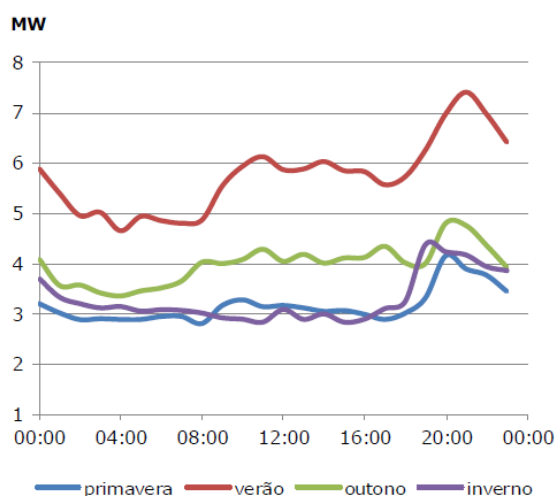


Figura 3.11- Diagramas de carga característicos de cada estação [63].

Numa primeira fase, constata-se que, ao contrário do que acontece na ilha da Madeira, existe uma estação do ano que se destaca, por registar valores consideravelmente mais elevados. Por outro lado, é também curioso observar que na Primavera e no Inverno não se registam diferenças de consumo significativas entre o dia e noite, dado que o consumo doméstico é idêntico ao consumo por parte da iluminação pública, que é desligada no período em que o consumo doméstico e comercial aumenta. Na secção C.3 do Anexo C podem ser consultados os diagramas de carga.

3.1.2.3.1. Consumo de energia elétrica por zona

A ilha do Porto Santo, tal como a ilha da Madeira, apresenta um maior fluxo de habitantes na zona sul, principalmente na Vila Baleira e na Calheta [63].

Com base nos dados fornecidos pela EEM, a rede de transporte da ilha do Porto Santo é composta por três subestações, distribuídas por três secções da ilha, nomeadamente a Central Nova, responsável pela zona este, a Vila Baleira, pelo centro e a Calheta, pela zona oeste [63].

A ilha do Porto Santo tem como principal centro urbano a Vila Baleira, localizada na margem sul da ilha. Com base nos dados da Tabela C.5 do Anexo C,

pode-se observar que esta é a zona que regista um maior consumo de energia elétrica nos meses do ano com menor procura turística. Porém, nos meses de maior fluxo turístico, a zona da Calheta consegue igualar e por vezes registar um consumo de energia elétrica superior ao da Vila Baleira. Na Figura C.1 do Anexo C, encontram-se os diagramas de carga de cada subestação seguida de uma breve explicação [63].

3.2. Futuras alterações na rede de energia elétrica da RAM

Com base nas informações do relatório da EEM de 2017, no período entre 2018 e 2020, não se prevê a construção de novas subestações. Apenas após esse prazo deverão ser construídas duas subestações, uma no sítio das Fontes e outra na Ponta do Pargo [63].

No período entre 2018 e 2020 estão previstas remodelações nas instalações do Lombo do Doutor, do Amparo, do Lombo do Meio e do Palheiro Ferreiro. A remodelação do Lombo do Doutor consistirá na instalação de um novo transformador que aumentará a potência de transformação instalada, de 25 MVA para 50 MVA. segundo a EEM, isto permitirá redundância ao único transformador 60/30 kV existente, que serve de alimentação às subestações 30/6,6 kV das redondezas, escoará a produção de energia renovável da área circundante e garantirá a ligação do novo sistema hidroelétrico reversível que já se encontra em construção [63].

Por seu turno, a remodelação da subestação do Amparo consistirá na substituição dos transformadores, o que resultará no aumento da potência de transformação instalada, de 20 MVA para 30 MVA, alterando-se, assim, os níveis de tensão de transformação, de 30/6,6 kV para 60/6,6 kV [63].

No que diz respeito à remodelação da subestação do Lombo do Meio, esta irá alterar o atual nível de tensão de 30 kV para 60 kV, utilizando as linhas já instaladas, uma vez que estas já se encontram dimensionadas para esse nível de tensão. Desta forma criar-se-á uma alternativa mútua de ligação às subestações Lombo do Doutor e Pedra Mole, fechando-se, assim, o anel entre as subestações Vitória-Lombo do Doutor-Lombo do Meio-Pedra Mole-Vitória [63].

Por último, na subestação do Palheiro Ferreiro será aumentada a potência de transformação entre os níveis de tensão 60/30 kV, de 30 MVA para 40 MVA, e, por motivos de obsolescência do painel existente, a EEM pretende implementar novas tecnologias *Gas Insulated Switchgear* (GIS) [63].

Por fim, na rede de distribuição, as intervenções são realizadas de forma rápida, sempre que ocorrem incidentes ou quando é necessário melhorar o perfil de tensões e diminuir as perdas de energia na rede. Por norma, nestas intervenções são criados anéis na rede de média tensão, instalados novos alimentadores e equipamentos de corte ou de deteção de defeitos e implementadas funções DMS (*Distribution Managing System*) e *Smart Grids* [63].

3.3. Importância da ligação entre as ilhas da Madeira e do Porto Santo

Com o avanço tecnológico, foi possível voltar a equacionar a possibilidade de se realizar uma ligação elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, através de um cabo submarino. Esta solução já havia sido ponderada há mais de uma década, todavia, por motivos tecnológicos e económicos, não foi concretizada [70].

Esta ligação é de grande relevância uma vez que se insere no âmbito do projeto “Porto Santo Sustentável - *Fossil Free Island*”, que apresenta o propósito de eliminar os combustíveis fósseis nesta ilha e garantir emissões quase nulas de dióxido de carbono [70].

Uma vez que a energia elétrica da ilha do Porto Santo depende em cerca de 97 % dos combustíveis fósseis e que o consumo elétrico desta ilha não representa um valor significativo face à ilha da Madeira, com a ligação entre as duas ilhas será possível desligar a produção térmica na ilha do Porto Santo e alimentá-la a partir da ilha da Madeira. Desta forma, deixam de existir duas redes isoladas, para se obter uma rede única, o que permite melhorar os parâmetros de qualidade da energia elétrica nas duas ilhas [63].

De forma a ser garantido o critério N-1 na ilha do Porto Santo, os quatro grupos de geradores de 4 MW, continuam lá instalados, funcionando apenas em situações muito especiais. Quando estes tiverem em funcionamento, podem fornecer energia à ilha da Madeira, o que só acontece em situações em que a geração na ilha da Madeira se encontra muito próxima do máximo face aos geradores em utilização, em vez de se acoplar à rede um gerador de 10 ou 12 MW para fornecer 1 ou 2 MW, o que não é rentável uma vez que trabalhará abaixo do rendimento de 70% ideal para um gerador. Nesta situação, recorre-se, então, a um dos geradores de 4 MW para fornecer este baixo nível de potências, diminuindo, assim, os elevados custos associados a manter um gerador de 10 MW a produzir uma potência de 1 MW.

Outro fator relevante diz respeito à possibilidade de, futuramente, se explorarem os vastos recursos ambientais da ilha do Porto Santo, de modo a elevar o nível de produção renovável. Esta questão permitirá, não só utilizar essa energia para alimentar na íntegra toda a ilha do Porto Santo, como também contribuir com uma percentagem de energia elétrica para alimentação da ilha da Madeira. No cenário de geração de elevados níveis de energia renovável pode pensar-se num sistema de armazenamento de água com capacidade para que a energia proveniente das energias renováveis das duas ilhas seja, também, utilizada para enviar massas de água para a hídrica [71], evitando-se, assim, o desperdício de recursos.

Assim sendo, considera-se importante a realização da ligação elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, pelo facto desta representar o primeiro passo para a implementação de uma estratégia para sustentabilidade ambiental, social e económica, a curto, médio e longo prazo na ilha do Porto Santo [70]

Em suma, a ideia do “Porto Santo Sustentável- *Fossil Free Island*” visa atrair atenções a nível mundial, uma vez que é um projeto pioneiro e único, que torna a ilha do Porto Santo a primeira ilha verde do mundo. Além disso, esta passaria também a ser considerada a primeira ilha inteligente, o que teria um retorno económico e ambiental a nível do turismo e um grande reconhecimento mundial [72], [73].

3.4. Implementação da REE da RAM no *software* de simulação PSSE

Nesta secção será descrita a estratégia adotada para a implementação das REE da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo, no *software* de simulação PSSE, descrevendo-se a sua estrutura e os parâmetros que as compõem.

Por uma questão de qualidade e recorrência mundial, neste projeto, adotou-se o *software* de simulação da *Siemens*, o PSSE. Este é, provavelmente, o programa mais utilizado mundialmente para simulação do comportamento de redes elétricas, sejam elas de pequenas ou grandes dimensões, uma vez este permite estudá-las nos regimes permanente e dinâmico, oferecendo uma boa interface ao utilizador.

Este simulador tem a particularidade de oferecer duas possibilidades de implementação dos componentes e respetivos parâmetros. Uma destas possibilidades denomina-se de “*Network Case*” e dispõe de vários separadores, um para cada grupo de componentes/estrutura. A segunda possibilidade designa-se “*Diagram*” e oferece a possibilidade de implementação da rede de uma forma mais gráfica, isto é, permite que se possa deslocar os componentes/estruturas para a janela de desenho e, após posicionamento dos mesmos, abre de forma automática uma janela para parametrizá-los.

Este simulador é deveras vantajoso para este tipo de projetos, visto que, sempre que se cria uma rede numa das possibilidades supramencionadas, este replica-a na outra possibilidade. Deste modo, no caso do projeto em que incide este trabalho, foi possível obter uma visualização gráfica da rede no “*Diagram*”, após terem sido parametrizados todos os componentes no “*Network Case*”, evitando-se, assim, a necessidade de nova parametrização para obter a visualização gráfica da rede.

Neste projeto, utilizou-se a versão gratuita que a *Siemens* disponibiliza para estudantes que, segundo o fabricante, dispõe das mesmas funcionalidades que a versão paga, porém com um limite de 50 barramentos. No entanto, verificou-se que, além deste limite, a versão gratuita encontra-se, ainda, limitada a um máximo de 20 máquinas geradoras e 20 transformadores e impõe um limite de programação de 50 modelos dinâmicos.

Com base nas limitações anteriores, percebeu-se que seria impossível implementar toda a rede de transporte e produção elétrica, o que obrigou à realização de cortes estratégicos em algumas secções da rede. Desta forma,

realizou-se um estudo exaustivo e pormenorizado da rede elétrica de cada ilha, cujas constituições se encontram descritas na secção 3.1.

Após este estudo, concluiu-se que, por ser a transportadora de maior fluxo de energia, a rede de transporte de 60 kV não sofreria cortes. Assim, restava apenas a possibilidade de efetuar cortes na rede de transporte de 30 kV, pelo que estes foram efetuados, na sua maioria, na zona oeste da ilha da Madeira. De modo a aproximar a rede simulada da rede real, acoplou-se as cargas dos barramentos cortados aos barramentos circundantes.

Relativamente à limitação do número de máquinas geradoras, e sendo essencial a presença da energia térmica e renovável para uma aproximação do comportamento da rede simulada à rede real, fizeram-se alguns cortes no número de geradores térmicos de cada central. Além disso, aglomerou-se a potência instalada total das diversas centrais eólicas do Paul da Serra e do Caniçal numa única máquina geradora capaz de gerar a potência eólica total da ilha da Madeira. Procedeu-se da mesma forma para a energia hídrica, representando-se a potência hídrica total desta ilha nas centrais da Serra d'Água e da Calheta. Posteriormente, explicar-se-á de forma pormenorizada as alterações anteriormente descritas.

3.4.1. Barramentos

Com base nas informações anteriores, procedeu-se à construção das redes de energia elétrica das duas ilhas. Primeiramente, dada a importância da rede de transporte de 60 kV para este estudo e uma vez que esta não sofreria alterações por ser a rede que transporta o maior fluxo de energia elétrica, começou-se por construir os barramentos deste nível de tensão, com base nos dados da tabela C.1 do Anexo C.

No PSSE, para construir os barramentos é necessário inserir os seus parâmetros técnicos e de identificação no separador Barramentos “*Bus*”. Assim, estudaram-se os campos a preencher, enumerados na Tabela D1 do Anexo D.

Posteriormente, definiu-se o nível de tensão de 60 kV para o funcionamento dos barramentos. De seguida, com o propósito de simplificar a procura de barramentos, dividiu-se a ilha da Madeira em 3 áreas - oeste, centro e este - representadas pelos números “1”, “2” e “3”, respetivamente. A área oeste abrange os barramentos entre a Ponta do Pargo e a Ribeira Brava (Calheta, Lombo do Doutor e Pedra Mole), a área centro engloba os nós entre a Ribeira Brava e a Cancela (Vitória, Socorridos, São João, Alegria, Viveiros e Palheiro Ferreiro) e, por fim, a área este, abrange todas as zonas entre a Cancela e o Caniçal (Machico e do Caniçal).

Para a conclusão da identificação dos nós, e com o objetivo de simplificar ainda mais a sua procura, dividiram-se as áreas em zonas sul (1), centro (2) e norte (3), sendo que neste caso se considerou que todos os nós de 60 kV pertenciam à zona sul.

De seguida, com base no que é efetuado pela EEM, considerou-se que os barramentos das centrais de energia renovável da Calheta, Serra D'Água, Loiral e Meia Serra são exclusivamente de geração. Por sua vez, sendo as centrais com maior capacidade de produção, considerou-se que os barramentos da Vitória (gás natural e fuel) e do Caniçal são do tipo balanceamento. Os restantes barramentos são exclusivamente de carga.

Posteriormente, com base nos valores da tabela de caracterização das saídas MT do Anexo Q do relatório “*Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT, 2017*” da EEM, e com base nos valores típicos, em pu, dos níveis de tensão máximos e mínimos aceitáveis nos barramentos para o correto funcionamento da REE, definiu-se um máximo e um mínimo de 1,05 pu e 0,95 pu, respetivamente. Seguidamente, procedeu-se da mesma forma para definir um máximo de 1,1 pu e um mínimo de 0,9 pu para os limites dos níveis de tensão aceitáveis nos barramentos em caso de emergência. Na Figura D.1 do Anexo D encontra-se uma ilustração da interface do PSSE após inseridos todos os parâmetros dos barramentos.

Pela Figura D.1 do Anexo D, verifica-se que existem outros dois parâmetros que não foram mencionados, nomeadamente a voltagem (*Voltage (pu)*) e o ângulo (*angle (deg)*). Estes parâmetros representam os valores da tensão e do ângulo de defasamento dos barramentos no momento atual de simulação, que, por sua vez, e por defeito, são 1,0 pu e 0,0 graus.

Após construídos os barramentos da rede de transporte de 60 kV, passou-se à programação dos barramentos da rede de transporte de 30 kV, das ilhas da Madeira e do Porto Santo, que se encontram enumerados na Tabela 3.9 e na Tabela C.2 do Anexo C.

Como referido anteriormente, devido às limitações do *software* de simulação, efetuaram-se reduções nos barramentos que compõem esta rede. Os barramentos a eliminar foram escolhidos pelo critério de: não terem cargas associadas ou apresentarem cargas muito baixas (inferior a 3 MW) e terem obrigatoriamente outros barramentos de 30 kV ou de 60 kV nas proximidades, onde se possam registar as cargas dos barramentos que foram retirados. Desta forma, os barramentos de 30 kV retirados foram o do Lombo do Doutor, Aeroporto, Fonte do Bispo, Fajã da Nogueira, Fajã dos Padres, Calheta de Inverno, Loiral e Pedra Mole, por não terem cargas associadas e não representarem uma falta influente ao bom funcionamento da rede de transporte.

Por sua vez, as alterações realizadas nos barramentos retirados com cargas associadas foram:

- Os barramentos da Ribeira da Janela e da Ponta Delgada foram associados ao de São Vicente;
- O barramento de Santana foi associado ao do Lombo do Faial;
- O barramento do Santo da Serra foi associado ao de Machico;
- O barramento dos Prazeres foi associado ao da Calheta;
- O barramento do Lombo do Meio foi associado ao da Ponte Vermelha;

- O barramento do Cabo Girão foi associado ao da Pedra Mole;
- O barramento do Livramento foi associado ao do Palheiro Ferreiro.

Estas associações tiveram por base a proximidade dos barramentos e o facto da futura soma das cargas não apresentar uma sobrecarga para as linhas que interligam estes nós à restante rede, não afetando, assim, o desempenho da rede para o estudo de interesse.

Os restantes barramentos não mencionados foram implementados na rede de transporte de 30 kV, incluindo os da ilha do Porto Santo. Os parâmetros que os caracterizam encontram-se na Figura D.1 do Anexo D.

Pela Figura D.1, é possível observar a existência de barramentos nas zonas centrais e norte da ilha da Madeira, representadas por “2” e “3”, respetivamente. Observa-se ainda a existência da área “4”, que representa os barramentos da ilha do Porto Santo. Por fim, pode-se verificar a existência de barramentos de geração (“2”) no nível de tensão de 30 kV (para reduzir o número de transformadores), que são os nós onde foram ligadas as máquinas geradoras de energia renovável, na ilha da Madeira, e térmica e renovável, na ilha do Porto Santo.

3.4.2. Linhas de transporte

Após criados os barramentos da rede de transporte no PSSE, deu-se seguimento aos condutores. Para criá-los, inseriram-se os seus parâmetros técnicos e identificativos no separador Ramo (“*Branch*”), que é exclusivamente destinado a estes elementos. Com base nos dados da Tabela C.3 e nos campos disponíveis neste separador, estudou-se quais os parâmetros necessários à implementação das linhas no simulador. A Tabela D.2 do Anexo D enumera e explica os referidos parâmetros.

Com base nas características das linhas e cabos integrantes na rede de transporte, presentes nas Tabelas C.3 e C.4 do Anexo C, verificou-se que, em algumas ligações entre dois barramentos, uma parte da ligação é subterrânea e outra aérea, sendo que a ligação é, então, composta por mais do que um tipo de condutor. Assim sendo, recalcularam-se os valores equivalentes da ligação total (em pu), nomeadamente a resistência, a reatância e a susceptância. Estes valores, bem como os restantes parâmetros das linhas da rede de transporte, encontram-se discriminados na Tabela D.3 do Anexo D.

Após estudados os parâmetros necessários para a implementação das linhas no PSSE e realizados os cálculos anteriormente mencionados, inseriram-se os dados no simulador. A Figura D.2 do Anexo D ilustra a interface do PSSE após inseridos todos parâmetros dos condutores, que constituem a rede de transporte de 60 kV.

Após inseridos os condutores no PSSE, criou-se o diagrama da rede de transporte de 60 kV. A Figura 3.12 ilustra esta rede no simulador.

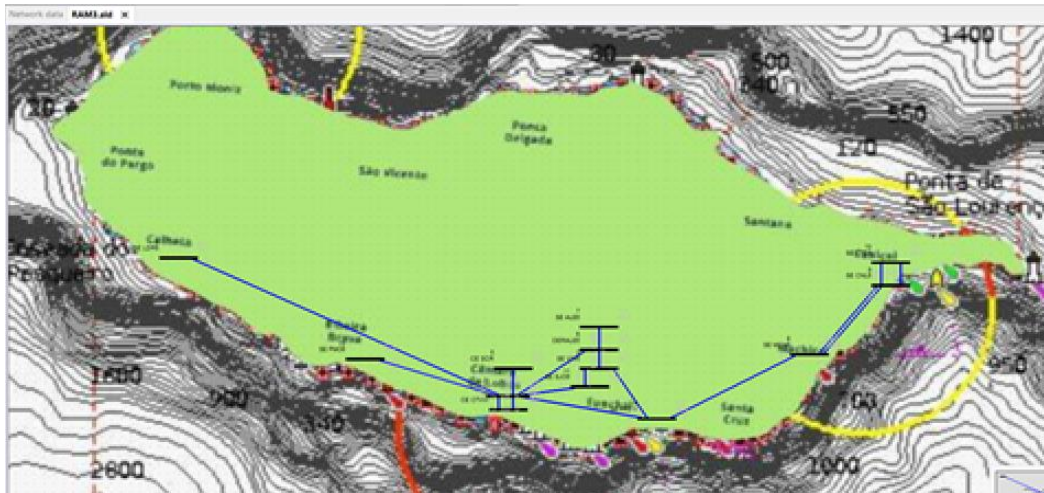


Figura 3.12- Rede de transporte de 60 kV no PSSE.

Após criada a rede de transporte de 60 kV, implementou-se a de 30 kV, pelo que se efetuaram os mesmos estudos realizados no caso anterior. Com base nas alterações efetuadas nos barramentos da rede de transporte de 30 kV, descritas na secção 3.4.1, realizaram-se alterações nas ligações entre barramentos.

As alterações efetuadas nas ligações consistiram na interligação entre os barramentos anteriormente interligados aos barramentos que foram cortados, como é exemplo a ligação São Vicente-Ponta Delgada-Santana-Lombo do Faial, que foi alterada com a eliminação dos barramentos da Ponta Delgada e de Santana, para São Vicente-Lombo do Faial. Para tal, interligaram-se os condutores que estavam ligados a estas subestações, respeitando-se a soma equivalente dos seus parâmetros de acordo com os respetivos comprimentos. Assim, não se afetaram as perdas existentes nos condutores e deu-se continuidade à ligação existente entre estas duas freguesias, permitindo a atual redundância. Procedeu-se, desta forma, para todas as alterações efetuadas e substituiu-se as atuais ligações pelas seguintes:

- A ligação Lombo do Faial-Santo da Serra-Machico foi alterada para Lombo do Faial-Machico;
- A ligação Lombo do Doutor-Lombo do Meio-Ponte Vermelha foi alterada para Central da Calheta-Ponte Vermelha;
- A ligação Lombo do Doutor-Loiral-Bica da Cana foi alterada para Central da Calheta-Bica da Cana;
- A ligação Central da Calheta-Lombo do Doutor-Calheta foi alterada para Central da Calheta-Calheta;
- A ligação Ponte Vermelha-Cabo Girão-Central da Vitória foi alterada para Ponte Vermelha-Central da Vitória;
- A ligação Pedras-Pedra Mole-Ponte Vermelha foi alterada para Pedras-Ponte Vermelha;
- A ligação Meia Serra-Fajã da Nogueira-Lombo do Faial foi alterada para Meia Serra-Lombo do Faial;

- A ligação Caniço-Livramento-Palheiro Ferreiro foi alterada para Caniço-Palheiro Ferreiro;
- A ligação Caniço-Aeroporto-Machico foi alterada para Caniço-Machico;
- A ligação Caniço-Derivação Aeroporto-Machico foi alterada para Caniço-Machico.

As somas equivalentes dos parâmetros destas ligações podem ser consultadas na Tabela D.4 do Anexo D, a vermelho. A Figura D.3 do Anexo D ilustra a interface do PSSE após inseridos todos os parâmetros das linhas que constituem a rede de transporte de 30 kV.

Após inseridos os condutores no PSSE, criou-se o diagrama da rede de transporte de 30 kV. A Figura 3.13 ilustra toda a rede de transporte de 60 kV e de 30 kV da ilha da Madeira, no simulador.

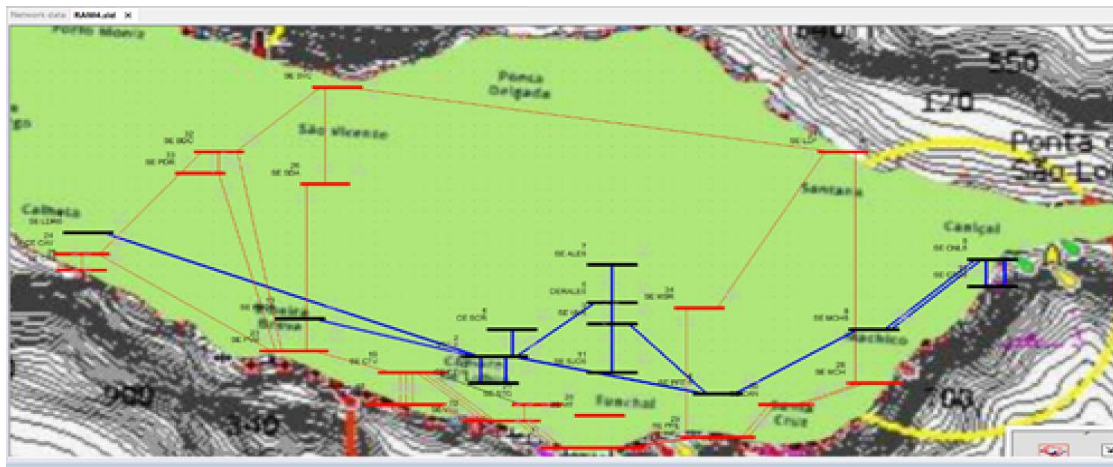


Figura 3.13- Rede de transporte da ilha da Madeira.

Por sua vez, a Figura 3.14 ilustra toda a rede de transporte, de 30 kV da ilha do Porto Santo no simulador.



Figura 3.14- Rede de transporte da ilha do Porto Santo.

A Figura 3.13 e a Figura 3.14 ilustram a posição das subestações e as ligações entre elas numa escala irreal comparativamente ao tamanho das ilhas, de forma intencional para uma melhor visualização.

3.4.3. Transformadores

Após a implementação das redes de transporte de 60 kV e de 30 kV no PSSE, procedeu-se à ligação entre ambas. Para tal, foram utilizados transformadores capazes de transformar a energia entre os níveis de tensão de 60 kV para 30 kV.

Começou-se, então, por estudar os parâmetros a inserir no separador do *software* de simulação referente aos transformadores (“*2 Winding*”). Na Tabela D.5 encontram-se explicados os parâmetros que foram introduzidos no PSSE para definição dos transformadores.

Após o estudo das características dos transformadores, inseriram-se os parâmetros enunciados na Tabela C.7 do Anexo C. Uma vez que uma das limitações do simulador é o limite de 20 transformadores, procedeu-se ao corte de alguns transformadores de redundância, sem criar influências relevantes ao objeto de estudo deste projeto. Os transformadores utilizados devido a estas transformações encontram-se representados a vermelho na Tabela D.5 do Anexo D. A Figura D.4 ilustra a interface do PSSE após inseridos todos os parâmetros dos transformadores da rede de transporte.

3.4.4. Cargas

Após criada a rede de transporte nas duas ilhas e interligados os dois níveis de tensão da ilha da Madeira, deu-se seguimento às cargas. Para tal, verificaram-se quais os parâmetros necessários para implementar as cargas no separador “*Load*” do PSSE. A Tabela D.6 do Anexo D enumera e explica os dados necessários.

Após compreendidos os parâmetros a serem inseridos no PSSE e com base nos dados da Tabela C.5 do Anexo C, referente às cargas máximas e mínimas registadas em cada subestação em cada trimestre do ano, estudou-se a melhor estratégia para contornar o problema dos barramentos que foram retirados pelas limitações do simulador. Desta forma, efetuaram-se as seguintes alterações:

- As cargas da Ribeira da Janela e da Ponta Delgada foram acopladas a São Vicente;
- A carga de Santana foi acoplada ao Lombo do Faial;
- A carga do Santo da Serra foi acoplada a Machico;
- A carga dos Prazeres foi acoplada à Calheta;
- A carga do Lombo do Meio foi acoplada à Ponte Vermelha;
- A carga do Cabo Girão foi acoplada à Pedra Mole;
- A carga do Livramento foi acoplada ao Palheiro Ferreiro.

Com base nos dados da Tabela C.5 do Anexo D e nas alterações anteriormente descritas criou-se a Tabela D.7 do Anexo D, onde, a vermelho, é possível observar as cargas alteradas. Neste encontram-se enumerados valores máximos, médios e mínimos de cargas em cada subestação, que foram, posteriormente, utilizados em diferentes

cenários de simulação. A Figura D.5 ilustra a interface do PSSE após inseridos os dados das cargas.

3.4.5. Geradores

Após criados os barramentos, os condutores, os transformadores e as cargas, procedeu-se à criação dos geradores no PSSE. Para tal, analisaram-se os parâmetros necessários à criação dos mesmos, no separador “*Machine*” do PSSE, enumerados e explicados na Tabela D.8 do Anexo D.

Após compreendidos os parâmetros a inserir no PSSE e com base nas características das máquinas fornecidas pela EEM, presentes nas secções 3.1.1.1 e 3.1.2.1, constatou-se a necessidade de se realizar alterações na rede de geração, devido às limitações impostas pelo simulador relativamente ao limite de geradores, transformadores e número de barramentos. Assim, com o intuito de manter o sistema electroprodutor simulado, semelhante ao real, optou-se por manter a produção térmica e renovável, assumindo-se o cenário em que o número de máquinas geradoras, considerando a capacidade de produção de cada uma, é suficiente para alimentar as REE das duas ilhas. Com base nestes dados, efetuaram-se as seguintes alterações nos grupos produtores térmicos:

- A central do Caniçal passa a ter 3 máquinas geradoras ao invés de 6;
- A nave 2 da central térmica da Vitória passa a ter 4 máquinas geradoras a fuel ao invés de 9;
- A nave 3 da central térmica da Vitória continua a ter 3 máquinas geradoras a gás natural, mas despreza-se a turbina a vapor;
- A central nova do Porto Santo passa a ter um banco de baterias de 12 MW.

Estas decisões foram tomadas com base na importância de se manter a central térmica da Vitória como a principal central da ilha da Madeira, de forma a manter-se a rede simulada com características próximas às da rede real. Desta forma, a estratégia tomada consistiu em manter os 3 geradores a gás natural e reduzir os geradores a fuel, uma vez que estes apresentam resultados de produção mais baixos. De forma a manter-se uma produção na zona este da ilha da Madeira, preservou-se a central térmica do Caniçal, reduzindo-se o seu número de geradores para metade. Quanto à ilha do Porto Santo, criou-se um banco de baterias capaz de fornecer uma potência de 12,24 MW durante 30 minutos, sendo este valor cerca de 35% superior à potência necessária para alimentar a ilha do Porto Santo no cenário de carga máxima. Os dados das baterias podem ser consultados no relatório “*Integração de Bancos de Baterias em Redes Eléctricas Isoladas*” [74].

Posteriormente, estudou-se a melhor estratégia para a implementação das energias renováveis. Considerando as limitações do número de geradores, impostas pelo simulador PSSE, verificou-se que apenas podiam ser implementadas mais 9 máquinas. No entanto, uma vez que os geradores funcionam num nível de tensão entre os 6 kV e

os 11 kV, foi necessário implementar novos barramentos para a ligação das máquinas geradoras e, conseqüentemente, novos transformadores para interligarem esses barramentos aos da rede de transporte. Assim, surgiu um novo problema, relacionado com a limitação de 20 transformadores. Uma vez que 9 transformadores já se encontravam em utilização para a interligação entre as duas redes de transporte, sobravam 11 transformadores para o restante projeto. Assim, constatou-se que seriam necessários pelo menos 3 transformadores para as centrais térmicas e 2 transformadores para a interligação entre as duas ilhas, ficando disponíveis apenas 6 transformadores. Desses 6 transformadores, um foi utilizado para a central de resíduos da Meia Serra, um para o banco de baterias da ilha do Porto Santo, um para a implementação da produção *offshore* e os restantes 3 apenas permitiram implementar mais 3 barramentos de produção. Desta forma, implementaram-se duas centrais hidroelétricas, localizadas na Serra D'Água e na Calheta e uma central eólica, localizada no Paul da Serra, para representar esta energia primária. A Figura D.6 do Anexo D ilustra a implementação dos geradores no PSSE.

3.4.6. Bancos de condensadores

Após a construção de toda a rede de transporte, geração e consumo, procedeu-se à implementação dos bancos de condensadores, de forma a compensar a potência reativa da REE, tal como é efetuado pela EEM. Começou-se, então, por estudar os parâmetros a inserir no separador do PSSE referente aos bancos de condensadores, denominado "Fixed Shunt". Na Tabela D.9 do Anexo D encontram-se explicados os parâmetros que serão introduzidos no PSSE para definição dos bancos de condensadores.

Com base nos dados fornecidos pela EEM, descritos na Tabela D.10 do Anexo D, inseriram-se os valores dos bancos de condensadores no PSSE. A Figura D.7 do Anexo D ilustra a interface do PSSE após inseridos todos parâmetros dos bancos de condensadores.

Após criados e parametrizados todos os componentes que compõem a REE das duas ilhas, obteve-se duas redes individuais funcionais. A Figura 3.15 ilustra a rede elétrica simulada da ilha da Madeira.

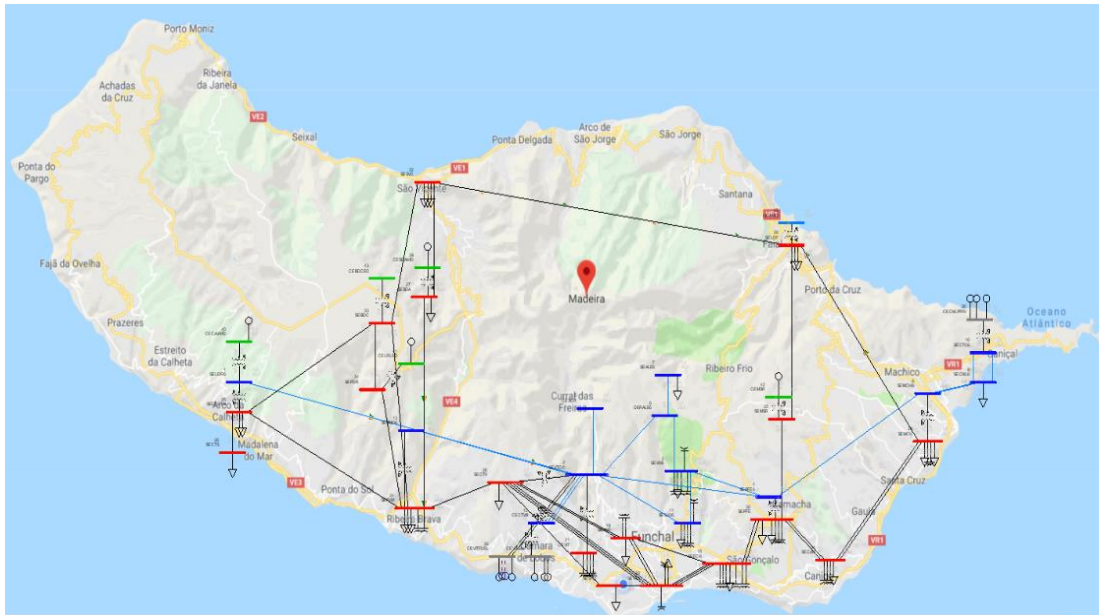


Figura 3.15- Rede de energia elétrica da ilha da Madeira no PSSE.

A Figura 3.15 ilustra, a azul, os condutores e os barramentos que constituem a rede de transporte de 60 kV e, a vermelho, os barramentos de 30 kV. Relativamente à geração, observa-se, a cinzento, os barramentos de produção térmica, a verde, os barramentos de produção renovável e, a azul claro, o barramento de interligação entre ilhas. Por sua vez, a Figura 3.16 ilustra a rede elétrica simulada da ilha do Porto Santo.

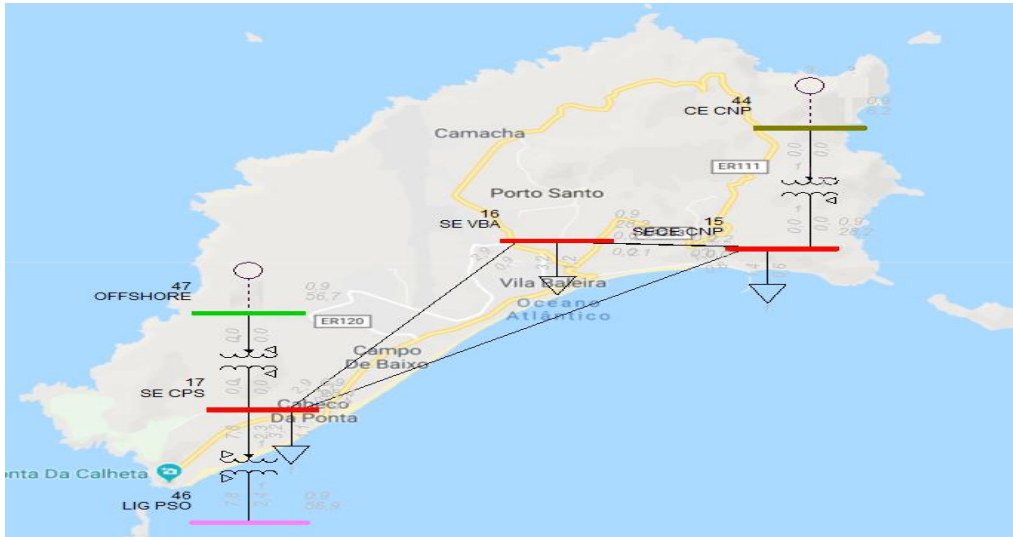


Figura 3.16- Rede de energia elétrica da ilha do Porto Santo no PSSE.

A Figura 3.16 ilustra, a vermelho, os barramentos que constituem a rede de transporte de 30 kV da ilha do Porto Santo. Relativamente à geração, observa-se, a cinzento, o barramento de produção térmica, que neste projeto acopla apenas um banco de baterias, a verde, o barramento da *offshore* e, a rosa, o barramento de interligação entre ilhas [74].

3.5. Interligação entre as ilhas da Madeira e do Porto Santo

Após a implementação das redes das duas ilhas no simulador, estudou-se a melhor forma de interligá-las por via de um cabo elétrico submarino. Com base nos requisitos colocados pela EEM para este projeto, esta ligação deve suportar uma transmissão bidirecional e uma potência de 50 MW. Desta forma, e com base na informação da secção 2.4.2, concluiu-se que a tecnologia HVDC LCC não seria uma solução viável para suportar esta ligação, uma vez que é indicada para potências superiores a 300 MW. Além disso, apesar de suportar a bidirecionalidade, o seu controlo é muito complexo e dispendioso, sendo normalmente utilizada para sistemas que transmitem num único sentido. Deste modo, concluiu-se que as duas soluções mais apropriadas para esta ligação seriam as tecnologias HVAC e HVDC-VSC, por serem sistemas bidirecionais e adequados à potência indicada. Como se constatou anteriormente, um fator que, por norma, determina qual destes sistemas é mais adequado é a distância, pelo que se estima que, a partir dos 80 km, a tecnologia HVAC tenha perdas superiores à tecnologia HVDC-VSC, devido às características do cabo.

Posteriormente, efetuou-se um estudo sobre o percurso mais adequado para esta ligação. Para tal, foi necessário escolher os locais de conexão do cabo, tanto na ilha da Madeira como na ilha do Porto Santo. Devido à proibição legal de se cruzar cabos submarinos, começou-se por estudar a sua existência nos mares adjacentes às duas ilhas e verificou-se a existência de um cabo de fibras óticas, que efetua a ligação entre as duas numa zona crítica. Uma vez que este cabo parte da cidade do Funchal e atravessa todo o mar da costa sul da ilha da Madeira, a passagem do cabo elétrico torna-se mais restringida nesta zona. Além disso, como referido anteriormente, os cabos de alta tensão podem, em certas situações, afetar os aparelhos de medição dos navios. Visto que o Porto do Funchal apresenta um grande fluxo de navios, que por sua vez também efetuam a rota junto à costa sul da ilha da Madeira, decidiu-se descartar a possibilidade da passagem do cabo de alta tensão nesta zona.

Desta forma, decidiu-se aproveitar o facto da ligação entre o Lombo do Faial-Santana-Machico ser efetuada por um cabo que suporta níveis de tensão de 60kV, sendo apenas necessário adaptar os postos de transformação, que de momento são de 30 kV. Como tal, escolheu-se o barramento do Lombo do Faial para realizar esta ligação, aproveitando-se, ainda, o encurtamento da distância entre as duas ilhas [75].

Após escolhido o barramento de conexão da ilha da Madeira, estudou-se o barramento mais apropriado para interligar o cabo elétrico na ilha do Porto Santo. Para tal, verificou-se que o cabo de fibras óticas existente acopla na zona da Vila Baleira e que o porto de recreio desta ilha se situa junto da zona este, perto do barramento da Central Nova. Assim, selecionou-se o barramento da Calheta, que é o único com um nível de tensão com 30 kV que fica afastado destas duas zonas, aproveitando-se, ainda, a sua maior proximidade com a ilha da Madeira, uma vez que este se situa a oeste da ilha do Porto Santo.

Após escolhidos os barramentos de ligação, estudou-se o melhor percurso para passagem do cabo submarino. Devido ao elevado peso deste tipo de cabos, não há possibilidade destes ficarem suspensos entre dois pontos, não podendo, assim, efetuar subidas ou descidas acentuadas. Por este motivo, é fundamental selecionar um percurso que evite este tipo de variações. Além disso, importa também evitar o máximo possível a profundidade a que o cabo se encontrará, devido à pressão que é feita sobre ele. Esta questão da profundidade é uma situação crítica, uma vez que em algumas zonas entre as duas ilhas existem profundidades superiores a 3 km, o que faria desta ligação elétrica provavelmente a mais profunda das existentes atualmente em todo o mundo. No entanto, apesar de mais longo (cerca de 65 km), encontrou-se um percurso em que a zona mais profunda é inferior a 2300 metros. A Figura 3.17 ilustra o percurso mais adequado para a passagem do cabo [76].



Figura 3.17- Ligação submarina de fibras óticas e previsão de ligação elétrica submarina.

A Figura 3.17 ilustra a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, o cabo de fibra ótica, a vermelho, e o cabo de energia elétrica, a azul.

Apesar de se ter estimado um comprimento total de 65 km de cabo elétrico para a ligação entre as duas ilhas, verificou-se a necessidade de se considerar uma margem de cerca de 25 % para a descida e subida do cabo e para as curvas efetuadas por si no fundo do mar. Como tal, estima-se um comprimento total de aproximadamente 80 km de cabo.

Desta forma, considerou-se necessário efetuar os estudos em que a ligação adota a tecnologia HVAC e HVDC-VSC, uma vez que o comprimento estimado de 80 km se encontra naquele que é considerado o “ponto de viragem” do comprimento que distingue teoricamente qual o sistema mais adequado para utilização.

3.5.1. Ligação HVAC entre as duas ilhas

Após escolhido o percurso mais adequado para a passagem da ligação entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, recolheu-se informações acerca dos parâmetros dos cabos elétricos existentes no mercado, numa procura por soluções que respeitassem as características deste projeto.

Para tal, foi necessário escolher um cabo submarino que suportasse potências de 50 MW a uma tensão de 60 kV. Após uma vasta pesquisa, constatou-se a necessidade de se calcular a corrente de transmissão nestas características, resultado em 481,1 A, cujos cálculos podem ser consultados na secção C.5 do Anexo C.

Após efetuado o cálculo da corrente e sabendo a tensão de operação do sistema, concluiu-se que o cabo XLPE trifásico submarino de condutores de cobre, com capacidade para suportar até 530 A de corrente e tensões até 66 kV, era a opção mais acertada para fazer esta ligação. A Tabela 3.10 caracteriza os parâmetros deste cabo.

Tabela 3.10- Características do cabo XLPE escolhido e parâmetros para 80 km [77].

Parâmetros:	Valores	Valores para 80 km
Tensão de funcionamento (kV)	66	66
Corrente máxima suportada (A)	530	530
Secção transversal do condutor (mm ²)	300	300
Diâmetro do condutor (mm)	20,4	20,4
Espessura do Isolamento (mm)	9,0	9,0
Diâmetro do condutor com isolamento (mm)	40,8	40,8
Espessura da bainha de chumbo (mm)	1,6	1,6
Diâmetro externo do cabo (mm)	134,0	134,0
Peso do cabo	34,3 kg/m	2744000 kg
Resistência	0,0601 Ω/km	4,808 Ω
Capacitância	0,24 μF/km	19,2 μF
Indutância	0,37 mH/km	29,6 mH
Perdas de corrente por fase a 50 Hz	2,8 A/km	224 A

A Tabela 3.10 enumera os parâmetros do cabo, apresentados pelo fornecedor, e os seus parâmetros para uma distância de 80 km. Pela análise dos parâmetros apresentados, verificou-se que, para a distância estipulada, o cabo terá um peso de 2744 toneladas, corroborando-se, assim, a ideia anteriormente mencionada relativamente à impossibilidade destes cabos ficarem suspensos entre dois pontos.

Pela Tabela 3.10 verifica-se que as componentes indutiva e capacitiva acarretam valores elevados. Substituíram-se, estes valores nas respetivas expressões da impedância indutiva e capacitiva, de forma a elucidar as suas grandezas. Assim, começou-se pelo cálculo da impedância indutiva, que pode ser consultado na secção C.6.do Anexo C.

Assim, verificou-se que o módulo da impedância indutiva é inferior ao da impedância capacitiva o que implicará uma geração de potência reativa no cabo.

3.5.2. Interligação HVDC VSC entre as duas ilhas

Após escolhido o cabo mais adequado para a ligação HVAC, selecionou-se o mais apropriado para a ligação HVDC- VSC. Neste caso, de forma a realizar-se uma comparação mais justa, uma vez que o cabo a ser utilizado no sistema HVDC- VSC é de um condutor enquanto que no sistema HVAC é de três, escolheu-se um nível de tensão três vezes superior ao do sistema HVAC, resultando em 180kV. Desta forma, considerando o nível de tensão de operação de 180 kV e uma potência máxima de 50 MW, procedeu-se do mesmo modo do que no caso anterior e calculou-se a corrente de transmissão. Assim, efetuou-se o cálculo da corrente, que resultou em 277,8 A, e pode ser consultado na secção C.7. do Anexo C.

Após efetuado o cálculo da corrente, e considerando que o sistema deve operar com uma tensão de 180 kV, concluiu-se, com base nos sistemas HVDC Light da ABB, que o sistema mais adequado é composto por conversores simétricos com módulos M4 e cabo XLPE submarino de um condutor de cobre com 300 mm² de secção. Este sistema suporta correntes AC de 580 A e transmissões de 189,9 MW. A Tabela 3.11 caracteriza os parâmetros dos conversores e do cabo escolhido, fornecidos pelo sistema HVDC *Light* da ABB [10], [54], [77].

Tabela 3.11- Parâmetros dos conversores e cabo da ligação HVDC [10], [54], [77].

Conversores		
Parâmetros:	Valores	
Tipo	M4	
Tensão DC (kV)	± 150	
Corrente DC (A)	627	
Potência máxima enviada (MW)	189,9	
Cabo		
	Valores	Valores para 80 km
Secção transversal do condutor (mm ²)	300	300
Diâmetro do condutor (mm)	20,4	20,4
Diâmetro externo do cabo (mm)	69,0	69,0
Peso do cabo	13,0 kg/m	1040000 kg
Resistência	0,0601Ω/km	4,808 km

Tal como no caso anterior, também se descreveu os parâmetros do cabo para uma distância de 80 km, pelos motivos anteriormente descritos. Verificou-se que o cabo utilizado neste sistema é de 1040 toneladas, menos de metade do peso do cabo do sistema HVAC. Outro fator relevante é o facto da resistência ser igual à do cabo do sistema anterior, o que permitirá uma comparação mais justa entre os dois sistemas. Na Figura D.8 do Anexo D encontram-se os parâmetros desta ligação.

4. Simulações em Regime Permanente

Uma vez explicada a constituição das REE das ilhas da Madeira e do Porto Santo, as alterações nelas efetuadas para fins de simulação, a sua implementação no PSSE e a projeção das ligações HVAC e HVDC, apresentar-se-ão, no presente capítulo, alguns resultados em regime permanente.

Numa primeira fase, expor-se-ão os resultados do funcionamento das duas redes sem interligação. Posteriormente, analisar-se-ão as redes interligadas, onde serão apresentados os resultados de vários cenários com ligação HVAC e com ligação HVDC. Por fim, far-se-á uma comparação entre os resultados obtidos nas duas ligações.

4.1. Simulação da rede de energia elétrica atual nas duas ilhas

Como referido anteriormente, simulam-se as REE das ilhas da Madeira e do Porto Santo sem interligação entre si, de forma a verificar-se se o seu comportamento em simulação vai ao encontro do seu comportamento real.

Desta forma, começa-se por simular as redes com os valores de carga máxima e mínima dos quatro trimestres do ano, presentes na Tabela C.5 do Anexo C. A Tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos nesta simulação.

Tabela 4.1- Potência gerada, perdas nas redes e tensões máximas e mínimas, das redes de energia elétrica das ilhas da Madeira e do Porto Santo, para a carga máxima e mínima consumidas em cada trimestre.

Trimestre	Carga	Carga Consumida na ilha da Madeira (MW)	Potência Gerada na ilha da Madeira (MW)	Perdas na rede da ilha da Madeira (MW)	Tensão max/min na ilha da Madeira (pu)	Carga Consumida na ilha do Porto Santo (MW)	Potência Gerada na ilha do Porto Santo (MW)	Perdas na rede da ilha do Porto Santo (MW)	Tensão max/min na ilha do Porto Santo (pu)
1º	Máx.	134,20	135,23	1,05	1,0225/ 0,9928	4,90	4,92	0,02	0,9979/ 0,9948
	Mín.	62,3	62,850	0,55	1,0337/ 0,9978	2,5	2,503	0,003	0,9994/ 0,9978
2º	Máx.	125,60	126,60	1,00	1,0229/ 0,9935	6,30	6,32	0,02	0,9979/ 0,9936
	Mín.	68	68,499	0,499	1,0338/ 0,9971	3,4	3,405	0,005	0,9993/ 0,9971
3º	Máx.	134,50	135,620	1,12	1,0230/ 0,9928	7,10	7,13	0,03	0,9979/ 0,9925
	Mín.	76,1	76,699	0,599	1,0309/ 0,9932	4,2	4,210	0,01	0,9993/ 0,9963
4º	Máx.	140,9	142,074	1,174	1,0222/ 0,9928	5,80	5,82	0,02	0,9979/ 0,9936
	Mín.	68,1	68,672	0,572	1,0338/ 0,9998	3	3,005	0,005	0,9993/ 0,9973

Com base nos resultados da Tabela 4.1, verifica-se que as perdas na REE da ilha da Madeira não chegam a representar 1% da potência gerada e que a variação da tensão representa, aproximadamente, 3 % face à tensão nominal, encontrando-se consideravelmente afastado dos 10 % admissíveis.

Relativamente à ilha do Porto Santo, verifica-se que as perdas na rede elétrica não representam mais de 0,5% da potência gerada e que a variação da tensão é inferior a

1 % face à tensão nominal, encontrando-se, também, consideravelmente afastado do s 10% admissíveis.

Pela análise dos dados anteriores, constata-se que as REE das duas ilhas se encontram em correto funcionamento e de acordo com os dados fornecidos pela EEM. Como tal, conclui-se que a rede simulada encontra-se apta para representar a rede real.

4.2. Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVAC

Após realizados todos os testes necessários à validação da boa representação da rede elétrica real pelo simulador, procede-se à interligação das redes elétricas das duas ilhas, que as torna numa só, possibilitando, assim, a transmissão de potência nos dois sentidos para a simulação de cenários prováveis.

Numa primeira fase, simulam-se as redes interligadas pela tecnologia HVAC nos cenários de carga máxima e mínima por trimestre, em que a ilha da Madeira alimenta a ilha do Porto Santo. Em seguida, simulam-se os cenários em que uma *offshore* é instalada na ilha do Porto Santo, alimentando-a e contribuindo com uma percentagem de potência para alimentar a ilha da Madeira. Nestes cenários mantém-se a carga da ilha do Porto Santo em 7,8 MW e fornece-se à ilha da Madeira potências entre 10 e 50 MW.

4.2.1. Transmissão de energia no sentido ilha da Madeira- ilha do Porto Santo, sem produção *offshore*

Começa-se por simular os cenários de carga máxima e mínima de cada trimestre, em que a ilha da Madeira fornece 100 % da potência necessária para alimentar a rede elétrica da ilha do Porto Santo através da ligação HVAC. Os dados obtidos nas simulações destes cenários encontram-se discriminados na Tabela E.1 do Anexo E.

Observando os dados desta tabela, verifica-se que, como previsto na secção 3.5.1, devido à capacitância do cabo ser superior à indutância, ocorre a geração de potência reativa no mesmo. Uma vez que a carga da ilha do Porto Santo é inferior à da ilha da Madeira e que, neste cenário, não existe compensação na ilha o Porto Santo de forma a controlar a tensão nos barramentos que a compõem, a sua tensão é superior à da ilha da Madeira. Este facto impõe que a potência reativa gerada no cabo seja, na sua maioria, enviada para a ilha da Madeira, pelo que a ilha do Porto Santo apenas recebe a potência reativa necessária para consumo. Uma vez que a ilha da Madeira recebe uma potência reativa muito elevada e que nestas simulações não se efetuou compensação junto ao cabo, a mesma era “consumida” pelos geradores de balanceamento da ilha da Madeira. Isto fez com que a potência reativa realizasse todo o percurso entre o Lombo do Faial e as centrais do Caniçal e da Vitória, as centrais de balanceamento, o que originou uma carga extra nos condutores adjacentes ao barramento do Lombo do Faial.

Deste modo, estuda-se a melhor forma para solucionar o problema da potência reativa gerada na ligação se deslocar na rede da ilha da Madeira. Além disso, aproveitasse para controlar a tensão dos barramentos da ilha do Porto Santo e do Lombo do Faial, uma vez que, apesar destes se encontrarem dentro dos limites aceitáveis, é possível

utilizar a bobine para aproximá-los à tensão nominal. Para tal, simulam-se cinco soluções diferentes nos mesmos cenários, todas com recurso a bobines variáveis nos barramentos onde a ligação acopla. Assim, é possível compensar a potência reativa gerada no cabo logo na chegada às ilhas, impedindo que esta se desloque nas redes elétricas das ilhas.

Deste modo, começa-se por simular os cenários utilizando uma bobine variável no barramento do Lombo do Faial, que efetua compensação local. De seguida, procede-se da mesma forma, testando-se uma bobine variável no barramento da Calheta (ilha do Porto Santo), também a compensar localmente. Verifica-se que nestas duas situações a potência reativa gerada na ligação fica retida logo à saída do cabo, mas apura-se que a tensão nos barramentos fica ainda um pouco distante (1,12 pu) do limite de 1,05 pu aceitáveis. Posteriormente, testam-se duas bobines em simultâneo, uma no barramento do Lombo do Faial e outra no barramento da Calheta, ambas a realizar compensação local, e conclui-se que, até ao momento, esta é a solução que apresenta as tensões mais próximas ao valor nominal nestes barramentos e que apresenta as menores perdas na ligação. Como tal, esta é a melhor solução técnica a utilizar para resolver os problemas mencionados.

Por fim, retorna-se à arquitetura que utiliza uma única bobine variável. Assim, começa-se por testar uma bobine acoplada ao barramento da Calheta, mas desta vez com controlo remoto da tensão do barramento do Lombo do Faial. Seguidamente, testa-se esta solução com uma bobine variável no barramento do Lombo do Faial, a controlar remotamente o nível de tensão do barramento da Calheta (Porto Santo). Verifica-se que nestas arquiteturas as perdas são inferiores às que utilizam uma bobine a fazer compensação local, no Porto Santo, mas são superiores às que utilizam duas bobines, uma em cada extremo da ligação.

Após o estudo efetuado, conclui-se que a solução que utiliza duas bobines variáveis é a solução que proporciona os melhores resultados. Todavia, verifica-se que a solução que utiliza uma bobine variável no barramento do Lombo do Faial, a controlar remotamente a tensão da ilha do Porto Santo, é uma solução viável, mas com valores não tão ideais aos da solução anterior. No entanto, esta solução é financeiramente vantajosa, por apenas implicar a aquisição de uma bobine. Por estes motivos, atendendo à relação custo-qualidade, opta-se por estudar a solução que utiliza uma bobine variável, a controlar remotamente a tensão do barramento da Calheta, na ilha do Porto Santo, e a solução de duas bobines, uma em cada extremo da ligação a fazer compensação local. Assim, efetuam-se as simulações dos cenários descritos na introdução na secção 4.2, porém desta vez com compensação na ligação.

Na Tabela E.2 do Anexo E, apresentam-se os dados considerados relevantes, obtidos das simulações com compensação através de uma bobine variável no barramento do LDF a compensar a ilha do Porto Santo. Na Tabela 4.2 apresentam-se os dados considerados relevantes, obtidos das simulações com compensação através de duas bobines variáveis.

Tabela 4.2- Dados relevantes dos cenários com ligação HVAC, com duas bobinas, uma no LDF e outra no PSO para compensação da potência reativa.

	1º Trimestre		2º Trimestre		3º Trimestre		4º Trimestre		
	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	
Carga Total (MW)	139,1	64,8	131,9	71,4	141,6	80,3	146,7	71,1	
Carga na ilha Madeira (MW)	134,2	62,3	125,6	68	134,5	76,1	140,9	68,1	
Carga na ilha do Porto Santo (MW)	4,9	2,5	6,3	3,4	7,1	4,2	5,8	3	
Geração total (MW)	140,3	65,3	133,1	72,1	143,1	81,0	148,6	71,8	
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)	20	10	20	10	20	16	20	10	
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)	48,3	22,4	41,1	29,1	51,1	32,0	56,2	28,8	
Central Térmica do Caniçal (MW)	33	11	33	11	33	11	33	11	
Serra D'Água- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Calheta- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Paul da Serra- Eólica (MW)	15	8	15	8	15	8	15	8	
Meia Serra- Resíduos (MW)	4	4	4	4	4	4	4	4	
Madeira- Porto Santo	P. transmitida (MW)	5,0	2,6	6,5	3,4	7,3	4,2	6,0	3,0
	Perdas (MW)	0,04	0,01	0,06	0,02	0,08	0,03	0,05	0,02
	Perdas (MVars)	0,07	0,02	0,12	0,04	0,15	0,07	0,10	0,03
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	21,6	23,6	21,6	23,3	22,9	22,2	21,6	23,4
	Carga na linha	19	19	21	19	22	20	21	19
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)	30	27	32	29	33	32	32	29	
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)	5	19	5	22	10	25	9	21	
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)	7	4	9	4	10	3	9	4	

Com base nos dados da Tabela 4.2, verifica-se que a possibilidade da ilha da Madeira alimentar a ilha do Porto Santo através da ligação HVAC é viável, uma vez que esta tem um poder de geração suficientemente elevado para alimentá-la com todos os parâmetros de qualidade. Isto porque a carga da ilha do Porto Santo representa um valor baixo, de cerca de 5% da carga da ilha da Madeira, podendo-se comparar às cargas registadas em alguns concelhos da ilha da Madeira.

Pela Tabela 4.2, como espectável, verifica-se que as perdas na ligação aumentam com o aumento da carga na ilha do Porto Santo, uma vez que a componente reativa do cabo é compensada nos dois extremos. Por esse motivo, há uma diminuição na diferença entre a indutância e a capacitância, diminuindo, assim, a potência reativa gerada na ligação e, por sua vez, as perdas na mesma. No entanto, a potência reativa gerada no cabo é muito elevada, o que se deve ao facto da componente capacitiva do cabo ser superior à componente indutiva do mesmo, como referido anteriormente, na secção 3.5.1.

Por fim, considera-se relevante apresentar a carga no cabo que faz a ligação entre as duas ilhas e nos cabos que lhe são adjacentes do lado da ilha da Madeira, uma vez que estes são responsáveis por suportar toda a potência ativa e reativa associada à ligação. Desta forma, verifica-se que, para a capacidade atual dos cabos e para os cenários testados, não ocorreram situações críticas.

Pela Tabela E.2 do Anexo E, verifica-se, que as perdas na ligação aumentam com a diminuição da carga na ilha do Porto Santo, uma vez que, como observado anteriormente, a componente capacitiva do cabo é muito elevada, e se não houver compensação, aquando da diminuição da componente ativa das cargas na ilha do Porto Santo, a tensão desta ilha aumenta, discrepando assim os valores de tensão nos extremos

da ligação. Como a compensação só estava a ser feita de um lado, mesmo compensando remotamente o outro, o cabo, ao contrário da arquitetura anterior, é compensado apenas de um lado, pelo que os efeitos da capacitância, ao ser superior à indutância, aumentam ao longo do cabo. Por estes motivos, a potência reativa gerada na ligação é elevada e aumenta quanto menor for a carga nos extremos, de modo a compensar as tensões.

De forma a compreender-se melhor a influência da compensação da potência reativa gerada na ligação, apresentam-se as Figura 4.1 a) e b), que ilustram as perdas ativas e reativas na ligação entre as ilhas, com e sem compensação.

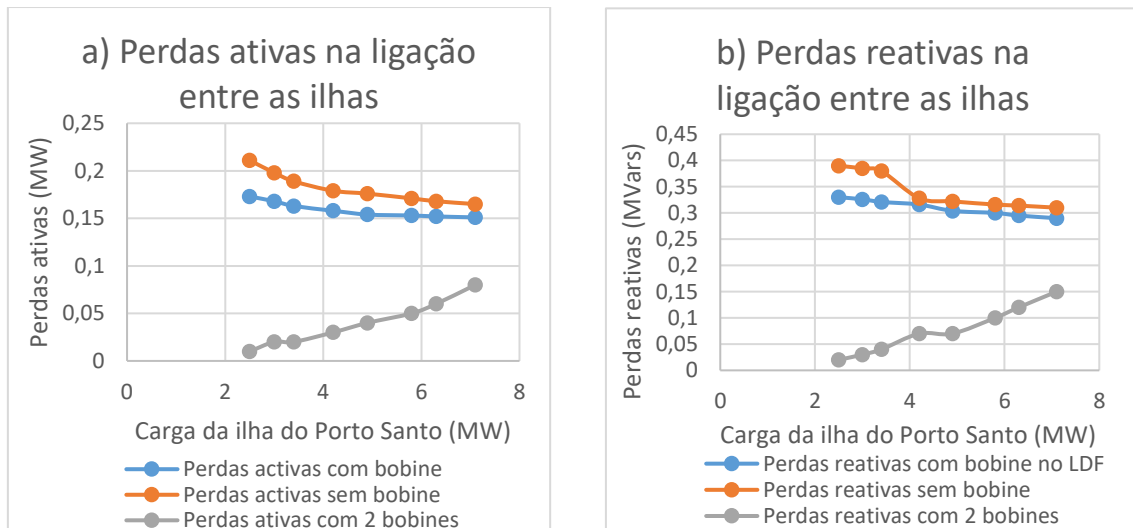


Figura 4.1- a) Perdas ativas com e sem bobine. b) Perdas reativas com e sem bobine.

Pela Figura 4.1 a), observa-se que, no cenário com uma bobine, as perdas ativas na ligação reduzem entre 10 % a 20 % face às perdas ativas no cenário sem bobine. Por outro lado, no cenário com duas bobines, as perdas ativas na ligação reduzem entre 95,3 % e 51,5 % face às perdas ativas no cenário sem bobine e entre 94,2 % e os 47 % face ao cenário com uma bobine. Por sua vez, pela Figura 4.1 b), observa-se que com a bobine as perdas reativas na ligação reduzem entre 5 % a 15 % face às perdas no cenário sem bobine, mas são entre 93,9 % e 48,3 % superiores às perdas do cenário com uma bobine.

Por fim, importa referir que, quando testadas as soluções com e sem compensação nos cenários, não se verificaram diferenças relevantes relativamente à carga na ligação ilha da Madeira- ilha do Porto Santo, uma vez que a potência ativa e reativa continua a deslocar-se no cabo em ambas as soluções. Relativamente à ligação Lombo do Faial- São Vicente, também não se verificaram diferenças de carga acentuadas, o que se justifica pelo facto de esta não interligar o Lombo do Faial a nenhuma zona próxima das centrais térmicas, responsáveis pelo balanceamento. No entanto, constata-se uma diminuição acentuada na carga das ligações Lombo do Faial- Meia Serra e Lombo do Faial- Machico, face aos cenários sem a solução de compensação. O facto de se verificar a diminuição da carga nestas duas ligações comprova que a potência reativa deixou de se deslocar na REE da ilha da Madeira, uma

vez que ambas eram as responsáveis pelo transporte da potência reativa entre o Lombo do Faial e as centrais do Caniçal e da Vitória.

4.2.2. Transmissão de energia no sentido ilha do Porto Santo- ilha da Madeira, com produção *offshore*

Após simulados os cenários de carga máxima e mínima dos vários trimestres do ano, na situação em que a ilha da Madeira fornece a energia necessária para alimentar a ilha do Porto Santo, dá-se seguimento à realização das simulações de alguns cenários de produção *offshore*, em que a energia foi transmitida no sentido contrário ao caso anterior, isto é, da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira. Para efetuar estas simulações, instalou-se uma *offshore* na zona oeste da ilha do Porto Santo. Começou-se por instalar um barramento de geração ligado por um transformador ao barramento da Calheta. De forma a simular uma eólica (*offshore*), instalaram-se dois geradores com base nos dados dos que existem na ilha da Madeira, com uma capacidade para produzir até 30 MW cada (valor elevado, mas necessário devido às limitações do PSSE).

Esta *offshore* irá fornecer energia à ilha do Porto Santo, de forma a manter a sua central térmica desligada, e transmitirá a restante potência gerada para a ilha da Madeira. É de referir que nestes cenários não é necessário recorrer à bobine variável para efetuar compensação na rede, uma vez que se procedeu do mesmo modo como em outros locais e se aproveitou a evolução da tecnologia para considerar que os geradores da *offshore* são máquinas indutivas. Apenas foi possível utilizar estas máquinas para compensar a potência reativa gerada na ligação, porque estas se encontram acopladas ao barramento “*offshore*”, adjacente ao barramento de chegada da ligação. Desta forma, evita-se que a potência reativa se desloque na REE da ilha do Porto Santo.

Para se compreender melhor as perdas na ligação para os vários cenários de produção *offshore*, decidiu-se simular sempre o mesmo cenário de carga máxima nas duas ilhas, variando-se apenas a produção de energia elétrica. Na Tabela 4.3 apresentam-se os dados relevantes, obtidos através das simulações. Nesta, observa-se que os cenários de produção *offshore* na ilha do Porto Santo são possíveis, pelo que representam uma grande contribuição para a diminuição da produção térmica na ilha da Madeira e permitem alimentar a REE da ilha do Porto Santo, sem necessidade de produção térmica.

Tabela 4.3- Valores de consumo, geração, perdas, carga na ligação e nos cabos mais críticas nos cenários com produção *Offshore*, com a solução HVAC.

Cenários de produção <i>Offshore</i>		10 MW	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW
Valores de Produção <i>Offshore</i> :						
Carga:		Max.	Max.	Max.	Max.	Max.
Carga Total (MW)		152,5	152,5	152,5	152,5	152,5
Carga na ilha Madeira (MW)		144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Carga na ilha do Porto Santo (MW)		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Geração total (MW)		152,2	154,9	156,2	158,1	160,5
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)		10	10	10	10	10
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)		49,9	45,0	40,3	35,7	31,2
Central Térmica do Caniçal (MW)		37,2	32,2	27,2	22,4	17,6
Serra D'Água- Hídrica (MW)		10	10	10	10	10
Calheta- Hídrica (MW)		10	10	10	10	10
Paul da Serra- Eólica (MW)		15	15	15	15	15
Meia Serra- Resíduos (MW)		4	4	4	4	4
<i>Offshore</i>		18,1	28,7	39,7	51	62,7
Porto Santo-Madeira	P. transmitida (MW)	10,2	20,4	31,7	42,9	54,5
	Perdas (MW)	0,10	0,79	1,68	2,91	4,5
	Perdas (MVars)	0,47	1,53	3,25	5,62	8,71
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	21,4	21,5	18,6	16,0	12,8
	Carga na linha	37	44	59	73	89
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)		19	26	37	49	62
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)		63/26	106/46	66	85	101/80
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)		8	14	23	32	42

Como espectável, verifica-se que, quanto maior a potência transmitida entre as ilhas, maiores são as perdas na ligação. A Figura 4.2 ilustra as perdas percentuais da potência ativa e reativa na ligação para os vários valores de potência transmitida.

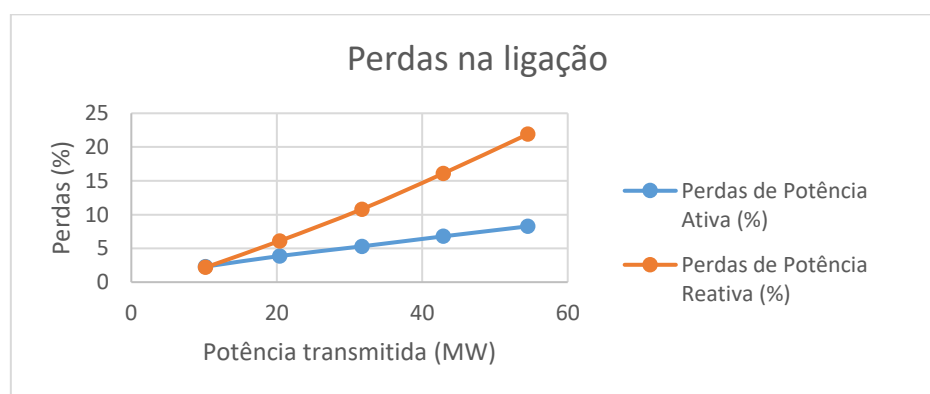


Figura 4.2- Percentagem das perdas ativa e reativa na ligação HVAC.

Pela Figura 4.2, verifica-se que as perdas ativas na linha não representam mais do que 10% da potência transmitida. No entanto, observa-se que a potência reativa representa perdas elevadas, atingindo os 21% da potência reativa transmitida.

Outro aspeto a realçar recai sobre as cargas nas linhas. Apesar de ser possível controlar a distribuição do escoamento da energia eléctrica pelas ligações no controlo da rede real, tal não é possível no simulador, o que resultou num problema. Importa, ainda, referir que, atualmente, a ligação Machico- Santo da Serra- Lombo do Faial é feita por cabos de capacidade de 19,5 MVA e 29,6 MVA [63]. No entanto, sabe-se que, com a construção de novas vias rodoviárias que interligam estas zonas, foi instalado um cabo

com uma capacidade de 59,2 MVA. Atualmente, este encontra-se inserido na rede de distribuição, contudo, com a adaptação das subestações adjacentes a esta ligação para os níveis de tensão da rede de transporte, este pode efetuar o transporte da energia entre o Lombo do Faial-Machico, o que facilita o escoamento da potência da ligação entre as duas ilhas. Desta forma, considerou-se que a capacidade do cabo entre estas duas zonas era de 59,2 MVA.

Ainda relativamente às cargas nas ligações, verificou-se que, na interligação Lombo do Faial-Fajã da Nogueira-Meia Serra-Palheiro Ferreiro, existem partes dos troços efetuados por cabos com uma capacidade de 6,5 MVA e 15,6 MVA. No decorrer das simulações, observou-se que, para os cabos existentes, e considerando a capacidade no pior caso (6,5 MVA), apenas é possível suportar a transmissão no sentido entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo. Como tal, considerou-se que, para os cenários da existência de uma *offshore*, os cabos de 6,5 MVA devem ser substituídos por cabos de 15,6 MVA. No entanto, verificou-se, ainda, que, no cenário de uma *offshore* de 50 MW, esta ligação atingiu uma carga de 101% da capacidade suportada, tendo sido substituída inteiramente por um cabo de 19,5 MVA, o que resultou numa diminuição da carga para 80% da capacidade do cabo.

4.3. Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVDC

Após simulados os cenários com a ligação HVAC, dá-se seguimento às simulações com a ligação HVDC.

Para estes cenários, procede-se tal como no caso anterior, sendo que, numa primeira fase, se simulam as redes interligadas pela tecnologia HVDC- VSC, nos cenários em que a ilha da Madeira alimenta a ilha do Porto Santo. Posteriormente, simulam-se os cenários de uma *offshore* na ilha do Porto Santo, que a alimenta e contribui com vários valores de potência para alimentar a ilha da Madeira.

4.3.1. Transmissão de energia no sentido ilha da Madeira- ilha do Porto Santo, sem produção *offshore*

Começou-se por simular os cenários de carga máxima e mínima de cada trimestre, em que a ilha da Madeira fornece 100% da energia elétrica necessária para alimentar a ilha do Porto Santo. Importa referir que, na solução HVDC, não se enfrentam os problemas da geração de potência reativa na ligação, uma vez que o cabo DC não tem componente capacitiva, como referido anteriormente. Por este motivo, e pelo facto do sistema HVDC permitir controlar a potência ativa e reativa individualmente, não se recorreu a nenhuma bobine. Isto porque a potência reativa necessária para alimentar a ilha do Porto Santo é fornecida através da ligação e a compensação da tensão nos barramentos da ilha do Porto Santo é efetuada pelos conversores do sistema HVDC. Na Tabela 4.4 apresentam-se os dados mais relevantes, obtidos através das simulações. Verificou-se que a tecnologia HVDC é também uma solução viável para o transporte de energia elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, sem que os parâmetros de qualidade da rede sejam infringidos.

Tabela 4.4- Valores de consumo, geração, perdas, carga na ligação e cargas nas linhas mais críticas dos cenários com ligação HVDC.

	1º Trimestre		2º Trimestre		3º Trimestre		4º Trimestre		
	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	
Carga Total (MW)	139,1	64,8	131,9	71,4	141,6	80,3	146,7	71,1	
Carga na ilha Madeira (MW)	134,2	62,3	125,6	68	134,5	76,1	140,9	68,1	
Carga na ilha do Porto Santo (MW)	4,9	2,5	6,3	3,4	7,1	4,2	5,8	3	
Geração total (MW)	140,7	66,2	133,5	72,9	143,3	81,7	148,4	72,6	
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)	20	10	20	10	20	16	20	10	
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)	48,7	23,2	41,5	29,3	51,4	32,3	56,4	29,0	
Central Térmica do Caniçal (MW)	33	11	33	11	33	11	33	11	
Serra D'Água- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Calheta- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Paul da Serra- Eólica (MW)	15	8	15	8	15	8	15	8	
Meia Serra- Resíduos (MW)	4	4	4	4	4	4	4	4	
Madeira- Porto Santo	P. transmitida (MW)	5,2	2,7	6,7	3,6	7,6	4,5	6,2	3,2
	Perdas (MW)	0,32	0,18	0,40	0,23	0,45	0,28	0,37	0,21
	Perdas (MVars)	0,0	0	0	0	0	0	0	0
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Carga na linha	9	4	11	5	13	7	10	5
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)	29	26	36	31	37	34	34	30	
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)	8	6	14	10	17	12	16	9	
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)	3	3	6	3	7	3	7	3	

Através da análise da Tabela 4.4, percebeu-se que as perdas no cabo são diretamente proporcionais à carga na ilha do Porto Santo. Desta forma, os únicos parâmetros que influenciam as perdas na ligação são a resistência do cabo e as perdas dos conversores. Assim, verificou-se que as perdas no cabo são exclusivamente ativas. Posteriormente, será feita a comparação entre as perdas existentes nas duas ligações.

Por fim, tal como anteriormente, considerou-se importante apresentar a carga no cabo que faz a ligação entre as ilhas e nos cabos que lhe são adjacentes do lado da ilha da Madeira, uma vez que, tal como no caso anterior, estes suportam toda a potência transmitida na ligação. Mais uma vez, observou-se que, para a capacidade atual dos cabos e para os cenários simulados, não só não ocorreram situações de sobrecarga, como ainda diminuíram as percentagens da carga em cada cabo face ao caso anterior. Esta diminuição percentual deveu-se ao facto de já não ser gerada potência reativa no cabo para ser escoada.

4.3.2. Transmissão de energia no sentido ilha do Porto Santo-ilha da Madeira, com produção *offshore*

Após efetuadas as simulações dos cenários em que a ilha da Madeira fornece energia elétrica à ilha do Porto Santo, simularam-se os cenários de produção *offshore*, tal como realizado para a ligação HVAC, de forma a poder-se comparar os resultados destes dois tipos de ligação. Para efetuar estas simulações, procedeu-se do mesmo modo que para a ligação com a tecnologia anterior e fizeram-se as mesmas alterações na rede (criação do barramento *offshore*, de dois geradores e de um transformador).

Para uma melhor análise das perdas da ligação nos vários cenários de produção *offshore*, tal como na solução HVAC, simulou-se sempre o mesmo cenário de carga

máxima nas duas ilhas, variando-se apenas a produção de energia elétrica. Na Tabela 4.5 apresentam-se os dados relevantes, obtidos a partir das simulações.

Tabela 4.5- Valores de consumo, geração, perdas, carga na ligação e nas cabos mais críticas nos cenários com produção *offshore*, com a solução HVDC.

Valores de Produção <i>Offshore</i> :		Cenários de produção <i>Offshore</i>				
		10 MW	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW
Carga:		Max.	Max.	Max.	Max.	Max.
Carga Total (MW)		152,5	152,5	152,5	152,5	152,5
Carga na ilha Madeira (MW)		144,7	144,7	144,7	144,7	144,7
Carga na ilha do Porto Santo (MW)		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Geração total (MW)		154,7	155,6	156,2	157,9	159,2
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)		10	10	10	10	10
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)		50,0	44,9	39,7	34,8	29,9
Central Térmica do Caniçal (MW)		37,3	32,5	28,1	23,5	18,7
Serra D'Água- Hídrica (MW)		10	10	10	10	10
Calheta- Hídrica (MW)		10	10	10	10	10
Paul da Serra- Eólica (MW)		15	15	15	15	15
Meia Serra- Resíduos (MW)		4	4	4	4	4
<i>Offshore</i>		18,5	29,1	39,9	50,7	61,2
Porto Santo-Madeira	P. transmitida (MW)	10,6	21,2	31,9	42,6	53,3
	Perdas (MW)	0,63	1,25	1,9	2,59	3,32
	Perdas (MVars)	0	0	0	0	0
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	0	0	0	0	0
	Carga na linha	16	32	49	66	83/94
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)		23	25	31	40	40/49
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)		28	44	60	76	92/96
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)		7	15	23	31	39/43

Analisando os dados da Tabela 4.5, conclui-se que, tal como na solução HVAC, os cenários com produção *offshore* na ilha do Porto Santo (que a alimentam e a contribuem com uma percentagem da energia necessária para alimentar a ilha da Madeira) são possíveis com a solução de transmissão HVDC, representam uma grande contribuição para a diminuição da produção térmica na ilha da Madeira e permitem a extinção da produção térmica na ilha do Porto Santo.

Além disso, com base nos dados da Tabela 4.5, também se conclui que, tal como para a solução anterior, quanto maior a potência transmitida entre as ilhas, maior as perdas na ligação. A Figura 4.3 ilustra as perdas percentuais da potência ativa e reativa na ligação.

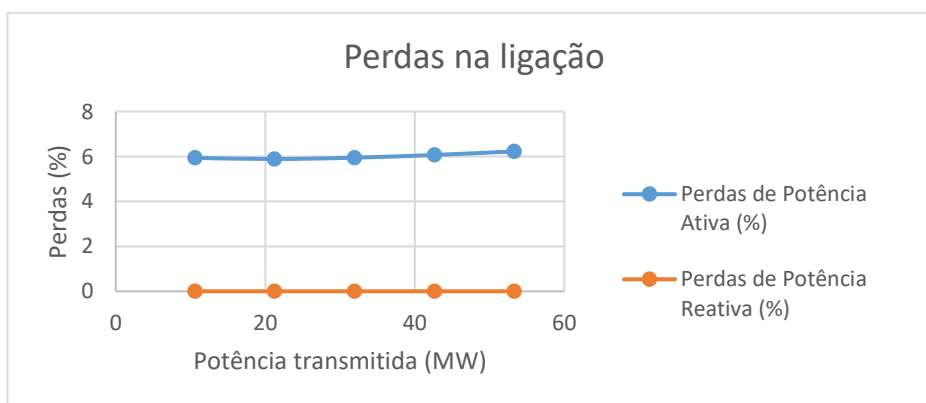


Figura 4.3-Percentagem das perdas ativa e reativa na ligação HVDC.

Tal como realizado para o caso anterior, por motivos de qualidade dos parâmetros da rede nas duas ilhas, considerou-se os geradores da *offshore* como máquinas indutivas. Estas máquinas permitem efetuar o escoamento mantendo os parâmetros da rede num nível aceitável (como por exemplo, para uma transmissão de 70 MW e 66 MVars, os barramentos da ilha do Porto Santo caem para um nível de tensão de 0,9 pu, apesar de este representar um cenário irreal neste estudo). Esta situação pode ser comprovada na Tabela 4.5, onde se verifica que, no cenário de transmissão de 50 MW, existem dois valores nos campos das cargas nas ligações, em que o primeiro ocorre durante transmissão de 50 MW e 28 MVars e o segundo durante a transmissão de 50 MW e 0 MVars. Tal como esperado, uma vez que na segunda simulação não se transmite potência reativa, as cargas nos cabos diminuíram consideravelmente. Importa, ainda, referir que, para o pior cenário (transmissão de 50 MW e 0 MVars) a tensão mais baixa foi superior a 0,98 pu e ocorreu no barramento mais afastado da produção, isto é, o da Central Nova.

4.4. Comparação HVAC VS HVDC- VSC- regime permanente

Uma vez demonstrados os resultados dos vários cenários com e sem *offshore*, em que a transmissão foi efetuada com as ligações HVAC e HVDC, neste ponto, far-se-á uma comparação entre os resultados obtidos.

4.4.1. Comparação da transmissão de energia no sentido da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo- sem produção *offshore*

Primeiramente, comparou-se os resultados obtidos entre as soluções HVAC e HVDC, no sentido de transmissão de energia elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo. De forma a facilitar a compreensão desta comparação, a Tabela 4.6 resume os resultados obtidos no terceiro e quarto trimestres, uma vez que nestes ocorrem os máximos de consumo nas duas ilhas.

Tabela 4.6- Valores de consumo, perdas, carga na ligação e nos cabos adjacentes, nos cenários de carga máxima e mínima dos 3º e 4º trimestres das ligações HVAC e HVDC.

	Trimestre	Carga	Carga		Perdas na ligação			Carga nos cabos (%)			
			Mad.	PSO	P.Trans. (MW)	Mad-PSO		MAD- PSO	LDF- SVC	LDF- MSR	LDF- MCH
						Ativas (MW)	Reativas (MVars)				
HVAC	3º	Max.	134,5	7,1	7,3	0,08	0,15	22	33	10	10
		Min.	76,1	4,2	4,2	0,03	0,07	20	32	25	3
	4º	Max.	140,9	5,8	6,0	0,05	0,10	21	32	9	9
		Min.	68,1	3,0	3,0	0,02	0,03	19	29	21	4
HVDC	3º	Max.	134,5	7,1	7,6	0,45	0	13	37	17	7
		Min.	76,1	4,2	4,5	0,28	0	7	34	12	3
	4º	Max.	140,9	5,8	6,2	0,37	0	10	34	16	7
		Min.	68,1	3,0	3,2	0,21	0	5	30	9	3

Pela Tabela 4.6 observa-se que, nos cenários de transmissão com ligação HVAC e pelos motivos explicados anteriormente, ocorre um aumento das perdas de potência ativa e reativa, consoante o aumento da potência transmitida. Quanto à solução

concorrente, nos cenários de transmissão com ligação HVDC, as perdas de potência ativa também aumentam consoante o aumento da potência transmitida e as perdas de potência reativa são nulas.

Ainda no que se refere à transmissão de potência, verifica-se que, para o mesmo cenário de cargas nas duas ilhas, a potência transmitida é superior na solução HVDC, uma vez que as perdas ativas nesta ligação também são superiores. Tal acontece porque no sistema de ligação HVDC as perdas na ligação resultam da soma das perdas no condutor e nos conversores, enquanto que no sistema de ligação HVAC não existem conversores, pelo que apenas é necessário considerar as perdas nos condutores. Por este motivo, nos cenários de transmissão de baixas potências (até 30 MW), a tecnologia HVDC apresenta perdas de potência transmitida 2% superiores às da tecnologia HVAC.

Por fim, conclui-se que a percentagem de carga no cabo da ligação entre as ilhas é consideravelmente menor nos cenários com a ligação HVDC, uma vez que a potência reativa gerada pelo cabo DC é nula.

4.4.2. Comparação da transmissão de energia no sentido da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira – Com produção *offshore*

Neste ponto comparar-se-ão os resultados obtidos nas simulações com ligação HVAC e HVDC, nos cenários de carga máxima com vários valores de produção *offshore*. De forma a melhor compreender a comparação dos resultados das duas tecnologias é possível consultar a Tabela 4.7, que resume os resultados obtidos através das simulações.

Tabela 4.7-Valores potências transferidas e recebidas, perdas, carga na ligação e nos cabos adjacentes, nos cenários de carga máxima com produção *Offshore* e com as ligações HVAC e HVDC.

	P. Recebida (MW)	P. Transmitida (MW)	Perdas na ligação Mad-PSO		Carga nos cabos (%)			
			Ativas (MW)	Reativas (MW)	Mad-PSO	LDF-SVC	LDF-MSR	LDF-MCH
HVAC	10	10,2	0,10	0,47	37	19	26	8
	20	20,4	0,79	1,53	44	26	46	14
	30	31,7	1,68	3,25	59	37	66	23
	40	42,9	2,91	5,62	73	49	85	32
	50	54,5	4,5	8,71	89	62	101	42
HVDC	10	10,6	0,63	0	16	23	28	7
	20	21,2	1,25	0	32	25	44	15
	30	31,9	1,9	0	49	32	60	23
	40	42,6	2,59	0	66	40	76	31
	50	53,3	3,32	0	83	40	92	39

Com base nos dados da Tabela 4.7, verifica-se que, na solução HVAC, as perdas de potência na transmissão nos cenários de 10 MW, 20 MW e 30 MW são inferiores às dos mesmos cenários na solução HVDC e, conseqüentemente, as potências de transmissão da primeira solução são inferiores às da segunda. No entanto, na solução HVAC as perdas de potência na transmissão nos cenários de 40 MW e 50 MW são superiores às dos mesmos cenários da ligação HVDC e, em conseqüência, as potências de transmissão da primeira solução são superiores às da segunda. As Figura 4.4 a) e b)

apresentam as perdas de potência ativa nos dois sistemas ao longo do aumento da potência de recebida (e, por sua vez, transmitida), em MW e em %, respetivamente, o que permite observar melhor os dados anteriormente referidos.

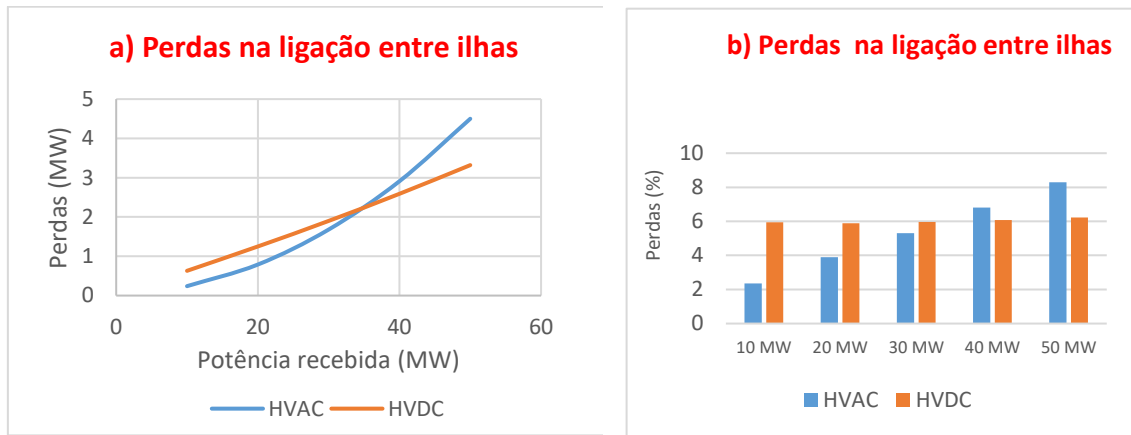


Figura 4.4- a) Perdas de potência ativa (MW) na ligação entre as ilhas. b) Perdas de potência ativa (%) na ligação entre as ilhas.

Através da Figura 4.4 a), verifica-se que as perdas na ligação HVDC apresentam um aumento linear, enquanto que na ligação HVAC apresentam um aumento exponencial. Constatou-se, ainda, que, tal como referido, face ao sistema HVDC, o sistema HVAC apresenta menos perdas ativas na ligação, até uma potência de transmissão de cerca de 35 MW. Por outro lado, o sistema HVDC apresentou perdas inferiores ao sistema HVAC para potências de transmissão superiores a 35 MW.

Por seu turno, na Figura 4.4 b) é possível observar a representação percentual das perdas, consoante o aumento da potência de transmissão. Assim, constatou-se que a percentagem das perdas no sistema HVAC aumenta consoante o aumento da potência transmitida, nomeadamente entre, aproximadamente, os 2% e os 8%, o que resulta num aumento de cerca de 1,5% a cada 10 MW de potência transmitida. Quanto à percentagem de perdas no sistema HVDC, verificou-se um ligeiro aumento da percentagem de perdas consoante o aumento de potência, tendo variado 0,29% em 50 MW, o que resulta numa variação de aproximadamente 0,06% a cada 10 MW. Estas conclusões corroboram os dados descritos relativamente ao comportamento linear das perdas no sistema HVDC e exponencial no sistema HVAC.

Em suma, para a transmissão de potências entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, nos cenários em que a primeira fornece 100% da energia necessária para alimentar a segunda e para transmissões de potência da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira inferiores a 35 MW (com *offshore*), verificou-se que a ligação HVAC apresenta menos perdas ativas do que na ligação HVDC e que, para transmissões superiores a 35 MW, a ligação HVDC apresenta menos perdas que a ligação HVAC.

5. Simulações em regime dinâmico

Após analisados os resultados das simulações em regime permanente das REE sem e com interligação, apresentar-se-á, no presente capítulo, o procedimento efetuado na simulação da REE em regime dinâmico, com as ligações HVAC e HVDC. Como tal, analisar-se-á o comportamento dinâmico da rede da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo perante alguns cenários de falhas e efetuar-se-á uma comparação entre o comportamento da rede com as duas ligações de forma a retirar conclusões.

5.1. Preparação da rede para simulação em regime dinâmico

Antes de se apresentar os cenários simulados, importa esclarecer que a simulação da rede em regime dinâmico, além de todo o processo associado, implica a programação dos modelos que definem o comportamento dos componentes que constituem a REE e os modelos de proteção dos mesmos.

Neste caso em específico, uma vez que foi utilizada a versão gratuita do *software* PSSE (que apresenta um número muito limitado de programações de modelos que é possível efetuar - apenas 50), criaram-se apenas os modelos dos geradores essenciais para o funcionamento da rede em regime dinâmico e realizou-se o despacho de forma manual. Além desta limitação, foi também necessário lidar com a imposição da produção necessária para alimentação das duas ilhas no caso de carga máxima, o que obrigou á criação de um conjunto de geradores com a capacidade de geração necessária, porém, sem que se ultrapassasse o número de programações possíveis.

Constatou-se que, para cada gerador, era possível programar os modelos do gerador elétrico, do sistema de regulação da tensão (excitador), do sistema de controlo da turbina, do excitador mínimo, do excitador máximo, do compensador e do controlo de carga da turbina, o que resultava em sete modelos por gerador e impossibilitava a programação de mais do que sete geradores.

Uma vez que este número de geradores não era suficiente para produzir a potência necessária para alimentação das duas ilhas, optou-se por utilizar quinze geradores e programar, apenas, os modelos do gerador elétrico, do excitador e do governador da turbina (modelos necessários a um funcionamento equilibrado e próximo ao real). Desta forma, com base nos dados fornecidos pela EEM, discriminou-se no Anexo F os modelos utilizados para a programação de cada gerador.

5.2. Cenários e Falhas

Para analisar as REE no regime dinâmico optou-se por simular três cenários diferentes, que se identificassem com os cenários reais mais críticos. Todos os cenários foram criados na situação de carga máxima anual na rede das duas ilhas, o que não acontece simultaneamente, mas cobre as piores situações existentes na rede. De forma a estudar a resposta da rede a situações de falhas, realizaram-se testes de curto circuito

nos dois extremos da ligação, curto circuito seguido de corte da ligação e curto circuito seguido de corte da *offshore*.

Por fim, importa referir que, caso a rede suporte as falhas nestes cenários, em que se recorreu à carga máxima nas duas ilhas, suportará estas mesmas falhas em todos os cenários atuais da rede, uma vez que são todos de cargas inferiores.

5.2.1. Cenários

Nesta secção, apresentam-se os cenários utilizados para simulação com a interligação HVAC e HVDC.

Cenário 1: cenário de carga máxima sem produção *offshore*.

Neste cenário, a transmissão de energia elétrica é feita entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo, em que a primeira contribui com 100% da energia elétrica para alimentar a segunda.

Neste não existe produção na ilha do Porto Santo, sendo que esta ilha se encontra, apenas, equipada com um banco de baterias que suporta a rede durante o tempo necessário para colocar a sua central térmica em funcionamento em caso de corte da ligação entre as ilhas.

Cenário 2: cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira.

Neste cenário existe produção *offshore* na ilha do Porto Santo, com transmissão de energia elétrica para a ilha da Madeira. Neste, a *offshore* é de, aproximadamente, 18 MW, alimenta totalmente a ilha do Porto Santo e transmite 10 MW para a ilha da Madeira.

Cenário 3: cenário de carga máxima com entrega de 50 MW à ilha da Madeira.

Neste cenário existe produção *offshore* na ilha do Porto Santo, com transmissão de energia elétrica para a ilha da Madeira. Neste, a *offshore* é de, aproximadamente, 63 MW, alimenta a ilha do Porto Santo e transmite 50 MW para a ilha da Madeira.

5.2.2. Falhas

Nesta secção, apresentam-se as falhas simuladas para o estudo do comportamento das REE perante falhas na rede.

Falha 1: curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas;

Falha 2: curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha da Madeira;

Falha 3: curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha do Porto Santo;

Falha 4: curto circuito seguido de corte da produção *offshore*.

5.3. Simulações das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVAC

Após apresentados os cenários de simulação e as falhas a testar, deu-se início às simulações nos cenários em que as redes estão interligadas pelo sistema HVAC

5.3.1. Cenário 1- cenário de carga máxima sem produção *offshore*

O primeiro cenário simulado foi sem produção *offshore*, em que a transmissão foi efetuada da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo. As características de carga e de produção são as seguintes:

- Carga total: 152,5 MW:
 - Carga na ilha da Madeira: 144,7 MW;
 - Carga na ilha do Porto Santo; 7,8 MW.
- Geração total: 154,3 MW:
 - Central térmica da vitória- nave II- fuel: 30 MW (3 geradores a 10 MW cada);
 - Central térmica da vitória- nave III- gás natural: 34,75 MW (3 geradores a 11,58 MW cada);
 - Central térmica do Caniçal- fuel: 35,55 MW (3 geradores a 11,85 MW cada);
 - Central hidroelétrica da Serra D'Água: 15 MW;
 - Central hidroelétrica da Calheta: 15 MW;
 - Eólicas do Paul da Serra: 20 MW;
 - Central de resíduos da Meia Serra: 4 MW;
 - Banco de baterias da ilha do Porto Santo: 0 MW.

5.3.1.1. Falha 1- curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas;

A primeira falha testada neste cenário é a de um curto circuito seguido de corte da ligação entre as duas ilhas. Assim, efetua-se o curto circuito aos 5 segundos de simulação, que tem uma duração de 0,08 segundos (4 ciclos da rede), tempo máximo admissível para um curto circuito uma vez que é o tempo de atuação dos dispositivos de corte. Aos 5,08 segundos, corrige-se o curto circuito e desliga-se permanentemente a ligação elétrica entre as duas ilhas, fazendo-se, assim, com que a ilha da Madeira deixe de alimentar a ilha do Porto Santo.

Primeiramente, analisa-se o comportamento dos geradores perante esta falha, começando-se pelo comportamento da potência ativa dos geradores, ilustrado na Figura 5.1.

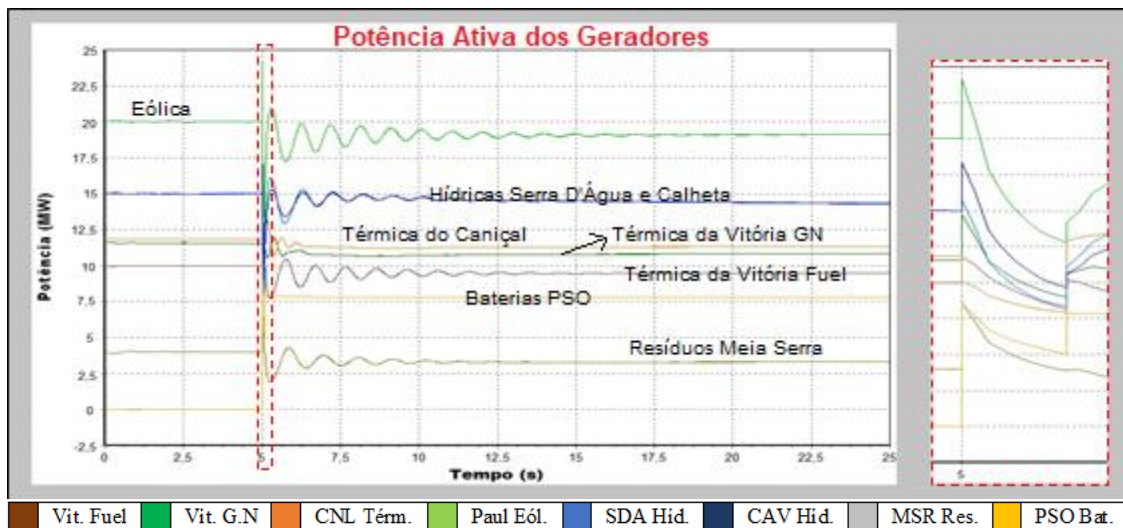


Figura 5.1- Potência ativa dos geradores e da bateria.

A Figura 5.1 ilustra o comportamento das potências ativas dos geradores durante 25 segundos. Verifica-se que, até aos 5 segundos, estas potências se encontram estáveis e constata-se, pela ilustração ampliada à direita, que, no momento em que ocorre o curto circuito (aos 5 segundos), a potência ativa dos geradores sofre um pico positivo. A partir desse momento, entra em decréscimo até aos 5,08 segundos, momento em que se desliga a ligação. Nesse instante, verifica-se que as potências ativas dos geradores apresentam, novamente, um pico positivo e oscilam até voltarem a estabilizar. Neste caso, uma vez que a ligação é cortada, é possível observar que as baterias que até aos 5 segundos não forneciam potência (0 MW), entram em funcionamento e estabilizam nos 7,8 MW necessários para alimentar a ilha do Porto Santo.

Constata-se, ainda, que os valores das potências ativas dos geradores estabilizam em valores inferiores aos iniciais, o que se deve ao facto da ilha da Madeira já não fornecer energia elétrica à ilha do Porto Santo. Assim, o somatório das diminuições de todas as potências ativas é igual ao valor da potência que era transmitida para a ilha do Porto Santo antes do corte da ligação. Através da Figura 5.1 conclui-se também que o somatório de todas as potências geradas antes do corte (incluindo a do banco de baterias) é igual ao somatório de todas as potências ativas geradas pelas duas ilhas após o corte da ligação menos as perdas associadas à transmissão de potência ativa da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo.

Ademais, é possível observar que os geradores oscilam durante alguns segundos, o que se deve ao facto de não ter sido possível programar o estabilizador de frequência. Caso tivesse sido possível, as oscilações dos geradores seriam muito menores e estes teriam estabilizado muito mais rapidamente. No entanto, estas oscilações não colocam em causa a semelhança com o comportamento real, apenas atrasam a estabilização.

Posteriormente, analisa-se o comportamento da potência reativa dos geradores perante esta falha, tal como ilustrado na Figura 5.2.

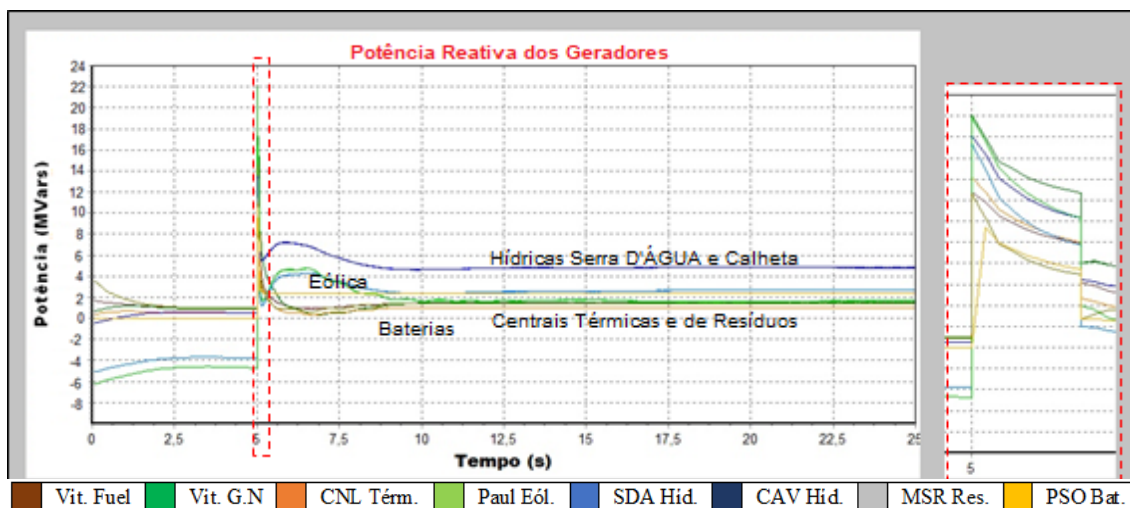


Figura 5.2- Potência reativa dos geradores.

Pela Figura 5.2, verifica-se que as potências reativas têm um comportamento idêntico às potências ativas. É possível observar que, até aos 5 segundos, estas se encontram estáveis e que, no momento em que ocorre o curto circuito, sofrem um pico positivo e entram em decréscimo até aos 5,08 segundos, tal como é possível observar pela imagem ampliada na parte direita da figura. Aos 5,08 segundos, momento em que se desliga a ligação entre as ilhas, as potências reativas sofrem uma queda acentuada e voltam a convergir, demorando mais tempo do que na rede real devido aos motivos anteriormente explicados.

De seguida analisa-se o comportamento da tensão nos barramentos, ilustrado na Figura 5.3.

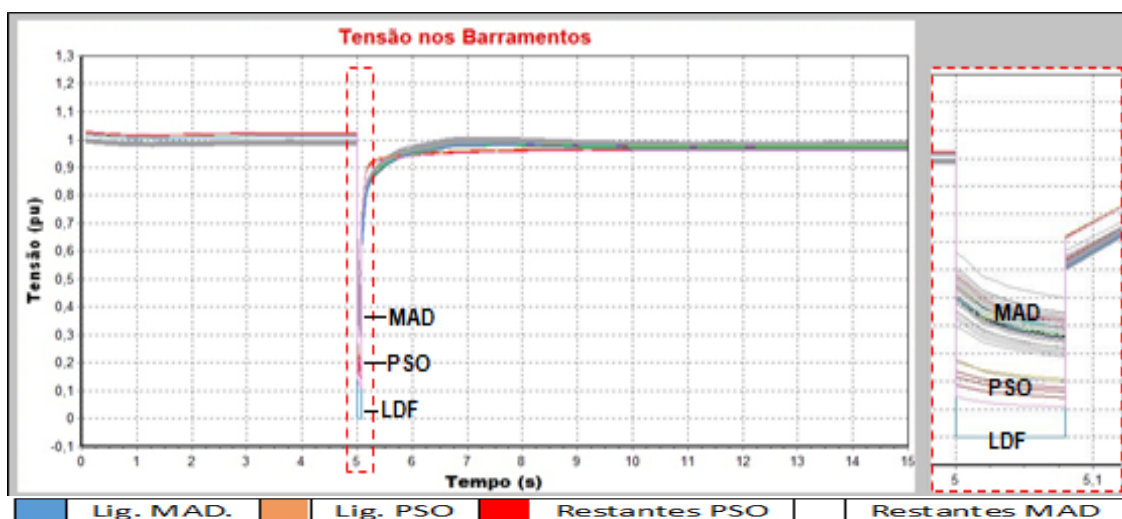


Figura 5.3- Tensão nos barramentos.

Pela Figura 5.3, observa-se que a tensão, em pu, nos barramentos permanece estável até ao momento de curto circuito. Aos 5 segundos, momento em que ocorre a falha, a tensão do barramento de ligação ao cabo AC na ilha da Madeira (a azul claro) cai instantaneamente para 0 pu, que corresponde a 0 V. Relativamente á tensão dos restantes barramentos, estas decrescem até ao momento em que a linha é cortada de

forma permanente. Nesse momento, aos 5,08 segundos, a tensão de todos os barramentos volta a subir e a convergir, estabilizando entre 0,97 pu e 1,02 pu.

De seguida, analisa-se o comportamento da frequência nos barramentos, que se encontra ilustrado na Figura 5.4.

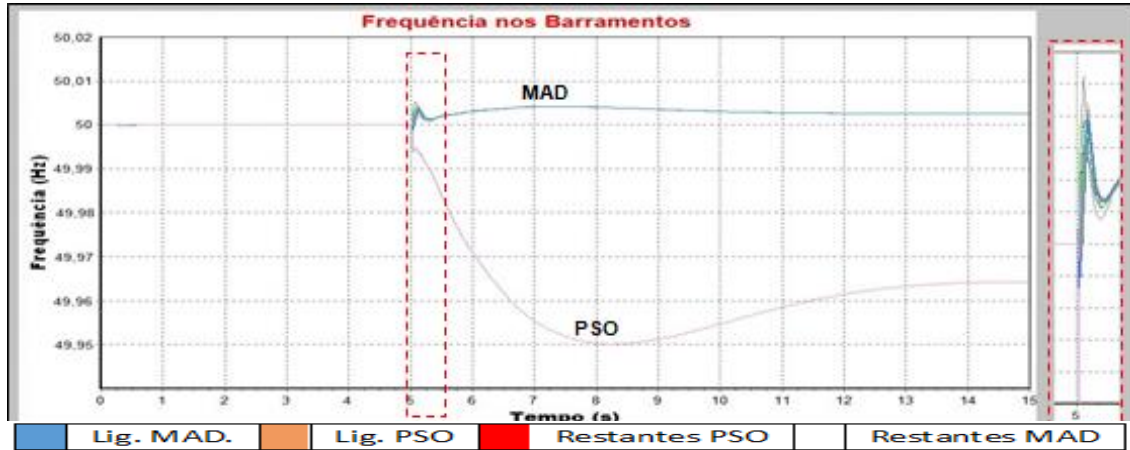


Figura 5.4- Frequência nos barramentos.

Pela Figura 5.4, observa-se que a frequência de todos os barramentos encontra-se estabilizada nos 50 Hz até aos 5 segundos, momento em que ocorre a falha. Durante o período de curto circuito, até aos 5,08 segundos, verifica-se que a frequência dos barramentos da ilha da Madeira sobe até aos 50,005 Hz, enquanto que a dos barramentos da ilha do Porto Santo decresce até os 49,994 Hz. Após os 5,08 segundos, momento em que o curto circuito é corrigido e a ligação é cortada, a frequência dos barramentos da ilha do Porto Santo continua a decrescer até ao mínimo de 49,95 Hz, convergindo, posteriormente, para os 49,964 Hz. Já as frequências dos barramentos da ilha da Madeira convergem para os 50,0025 Hz. Assim, conclui-se que neste cenário e perante o corte da ligação entre as ilhas, não ocorrem situações críticas de frequência.

Por fim, analisam-se os ângulos de desfasamento entre os barramentos, ilustrados na Figura 5.5.

Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)
SE LDR6	58,62	SE SJO6	57,94	SE STQ	56,83	SE SVC	58,01	CE MSR	57,30
SE VTO 6	58,48	CE CTVIII	58,51	SE VTS	56,73	SE BDC	57,82	CE BDCEO	57,82
SE VIV6	57,93	SE PMO6	57,98	SE PVM	57,67	SE PDR	58,10	BATERIAS	87,45
SE PFE 6	57,97	SECE CNP	87,05	SECE CTAI	57,90	SE MSR	57,13	LIG MAD	57,51
CE SCR	58,48	SE VBA	87,05	SE CTS	57,90	CE VITFUEL	59,32	LIG PSO	87,05
DERALE6	58,03	SE CPS	87,05	SE SDA	58,01	CE VITGN	60,44		
SE ALE6	58,03	SE FCH	56,71	SE LDF	57,51	CE CNLPRIV	60,88		
SE MCH6	58,75	SE AMP	56,70	SE MCH	57,55	CE SDAHID	58,71		
SE CNL6	58,84	SE CTV	56,90	SE PFE	56,93	CE CAVHID	59,45		
SE CTC6	58,85	CE VIT	58,47	SE CAN	57,03	CE LRLEO	59,02		

Figura 5.5- Ângulo de desfasamento dos barramentos.

Os ângulos da Figura 5.5 foram retirados da simulação ao segundo 25, após a ocorrência do curto circuito e do corte da ligação entre ilhas e depois destas terem as suas redes isoladas uma da outra. Como é possível observar, os ângulos nos barramentos da ilha da Madeira encontram-se compreendidos entre os 56,70° e os 60,88°, enquanto que os ângulos nos barramentos da ilha vizinha se encontram

compreendidos entre os $87,05^\circ$ e $87,45^\circ$. Desta forma, constata-se que a diferença entre o ângulo mais baixo e o mais alto em cada uma das ilhas não ultrapassa os $4,28^\circ$ na ilha da Madeira e os $0,4^\circ$ na ilha do Porto Santo, sendo que para haver dessincronização nas redes deve haver uma diferença angular de 90° .

Assim, verifica-se que as respostas das duas redes correspondem ao desejado, não tendo sido detetada nenhuma situação crítica. Desta forma, conclui-se que, para este cenário, a possibilidade de corte da ligação não resulta em corte de energia elétrica em nenhuma ilha.

5.3.1.2. Falha 2- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha da Madeira

A segunda falha testada neste cenário é a de curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha da Madeira. Efetua-se esta falha aos 5 segundos de simulação e esta tem uma duração de 0,08 segundos (4 ciclos da rede).

Em primeiro lugar, analisa-se o comportamento dos geradores perante a falha. Assim, começa-se por analisar o comportamento da produção de potência ativa dos geradores, que se encontra ilustrado na Figura 5.6.

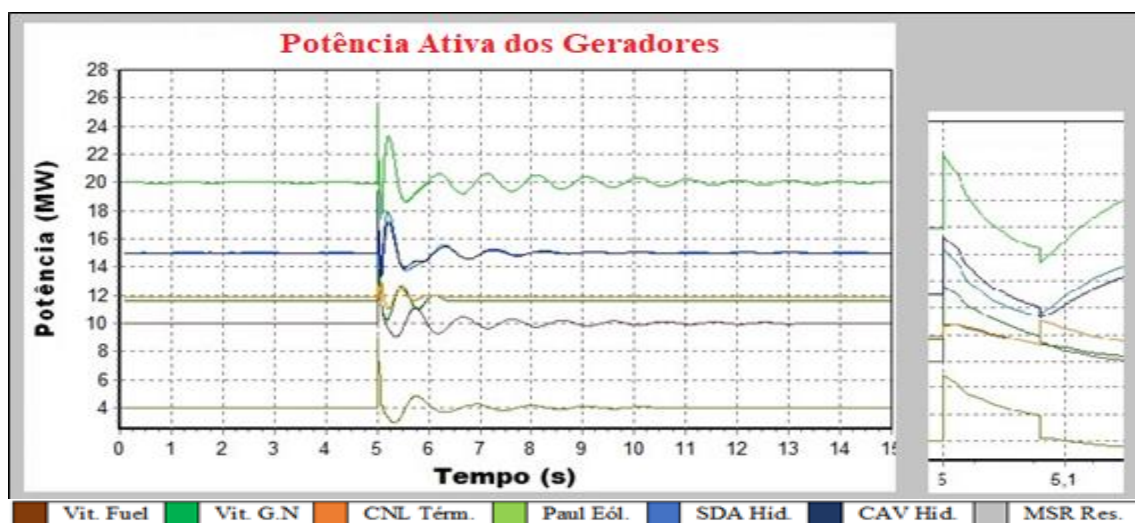


Figura 5.6- Potência ativa dos geradores.

Pela Figura 5.6, observa-se o comportamento das potências ativas dos geradores durante 15 segundos, pelo que se verifica que, até aos 5 segundos, momento da ocorrência da falha, estas se encontram estáveis. Pela ilustração ampliada à direita, constata-se que, nesse momento, a potência ativa dos geradores também sofre um pico positivo, entrando em decréscimo até aos 5,08 segundos, momento em que se retira o curto circuito. Observa-se também que, quando se retira o curto circuito, a potência ativa volta a convergir para os valores anteriores à falha, o que demonstra que esta opera conforme esperado. Na Figura 5.6, verifica-se, ainda, que o gerador eólico oscila durante mais tempo que os restantes geradores, o que se deve ao facto de, mais uma vez, não ter sido possível programar o estabilizador de frequência.

Posteriormente, analisa-se o comportamento da potência reativa dos geradores perante esta falha, ilustrado na Figura 5.7.

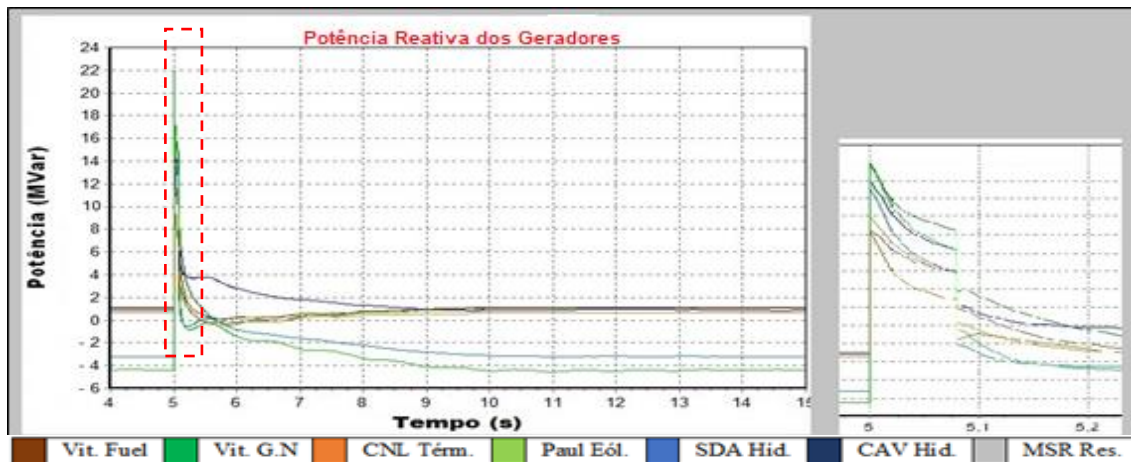


Figura 5.7- Potência reativa dos geradores.

Pela Figura 5.7, verifica-se que as potências reativas apresentam um comportamento idêntico às potências ativas. Observa-se que, até aos 5 segundos, estas encontram-se estáveis e que no momento em que ocorre o curto circuito, estas também sofrem um pico positivo e entram em decréscimo até aos 5,08 segundos, como se pode observar pela imagem ampliada na parte direita da figura. Aos 5,08 segundos, momento em que se retira o curto circuito, estas sofrem uma queda acentuada e voltam a convergir para os valores originais, demorando mais tempo do que na rede real devido aos motivos explicados anteriormente. De seguida, analisa-se o comportamento da tensão nos barramentos, ilustrado na Figura 5.8.

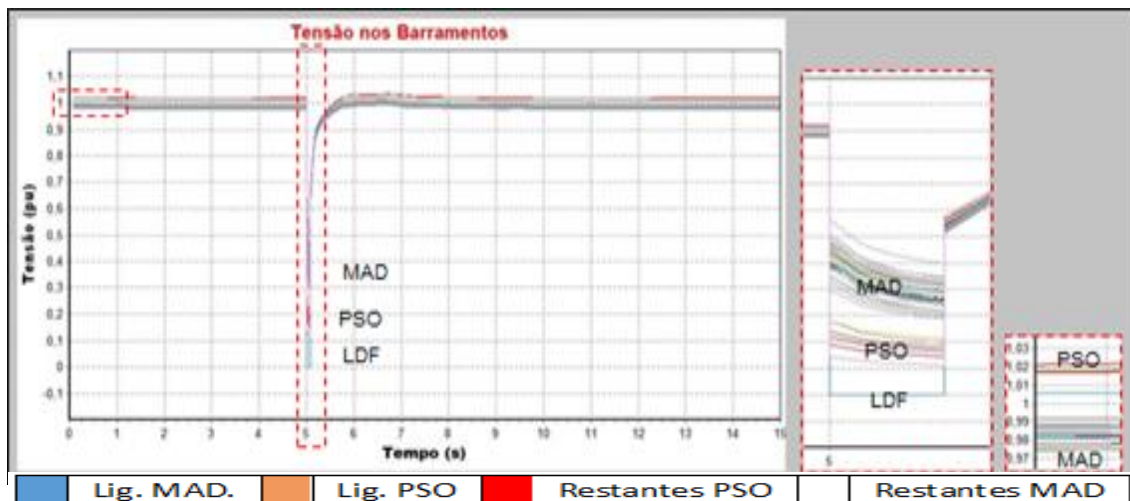


Figura 5.8- Tensão nos barramentos.

Pela Figura 5.8, observa-se que a tensão, em pu, nos barramentos se encontra estável até ao momento do curto circuito. Aos 5 segundos, instante em que ocorre a falha, a tensão do barramento de ligação do cabo AC na ilha da Madeira (a azul claro) cai instantaneamente para 0 pu, que corresponde a 0 V, o que é normal uma vez que o curto circuito ocorre na ligação a este barramento.

Relativamente á tensão dos restantes barramentos da ilha da Madeira, dos barramentos de 30 kV da ilha do Porto Santo (a vermelho) e do barramento de ligação do cabo AC (a cor de rosa) na ilha do Porto Santo, denota-se um decréscimo acentuado até ao momento em que a falha é corrigida. Verifica-se que a tensão nos barramentos da ilha do Porto Santo apresenta uma queda superior aos da ilha da Madeira, uma vez que se encontram mais afastados da geração e ficam durante o período de curto circuito condicionados ao acesso à energia elétrica. No momento em que a falha é corrigida, aos 5,08 segundos, a tensão de todos os barramentos volta a subir e a convergir para a situação inicial, estabilizando entre 0,97 pu e 1,03 pu, como ilustra a imagem amplificada mais à direita na Figura 5.8.

Por fim, analisa-se o comportamento da frequência nos barramentos, ilustrada na Figura 5.9.

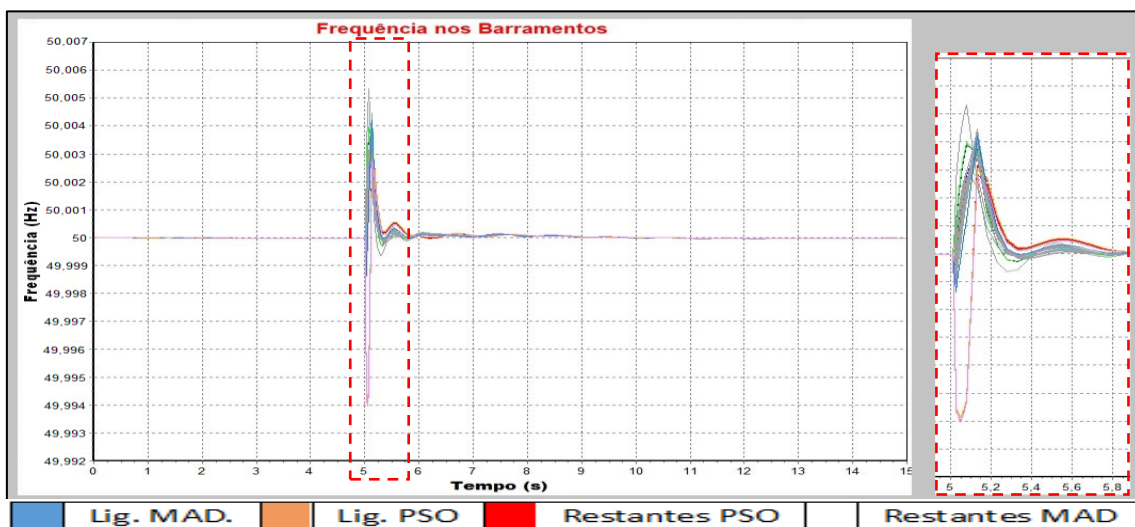


Figura 5.9- Frequência nos barramentos.

Pela Figura 5.9, observa-se que a frequência de todos os barramentos encontra-se estabilizada nos 50 Hz, até aos 5 segundos, momento em que ocorre a falha. Após esse momento, verifica-se que a frequência dos barramentos das duas ilhas decresce até o curto circuito ser corrigido, sendo que a dos barramentos da ilha da Madeira não ultrapassa os 49,998 Hz e a dos barramentos da ilha do Porto Santo decresce até os 49,994 Hz. Após os 5,08 segundos, momento em que a falha é corrigida, as frequências de todos os barramentos das duas ilhas crescem, mas não ultrapassam os 50,006 Hz, e, posteriormente, convergem para os 50 Hz, valor de funcionamento da rede.

Por fim, conclui-se que a rede interligada pela ligação HVAC suporta com sucesso o curto circuito no acoplamento do cabo AC na ilha da Madeira.

5.3.1.3. Falha 3- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha do Porto Santo

Após testadas as respostas das REE das duas ilhas perante o corte da ligação e do curto circuito na ligação do lado da ilha da Madeira, simula-se no mesmo cenário o

curto circuito na ligação do lado da ilha do Porto Santo, na expectativa de que o comportamento ao idêntico ao caso anterior.

Verifica-se que, de uma forma geral, o comportamento de todos os parâmetros é muito semelhante ao da falha anterior, variando apenas os valores atingidos. Devido a esta semelhança, as figuras dos parâmetros desta simulação encontram-se no Anexo F.

Refere-se apenas uma diferença no comportamento da tensão no barramento de ligação da ilha do Porto Santo ao cabo AC, uma vez que é junto a este que ocorre o curto circuito. Tal como na falha anterior, o barramento da ligação junto ao curto circuito cai para 0 pu (0 V) durante o mesmo, que neste caso é o da ilha do Porto Santo.

5.3.2. Cenário 2- cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira

O segundo cenário simulado é com produção *offshore*, em que a transmissão é efetuada da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira. As características de carga e de produção são as seguintes:

- Carga total: 152,5 MW:
 - Carga na ilha da Madeira: 144,7 MW;
 - Carga na ilha do Porto Santo; 7,8 MW.
- Geração total: 153,96 MW:
 - Central térmica da vitória- nave II- fuel: 39 MW (3 geradores a 13 MW);
 - Central térmica da vitória- nave III- gás natural: 33,38 MW (3 geradores a 11,13 MW cada);
 - Central térmica do caniçal- fuel: 30,47 MW (3 geradores a 10,16 MW cada);
 - Central hidroelétrica da Serra D'Água: 10 MW;
 - Central hidroelétrica da Calheta: 10 MW;
 - Eólicas do Paul da Serra: 10 MW;
 - Central de resíduos da Meia Serra: 4 MW;
 - Baterias do Porto Santo: 0 MW;
 - *Offshore*: 18 MW.

5.3.2.1. Falha 4- curto circuito seguido de corte da *offshore*

A primeira falha testada neste cenário é a de curto circuito seguido de corte da produção *offshore*. Neste cenário, tal como no anterior, efetua-se o curto circuito aos 5 segundos de simulação, que tem uma duração de 0,08 segundos (4 ciclos da rede). Aos 5,08 segundos, corrige-se o curto circuito e desliga-se de forma permanente a produção *offshore* na ilha do Porto Santo, deixando-se assim de transmitir energia elétrica para a ilha da Madeira. Assim, e uma vez que o comportamento dos parâmetros que têm sido analisados é idêntico ao comportamento dos parâmetros da falha 1, estes podem ser consultados no Anexo F.

Com base nos dados verificados no Anexo F, conclui-se que as duas redes suportam esta falha com sucesso, pelo que os geradores da ilha da Madeira têm capacidade para responder ao corte repentino dos 10 MW fornecidos através da ligação. Por sua vez, as baterias da ilha do Porto Santo têm capacidade para fornecer, de forma imediata, a produção necessária para alimentar a ilha durante um período limitado, mas suficiente para se iniciar a produção térmica.

Posteriormente, simula-se neste mesmo cenário as restantes falhas, e concluiu que os resultados são idênticos aos obtidos no cenário anterior. Por esse motivo, não se justifica retirar mais ilações, sendo que as ilustrações das várias falhas podem ser consultadas no Anexo F. Refere-se apenas que, ao contrário do cenário em que entra em funcionamento o banco de baterias, no caso em que ocorre a falha de curto circuito seguido de corte da ligação este banco permanece inativo. Isto acontece porque a produção *offshore* se encontra ativa, diminuindo a sua produção de 18 MW para, aproximadamente, 7,8 MW necessários para alimentar a ilha do Porto Santo.

De seguida, simulam-se todas estas falhas, desta vez no cenário em que a produção *offshore* contribui com 20 MW, 30 MW, 40 MW e 50 MW para alimentar a ilha da Madeira. Verifica-se que o comportamento dos diversos parâmetros é, em todos os casos, semelhante aos do cenário de produção *offshore* anteriormente, em regime permanente. No entanto, é de salientar que, em regime transitório, ao contrário do que acontece no cenário de transmissão de 10 MW para a ilha da Madeira, nos cenários de maior transferência e para um correto funcionamento da rede, é necessário efetuar o deslastre, ainda que na p de cargas na ilha da Madeira (maioritariamente na zona norte e oeste da ilha), para que os geradores em funcionamento suportem a falta de potência provocada pela falha. Os dados referentes ao cenário de transmissão de 50 MW podem ser consultados no Anexo F.

5.4. Simulação das redes de energia elétrica interligadas pelo sistema HVDC

Após apresentados os resultados de simulação em regime dinâmico da ligação entre ilhas, efetuada pelo sistema HVAC, deu-se início às simulações nos cenários em que as redes se encontram interligadas pelo sistema HVDC- VSC.

5.4.1. Cenário 1- cenário de carga máxima sem produção *offshore*

O primeiro cenário ocorre sem produção *offshore*, em que a transmissão é efetuada da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo. As características de carga e de produção são semelhantes às do cenário 1 da simulação HVAC, tendo-se, apenas, alterado a contribuição da produção renovável e térmica. Os valores de geração são os seguintes:

- Carga total: 152,5 MW:
 - Carga na ilha da Madeira: 144,7 MW;
 - Carga na ilha do Porto Santo; 7,8 MW.
- Geração total: 154,23 MW:

- Central térmica da vitória- nave II- fuel: 52 MW (4 geradores a 13 MW cada);
- Central térmica da vitória- nave III- gás natural: 33,91 MW (3 geradores a 11,31 MW cada);
- Central térmica do caniçal- fuel: 35,31 MW (3 geradores a 11,77 MW cada);
- Central hidroelétrica da Serra D'Água: 10 MW;
- Central hidroelétrica da Calheta: 10 MW;
- Eólicas do Paul da Serra: 10 MW;
- Central de resíduos da Meia Serra: 4 MW;
- Baterias do Porto Santo: 0 MW.

5.4.1.1. Falha 1- curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas;

Tal como para a ligação HVAC, a primeira falha neste cenário é a de curto circuito seguido de corte da ligação entre as duas ilhas. Esta falha é testada nas mesmas condições do cenário 1 das simulações com a ligação HVAC.

Assim, começa-se por analisar o comportamento dos geradores perante esta falha e verifica-se o comportamento da potência ativa dos geradores, ilustrado na Figura 5.10.

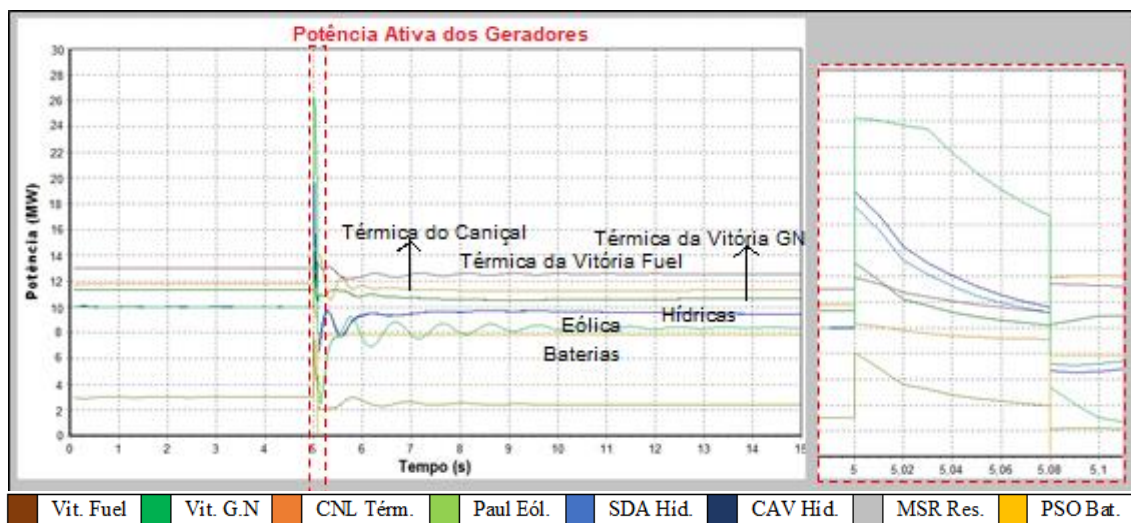


Figura 5.10- Potência ativa dos geradores.

Pela análise da Figura 5.10, observa-se o comportamento das potências ativas dos geradores durante 15 segundos de simulação. Verifica-se que o comportamento das potências ativas para esta falha é muito semelhante ao observado na mesma falha do mesmo cenário, relativamente à simulação com a ligação HVAC, ilustrado na Figura 5.1. Assim, em jeito de resumo, até ao momento em que ocorre o curto circuito (aos 5 segundos), as potências ativas encontram-se estáveis, sendo que, posteriormente, sofrem um pico positivo e decrescem até aos 5,08 segundos, momento em que se desliga a

ligação. Nesse instante, verifica-se uma ligeira queda da potência ativa, que oscila, em seguida, até voltar a estabilizar.

Tal como descrito no caso anterior, a ligação é cortada e as baterias (a amarelo), que até aos 5 segundos se encontram a 0 MW, entram em funcionamento e estabilizam, no momento em que a ligação é cortada, nos 7,8 MW necessários para alimentar a ilha do Porto Santo.

É possível perceber que os valores das potências ativas dos geradores estabilizam em valores inferiores aos iniciais, o que se deve ao facto da ilha da Madeira já não fornecer energia à ilha do Porto Santo. Assim, o somatório das diminuições de todas as potências ativas é aproximadamente igual ao valor da potência transmitida antes do corte da ligação. Além disso, constata-se que o somatório de todas as potências geradas antes do corte (incluindo a do banco de baterias) é igual ao somatório de todas as potências ativas geradas pelas duas ilhas após o corte da ligação menos as perdas associadas à transmissão de potência ativa entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo.

Posteriormente, analisa-se o comportamento da potência reativa dos geradores perante esta falha, ilustrado na Figura 5.11.

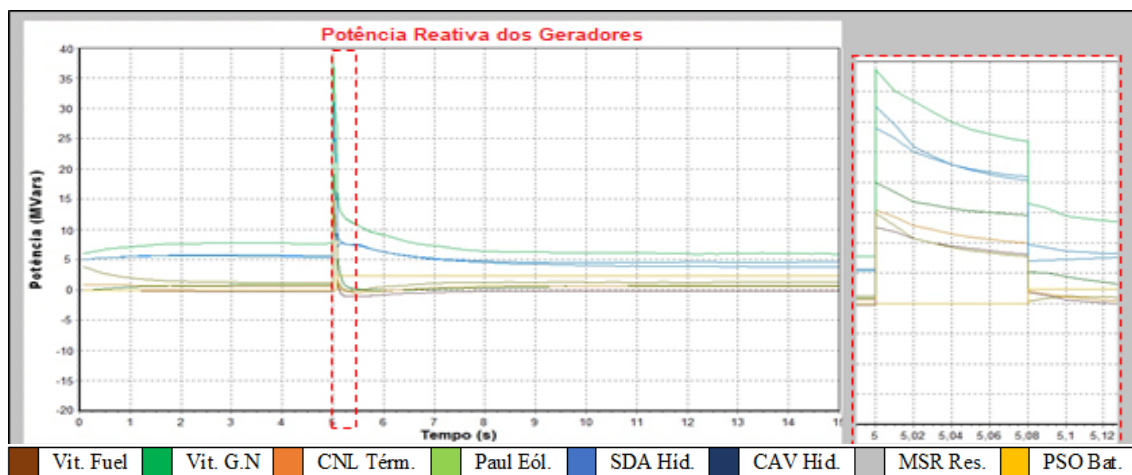


Figura 5.11- Potência reativa dos geradores.

Pela Figura 5.11, verifica-se que as potências reativas apresentam um comportamento idêntico às potências ativas. Observa-se que, até aos 5 segundos, estas encontram-se estáveis e que, no momento em que ocorre o curto circuito, sofrem um pico positivo e entram em decréscimo até aos 5,08 segundos, como é possível confirmar pela imagem ampliada no lado direito da Figura 5.11. Aos 5,08 segundos, momento em que se desliga a ligação entre as ilhas, as potências reativas sofrem uma queda acentuada e voltam a convergir.

De seguida, analisa-se o comportamento da tensão nos barramentos, ilustrado na Figura 5.12.

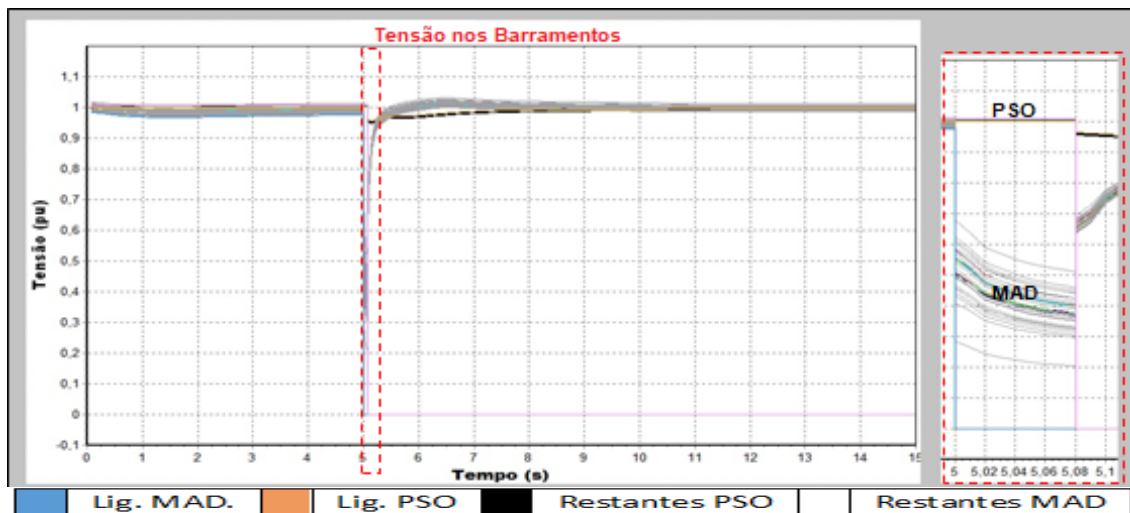


Figura 5.12- Tensão nos barramentos.

Através da Figura 5.12, observa-se que a tensão nos barramentos, em pu, encontra-se estável até ao momento de curto circuito. Aos 5 segundos, momento em que ocorre a falha, a tensão do barramento de ligação do cabo DC na ilha da Madeira (a azul claro) cai instantaneamente para 0 pu, que corresponde a 0 V. Relativamente à tensão dos restantes barramentos, esta decresce até ao momento em que a linha é cortada permanentemente. Já do lado da ilha do Porto Santo, só se verificam alterações na tensão aos 5,08 s, uma vez que, devido ao armazenamento de energia nos conversores, estes alimentam a ilha por instantes. Posteriormente, aos 5,08 segundos, a tensão de todos os barramentos volta a subir e a convergir, estabilizando entre 0,97 pu e 1,0 pu.

De seguida, analisa-se o comportamento da frequência nos barramentos, parâmetro ilustrado na Figura 5.13.

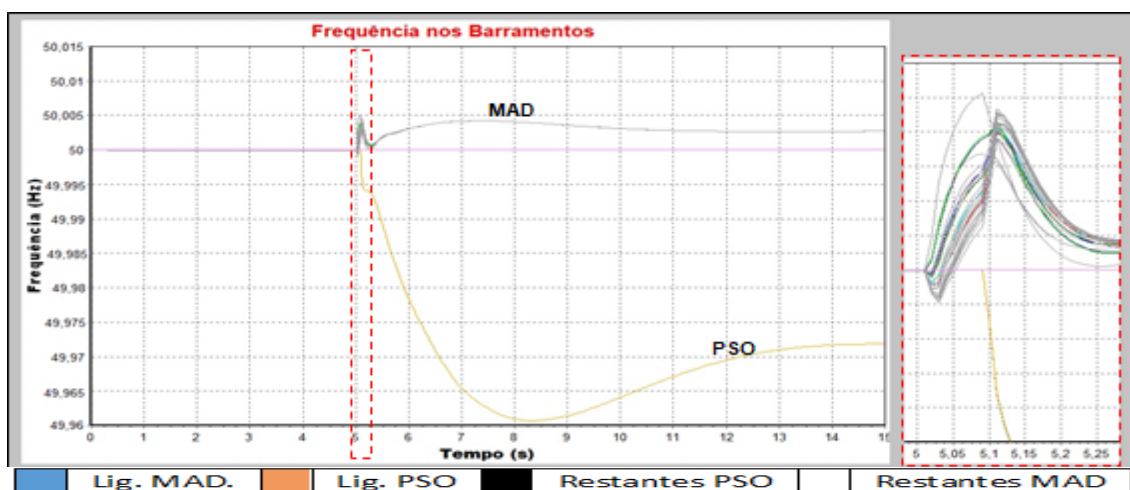


Figura 5.13- Frequência nos barramentos.

Pela Figura 5.13, observa-se que a frequência de todos os barramentos encontra-se estabilizada nos 50 Hz até aos 5 segundos de simulação, momento em que ocorre a falha. Durante o período de curto circuito, até aos 5,08 segundos, constata-se que a frequência dos barramentos da ilha da Madeira sobe até aos 50,005 Hz, enquanto que a dos barramentos da ilha do Porto Santo decresce até os 49,994 Hz. Após os 5,08

segundos, momento em que o curto circuito é corrigido e a ligação cortada, a frequência dos barramentos da ilha do Porto Santo continua a decrescer até ao mínimo de 49,96 Hz, convergindo posteriormente para os 49,974 Hz. Já as frequências dos barramentos da ilha da Madeira convergem para os 50,0025 Hz. Através da análise dos dados anteriores, conclui-se que, neste cenário e perante o corte da ligação entre as ilhas, não ocorrem situações críticas de frequência. Por fim, analisa-se o desfaseamento entre os barramentos, pelo que é possível consultar os valores dos seus ângulos na Figura 5.14.

Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)	Bus Name	Angle (deg)
SE LDR6	58,62	SE SJO6	57,94	SE STQ	56,83	SE SVC	58,01	CE MSR	57,30
SE VTO 6	58,48	CE CTVIII	58,51	SE VTS	56,73	SE BDC	57,82	CE BDCEO	57,82
SE VIV6	57,93	SE PMO6	57,98	SE PVM	57,67	SE PDR	58,10	BATERIAS	87,45
SE PFE 6	57,97	SECE CNP	87,05	SECE CTAI	57,90	SE MSR	57,13	LIG MAD	57,51
CE SCR	58,48	SE VBA	87,05	SE CTS	57,90	CE VITFUEL	59,32	LIG PSO	87,05
DERALE6	58,03	SE CPS	87,05	SE SDA	58,01	CE VITGN	60,44		
SE ALE6	58,03	SE FCH	56,71	SE LDF	57,51	CE CNLPRIV	60,88		
SE MCH6	58,75	SE AMP	56,70	SE MCH	57,55	CE SDAHID	58,71		
SE CNL6	58,84	SE CTV	56,90	SE PFE	56,93	CE CAVHID	59,45		
SE CTC6	58,85	CE VIT	58,47	SE CAN	57,03	CE LRLEO	59,02		

Figura 5.14-Ângulo dos barramentos.

Os ângulos ilustrados na Figura 5.14 foram retirados ao segundo 15, após a ocorrência do corte da ligação entre as ilhas e do isolamento das redes. Como é possível observar, os ângulos nos barramentos da ilha da Madeira encontram-se compreendidos entre os 56,70° e os 60,88°, enquanto que os ângulos nos barramentos da ilha vizinha se encontram compreendidos entre os 87,05° e 87,45°. Desta forma, constata-se que a diferença entre o ângulo mais baixo e o ângulo mais alto em cada uma das ilhas não ultrapassa os 4,28° na ilha da Madeira e os 0,4° na ilha do Porto Santo.

Assim, verifica-se que as respostas das duas redes correspondem ao desejado, não tendo sido detetada nenhuma situação crítica. Como tal, conclui-se que, para este cenário, a possibilidade de corte da ligação não impõe o corte de energia em nenhuma das ilhas.

5.4.1.2. Falha 2- curto circuito na ligação entre as duas ilhas do lado da ilha da Madeira

A segunda falha testada neste cenário é também a de curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha da Madeira. Para tal, procede-se do mesmo modo do que para a mesma falha e cenário da rede com ligação HVAC. Assim sendo, efetua-se o curto circuito aos 5 segundos de simulação, que tem uma duração de 0,08 segundos (4 ciclos da rede). Uma vez que os resultados da simulação desta falha, para este cenário, são idênticos aos resultados da mesma falha e cenário testados com a ligação HVAC, sendo que o comportamento das potências ativa e reativa, da tensão e da frequência, são idênticos aos da tecnologia anterior (HVAC), estes podem ser consultados no Anexo E. É apenas de salientar que denota-se um ligeiro atraso na resposta da tensão nos barramentos da ilha do Porto Santo face à mesma dos barramentos da ilha da Madeira, devido aos elementos de armazenamento de energia existentes nas plataformas conversoras, que por escassos segundos (6 segundos), conseguem manter a continuidade da tensão nos barramentos da ilha do Porto Santo.

Contrariamente ao realizado na simulação com a ligação HVAC, na simulação com a ligação HVDC- VSC não é possível simular o curto circuito na ligação do lado da ilha do Porto Santo. Tal deve-se ao facto de não haver convergência no sistema aquando da correção da falha, o que bloqueia o simulador e o obriga a reiniciar. Estima-se que a causa desta situação se deva à imposição do simulador na existência de um barramento de balanceamento dos dois lados da ligação, o que não acontece nos cenários com ligação HVAC. Com isto, contrariamente ao que acontece na realidade, o simulador não permite que seja o próprio sistema de ligação HVDC a controlar a potência ativa necessária para alimentar a ilha. Para se conseguir efetuar esta simulação, foi necessário colocar geração de balanceamento na ilha do Porto Santo, de forma a compensar a rede aquando da ocorrência desta falha. Uma vez que este é um cenário que não se deseja, não se apresentam resultados relativos a esta falha neste projeto.

Por fim, tal como foi feito para a ligação HVAC, efetuam-se as simulações, em HVDC- VSC, nos cenários de produção *offshore* com fornecimento de 10 MW, 20 MW, 30 MW, 40 MW e 50 MW à ilha da Madeira. Os resultados obtidos são semelhantes aos resultados ligação HVAC, conforme é descrito no Anexo F.

5.5. Comparação entre HVAC e HVDC- VSC- regime dinâmico

Após efetuados testes em vários cenários com e sem produção *offshore*, em que a transmissão de energia elétrica acontece nos dois sentidos entre as duas ilhas através da ligação HVAC e HVDC- VSC e em que são testadas as falhas mais comuns numa REE, comparar-se-ão os resultados obtidos nos cenários de ligação HVAC com os obtidos na cenários de ligação HVDC- VSC.

Relativamente ao cenário de transmissão de energia elétrica entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo na ocorrência de curto circuito seguido de corte da ligação, verifica-se que, tanto na opção de ligação HVAC como na de ligação HVDC- VSC, os geradores da ilha da Madeira diminuem a produção de energia elétrica e o banco de baterias da ilha do Porto Santo entra em funcionamento de forma quase imediata de modo a alimentar esta ilha. Verifica-se, ainda, que na situação de ligação HVDC as tensões e as frequências dos barramentos da ilha do Porto Santo não têm um decréscimo tão acentuado como no cenário de ligação HVAC, sendo que a frequência no HVDC estabiliza cerca de 0,01 Hz acima da frequência do HVAC solução.

Posteriormente, para o mesmo cenário, foi simulada a falha de curto circuito na ligação do lado da ilha da Madeira, nos dois sistemas de ligação. Verifica-se que, após a correção da falha, o comportamento da potência ativa e reativa dos geradores se mantém nos valores originais, ao contrário do que acontece na falha anterior, uma vez que a ilha do Porto Santo continua a ser alimentada pela ilha da Madeira. Neste caso, ao contrário do que acontece na ligação HVAC, verifica-se que na ligação HVDC- VSC o comportamento da tensão e da frequência nos barramentos da ilha do Porto Santo sofre poucas oscilações. Tal como no caso anterior, esta situação deve-se aos elementos de armazenamento das estações conversoras, que conseguem aguentar a rede durante o tempo necessário para a correção do curto circuito, e ao facto deste sistema permitir

tratar as redes de forma independente, como se fossem duas redes isoladas. Na ligação HVAC, a tensão e a frequência dos barramentos da ilha do Porto Santo acompanham sempre os barramentos da ilha da Madeira, inclusive durante o curto circuito, uma vez que na solução HVAC as duas redes são dependentes uma da outra.

Ainda no que respeita a este cenário, é testada a falha de curto circuito na ligação do lado da ilha do Porto Santo, no sistema com a ligação HVAC, pelo que se verifica um comportamento muito idêntico ao da falha anterior.

Por fim, relativamente aos cenários de produção *offshore*, denota-se que o comportamento entre os cenários de várias potências de transmissão (entre 10 MW e 50 MW) é sempre semelhante, alterando, de forma geral, apenas os níveis de grandeza e a necessidade de efetuar o deslastre aquando de falhas na transmissão de potências superiores a aproximadamente 15 MW. Constata-se, ainda, que os comportamentos dos parâmetros estudados são semelhantes aos dos parâmetros dos cenários sem produção *offshore*, pelo que as conclusões retiradas são as mesmas.

Nos cenários de produção *offshore* é, ainda, testada a falha de curto circuito seguido de corte da produção *offshore*. Assim, verifica-se que os geradores da ilha da Madeira elevam o seu nível de produção, uma vez que para de haver contribuição *offshore* para esta ilha, e as baterias da ilha do Porto Santo entram em funcionamento, ficando encarregues de alimentar esta ilha.

Relativamente aos cenários de produção *offshore*, perante as falhas de corte da ligação e de corte da produção *offshore*, os geradores da ilha da Madeira conseguem suportar o aumento de produção a eles impostos, apenas nos cenários de produção *offshore* até 15 MW. Para cenários de produção *offshore* superiores, uma vez que o número de geradores acoplados à rede da ilha da Madeira é menor e, como tal, tem um poder de geração inferior, estes não conseguem responder ao aumento imposto pela falta da percentagem da potência que estava a ser fornecida pela produção *offshore*, pelo que é necessário proceder ao deslastre de cargas até se iniciarem os geradores desligados. Nestes cenários, o deslastre efetuado foi principalmente sobre as zonas norte e oeste, uma vez que a percentagem de população residente nestas áreas é menor e não existem hospitais nem aeroportos locais.

Por fim, uma vez que não foram verificadas situações críticas, nem de frequência, nem de tensão nos barramentos, tendo os valores convergido sempre para o intervalo aceitável, conclui-se que nos cenários sem produção *offshore*, em que a transmissão é efetuada da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo, e com produção *offshore* de 10 MW, em que a transmissão é feita da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira, a rede encontra-se preparada para suportar este projeto de ligação. Para os cenários de produção *offshore* com contribuições superiores, conclui-se que as redes também se encontram preparadas, todavia é necessário ter em consideração que, no caso de corte repentino da ligação, ou desta produção será necessário efetuar deslastre de cargas até que sejam iniciados os geradores desligados, de modo a haver poder de produção suficiente para alimentar as duas redes.

6. Estudo de análise da viabilidade económica

No capítulo anterior foram analisados os comportamentos da REE da ilha da Madeira e da ilha do Porto Santo, interligadas pelas soluções HVAC e HVDC- VSC, em regime dinâmico. Estas duas soluções são tecnicamente adequadas, pelo que se torna necessária a realização de uma análise de viabilidade económica dos projetos de ligação com cada uma das tecnologias, para retirar ilações acerca da solução mais viável. Numa primeira fase, são apresentados os cálculos dos custos de projeção e instalação de cada projeto, retirando-se assim conclusões orçamentais. Por fim, serão calculados os custos anuais associados às perdas elétricas existentes nas duas ligações e será estimado o lucro anual.

Desta forma, com base nos orçamentos, nos lucros estimados, nos gastos em perdas na ligação e em outras despesas, far-se-á uma análise de viabilidade económica para avaliar, o retorno financeiro e o tempo necessário para recuperar o investimento. Com base nestes dados, será, então, possível concluir o tipo de tecnologia que melhor se adequa à ligação entre as duas ilhas, do ponto de vista económico.

6.1. Solução A- HVAC

Como mencionado anteriormente, a solução HVAC é tipicamente utilizada para efetuar interligações aquáticas até 80 km, com baixas potências de transmissão.

6.1.1. Custo dos componentes e da instalação

Com base nos dados da secção 3.5 e da Tabela 2.4, procede-se ao cálculo orçamental da ligação HVAC.

Primeiramente, calcula-se o custo associado às subestações adjacentes à ligação, dado pela equação (6.1):

$$C.Sub = C.Transf + C.Ed. + C.Comp., \quad (6.1)$$

em que $C.Sub.$ é o custo das subestações, $C.Transf.$ é o custo dos transformadores, $C.Ed.$ é o custo do edifício/instalações físicas que protegem o material e $C.Comp.$ é o custo associado à compensação, que neste caso é uma bobine variável. Substituindo, pelos valores da Tabela 2.4 resulta em:

$$C.Sub = 2 \times 1,15 M\text{€} + 0,2 M\text{€} + 0,58 M\text{€} = 3,08 M\text{€}$$

Posteriormente, calcula-se os custos associados ao cabo, dados por (6.2):

$$C.Cabototal = C.Cabo \times Distância, \quad (6.2)$$

em que $C.Cabototal$ é o custo do cabo na totalidade da sua extensão, $C.Cabo$ é o custo do cabo por metro e a $Distância$ é referente ao comprimento do cabo. Substituindo pelos dados da Tabela 2.4 resulta em:

$$C.Cabototal = 321 (\text{€/m}) \times 80000 \text{ m} = 25,7 \text{ M€}$$

Posteriormente, calculam-se os custos associados à instalação do cabo submarino, dado pela equação (6.3):

$$C.Instalaçãototal = C.Instalação \times Distância, \quad (6.3)$$

em que $C.Instalaçãototal$, é o custo de instalação do cabo na totalidade da sua extensão, $C.Instalação$ é o custo de instalação por metro e a $Distância$ é referente ao comprimento do cabo. Substituindo pelos dados da Tabela 2.4, resulta em:

$$C.Instalação = 435 (\text{€/m}) \times 80000 \text{ m} = 34,8 \text{ M€}$$

Por fim, calcula-se o custo total do projeto de ligação HVAC, dado por (6.4):

$$C.Total = 2 \times C.Sub + C.Cabototal + C.Instalaçãototal, \quad (6.4)$$

em que $C.Total$ é o custo total do projeto. Substituindo pelos dados calculados resulta em:

$$C.Total = 2 \times 3,08 + 25,7 + 34,8 = 66,7 \text{ M€}$$

Desta forma, conclui-se que a estimativa do custo total do projeto de ligação com recurso à tecnologia HVAC é de 66,7 M€.

É ainda importante referir que todos os projetos têm um custo de manutenção anual, que é necessário considerar nos orçamentos para investimentos. No entanto, neste tipo de projetos, uma vez que os cabos não têm custos de manutenção a não ser em caso de quebra por fatores externos, consideram-se apenas os custos associados às estações do sistema. Assim, para os projetos de ligação HVAC, visto que as suas estações apenas contêm transformadores e elementos de compensação, o custo de manutenção é muito baixo, pelo que se considera nulo para efeitos de estimativa orçamental.

6.1.2. Custos associados às perdas na ligação sem produção *offshore* na solução HVAC

Após o cálculo orçamental do projeto de interligação entre as duas ilhas por via de um sistema HVAC, estudam-se os custos associados às perdas nesta ligação.

Assim, inicia-se o estudo pela análise dos cenários em que a ilha da Madeira alimenta com 100 % da energia elétrica a ilha do Porto Santo. Começa-se por simular os diagramas de carga de um dia característico de cada estação do ano. Para se obter os diagramas de carga aproximados, simula-se de hora em hora um dia inteiro de cada estação, pelo que se obtém resultados muito idênticos aos da Figura 3.11. Ao longo das simulações registam-se, os valores das perdas na ligação construindo assim os diagramas de perdas ilustrados na Figura 6.1.

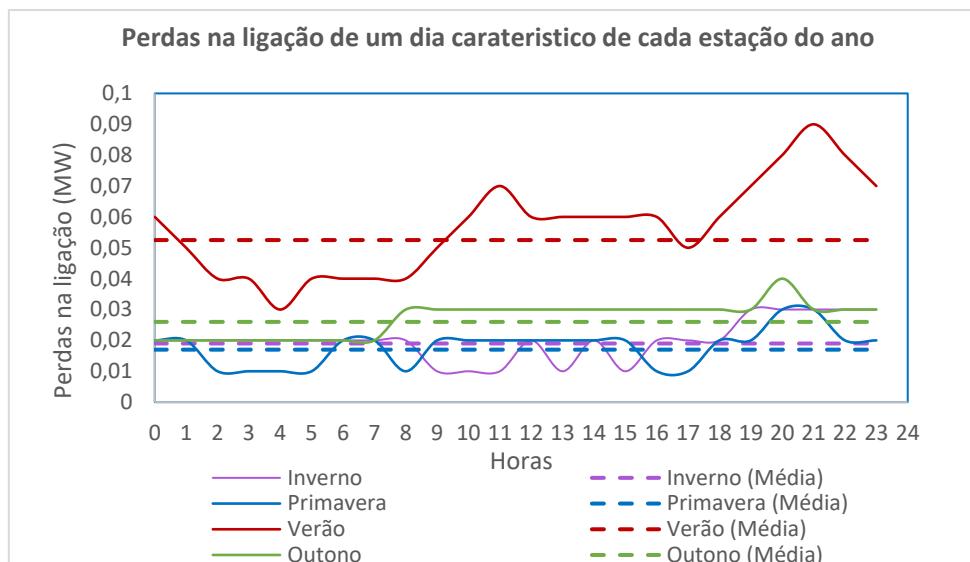


Figura 6.1- Diagrama de perdas na ligação.

Na Figura 6.1, podemos observar os diagramas de perdas na ligação de um dia de cada estação do ano, bem como a média de perdas diárias.

Posteriormente, com base nos dados obtidos pela Figura 6.1 e recorrendo à Figuras 3.10, calcula-se a energia perdida na ligação em GWh, para cada mês do ano, no cenário em que a ilha da Madeira alimenta, de forma contínua, a ilha do Porto Santo. Estas perdas encontram-se ilustradas na Figura 6.2.

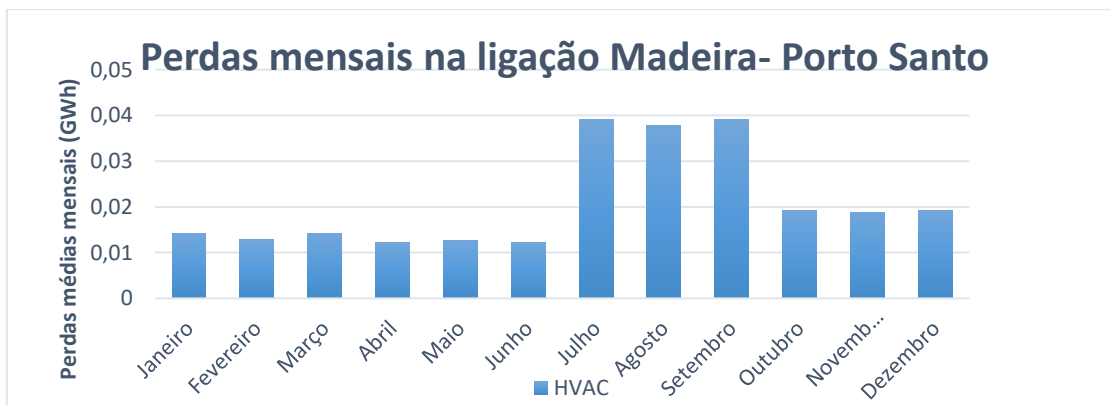


Figura 6.2- Perdas mensais de energia elétrica na ligação HVAC, sem produção *offshore*.

Pela Figura 6.2, observa-se que, quanto maior é a transmissão, maiores são as perdas, sendo que os meses de destaque são os do verão devido ao turismo local.

Posteriormente, procede-se ao estudo económico das perdas. Neste estudo, utiliza-se como referência de base o custo estimado de produção na ilha da Madeira (valor fictício considerado), que atualmente é na ordem dos 0,05 €/kWh. Deste modo, calcula-se o somatório das perdas de todos os meses (ver Figura 6.2), pelo que se obtém um valor de 0,2513 GWh por ano que, multiplicado pelo preço atual, resulta em 0,012 M€ em perdas anuais. Por outro lado, este é um valor residual face ao retorno económico que a EEM tem devido ao fornecimento de energia elétrica à ilha do Porto

Santo ser efetuado a partir da produção na ilha da Madeira, cujo o custo do kWh é estimado em 0,05 €/kWh, cerca de 0,08 €/kWh inferior ao custo considerado (valor fictício) do kWh da ilha do Porto Santo (0,13 €/kWh). Desta forma, sabendo que por ano são consumidos cerca de 33,16 GWh na ilha do Porto Santo, e multiplicando pelo custo de produção de 0,13 €/kWh dessa ilha, resulta num custo anual de 4,31 M€. Por outro lado, sabendo que o custo de produção na ilha da Madeira é estimado em 0,05 €/kWh, resulta que o fornecimento de energia à ilha do Porto Santo a partir da produção da ilha da Madeira seja de 1,65 M€. Assim, estima-se que a poupança proveniente da alimentação da ilha do Porto Santo a partir da ilha da Madeira, resulte num retorno de 2,66 M€ à EEM.

6.1.3. Custos associados às perdas na ligação com produção *offshore* na solução HVAC

Após se conhecerem os custos anuais do cenário em que a ilha da Madeira alimenta a ilha do Porto Santo, dá-se seguimento ao mesmo estudo, mas para o cenário em que a ilha do Porto Santo contribui, com uma percentagem da energia consumida na ilha da Madeira. Deste modo, considera-se, para efeitos de cálculo das máximas perdas possíveis em cenários extremos de máxima produção, valores de transmissão na ordem de 10, 20, 30, 40 e 50 MW da ilha do Porto Santo para a ilha da Madeira e com base nos dados da Tabela 4.7, multiplicados pelo período de um mês característico de 31 dias, calcula-se a energia perdida na ligação, em GWh, ilustrado na Figura 6.3.

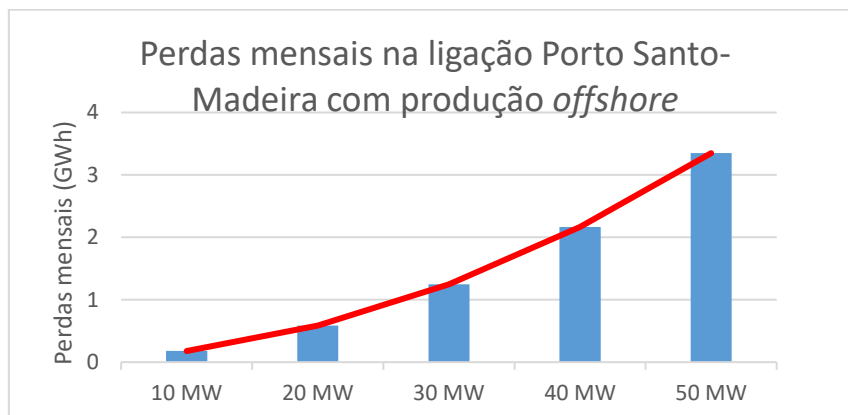


Figura 6.3- Perdas mensais de energia elétrica na ligação HVAC, com produção *offshore*.

Pela Figura 6.3, observa-se que, como referido na secção 4.3.2, com transmissão de elevadas potências no cabo AC, as perdas são exponenciais.

Por fatores como a velocidade do vento, a estrutura dos geradores eólicos e os conversores a eles associados, estima-se que a potência média transmitida possa atingir 40% da potência instalada, no melhor caso. Assim, com base nestes dados, simulam-se transmissões de 4, 8, 12, 16 e 20 MW, de forma a obterem-se as perdas de cada transmissão. Com base nestes dados, calculam-se as perdas anuais na ligação e, assumindo que o custo de produção do kWh num sistema desta natureza é estimado em

0,10 €/kWh (valor fictício considerado), calculam-se ainda os custos anuais das perdas, apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1- Custos associados às perdas nos cenários de *offshore* na solução HVAC.

Potência instalada (MW)	Potência transmitida em média (MW)	Perdas anuais (GWh)	Custo anual das perdas (M€)
10	4	0,81	0,08
20	8	1,65	0,17
30	12	2,47	0,25
40	16	3,53	0,35
50	20	6,92	0,69

Com base nos dados da Tabela 6.1, constata-se que a ordem de grandeza das perdas e, por sua vez, dos custos nos cenários de produção *offshore* é muito superior à do cenário anterior (0,012 M€). No entanto, importa ter em atenção que o retorno financeiro da produção *offshore* advém da entrega de energia renovável à rede. Para elucidar a ordem de grandeza dos benefícios económicos da produção *offshore* e assumindo o mesmo custo de produção, a Tabela 6.2 apresenta o custo anual da potência transmitida (produzida pelo parque *offshore*) e das respetivas perdas.

Tabela 6.2- Custos da potência transmitida para a ilha da Madeira e das perdas na ligação HVAC.

Potência Instalada (MW)	Potência Transmitida (MW)	Retorno anual da Potência transmitida (M€)	Custo anual das perdas (M€)
10	4	3,50	0,08
20	8	7,01	0,17
30	12	10,51	0,25
40	16	14,02	0,35
50	20	17,52	0,69

Com base nos dados da Tabela 6.2, observa-se que para 10 MW de potência instalada, o retorno económico da potência média transmitida, é de 3,5 M€ anuais, sendo o custo da potência perdida na ligação muito inferior. Verifica-se que por exemplo, para uma potência instalada de 30 MW, com uma transmissão média de 12 MW, o retorno económico da produção representa um valor de 10,51 M€ anuais, face aos 0,247 M€ que as perdas dessa mesma transmissão representam anualmente.

6.2. Solução B- HVDC- VSC

Nesta secção é feita uma análise semelhante à efetuada para a ligação HVAC, mas para a ligação HVDC- VSC.

6.2.1. Custo dos componentes e da instalação

Com recurso aos dados apresentados na secção 3.5 e nos dados da Tabela 2.3, dá-se início ao estudo económico da ligação HVDC-VSC.

Primeiramente, calcula-se o custo associado às subestações adjacentes à ligação que são iguais nas duas ilhas, dado por (6.5):

(6.5)

$$C.Sub. = C.Conv. + C.Transf + C.C.Ed. + C.BbFase + C.Comut + C.Outras$$

em que $C.Sub.$ é o custo das subestações, $C.Conv.$ o custo dos conversores, $C.Transf.$ é o custo dos transformadores, $C.Ed.$ o custo do edifício/instalações físicas que protegem o material, $C.BbFase.$ é o custo das bobines de fase, $C.Comut.$ é o custo dos comutadores e $C.Outras.$ é o custo de outros elementos de compensação e controlo dos parâmetros da rede. Substituindo, pelos valores da Tabela 2.3 resulta em:

$$C.Sub = 37,5 \text{ M€} + 3 \times 1,15 \text{ M€} + 0,2 \text{ M€} + 3 \times 0,58 \text{ M€} + 1,26 \text{ M€} + 3,45 \text{ M€}$$

$$C.Sub = 47,6 \text{ M€}$$

Posteriormente, com base nos dados da Tabela 2.3, calculam-se os custos associados ao cabo, dados por (6.2):

$$C.Cabototal = 230 (\text{€/m}) \times 80000 \text{ m} = 18,4 \text{ M€}$$

De seguida, com base nos dados da Tabela 2.3, calcula-se os custos associados à instalação do cabo elétrico, dado por(6.3):

$$C.Instalação = 345 (\text{€/m}) \times 80000 \text{ m} = 27,6 \text{ M€}$$

Por fim, calcula-se o custo total do projeto de ligação HVDC-VSC:

$$C.Total = 2 \times 47,6 + 18,4 + 27,6 = 141,2 \text{ M€}$$

Desta forma, conclui-se que o custo total do projeto de ligação com recurso à tecnologia HVDC-VSC é de 141,2 M€.

É, ainda, necessário considerar que existe um custo anual associado à manutenção do sistema, pelo que se considera um valor de 0,5% do custo total do projeto [78]. Assim, resulta num custo anual de manutenção de cerca de 0,704 M€.

6.2.2. Custos associados às perdas na ligação sem produção offshore na solução HVDC-VSC

Após calculado o orçamento do projeto de interligação entre as duas ilhas por via de um sistema HVDC-VSC, estudam-se os custos associado às perdas na ligação, de forma a poder ser feita uma análise da viabilidade económica.

Assim, procede-se da mesma forma que para o caso da solução HVAC e inicia-se o estudo pela análise dos cenários em que a ilha da Madeira alimenta com 100 % da energia elétrica a ilha do Porto Santo. Como tal, efetua-se exatamente o mesmo estudo, pelo que se começa por construir os diagramas de perdas na ligação, de um dia característico de cada estação do ano, ilustrado na Figura 6.4.

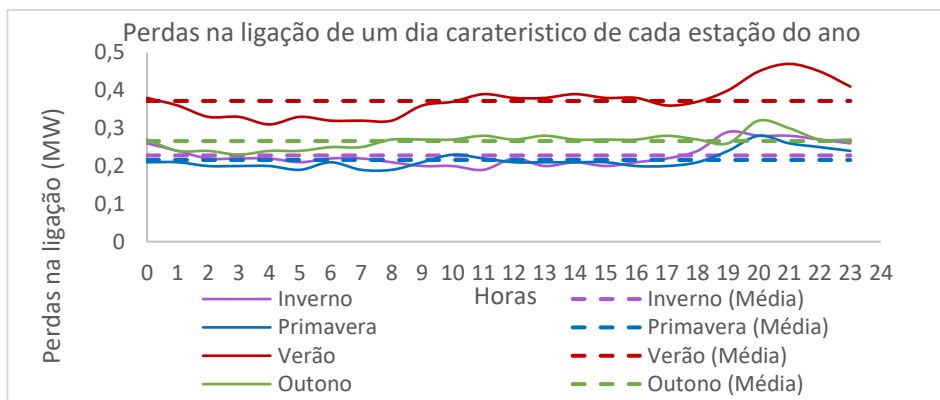


Figura 6.4- Diagrama de perdas na ligação HVDC.

A Figura 6.4 ilustra o diagrama de perdas na ligação e a respetiva média, de um dia de cada estação do ano e verifica-se que o comportamento das perdas é idêntico ao das mesmas da ligação HVAC, ilustrado na Figura 6.1, no entanto superiores.

Tal como foi feito para o sistema de ligação HVAC, com base nos dados obtidos na Figura 6.4 e recorrendo à Figuras 3.10, calcula-se a energia perdida na ligação em GWh para cada mês do ano, no cenário em que a ilha da Madeira alimenta de forma contínua a ilha do Porto Santo. Estas perdas encontram-se ilustradas na Figura 6.5.

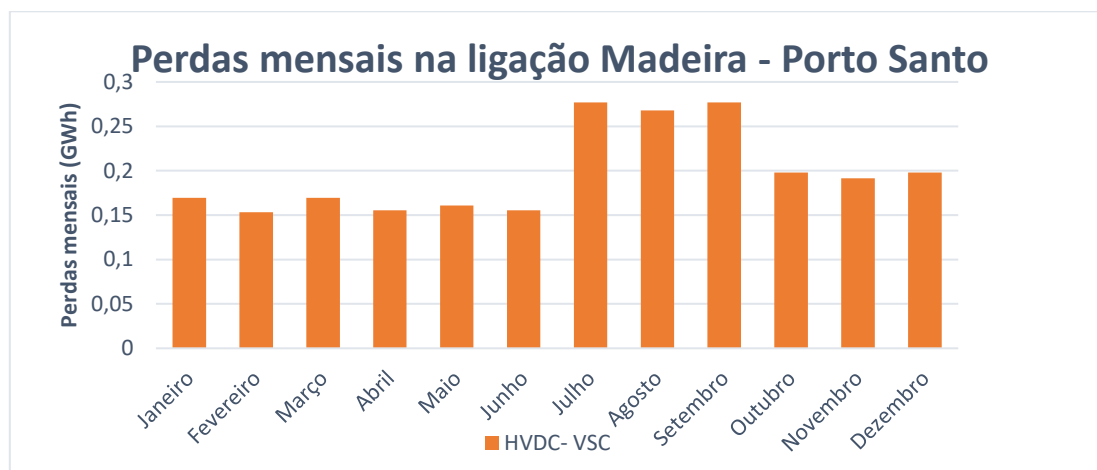


Figura 6.5- Perdas mensais de energia elétrica na ligação HVDC, com produção *offshore*.

Pela Figura 6.5, e comparando com a Figura 6.2, corroboram-se os dados anteriores, em que se verifica que a ligação HVDC- VSC apresenta perdas mais acentuadas que o sistema HVAC, aquando de transmissões de baixa potência.

Procede-se ao cálculo do custo que estas perdas representam, considerando o mesmo valor de referência da produção na ilha da Madeira (pelo fato da energia ser produzida nesta ilha ao invés de na ilha do Porto Santo), de 0,05 €/kWh (valor fictício considerado). Assim, calcula-se o custo do somatório das perdas de todos os meses (ver Figura 6.5), de onde se obtém um valor de 2,3727 GWh, que, multiplicado pelos 0,05 €/kWh, resulta em 0,119 M€ de perdas anuais. Comparando este valor com o

retorno de 2,66 M€ anuais, anunciados na secção 6.1.2, percebe-se que representa 4,5 % deste valor.

6.2.3. Custos associados às perdas na ligação com produção *offshore* na solução HVDC-VSC

Depois de se conhecer os custos anuais do cenário em que a ilha da Madeira alimenta a ilha do Porto Santo, segue-se para o cenário em que esta fornece energia para o consumo da ilha da Madeira. Deste modo, para efeitos de cálculo das máximas perdas possíveis em cenários extremos de máxima produção e uma vez que se procede da mesma forma que para a ligação HVAC, recorre-se aos dados da Tabela 4.7 e considera-se uma transmissão constante de 10, 20, 30, 40 e 50 MW. Posteriormente, calcula-se a energia perdida na ligação para um mês característico de 31 dias, como pode ser observado na Figura 6.6.

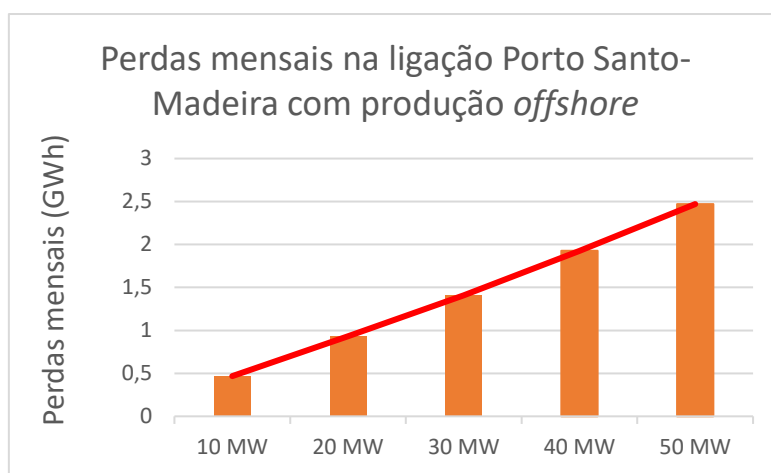


Figura 6.6- Perdas mensais de energia elétrica na ligação HVDC- VSC, com produção *offshore*.

Pela Figura 6.6, observa-se que, tal como foi visto anteriormente, ao contrário do que acontece no sistema HVAC, as perdas no sistema HVDC- VSC são lineares. Assim, procede-se da mesma forma que para o cenário anterior e calculam-se os valores da energia emitida anualmente, bem como dos custos a esta associados. Estes valores podem ser consultados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3- Custos das perdas nos cenários de offshore, na solução HVDC.

Potência instalada (MW)	Potência transmitida (MW)	Perdas anuais (GWh)	Custo anual das perdas (M€)
10	4	2,20	0,22
20	8	4,31	0,43
30	12	6,72	0,67
40	16	8,84	0,88
50	20	10,95	1,10

Com base nos dados da Tabela 6.3 e analisando a Tabela 6.1, constata-se que as perdas no sistema HVDC- VSC são sempre superiores às da solução HVAC, uma vez que a potência média transferida não chega aos 30 MW (ver secção 4.4.2). De modo a

elucidar a diferença entre os custos das perdas face ao retorno anual da potência transmitida (produzida pelo parque *offshore*), a Tabela 6.4 apresenta os valores do retorno anual da potência transmitida e o custo anual das perdas na ligação.

Tabela 6.4- Custos da potência transmitida para a ilha da Madeira e das perdas na ligação HVDC- VSC.

Potência Instalada (MW)	Potência Transmitida (MW)	Retorno anual da Potência transmitida (M€)	Custo anual das perdas (M€)
10	4	3,50	0,22
20	8	7,00	0,43
30	12	10,51	0,67
40	16	14,02	0,88
50	20	17,52	1,10

Com base nos dados da Tabela 6.4, e comparando com os dados da Tabela 6.2, observa-se que o custo das perdas é sempre superior no sistema HVDC- VSC face ao sistema HVAC.

6.3. Solução A- HVAC VS Solução B- HVDC- VSC

Nesta secção, é feita uma comparação económica entre a solução A (HVAC) e a solução B (HVDC- VSC), com o objetivo de serem retiradas ilações sobre a solução que melhor se enquadra no presente projeto.

6.3.1. Comparação orçamental

Primeiramente, efetua-se uma comparação dos custos que cada tecnologia acarreta, ilustrados na Figura 6.7.

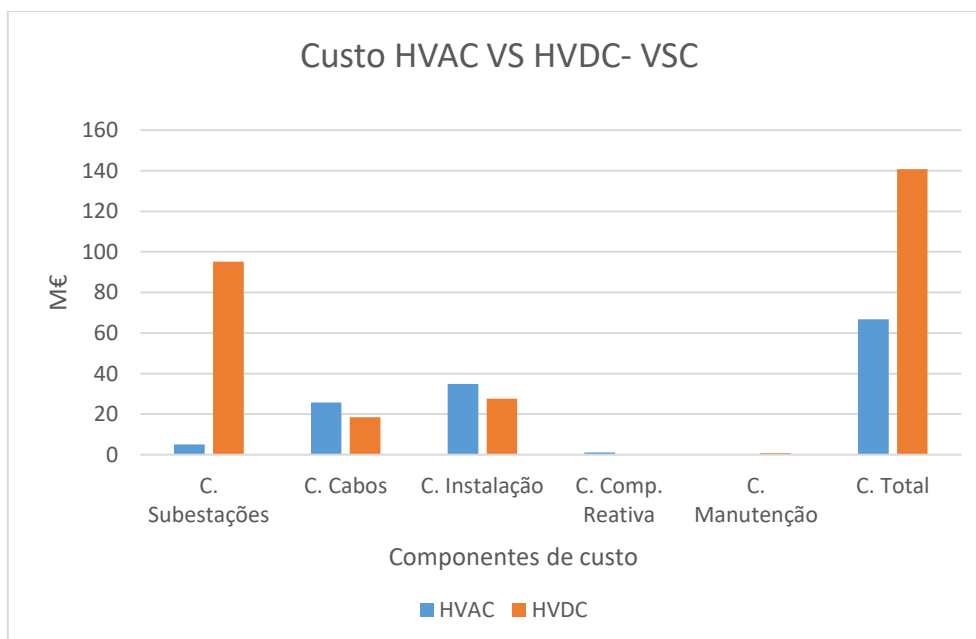


Figura 6.7- Comparação entre os custos da ligação HVAC e da ligação HVDC- VSC.

Pela Figura 6.7, observa-se que os custos do cabo e da instalação HVAC são superiores aos da ligação HVDC- VSC. Tal, deve-se pelo facto do cabo AC ser constituído por três núcleos de cobre, o que acarreta um custo de produção (e de venda ao cliente) superior ao DC (que é constituído apenas por um núcleo de cobre). Quanto ao custo de instalação, o cabo AC acarreta um peso e dimensões superiores o que dificulta a instalação e por isso a torna mais dispendiosa.

Por outro lado, o valor das subestações do sistema HVAC é muito inferior ao da tecnologia HVDC- VSC, uma vez que esta não utiliza conversores, que acarretam custos muito elevados. Observa-se ainda que o sistema HVAC é composto por componentes de compensação reativa, o que não é necessário no sistema HVDC- VSC, pelos motivos explicados anteriormente. No entanto, o sistema HVDC-VSC, tem um custo de manutenção anual superior a 0,7 M€, uma vez é composto por conversores que necessitam de cuidados constantes, ao contrário do que acontece no sistema HVAC, que apenas é constituído pelo cabo. Em suma, conclui-se que o custo total do sistema HVDC- VSC é muito superior ao custo do sistema HVAC (mais do dobro do valor). Nesta comparação não foi tida em consideração o custo associado às perdas.

6.3.2. Comparação das perdas na ligação

Seguidamente, comparam-se as perdas na ligação das duas tecnologias, em função da energia que é transmitida da ilha da Madeira para a ilha do Porto Santo. A Figura 6.8 ilustra estes dados.

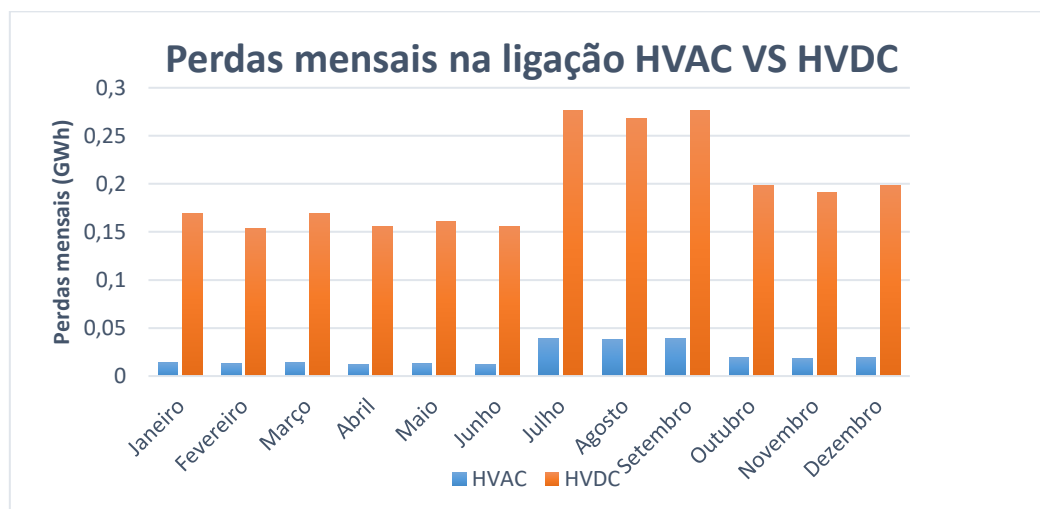


Figura 6.8- Perdas mensais de energia elétrica nas ligações das soluções HVAC e HVDC, sem produção *offshore*.

Pela Figura 6.8, verifica-se que as perdas na ligação HVDC- VSC são sempre superiores às da solução HVAC, aquando da transmissão de baixas potências, devido às perdas nos conversores.

6.3.3. Retorno económico

Após o estudo económico elaborado nesta secção e conhecendo o custo orçamental de cada sistema e o custo que as perdas na ligação de cada tecnologia

representam, resta calcular o retorno económico dos dois projetos. Assim, efetua-se um estudo simplificado de viabilidade económica, com o intuito de se saber em quantos anos é recuperado o investimento e qual o retorno económico anual.

No Anexo G faz-se um estudo do consumo de combustível dos geradores da ilha do Porto Santo, de modo a quantificar a quantidade de combustível necessária para alimentar esta ilha durante um ano, pelo que se conclui um valor de 2,69 M€ anuais.

Por outro lado, além dos gastos com combustíveis para a produção de energia elétrica na ilha do Porto Santo, existem ainda gastos com a manutenção da rede, mão de obra, taxas e outras despesas, que foram denominados de “Custos Fixos”. Estimando que o custo de produção na ilha do Porto Santo é de 0,20 €/kWh, considera-se que 0,07 €/kWh são referentes a custos fixos e os restantes 0,13 €/kWh são referentes a custos de produção elétrica. Através da suposição destes dados, conclui-se que as despesas anuais de produção na ilha do Porto Santo têm um custo de aproximadamente 4,31 M€.

Como foi visto na secção 3.1.1.1, o sistema electroprodutor da ilha da Madeira é um sistema equilibrado, composto por várias tecnologias de produção, quer térmica, quer renovável, o que faz com que o custo de produção seja inferior ao da ilha do Porto Santo, tendo sido considerado um valor de 0,05 €/kWh.

Assim, com o propósito de estudar-se a viabilidade económica do projeto e uma vez que, para a rede da ilha da Madeira, a ilha do Porto Santo (que consome em média, cerca de 4 MW), representa, apenas, mais uma carga de uma cidade/vila, assume-se que o lucro em alimentar a ilha do Porto Santo a partir da ilha da Madeira é o resultado da diferença entre o custo de produção das duas ilhas, resultando em 0,08 €/kWh. Com base neste pressuposto, e sabendo que, como referido a priori, o consumo anual da ilha do Porto Santo é de aproximadamente 33,16 GWh, conclui-se que, a produção necessária para alimentar esta ilha, a partir da ilha da Madeira, tem um custo de 2,66 M€ anuais.

Com base nos dados calculados no Anexo G, nos dados assumidos nesta secção e nos custos das perdas na ligação calculados na secção 6.1.2, procede-se ao estudo efetivo da viabilidade económica. Assim, prossegue-se ao estudo de viabilidade económica do sistema HVAC, construindo assim a Tabela G.1 do Anexo G.

Pela Tabela G.1 do Anexo G, verifica-se que nos cenários em que a ilha da Madeira fornece 100 % da energia elétrica necessária para alimentar a ilha do Porto Santo, o tempo necessário para recuperar o custo do investimento é de 26 anos e que ao fim de 50 anos resulta num lucro de 65,8 M€.

Posteriormente, efetua-se o mesmo estudo, mas para o sistema HVDC- VSC. Com base nos mesmos dados do Anexo G, desta secção e da secção 6.2.2, analisa-se a viabilidade económica deste sistema, construindo a Tabela G.2 do Anexo G.

Pela Tabela G.2, verifica-se que, nos cenários em que a ilha da Madeira fornece 100 % da energia elétrica necessária para alimentar a ilha do Porto Santo, o tempo necessário para recuperar o custo do investimento é de 77 anos, o que ultrapassa o tempo de vida útil estimado da ligação.

Após este estudo, é ainda necessário referir que, para ser mais exato, deveria considerar as taxas ambientais e o retorno turístico, que se estima que sejam elevados. Para uma maior exatidão, deveriam ainda ser consideradas as depreciações/amortizações e os impostos. Assim, estima-se que, principalmente pelas taxas ambientais e pelo retorno turístico, os ganhos anuais sejam superiores, pelo que o tempo de recuperação do investimento será inferior ao anunciado e por sua vez o retorno a longo prazo será maior do que o estimado. No entanto, do ponto de vista económico, estes dados não influenciam o resultado final.

Depois de efetuada a análise de viabilidade económica anterior, procede-se ao mesmo estudo, mas para plataformas *offshore* de produção de energia eólica. Este estudo pode ser consultado no Anexo G. Neste, verifica-se que a viabilidade económica do parque de 10 MW estima que o retorno financeiro do investimento aconteça em 11 anos, resultando, ao fim de 50 anos, num lucro de 136,54 M€. No Anexo G, pode ainda ser consultado o estudo de viabilidade económica do parque eólico de 20 MW, pelo que se conclui que o retorno financeiro deste investimento também acontece ao fim de 11 anos, e que o lucro ao fim de 50 anos é de 259,58 M€. Por fim, com base nestes dados, estima-se que para os parques de 30, 40 e 50 MW, o retorno do investimento seja de 8 anos e os lucros sejam de 409,62 M€, 546,16 M€ e 682,7 M€, respetivamente.

Por fim, conclui-se que o sistema HVAC é a solução economicamente mais adequada para satisfazer a ligação entre as duas ilhas nos cenários em que a ilha da Madeira fornece 100 % da energia elétrica necessária para alimentar a ilha do Porto Santo.

7. Conclusão

7.1. Conclusões do trabalho

Neste trabalho, apresentou-se os conceitos de redes de energia elétrica e de sistemas de transmissão de energia. Como tal, analisaram-se os sistemas de transmissão de energia elétrica existentes no mercado, nomeadamente o HVAC, o HVDC-VSC e o HVDC-LCC. Assim, estudaram-se as arquiteturas de cada um dos sistemas, todos os componentes que os constituem e o seu controlo. Além disso, efetuou-se uma comparação entre eles, enumerando-se as vantagens e desvantagens de cada um destes sistemas de transmissão.

Constatou-se que os sistemas HVAC são indicados para transmissões de baixas potências e distâncias inferiores a 80 km submarinos e 500 km terrestres. Este sistema é bidirecional, mas não permite o controlo direto e independente da potência ativa e reativa, nem a ligação de redes com frequências diferentes.

O sistema HVDC-LCC, é indicado para transmissões superiores a 300 MW e é o sistema que suporta maiores distâncias. No entanto, este sistema é mais complexo do que o sistema HVAC, permite controlar as potências ativas e reativas, mas não de forma direta e independente, e, apesar de ser bidirecional, não é utilizado para o efeito, dada a complexidade que envolve esta funcionalidade neste sistema.

O sistema HVDC-VSC, é indicado para transmissões superiores a 80 km submarinos e 500 km terrestres, sendo apropriado para transmissões até 300 MW. Este sistema é o mais adequado para transmissões bidirecionais, uma vez que, apesar de mais complexo, é o sistema que consegue trocar o sentido de transmissão mais rapidamente. Este é, ainda, imperial no controlo de potência ativa e reativa de forma independente e, a par com a solução HVDC-LCC, permite interligar redes com frequências diferentes, o que é vantajoso para a interligação de continentes ou regiões com diferentes frequências de funcionamento ou ainda redes assíncronas ou sem sincronismo.

Posto isto, uma vez que as condições deste projeto impunham a bidirecionalidade da ligação, o suporte de uma distância aquática de aproximadamente 80 km e potências até 50 MW, concluiu-se que os sistemas HVAC e HVDC-VSC eram os que melhor se enquadravam, tendo sido estes os sistemas estudados na parte prática deste trabalho.

Assim sendo, incidiu-se nestas duas tecnologias e estudou-se os tipos de cabos elétricos existentes no mercado, focando-se nos cabos utilizados em ligações aquáticas e que suportassem este nível de potências.

Relativamente aos fundamentos teóricos que suportam este trabalho, estudaram-se, ainda, os custos associados às soluções HVAC e HVDC-VSC, dando-se especial enfoque às subestações, aos cabos e à sua instalação e manutenção. Concluiu-se que o sistema HVAC acarreta custos mais elevados no que diz respeito aos cabos e à sua

instalação. Por outro lado, o sistema HVDC-VSC, apesar dos custos do cabo e da instalação serem inferiores, utilizam conversores com custos muito elevados.

Posteriormente, estudou-se a constituição das REE das duas ilhas, analisando-se os elementos que as compõem e o seu modo de operação. Para simular as REE, utilizou-se a versão *student* do *software* de simulação PSSE, que, apesar de impor algumas limitações quantitativas, apresenta diversas vantagens, como um bom interface ao utilizador e uma excelente capacidade de simulação, aproximada à realidade.

Posto isto, criou-se um modelo equivalente e simplificado da rede elétrica das duas ilhas, muito próximo ao da rede real. A partir deste, procedeu-se às simulações para vários cenários de carga e geração, verificando-se que comportamento da rede simulada era muito semelhante ao real. Deste modo, concluiu-se que o modelo equivalente criado no simulador reúne as características necessárias para se efetuar todos os estudos necessários.

Projetou-se uma ligação HVAC e outra HVDC-VSC. Para tal, estudou-se o percurso mais adequado do cabo no oceano, atendendo à menor profundidade, à menor distância, à existência de outros cabos submarinos nas redondezas e ao atracamento e percurso de navios. Assim, testaram-se as redes interligadas pelas duas soluções, em regime permanente, nos cenários de carga máxima e mínima dos trimestres do ano.

Para a solução HVAC, verificou-se que, perante os cenários em que a ilha da Madeira alimenta a ilha do Porto Santo, é necessário fazer a compensação das redes, testando-se várias soluções com bobines nos barramentos adjacentes à ligação. Concluiu-se que a solução que apresentava os melhores resultados era a que utilizava duas bobines, uma em cada extremo da ligação, a fazer compensação da potência reativa gerada na mesma. Testaram-se, ainda, vários cenários de produção *offshore* na ilha do Porto Santo, a alimentá-la na íntegra e a contribuir com várias percentagens de potência para o consumo na ilha da Madeira. Assim, concluiu-se que nesta solução não são necessárias bobines para efetuar a compensação, uma vez que esta pode ser feita pelas máquinas indutivas da produção eólica, que compensam toda a potência reativa gerada no cabo, mantendo os seus extremos compensados.

Sobre a ligação HVDC-VSC, constatou-se que não é necessário fazer a compensação de potência reativa, uma vez que os conversores permitem controlar a potência ativa e reativa de cada extremo, de forma independente. No entanto, devido às perdas existentes nos conversores, verificou-se que, até potências de transmissão de 30 MW, independentemente do sentido de transmissão, as perdas neste sistema são superiores às perdas na ligação com o sistema HVAC. Constatou-se, ainda, que, para potências de transmissão superiores a 30 MW, o sistema HVDC-VSC apresenta menores perdas na ligação.

Após efetuadas as simulações em regime permanente, efetuaram-se simulações em regime transitório. Estas, foram realizadas para vários cenários de carga e nos dois sentidos de transmissão, com e sem produção *offshore*, a transmitir potências até

50 MW. A partir destas simulações testaram-se as falhas típicas nas REE, não tendo sido verificadas situações críticas de convergência, nem de compensação das redes. Verificou-se que, para a falha de curto circuito seguido de corte da ligação e para a falha de curto circuito seguido de corte da produção *offshore*, os geradores da ilha da Madeira fazem a compensação da potência necessária para alimentar a rede da ilha da Madeira e que o banco de baterias da ilha do Porto Santo entra de imediato em funcionamento, alimentando na íntegra a rede desta ilha durante um período máximo de 30 minutos.

Com base no comportamento das REE, obtido em regime permanente e em regime transitório, concluiu-se que ambas as soluções são tecnologicamente viáveis, destacando-se a solução HVAC nos cenários de transmissão no sentido entre a ilha da Madeira e a ilha do Porto Santo e nos cenários de produção *offshore* com transmissões médias até 30 MW, cuja transmissão é efetuada no sentido entre a ilha do Porto Santo e a ilha da Madeira. Com isto, concluiu-se, ainda, que a solução HVDC-VSC é tecnologicamente mais viável do que a solução HVAC, para potências de transmissão média superiores a 30 MW.

Após inferida a viabilidade tecnológica do projeto, estudou-se a viabilidade económica das duas soluções nos cenários de transmissão no sentido Madeira- Porto Santo. Verificou-se que, por ter custos iniciais consideravelmente superiores, na solução HVDC-VSC o investimento só é recuperado ao fim de 77 anos, pelo que se depreendeu a sua inviabilidade económica, aos preços de mercado atuais. Por outro lado, concluiu-se que, mesmo sem considerar o retorno económico proveniente do turismo e das taxas ambientais, a solução HVAC recupera o seu investimento em 26 anos e que o lucro ao fim de 50 anos é de 65,8 M€.

Realizou-se ainda um estudo de viabilidade económica, nos cenários de produção *offshore*, com parques de 10 a 50 MW de potência instalada, a transmitir uma potência média anual de aproximadamente 40 % da potência instalada. Verificou-se que nestas condições, aos valores atuais de mercado, o retorno do investimento, independentemente da potência instalada, é de 11 anos. Concluiu-se ainda que, para parques de 10, 20, 30, 40 e 50 MW, o lucro, ao fim de 50 anos, é de 136,54 M€, 272,58 M€, 409,62 M€, 546,16 M€ e 682,7 M€, respetivamente.

7.2. Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, propõe-se a projeção de um protótipo da ligação entre as duas ilhas, através de um sistema HVDC-VSC com conversores costas com costas, que satisfaça a transmissão bidirecional de energia, para poder analisar a qualidade da energia elétrica.

Por fim, propõe-se o estudo, projeção e simulação de um parque eólico *offshore* e *onshore*, analisando a zona mais adequada nos mares ou terra da ilha do Porto Santo, e ainda o estudo do comportamento da REE das duas ilhas perante esta energia.

Referências

- [1] R. Autoportal, “TVI24,” 21 2 2018. [Online]. Available: <http://www.tvi24.iol.pt/motores/renault/porto-santo-torna-se-na-primeira-ilha-inteligente>. [Acedido em 18 Agosto 2018].
- [2] R. d. Oliveira, “Noticias Automotivas,” [Online]. Available: <https://www.noticiasautomotivas.com.br/bp-diz-que-petroleo-acaba-nos-proximos-53-anos/>. [Acedido em 2 Setembro 2018].
- [3] A. Lusa, “Rádio Comercial,” 20 Outubro 2017. [Online]. Available: <http://radiocomercial.iol.pt/noticias/72974/poluicao-mata-9-milhoes-em-todo-o-mundo>. [Acedido em 15 Janeiro 2018].
- [4] C. Europeia, “Comissão Europeia,” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2020-energy-strategy>. [Acedido em 15 Janeiro 2018].
- [5] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica- Uma Análise Sistemática*, IST PRESS, 2011.
- [6] U. D. o. Energy, “Quadrennial Technology Review 2015,” 2015.
- [7] Siemens Aktiengesellschaft, *Power Engineering Guide*, Alemanha: Publicis Pro, 2014.
- [8] S. AG, “Siemens,” 2011. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/brochure-the-sustainable-way-e.pdf>. [Acedido em 20 Janeiro 2018].
- [9] S. Georgios, “Techno-Economical Analysis of DC Collection Grid for Offshore Wind Parks,” Nottingham, Inglaterra, 2010.
- [10] N. M. M. Duarte, “Estudo Económico dos Sistemas de Transmissão HVDC e HVAC para Parques Eólicos Offshore,” 2013.
- [11] J. Antunes, “Submarine Cable Power Transmission using DC High-Voltage Three-Level Converters,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2009.
- [12] M. H. Rashid, “Power Electronics Handbook, Third Edition,” Elsevier Inc. , 2011.
- [13] J. L. M. I. M. de Alegria, “Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008.
- [14] “Electrical4u,” [Online]. Available: <https://www.electrical4u.com/high-voltage-direct->

current-transmission/#. [Acedido em 3 Janeiro 2018].

- [15] Siemens AG, “Energy Siemens,” [Online]. Available: <https://www.energy.siemens.com/us/en/power-transmission/hvdc/applications-benefits/configurations/back-to-back-hvdc.htm>. [Acedido em 06 Janeiro 2018].
- [16] B. K. J. Michael P. Bahrman, “The ABCs of HVDC Transmission Technology,” em *IEEE Power & Energy Magazine March/April 2007 Vol. 5 No. 2*, 2007.
- [17] ABB Technology Ltd, Special Report 60 years of HVDC, Zurich, Suíça: ABB Group R&D and Technology, 2014.
- [18] V. K. S. G.-S. J. S.-J. L. S.-J. L. Chan-Ki Kim, HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems, John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [19] M. K. Bucher, “Transient Fault Currents in HVDC VSC Networks During Pole-to-Ground Faults,” ETH ZURICH, Zurich, Suíça, 2014.
- [20] R. Adapa, “High-Wire Act,” *IEEE Power & Energy Magazine*, 18 Outubro 2012.
- [21] T. Ackermann, “Wind Power in Power Systems,” Royal Institute of Technology, Estocolmo, Suécia.
- [22] S. M. F. Rodrigues, “Dynamic Modeling and Control of VSC-based Multi-terminal DC Networks,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2011.
- [23] M. C. Imhof, “Voltage Source Converter Based HVDC- Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability,” ETH Druckzentrum, Suíça, 2015.
- [24] L. Tang, “High Voltage DC Technologies,” em *ARPA-E Power Technology Workshop*, 2010.
- [25] K. M. Alawasa, “Modeling, Analysis and Simulation of Voltage Sourced Converters-Based High Voltage DC Transmission System (VSC-HVDC).,” *Jordan Journal of Electrical Engineering*, Vols. %1 de %2Volume 2, Number 3, nº ISSN (Print): 2409-9600, ISSN (Online): 2409-9619, pp. 199-213, 2016.
- [26] J. F. A. d. Silva, V. F. Pires, S. F. Pinto e J. D. Barros, “Advanced control methods for power electronics systems,” *IMACS*, vol. 63, p. 281–295, 2003.
- [27] T. Ackermann, “Transmission System for Offshore Wind Farms,” em *IEEE Power Engineering Review*, Dezembro, 2002.
- [28] H. Pulakkat, “Economictimes.indiatimes,” 28 Julho 2016. [Online]. Available: <https://economictimes.indiatimes.com/news/science/meet-jayant-baliga-the-inventor-of-igbt-who-is-working-to-kill-his-own-invention/articleshow/53424523.cms>. [Acedido em

16 Janeiro 2018].

- [29] G. Stamatou, “Converter interactions in VSC-based HVDC systems,” Department of Energy and Environment Chalmers University of Technology, Gothenburg, Suécia, 2015.
- [30] “EEE Notes2U,” Spotturns Solutions, [Online]. Available: <https://sites.google.com/site/eenotes2u/courses/hvdc-notes>. [Acedido em 17 Janeiro 2018].
- [31] Å. M. H. Kjørholt, “HVDC Transmission Using a Bipolar Configuration Composed of an LCC and MMC,” Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Høgskoleringen, Noruega, 2014.
- [32] T. Völker, “Power Transmission from Offshore Wind Farm,” University of Applied Sciences Bremerhaven, Alemanha, 2008.
- [33] F. M. F. d. Silva, “Offshore wind parks electrical connection,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2008.
- [34] N. Mohan, T. M. Undeland e W. P. Robbins, Power Electronics- Converters, Applications and Design- Second Edition, John Wiley & Sons, INC, 1995.
- [35] “Pantech Solutions,” Pantech Solutions, [Online]. Available: <https://www.pantechsolutions.net/dsp-projects/single-phase-sine-pwm-inverter-using-tms320f2812>. [Acedido em 18 Janeiro 2018].
- [36] M. P. Kazmierkowski e L. Malesani, “Current Control Techniques for Three-Phase Voltage-Source PWM Converters: A Survey,” *IEEE*, vol. 45, pp. 691-703, Outubro, 1998.
- [37] C. Du, “The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems,” Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology, Gäoteborg, Suécia, 2003.
- [38] R. Rudervall, J. Charpentier e R. Sharma, “High Voltage Direct Current (HVDC)Transmission Systems Technology Review Paper,” em *Energy Week 2000*, Washington D.C, USA, 2000.
- [39] S. Tunyasirirut e V. Kinnares, “Current Control Technique for Voltage-Source PWM Converter Applied for a Slip Energy Recovery Drive,” Faculty of Engineering Pathumwan Institute of Technology: Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Tailandia.
- [40] J. Beerten, “Modeling and Control of DC Grids,” Arenberg Doctoral School- Faculty of Engineering Science, 2013.

- [41] G. Asplund, K. Eriksson e K. Svensson, “DC Transmission based on Voltage Source Converters,” em *CIGRE SC14 Colloquium in South Africa 1997*, África do Sul, 1997.
- [42] L. B. T. L. A. M. Feng Wang, “Cigre,” 2011. [Online]. Available: http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/179408/local_179408.pdf. [Acedido em 16 Janeiro 2018].
- [43] S. h. J., S. G. N., R. E., D. L. N. e N. C., “Voltage Source Converter Based HVDC Transmission,” *International Journal of Engineering Science and Innovative Technology (IJESIT)*, vol. 1, pp. 97-106, Setembro, 2012.
- [44] L. Brand, R. d. Silva, Chilukuri, E. Bebbington e K. Chilukuri, “Grid West Project- HVDC Technology Review,” Specialist Consultants to the Electricity Industry, 2014.
- [45] M. Zygmanski, B. Grzesik, M. Fulczyk2 e R. Nalepa, “Selected aspects of Modular Multilevel Converter operation,” *Bulletin of the Polish Academy Of Sciences*, vol. 62, 2014.
- [46] T. M. Haileselassie, “Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems,” Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2008.
- [47] P. Sheppard, *HVDC Technology*, NationalGrid.
- [48] E. Spahic e G. Balzer, “Offshore Wind Farms - VSC-based HVDC Connection,” *IEEE*, pp. ISBN: 978-5-93208-034-4, 27 junho 2005.
- [49] A. T&D, “sari-energy,” [Online]. Available: https://sari-energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/Sri_Lankan_Exchange_%20March_2007/AREVA%26HVDC.pdf. [Acedido em 02 Fevereiro 2018].
- [50] R. Sharma, T. W. Rasmussen, K. H. Jensen e V. Akamatov, “Modular VSC converter based HVDC power transmission from offshore wind power plant: Compared to the conventional HVAC system,” em *2010 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Halifax, NS, 2010.
- [51] Nexans, *High Voltage Cables*, Paris, França, 2007.
- [52] ABB INC, *XLPE AC Land Cable Systems- User's Guide*, vol. 3, Estados Unidos da América.
- [53] Mueller-Schuetze, Sven; Ottersberg, Heiner; Suhr, Carsten; Krusche, Ingo;, “Development of submarine MV-AC power cable with aluminum conductor,” em *Jicable'15- 9th International Conference on Insulated Power Cables*, Versalhes, França, 2015.
- [54] E.-. E. N. o. T. S. O. f. Electricity, *Offshore Transmission Technology*, Bruxelas, Bélgica:

ENTSOE AISBL, 2011.

- [55] A. INC, *XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems- User's Guide*, Suíça.
- [56] "ElectricalIndia," 5 Fevereiro 2016. [Online]. Available: <http://www.electricalindia.in/blog/post/id/11182/hvdc-extruded-cables-prospectives-and-challenges>. [Acedido em 27 Fevereiro 2018].
- [57] Nexans, *NEXANS Achieves a triple Technology Milestone in HVDC Cable systems*, Paris, France, 2016.
- [58] R. Granadino, J. Prieto, G. Denche, F. Mansouri, K. Stenseth e R. Comellini, "Challenges of the second submarine interconnection between Spain and Morocco," Versalhes, França, 2007.
- [59] "Publico," 3 Dezembro 2017. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2017/12/03/politica/noticia/portugal-e-marrocos-preparam-ligacao-por-cabo-eletrico-com-220-quilometros-1794760>. [Acedido em 27 Fevereiro 2018].
- [60] J. Østergaard e J. Eli Nielsen, "The Bornholm power system- An overview," Kongens Lyngby, Dinamarca, 2010.
- [61] B. D. Valeros e J. C. Placente, "Challenges in the Philippine island power interconnection and policy recommendation," em *21th Conference of Electricity Power Supply Industry (CEPSI 2016)*, 2016.
- [62] B. V. Eeckhout, "The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms," KATHOLIEKE UNIVERSITEIT LEUVEN- FACULTEIT INGENIEURSWETENSCHAPPEN, Leuven, Bélgica, 2008.
- [63] D.-. E. d. E. d. M. D. d. E. e. P. EEM, "Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT," EEM- Empresa de Electricidade da Madeira, Funchal, Ilha da Madeira, 2017.
- [64] D.-. D. R. d. E. d. Madeira, "DREM- Direção Regional de Estatística da Madeira," 16 Junho 2017. [Online]. Available: <https://estatistica.madeira.gov.pt/download-now/social/popcondsoc-pt/demografia-pt/demografia-noticias-pt/1273-16-06-2017-em-2016-a-populacao-residente-na-ram-continuou-a-diminuir-embora-de-forma-menos-expressiva-que-em-2015.html>. [Acedido em 12 Abril 2018].
- [65] R. Madeira, "RTP Madeira," 14 Fevereiro 2018. [Online]. Available: https://www.rtp.pt/madeira/economia/madeira-bate-recorde-de-turistas-em-2017-_15696. [Acedido em 12 Abril 2018].

- [66] I. -. E. d. Turismo, “DREM- Direção regional de Estatística da Madeira,” [Online]. Available: <https://estatistica.madeira.gov.pt/>. [Acedido em 12 Abril 2018].
- [67] P.-. B. d. D. P. Contemporâneo, “PORDATA,” [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/Municipios/Densidade+populacional+segundo+os+Censos-591>. [Acedido em 16 Abril 2018].
- [68] E.-. E. d. E. d. Madeira, “EEM- Empresa de Eletricidade da Madeira,” 06 Maio 2015. [Online]. Available: <https://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/produ%C3%A7%C3%A3o/centrais-termoel%C3%A9tricas/central-do-porto-santo/>. [Acedido em 17 Abril 2018].
- [69] C. M. d. P. Santo, “CM Porto Santo,” [Online]. Available: <https://cm-portosanto.pt/porto-santo>. [Acedido em 18 Abril 2018].
- [70] “Elétrica estuda ligação por cabo submarino entre Madeira e Porto Santo,” *Jornal de notícia*, 19 Junho 2016.
- [71] “Governo pondera cabo elétrico entre a Madeira e o Porto Santo,” *RTP Madeira*, 1 Fevereiro 2017.
- [72] “Porto Santo: uma ilha inteligente num ecossistema elétrico,” *Sapo24*, 02 Maio 2018.
- [73] R. V. Elétricos, “PORTO SANTO TORNA-SE NA PRIMEIRA “ILHA INTELIGENTE” DO MUNDO,” 11 Abril 2018.
- [74] I. A. S. Valente, “Integração de Bancos de Baterias em Redes Elétricas Isoladas,” Funchal, Portugal, 2017.
- [75] W3.CSS, “Fiberatlantic,” [Online]. Available: <http://www.fiberatlantic.com/cls/718j>. [Acedido em 07 Junho 2018].
- [76] Navionics, “Navionics,” [Online]. Available: <https://www.navionics.com/fin/>. [Acedido em 06 Junho 2018].
- [77] N. D. I. G. & C. K. . E. Networks, “Submarine Power Cables,” 2003.
- [78] M. Rashwan, “Evaluation of HVDC Light™ as an Alternative for the Vancouver Island Transmission Reinforcement (VITR) Project,” TransGrid Solutions Inc. , 2005.
- [79] “Circuit Globe,” [Online]. Available: <https://circuitglobe.com/different-types-hvdc-links.html>. [Acedido em 04 01 2018].
- [80] P. M. Mircea Ardelean, “HVDC Submarine Power Cables in the World,” JRC Science Hub, European Comission, Holanda, 2015.

- [81] Department of Electrical Engineering, University of Moratuwa, “High Voltage Direct Current Transmission,” [Online]. Available: http://www.elect.mrt.ac.lk/HV_Chap11.pdf. [Acedido em 04 Janeiro 2018].
- [82] Siemens, “www.energy.siemens.com,” [Online]. Available: https://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Proven_Technology.pdf. [Acedido em 04 Janeiro 2018].
- [83] J. F. G. d. Jesus, “Grid Architectures for Offshore Energy Parks,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2010.
- [84] Siemens AG, Energy Sector, High Voltage Direct Current Transmission- Proven Technology for Power Exchange, Erlangen, Alemanha.
- [85] Fandom, “Fandom,” [Online]. Available: <http://engineering.wikia.com/wiki/HVDC>. [Acedido em 05 Janeiro 2018].
- [86] L. R. C. Fernandes, “Study on capacitor coupled thyristor based HVDC behavior regarding reactive power and response to voltage sags,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal, 2013.
- [87] C. Berto, “Modelling and power-voltage control in unbalanced bipolar multi-terminal HVDC grids,” Universitas Studii Paduani, Pádua, Itália, 2016.
- [88] Krishnan, “India Study Channel,” 07 Maio 2013. [Online]. Available: <http://www.indiastudychannel.com/resources/160500-HVDC-Transmission-line.aspx>. [Acedido em 01 Janeiro 2018].
- [89] D. A. Woodford, “HVDC Transmission,” Manitoba HVDC Research Centre, Canada, 1998.
- [90] L. K. Niclas Ottosson, “Modular back-to-back HVDC, with capacitor commutated converters (CCC),” ABB Sweden, Suécia.
- [91] T. Ackermann, N. Barberis Negra, J. Todorovic, L. Lazaridis, “Evaluation of Electrical Transmission Concepts for Large Offshore Wind Farms”.
- [92] Worldwide, ALSTOM Grid, “HVDC for beginners and beyond,” [Online]. Available: http://cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/ALSTOM_HVDC_for_Beginners_and_Beyond.pdf. [Acedido em 15 Janeiro 2018].
- [93] L. P. Lazaridis, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability,” Royal Institute of Technology, Estocolmo, Suécia, 2005.

- [94] E. S. Siemens AG, “Power Capacitors & Capacitor Banks,” Siemens AG, Erlangen, Alemanha, 2011.
- [95] S. N. Singh, “High Voltage DC Transmission,” Indian Institute of Technology Kanpur, Kanpur, India, 2010.
- [96] Stefan Gunnarsson, Lin Jiang, Anders Petersson, “www.abb.com,” [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/6c9b4a9ad68589f4c125708a002ec4f0/Active%20Filters%20In%20Hvdc%20Transmission.pdf>. [Acedido em 15 Janeiro 2018].
- [97] T. B. R. d. Almeida, “Análise de um sistema de transmissão VSC HVDC submarino para alimentação de unidades de produção de petróleo offshore,” COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.
- [98] A. AB, *HVDC Light®- It's time to connect*, Ludvika, Suécia.
- [99] T. Kalitjuka, “Control of Voltage Source Converters for Power System Applications,” Norwegian University of Science and Technology, Høgskoleringen, Noruega, 2011.
- [100] G. Daelemans, “Research Gate,” 2008. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/file.PostFileLoader.html?id=568834ac64e9b242668b4581&assetKey=AS%3A313547496591361%401451766956571>. [Acedido em 2018 Janeiro 2018].
- [101] M. P. Bahrman, J. G. Johansson e B. A. Nilsson, “Voltage Source Converter Transmission Technologies- The right fit for the application,” em *2003 IEEE Power Energy Society General Meeting*, Toronto, Canada, 2003.
- [102] R. Marquardt e A. Lesnicar, “New Concept for High Voltage – Modular Multilevel Converter,” em *Power Electronics Specialists Conference- PESC*, Aachen, Alemanha, 2004.
- [103] S. A.-. E. M. Division, *HVDC Plus– the decisive step ahead*, Erlangen, Alemanha: Siemens AG, 2016.
- [104] ABB, “ABB,” [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/east-west-interconnector>. [Acedido em 01 Março 2018].
- [105] ABB, “ABB,” [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/gotland-hvdc-light>. [Acedido em 01 Março 2018].
- [106] ABB, “ABB,” [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/estlink>. [Acedido em 01 Março 2018].
- [107] A. Grid, “HVDC-VSC: transmission technology of the future,” *THINK GRID*, pp. 13-17,

2011.

- [108] egridsolutions, “gegridsolutions,” [Online]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/PowerD/catalog/hvdc.htm>. [Acedido em 02 Março 2018].
- [109] K. Bong-Eon, J. Gil-Jo, M. Ik-Hee e K. Seung-Kyoo, “Introduction of Haenam-Jeju HVDC system,” em *IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings*, Pusan, Coreia do Sul, 2001.
- [110] Alstom, “Alstom,” 03 Setembro 2015. [Online]. Available: <http://www.alstom.com/press-centre/2015/9/alstom-to-build-hvdc-vsc-converter-stations-for-the-france-italy-transmission-link/>. [Acedido em 2018 Março 02].
- [111] Terna, “Terna,” [Online]. Available: http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/progettidiinteressecomune/interconnessione_it_alia-francia_progetto_piemonte_savoia.aspx. [Acedido em 02 Março 2018].
- [112] A. R. M. W. Cláudia Schüffner, “Valor,” 24 Abril 2018. [Online]. Available: <https://www.valor.com.br/brasil/5477215/petroleo-em-alta-e-leiloes-podem-render-r-56-bilhoes-neste-ano>. [Acedido em 29 Junho 2018].
- [113] D. Milborrow, “Wind Power Monthly,” Janeiro 2016. [Online]. Available: <https://www.windpowermonthly.com/article/1380738/global-costs-analysis-year-offshore-wind-costs-fell>. [Acedido em 12 Setembro 2018].
- [114] A. Muthusamy, “Selection of Dynamic performance Control Parameters for Classic HVDC in PSS/E,” Chalmers University of Technology, Göteborg, Suécia, 2010.
- [115] L. Rmili, M. Hamouda, S. Rahmani, H. F. Blanchette e K. Al-Haddad, “PWM-based Integral Sliding-mode Controller for Unity Input Power Factor Operation of Indirect Matrix Converter,” *Journal of Power Electronics*, vol. 17, pp. 1048-1057, Julho, 2017.
- [116] R. A. Mukhedkar, *Introduction to HVDC- LCC & VSC - Comparison*, Alston.
- [117] K. S. J. P. Kjaergaard, S. D. Mikkelsen, T. Pande-Rolfsen, A. Strandem, B. Bergdahl e H. O. Bjarne, “HVDC and Power Electronic Systems for Overhead Line and Insulated Cable Applications,” em *São Francisco Colloquium*, São Francisco, Califórnia, 2012.
- [118] C. Bajracharya, “Control of VSC-HVDC for wind power,” Norwegian University of Science and Technology, Noruega, 2008.
- [119] G. E. Company, “GEGridSolutions,” [Online]. Available: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd_vtf/HVDC_GEA-31971_HR.pdf. [Acedido em 24 Janeiro 2018].

- [120] S. Sharma, “COMPARISON BETWEEN LCC AND VSC,” *International Journal of Scientific Research Engineering & Technology (IJSRET)*, vol. 2, pp. 445-449, 2013.
- [121] J. C. Molburg, J. A. Kavicky e K. C. Picel, “The Design, Construction, and Operation of Long-Distance High-Voltage Electricity Transmission Technologies,” Argonne, National Laboratory, Environmental Science Division, Estados Unidos da América, 2007.
- [122] “Marine Management Solutions,” AWJMarine, [Online]. Available: <http://www.awjmarine.co.uk/fishery-liaison/isle-of-man-interconnector/>. [Acedido em 27 Fevereiro 2018].
- [123] Nexans, “Nexans,” [Online]. Available: http://www.nexans.com/eservice/Corporate-en/navigate_249010/Wolfe_Island.html. [Acedido em 28 Fevereiro 2018].
- [124] Benato, Roberto; Sessa, Sebastian Dambone; Zan, Riccardo De; Guarniere, Maria Rosaria; Lavecchia, Giuseppe; Labini, Paolo Sylos;, “43 km double-circuit AC 380 kV submarine-land cables in Italy between Sicily and Calabria,” em *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2016.
- [125] J. Green, A. Bowen, L.J. Fingersh, and Y. Wan, “Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power,” em *Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power*, 2007.

Anexos

Anexo A - Revisão do Estado de Arte

A.1. Topologias de ligação

Sistema Monopolar

Os sistemas HVDC com configurações monopolares são os mais simples e menos dispendiosos, sendo indicados para transferências de energia moderadas, uma vez que são sistemas constituídos apenas por dois conversores e um cabo DC de alta tensão [16].

As configurações monopolares podem ter duas configurações diferentes de ligação à terra: *ground return path* (retorno pela terra) e *metallic return path* (retorno metálico).

- **Ground Return Path:** Esta topologia é normalmente utilizada em sistemas de longa distância, como são exemplo as ligações submarinas, onde os planos de massa são ligados à terra ou à própria água através de elétrodos. A Figura A.1 esquematiza o sistema monopolar com retorno pela terra.

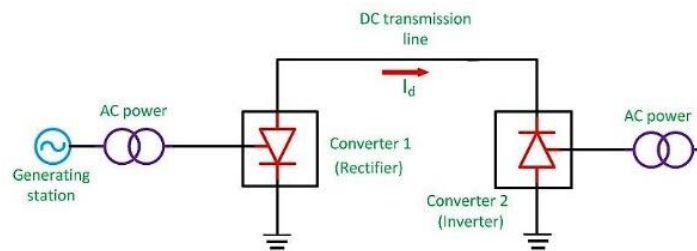


Figura A.1- Sistema HVDC monopolar com retorno pela terra [79].

- **Metallic Return Path:** As condições ambientais são influenciadoras da condutividade, devido à variação de resistência que pode existir na natureza e, desta forma, podem prejudicar a eficácia do caminho de retorno. Em terra, a resistividade pode ser elevada, prejudicando a capacidade de condutividade. Em mar, a salinidade pode não ser suficientemente alta, ou pode haver correntes de água doce que influenciam a condutividade. Ademais, outro problema que se verifica é o facto da ligação se localizar numa zona de passagem de embarcações. Nesse caso, o sistema anterior deve ser evitado, dado que o elevado campo magnético gerado entre as massas poderá afetar os instrumentos de navegação dos barcos [80], [81].

Para combater estes casos, surge a opção de retorno através de um caminho metálico, apesar deste acarretar um custo mais elevadas [82].

A Figura A.2 ilustra o esquema de um sistema HVDC monopolar com retorno metálico.

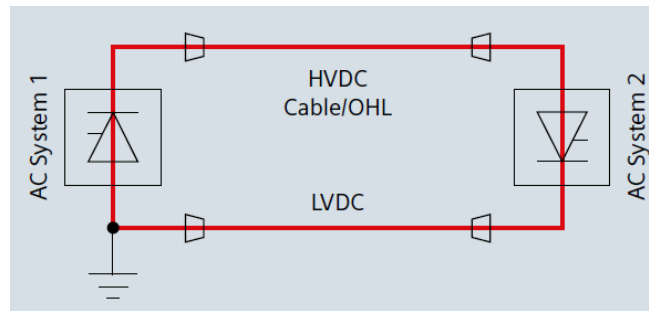


Figura A.2- Sistema HVDC monopolar com retorno metálico [82].

Sistema Bipolar

Os sistemas de transmissão HVDC com configurações bipolares são os mais comuns para transmissão de média/alta potência e distâncias elevadas, podendo transportar o dobro da potência quando comparados com os sistemas monopolares [83], [84].

Estes sistemas são compostos por dois polos de polaridades inversas, ligados entre si por dois condutores, um com polaridade positiva e outro com polaridade negativa. Em cada um dos polos existe pelo menos dois conversores em série, em que os lados DC estão ligados aos condutores, e entre os dois conversores, de cada lado, existe uma ligação ao neutro [31].

Nesta configuração a corrente movimenta-se em forma circular, não havendo nenhuma corrente que retorne pelo neutro. Em caso de falha num dos polos, o sistema pode funcionar na configuração monopolar [80], [85].

Como anteriormente descrito, em cada um dos polos existe uma ligação ao neutro, e daqui, a par do sistema anterior, existem vários esquemas de configuração: *Bipole with Ground Return Path* (bipolo com retorno pela terra), *Bipole with Dedicated Metallic Return Path for Monopolar Operation* (Bipolo com retorno metálico dedicado para operação monopolar) e *Bipole without dedicated return path for monopolar operation* (Bipolo sem retorno dedicado para operação monopolar) [82].

- ***Bipole with Ground Return Path***: Esta configuração permite isolar um dos polos, em caso de mau funcionamento, fazendo o retorno por ligação à terra e tornando o sistema monopolar. Ainda assim, esta permite o contínuo funcionamento do mesmo, apesar das condições reduzidas. Este, é um dos mais utilizados devido à sua elevada flexibilidade de funcionamento em caso de avarias ou reparações [84], [86].

A Figura A.3 ilustra um sistema bipolar com retorno pela terra.

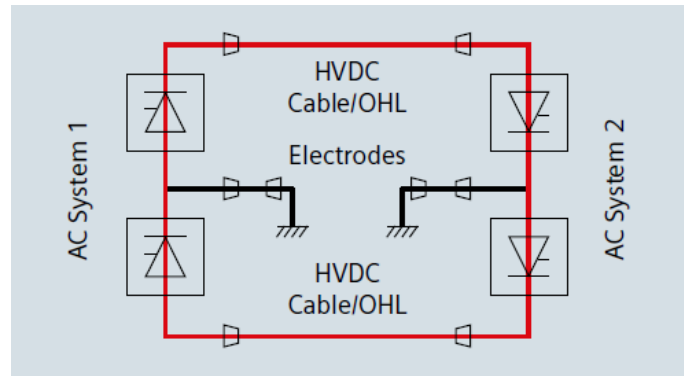


Figura A.3- Sistema HVDC bipolar com retorno pela terra [84].

- ***Bipole with Dedicated Metallic Return Path for Monopolar Operation:*** Esta configuração é utilizada quando a distância é curta, ou, tal como no sistema monopolar com retorno metálico, quando não existem condições para a utilização de eléctros devido às características de condução do meio. Nestes casos, recorre-se a um condutor metálico que interligue os dois polos [84], [86], [87].

A Figura A.4 ilustra um sistema HVDC bipolar com retorno metálico.

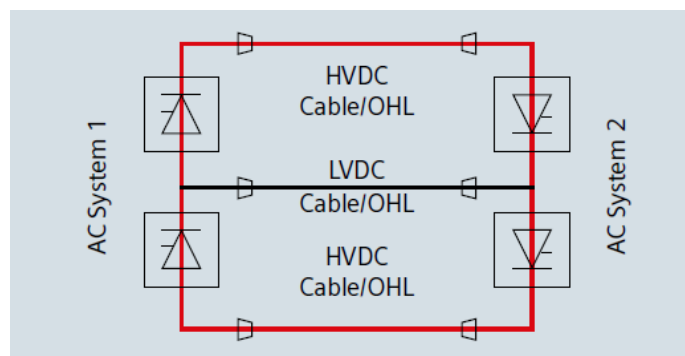


Figura A.4- Sistema HVDC bipolar com retorno metálico dedicado para operação monopolar [84].

- ***Bipole without dedicated return path for monopolar operation:*** Esta configuração, apesar de ser a que menos custos acarreta, é a menos flexível e robusta. No caso de ocorrer uma falha num conversor, é possível continuar a transmissão em sistema monopolar devido a interruptores, mas no caso de a falha ser num dos condutores, a transmissão é interrompida até este ser reparado [84], [86], [88].

A Figura A5 ilustra o esquema de um sistema HVDC bipolar sem retorno dedicado para operação monopolar.

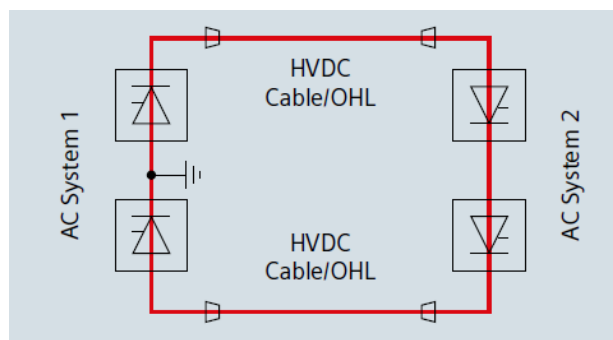


Figura A5 - Sistema HVDC bipolar sem retorno dedicado para operação monopolar [84].

Vantagens dos sistemas bipolares face aos monopolares [84]:

- Conseguem transmitir potências mais elevadas;
- As correntes que circulam pela terra são negligenciáveis, fazendo com que as perdas de retorno sejam menores;
- Em caso de falha num dos cabos, o outro consegue continuar a transmissão;
- As harmónicas são inferiores às do sistema monopolar.

Desvantagens dos sistemas bipolares face aos monopolares [84]:

- São mais complexos.
- São mais dispendiosos.

Sistema com conversores costas com costas

Os sistemas com conversores costas com costas, também conhecidos como *Back-to-Back converters*, são especiais por possuírem o conversor e retificador dentro da mesma estação. Estes sistemas são especialmente utilizados para interligar duas redes AC com frequências diferentes [84], [89], [90]. A Figura A.6 ilustra o respetivo sistema.



Figura A.6- Sistema HVDC com conversores costas com costas [15].

A.2- Componentes que compõem o sistema HVDC- LCC

Transformador

Os transformadores são utilizados dos dois lados do sistema para adaptar o nível de tensão necessária à transmissão na ligação. O transformador é utilizado para fazer o isolamento galvânico entre os geradores e os conversores e impedir que possíveis componentes contínuas de corrente cheguem aos tirístores. Estes, quando utilizados como representado na Figura 2.4, ou seja, dois transformadores trifásicos ligados nas configurações estrela/estrela e estrela/triângulo, respetivamente, do lado da retificação, e um transformador na configuração estrela/estrela, do lado da inversão, permitem cancelar algumas harmónicas, possibilitando a redução dos filtros [5], [91], [92].

Sistema STATCOM ou Banco de Condensadores

Para o bom funcionamento dos conversores LCC, as válvulas requerem energia reativa. Para tal, existem três tecnologias possíveis – banco de condensadores, sistema STATCOM e geradores – sendo que apenas duas são habitualmente utilizadas [5], [93].

Uma das tecnologias mais usuais é o banco de condensadores, ligado em paralelo ao transformador ou aos filtros. Estes são utilizados para fornecer energia reativa aos conversores, sendo a solução mais económica para o efeito [5], [94].

O sistema STATCOM é a solução mais recorrente, pois, contrariamente aos bancos de condensadores, além de gerarem energia reativa, conseguem também consumi-la, o que pode ser necessário neste tipo de sistemas para um controlo mais rigoroso da tensão nos barramentos. Este sistema é igualmente útil em caso de curto circuito, visto que, nessa situação, este é capaz de fornecer pequenas quantidades de potência reativa de modo a combater as variações de tensão [5], [83].

Por fim, existe ainda a possibilidade de utilização de máquinas de indução para o efeito. Estes geradores conseguem gerar a energia reativa necessária para que o conversor LCC consiga operar corretamente. Esta solução é tipicamente utilizada aquando da interligação de um parque eólico *offshore* em que as turbinas são máquinas de indução [5], [83].

Bobine de Alisamento

As bobines de alisamento são grandes indutâncias que se encontram em cada um dos polos, de modo a prevenir interrupções de corrente durante a comutação, limitar a corrente de curto circuito, reduzir o conteúdo harmónico da corrente e da tensão no cabo e evitar o funcionamento lacunar dos conversores em caso de carga parcial [5], [95].

Filtros AC e DC

Os filtros AC e DC são essenciais para reduzir e eliminar os harmónicos produzidos pelos conversores LCC [5], [96].

Por um lado, os filtros AC são responsáveis por absorver os harmônicos existentes na corrente e, tal como observado anteriormente, podem ser usados juntamente com os sistemas STATCOM para absorver ou gerar potência reativa, conforme o necessário [5], [96].

Por outro lado, os filtros DC utilizados no lado do retificador são utilizados para evitar que possíveis correntes alternadas entrem no cabo DC. Por sua vez, os filtros DC utilizados no lado do inversor são responsáveis por amenizar o *ripple* da tensão DC, de forma a evitar interferências com linhas telefônicas adjacentes ao cabo DC [96].

A.3- Componentes que compõem o sistema HVDC- VSC

Transformador

Os transformadores utilizados na tecnologia VSC são mais simples do que os utilizados na tecnologia LCC, uma vez que estes não necessitam de eliminar possíveis correntes contínuas de entrar nos conversores. Assim, estes têm as habituais funções de adaptação dos níveis de tensão entre a rede alternada e os conversores e de garantia do isolamento galvânico entre os lados AC e DC [22], [97]

Bobines de Fase

As bobines de fase são bobines verticais utilizadas em isoladores com barreiras que têm como objetivo eliminar os campos magnéticos. Este componente é essencial uma vez que controlando a corrente que o atravessa é possível controlar de forma independente a potência ativa e reativa. Além disso, as bobines de fase permitem eliminar correntes harmônicas provenientes da comutação dos conversores e limitar a corrente de curto circuito, além de que funcionam como filtro passa-baixo do sinal PWM, permitindo que se obtenha a frequência desejada. [98], [99], [100].

Filtros AC e DC

A tecnologia HVDC VSC, como anteriormente descrito, baseia-se na modulação PWM. Este tipo de modulação faz com que a forma de onda da tensão não seja exatamente uma sinusoidal, sendo então necessário recorrer ao filtro AC para reduzir alguns harmônicos e aproximar, assim, à onda sinusoidal [101].

Por norma, as bobines de fase e os condensadores DC são suficientes para eliminar os harmônicos que possam transitar no lado DC. No entanto, por vezes, por fatores externos, estes componentes não são suficientes para o efeito, sendo assim necessário a instalação de filtros DC [98].

Condensadores DC

Os condensadores DC têm a importante função de armazenar energia para manter o valor da tensão constante durante as comutações, compensando a possível ondulação existente na tensão DC. Estes componentes têm custos elevados, sendo necessária a sua correta projeção. Tipicamente, cada sistema é composto por quatro condensadores DC iguais [98], [102].

A.4- Soluções industriais HVDC- VSC

HVDC Plus- Siemens

A Siemens é uma das empresas com mais projetos implementados nesta área e, como tal, desenvolveu uma solução universal para qualquer sistema de transmissão de energia com valores de potência enquadrados neste tipo de tecnologia. Este sistema permite a bidirecionalidade da transmissão e oferece uma grande proteção contra distúrbios provocados pelas redes que interligam. Esta solução utiliza conversores MMC baseados em válvulas IGBT e opera em baixas frequências, permitindo, assim, reduzir as perdas de comutação e garantir ondas quase sinusoidais, o que, segundo a Siemens, assegura conseguir dispensar a filtragem harmónica.

Este sistema utiliza cabos da tecnologia XLPE adequados ao projeto a integrar. O controlo do sistema consiste num controlo independente da potência ativa e reativa e permite controlar tanto a estação retificadora como a inversora de forma independente uma da outra. Assim, permite que o sistema funcione como um sistema de transmissão de energia ou como duas estações STATCOM, quando não for necessário transmitir energia ou tal não seja possível por motivo de falha. A Siemens oferece a solução a que se apelida “*Turnkey solutions*”- solução chave na mão, reforçando a ideia de que se encarrega de todo o projeto, instalação e manutenção, com base nas pretensões do cliente e sem que envolva qualquer preocupação para o mesmo. A Siemens garante ser a empresa número um mundial neste tipo de projetos, assegurando uma vasta equipa de desenvolvimento.

Esta empresa foi das primeiras a oferecer esta tecnologia com conversores MMC, das primeiras e únicas até então a conseguir suportar sistemas VSC com 2x1000 MW e das primeiras a oferecer “*black-start*”, que consiste no processo de facilitar a reposição da rede ou parte dela em caso de apagão. Por fim, esta assegura que todos os principais componentes desta solução são fabricados por si própria, com o objetivo de tornar os projetos seguros e economicamente viáveis, acompanhando todo o ciclo de vida dos projetos e ajudando os clientes a tirarem o máximo proveito dos mesmos [103].

Um dos seus projetos de referência denomina-se “*Interconnection Baixas-Santa Llogaia*”. Este consiste numa ligação subterrânea entre Baixas, França, e Santa-Llogaia, Espanha, com cabos de ± 320 kV DC, com 64,5 km de comprimento e conversores MMC com a topologia de meia-ponte, permitindo uma ligação monopolar simétrica de 2x1000 MW [103].

Um outro projeto de referência da empresa denomina-se “*Trans Bay Cable*” e interliga Pittsburg e San Francisco, California, USA. Este projeto utiliza um sistema monopolar simétrico de 400 MW com conversores de meia-ponte e cabos submarinos de ± 220 kV DC, com 86 km de comprimento [103].

Outro projeto também importante denomina-se “*SylWin I*” e interliga um parque eólico *offshore* a 70 km da ilha de Sylt a Büttel, Alemanha. Este sistema suporta 864 MW, é monopolar simétrico e recorre a conversores de meia-ponte e a cabos de ± 320 kV DC, com 205 km, em que 160 km são submarinos e os restantes subterrâneos [103].

Por fim, importa referir o primeiro projeto a utilizar conversores de ponte completa, denominado “*UltraneF*”, que interliga Osterath– Philippsburg, Alemanha e consiste num sistema bipolar de 2000 MW com cabos aéreos de 380kV DC, com 340 km [103].

HVDC *Light*- ABB

A ABB é outra das grandes empresas que mais esforços reúne no que diz respeito à projeção e implementação de sistemas HVDC. Esta empresa é a principal concorrente da Siemens nesta matéria e vangloria-se por ter sido fundada pela ASEA, empresa que, na década de 30, iniciou os estudos sobre esta tecnologia e, mais tarde, na década de 50, as primeiras válvulas de mercúrio [98].

A ABB é proprietária da tecnologia HVDC *Light*, tendo sido desenvolvida por si e lançada em 1997. Esta é a tecnologia concorrente da HVDC *Plus*, sendo ambas da tipologia VSC. A empresa ABB garante que a sua tecnologia utiliza cabos com cuidados ambientais e que é ideal para interligar redes de energia elétrica, parques de geração remota, incluindo parques eólicos *offshore*, entre outras aplicações [98].

A tecnologia HVDC *Light* baseia-se em conversores VSC e mantém uma constante evolução. Quando foi introduzida, baseava-se em conversores de dois níveis e tinha a mesma funcionalidade que nos dias correntes, mas com muitas mais perdas. No entanto, com o passar dos anos, o seu foco de desenvolvimento direcionou-se para a conservação da funcionalidade, para a melhoria de desempenho e diminuição das perdas no sistema, melhorando a viabilidade económica e mantendo uma constante evolução. Posteriormente, os conversores de dois níveis deram origem aos conversores em cascata de dois níveis e, atualmente, aos conversores MMC de mais níveis, baseados em válvulas IGBT e *Bi-mode Insulated Gate Transistor* (BIGT), sendo assim possível lidar com níveis de tensões superiores [98].

O controle do HVDC *Light* é um dos principais parâmetros de qualidade que a ABB pretende destacar. Esta empresa, tal como a Siemens, permite o controlo independente da potência ativa e reativa, dentro das possibilidades do sistema. A potência ativa é totalmente controlada, de forma contínua, desde o processo de retificação ao processo de inversão, de forma a que a potência ativa que sai do sistema DC seja igual à que entra menos as perdas que ocorram ao longo do mesmo. Já a potência reativa é controlada, individualmente por cada subestação, independentemente uma da outra, o que permite que o sistema funcione como um sistema de transmissão de energia ou como duas estações STATCOM, quando a transmissão de energia não seja necessária ou quando por motivo de falha, tal não seja possível. O controlo deste

sistema consiste em manter o equilíbrio de potência nas estações, sendo que, para isso, uma controla o nível de tensão DC e a outra o nível de potência a transmitir, dentro das possibilidades do sistema. Este sistema é bidirecional e o fabricante garante que o sentido da potência total pode ser invertido em questões de milissegundos [98].

A ABB garante que, a par com a Siemens, também oferece a funcionalidade “*Black-Start*” após apagão e afirma que provou a sua excelente eficácia no apagão ocorrido em Agosto de 2003, na região nordeste dos Estados Unidos da América, através da ligação “*Cross Sound Cable*”, entre Connecticut- Long Island, EUA [98].

A ABB garante um serviço de contratação com vários produtos disponíveis para o cliente. Aquando de uma contratação para implementar um sistema, esta assume a realização do estudo, de acordo com os parâmetros do projeto encomendado pelo cliente, de forma a projetar da melhor forma o sistema a implementar. Esta assegura, ainda, que tem como princípios garantir a segurança de todos os envolvidos, bem como do meio ambiente. Após a instalação de um sistema HVDC *Light*, a ABB oferece uma garantia, em que, durante um tempo limitado, se responsabiliza por qualquer avaria que possa ocorrer. No entanto, o cliente pode comprar um serviço de extensão de garantia, em que uma equipa da ABB mantém um agendamento proativo de um conjunto de atividades preventivas, de forma a monitorizar o sistema, e disponibiliza-se para resolver, de forma rápida, problemas que possam surgir durante esse período. Além disso, esta empresa apresenta um outro serviço, denominado de “*HVDC Care Agreements*”, que pode não só ser contratado por clientes que tenham o produto HVDC *Light*, como também por clientes que tenham produtos concorrentes da mesma tecnologia. Este serviço visa responder de forma imediata aos seus clientes, vinte e quatro horas por dia, sete dias por semana, atualizar o *software* e o *hardware*, de forma a manter a máxima eficiência do sistema, e disponibilizar o produto “*ABB Ability*”, que assegura soluções digitais (*software*) para a monitorização e controlo remotos. Este último também pode ser adquirido por clientes que não possuam o “*HVDC Care Agreements*” [98].

Em 2013, um projeto muito conhecido desta empresa foi implementado, tendo sido nomeado “*East West Interconnector*”, e realiza a interligação Chester, Inglaterra-Woodland, Irlanda. Este foi o primeiro sistema HVDC *Light* a utilizar cabos DC de ± 200 kV, em que 75 km são subterrâneos e 186 km são submarinos. Este é um sistema monopolar simétrico que suporta 500 MW [104].

Outro projeto de referência é também o “*Gotland HVDC Light*”, sendo este, segundo a ABB, o primeiro sistema HVDC a recorrer a conversores VSC. Este projeto foi implementado em 1999 e utiliza dois cabos subterrâneos de 70 km cada, de ± 80 kV, para interligar um parque eólico no sul da ilha de Gotland, à cidade Visby, Gotland, Suécia. Este consiste num sistema monopolar simétrico que suporta potências de 50 MW [105].

Também em 2006 foi implementado um importante projeto, que se dá pelo nome de “*Estlink*” e interliga Tallinn, Estónia, e Helsinki, Finlândia. Este é um sistema

monopolar simétrico que suporta 350MW e utiliza dois cabos subterrâneos de $\pm 150\text{kV}$, em que 31 km são subterrâneos e os 74 km são submarinos [106].

HVDC *MaxSine*- AlstomGrid

A par com a Siemens e com a ABB, a AlstomGrid também apresenta uma solução HVDC VSC, denominada de *MaxSine*. Esta solução foi empregue num menor número de projetos, comparativamente com as soluções concorrentes e talvez por isso tenha menos informação disponível ao público. Esta empresa, começou a estudar e a desenvolver os conversores de três níveis, na década de 90, que deram origem ao primeiro sistema HVDC *MaxSine*, num projeto denominado “*HVDC Demonstrator Station*” em Stafford, Inglaterra. Posteriormente, a par com a concorrência, a empresa investiu no desenvolvimento dos seus próprios conversores MMC, baseados em válvulas IGBT’s, que são utilizados nos seus sistemas até aos dias correntes. Estes conversores, tal como as concorrentes tecnologias, visam aproximar, através da modulação multinível, o melhor possível o sinal modulado à forma de onda sinusoidal, diminuindo assim as perdas do sistema [107].

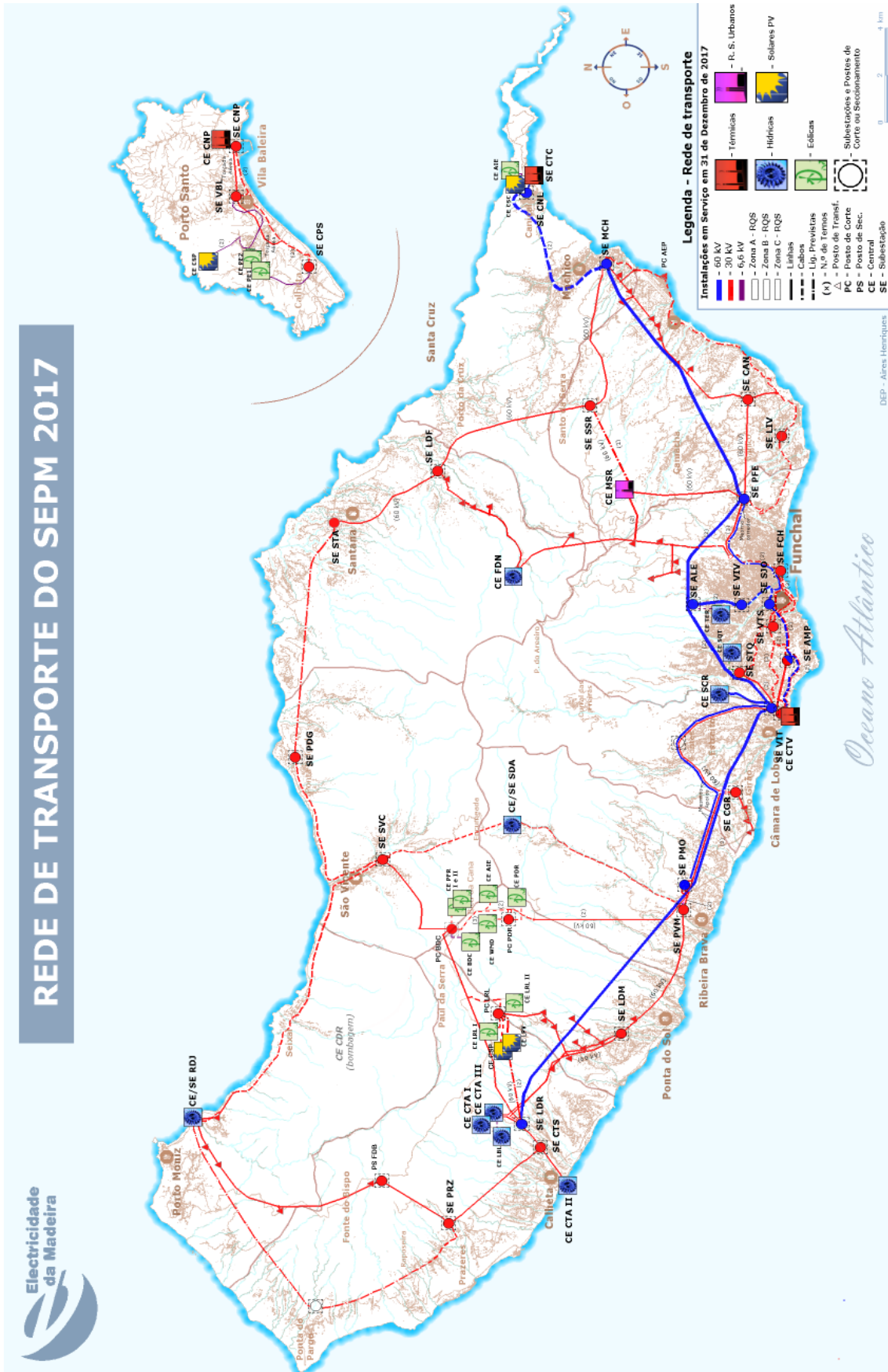
O HVDC *MaxSine*, tal como as restantes tecnologias, oferece também a funcionalidade “*Black-Start*” após apagão e aplica igualmente um controlo independente das potências ativa e reativa. Este controlo é efetuado através da modulação PWM, tanto no retificador como no inversor, permitindo um controlo independente das duas subestações. Este possibilita, assim, o funcionamento do sistema como um sistema de transmissão, ou como dois sistemas STATCOM, quando a transmissão de energia não seja necessária, ou, por motivo de falha, não seja possível [107].

Um dos projetos de interesse da empresa AlstomGrid é o já mencionado “*HVDC Demonstrator Station*”, em Stafford, Inglaterra. Este consiste num sistema HVDC de 25MW da própria empresa, onde esta testa novos melhoramentos na sua tecnologia e convida os seus clientes a visitarem, de forma a observarem de perto este sistema [107].

Outro projeto muito conhecido da empresa é o “*Jeju-Haenam Link*”, entre, como o próprio nome indica, Jeju e Haenam, Coreia do Sul. Este link, interliga a rede da ilha de Jeju à costa da mais próxima e consiste num sistema bipolar que suporta 300MW com cabos submarinos de 180kV e 100 km [108], [109].

Um último exemplo de um projeto que ainda está a ser implementado é o “*Italy-France Link*”, que consiste num sistema HVDC *MaxSine* que interliga duas estações conversoras de 600MW, em Piemonte, Itália, e Savoie, França, com cabos de $\pm 320\text{kV}$ com um comprimento de 190 km [110], [111].

Anexo B- Estrutura das redes de energia elétrica da RAM



Anexo C- Rede de energia elétrica da RAM

C.1- Nós:

Tabela C.1- Nós integrantes na rede de transporte de 60 kV da ilha da Madeira [63].

Nó	Sigla	Tipo de Nó	Nó	Sigla	Tipo de Nó
Vitória 60 kV	VTO	SE	São João	SJO	SE
Alegria	ALE	SE	Pedra Mole	PML	SE
Viveiros	VIV	SE	C. Térmica do Caniçal	CTC	CE
Lombo do Doutor	LDR	SE	C. dos Socorridos	SCR	CE
Machico	MCH	SE	C. Térmica da Vitória III	CTVIII	CE
Palheiro Ferreiro	PFE	SE	C. da Calheta III	CTAIII	CE
Caniçal	CNL	SE	Der. VTO/ALE/PFE	DeALE	Der

Tabela C.2- Nós integrantes na rede de transporte de 30 kV da ilha da Madeira [63].

Nó	Sigla	Tipo de Nó	Nó	Sigla	Tipo de Nó
Funchal	FCH	SE	Palheiro Ferreiro	PFE	SE
Amparo	AMP	SE	S. Vicente	SVC	SE
Vitória	CTV	SE	Prazeres	PRZ	SE
Vitória	VIT	CE	Cabo Girão	CGR	SE
Santa Quitéria	STQ	SE	Santo da Serra	SSR	SE
Virtudes	VTS	SE	Ponta Delgada	PDG	SE
Ponte Vermelha	PVM	SE	Aeroporto	AEP	PC
Lombo do Meio	LDM	SE	Meia Serra	MSR	PC CE
C. Calheta	CTAI	SE CE	Bica da Cana	BDC	PC
Calheta	CTS	SE	Fonte do Bispo	FDB	PS
Lombo do Doutor	LDR	SE	Fajã da Nogueira	FDN	CE
Ribeira da Janela	RDJ	SE CE	Fajã dos Padres	FDP	CE
Serra d'Água	SDA	SE CE	Calheta de Inverno	CTAII	CE
Lombo do Faial	LDF	SE	Loiral	LRL	PC
Santana	STA	SE	Pedras	PDR	PC
Machico	MCH	SE	Pedra Mole	PML	SE
Caniço	CAN	SE	Der. CAN/AEP/MCH	DerAEP	Der
Livramento	LIV	SE	---	---	---

C.2- Ligações elétricas

Tabela C.3- Linhas da rede de transporte de 60 kV [63].

Ilha da Madeira- Características das linhas de transporte a 60kV - 2017											
	Barramentos		Inst.	Tipo	Secção (mm ²)	Compr [km]	R [p.u.](a)	X [p.u.](a)	B [p.u.](a)	Capacidade (b)	
	Inicial	Final								A	MVA
VTO6 – LDR6	VTO6	ASVTOLDR6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,06	0,00004	0,00039	0,00000	680	70,7
	ASVTO6LDR6	LDR6	Aérea	AL-Aço	261	20,79	0,07854	0,23716	0,00007	570	59,2
VTO6 – PFE6	VTO6	SAVTO6PFE6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,05	0,00005	0,00057	0,00000	680	70,7
	SAVTO6PFE6	PFE6	Aérea	AL-Aço	261	11,12	0,04200	0,12683	0,00002	570	59,2
VIV6 – PFE6	VIV6	SAVIV6PFE6	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	SAVIV6PFE6	PFE6	Aérea	AL-Aço	261	7,35	0,02778	0,08390	0,00001	570	59,2
VTO6 – SCR6	VTO6	SAVTO6SCR6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,07	0,00008	0,00083	0,00000	680	70,7
	SAVTO6SCR6	SCR6	Aérea	AL-Aço	261	2,23	0,00841	0,02540	0,00000	570	59,2
VTO6 – DerALE6	VTO6	SAVTO6ALE6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,05	0,00005	0,00057	0,00000	680	70,7
	SAVTO6ALE6	DerALE6	Aérea	AL-Aço	261	6,14	0,02322	0,07011	0,00001	570	59,2
ALE6 – DerALE6	DerALE6	ALE6	Aérea	AL-Aço	261	0,02	0,00006	0,00018	0,00000	570	59,2
VIV6 – DerALE6	VIV6	ASVIV6ALE6	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	ASVIV6ALE6	DerALE6	Aérea	AL-Aço	261	2,02	0,00761	0,02299	0,00000	570	59,2
PFE6 – MCH6	PFE6	MCH6	Aérea	AL-Aço	261	11,29	0,04266	0,12883	0,00002	570	59,2
CNL6 – CTC6 - 1	CNL6	SACNL6CTC6-1	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	SACNL6CTC6-1	CTC6	Aérea	AL-Aço	261	0,63	0,00236	0,00006	0,00000	570	59,2
CNL6 – CTC6 - 2	CNL6	SACNL6CTC6-2	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	SACNL6CTC6-2	CTC6	Aérea	AL-Aço	261	0,63	0,00236	0,01745	0,00001	571	59,3
MCH6 – CNL6 - 1	MCH6	ASMCH6CNL6-1a	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	ASMCH6CNL6-1a	ASMCH6CNL6-1b	Aérea	AL-Aço	261	0,71	0,00267	0,00805	0,00000	570	59,2
	ASMCH6CNL6-1b	CNL6	Subter.	LXHIOLE	630	6,53	0,00851	0,01814	0,00022	474	49,3
MCH6 – CNL6 - 2	MCH6	ASMCH6CNL6-2a	Subter.	XHIOV	240	0,05	0,00013	0,00028	0,00000	424	44,1
	ASMCH6CNL6-2a	ASMCH6CNL6-2b	Aérea	AL-Aço	116	0,71	0,00267	0,00805	0,00000	570	59,2
	ASMCH6CNL6-2b	CNL6	Subter.	LXHIOLE	630	6,53	0,00851	0,01814	0,00022	474	49,3
SJO6 – VIV6	SJO6	VIV6	Subter.	LXHIOLE	630	3,00	0,00391	0,00834	0,00005	474	49,3
VTO6 – CTVIII – 1	VTO6	CTVIII	Subter.	LXHIOLE	1000	0,33	0,00034	0,00372	0,00000	680	70,7
VTO6 – CTVIII – 2	VTO6	CTVIII	Subter.	LXHIOLE	1000	0,33	0,00034	0,00372	0,00000	680	70,7
VTO6 – PMO6	VTO6	ASVTO6PMO6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,03	0,00003	0,00034	0,00000	680	70,7
	ASVTO6PMO6	ASPMO6VTO6	Aérea	AL-Aço	261	11,77	0,04445	0,13424	0,00002	570	59,2
	ASPMO6VTO6	PMO6	Subter.	LXHIOLE	1000	0,03	0,00003	0,00034	0,00000	680	70,7
VTO6 – SJO6	VTO6	SJO6	Subter.	LXHIOLE	1000	6,80	0,00718	0,07762	0,00023	630	65,5

Notas:

a) Os valores pu são referidos à potência de base 100 MVA e à tensão de base de 60kV.

b) A capacidade térmica do Inverno é igual à capacidade térmica do Verão.
A capacidade térmica dos cabos depende das condições de instalação e traçado.

Tabela C.4- Linhas da rede de transporte de 30 kV [63].

Caraterísticas das linhas de transporte a 30kV - 2017											
	Barramentos		Inst.	Tipo	Secção (mm ²)	Compr [km]	R [p.u.](a)	X [p.u.](a)	B [p.u.](a)	Capacidade (b)	
	Inicial	Final								A	MVA
Ilha da Madeira											
PRZ3 - CTS3	PRZ3	CTS3	Aérea	AL-Aço	116	4,75	0,1441	0,0733	0,0000	304	15,8
PRZ3 - FDB3	PRZ3	FDB3	Aérea	CU	35	3,48	0,2127	0,0601	0,0000	125	6,5

FDB3 - RDJ3	FDB3	RDJ3	Aérea	CU	35	9,75	0,5966	0,1650	0,0000	125	6,5
FDB3 - CAV3	FDB3	CAV3	Aérea	CU	35	5,63	0,3444	0,0952	0,0000	125	6,5
LDR3 - CAV3	LDR3	CAV3	Aérea	LXHIV-Air	70	1,23	0,0705	0,0210	0,0006	168	8,7
LDR3 - LRL3	LDR3	ASLDR3LRL3	Aérea	AL-Aço	116	5,78	0,1754	0,0892	0,0000	304	15,8
	ASLDR3LRL3	LRL3	Subter.	LXHIOV	240	1,61	0,0270	0,0353	0,0011	376	19,5
BDC3 - LRL3	BDC3	ASBDC3LRL3	Aérea	AL-Aço	116	3,18	0,0964	0,0490	0,0000	304	15,8
	ASBDC3LRL3	LRL3	Subter.	LXHIOV	240	1,61	0,0270	0,0353	0,0011	376	19,5
LDR3 - CTS3	LDR3	SALDR3CTS3	Aérea	LXHIV-Air	70	0,32	0,0186	0,0055	0,0002	168	8,7
	SALDR3CTS3	CTS3	Aérea	AL-Aço	116	1,40	0,0424	0,0216	0,0000	304	15,8
CTI3 - CTS3	CTI3	SACTI3CTS3	Subter.	LXHIOV	240	0,05	0,0008	0,0011	0,0000	376	19,5
	SACTI3CTS3	CTS3	Aérea	AL-Aço	116	1,79	0,0543	0,0276	0,0000	304	15,8
LDM3 - PVM3	LDM3	ASLDM3PVM3	Subter.	LXHIOV	240	0,10	0,0017	0,0022	0,0001	376	19,5
	ASLDM3PVM3	PVM3	Aérea	AL-Aço	261	6,03	0,0813	0,0784	0,0000	570	29,6
LDM3 - LDR3	LDM3	ASLDMLDR3	Aérea	AL-Aço	261	5,95	0,0802	0,0917	0,0000	570	29,6
	ASLDMLDR3	LDR3	Aérea	LXHIV-Air(x2)	70	3,09	0,0890	0,0265	0,0030	336	17,5
PVM3 - SDA3	PVM3	ASSDAPVM3	Subter.	LXHIOV	240	8,75	0,1468	0,1919	0,0002	376	19,5
	ASSDAPVM3-3	SDA3	Aérea	AL-Aço	261	0,23	0,0031	0,0030	0,0000	570	29,6
PVM3 - CGR3	PVM3	ASPV3CGR3	Aérea	AL-Aço	261	5,31	0,0513	0,0494	0,0001	570	29,6
	ASPV3CGR3	CGR3	Subter.	LXHIOV	240	0,59	0,0094	0,0123	0,0004	376	19,5
SVC3 - BDC3	SVC3	BDC3	Aérea	AL-Aço	116	10,50	0,3186	0,1620	0,0002	304	15,8
CTV3 - VTO3TR1	CTV3	VTO3TR1	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
	CTV3	VTO3TR1	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
CTV3 - VTO3TR2	CTV3	VTO3TR2	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
	CTV3	VTO3TR2	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
CTV3 - VTO3TR3	CTV3	VTO3TR3	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
	CTV3	VTO3TR3	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
CTV3 - VTO3TR4	CTV3	VTO3TR4	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
	CTV3	VTO3TR4	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
CTV3 - CGR3	CTV3	DerCGR3-1	Subter.	LXHIOV	240	0,49	0,0082	0,0107	0,0003	376	19,5
	DerCGR3-1	DerCGR3-2	Aérea	AL-Aço	261	6,58	0,0887	0,0856	0,0002	570	29,6
	DerCGR3-2	CGR3	Subter.	LXHIOV	500	0,63	0,0054	0,0134	0,0117	508	26,4
CTV3 - AMP3 - 2	CTV3	AMP3	Subter.	LXHIOV	500	4,50	0,0390	0,0960	0,0842	415	21,6
CTV3 - AMP3 - 3	CTV3	SACTV3AMP3-3a	Subter.	LXHIOV	240	0,36	0,0060	0,0079	0,0003	376	19,5
	SACTV3AMP3-3a	ASCTV3AMP3-3b	Aérea	AL-Aço	116	2,00	0,0607	0,0309	0,0000	304	15,8
	SACTV3AMP3-3b	AMP3	Subter.	LXHIOV	240	0,26	0,0043	0,0056	0,0002	376	19,5
CTV3 - STQ3	CTV3	ASCTV3STQ3	Subter.	LXHIOV	240	0,34	0,0056	0,0074	0,0002	376	19,5
	SACTV3STQ3	ASCTV3STQ3	Aérea	AL-Aço	261	1,75	0,0235	0,0227	0,0000	570	29,6
	ASCTV3STQ3	STQ3	Subter.	LXHIOV	240	1,00	0,0168	0,0219	0,0007	376	19,5
CTV3 - VTS3 - 1	CTV3	VTS3	Subter.	PCIAV	120	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0
CTV3 - VTS3 - 2	CTV3	VTS3	Subter.	PCIAV	120	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0
CTV3 - VTS3 - 3	CTV3	VTS3	Subter.	PCIAV	120	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0
VTS3 - FCH3 - 1	VTS3	FCH3	Subter.	LXHIOV	500	3,30	0,0286	0,0704	0,0618	425	22,1
VTS3 - FCH3 - 2	VTS3	FCH3	Subter.	PCIAV	120	3,31	0,0614	0,0405	0,0026	270	14,0
VTS3 - FCH3 - 3	VTS3	FCH3	Subter.	PCIAV	120	3,31	0,0614	0,0405	0,0026	270	14,0
VTS3 - AMP3 - 1	VTS3	AMP3	Subter.	PCIAV	120	2,06	0,0381	0,0251	0,0016	270	14,0
VTS3 - AMP3 - 2	VTS3	AMP3	Subter.	PCIAV	120	2,06	0,0381	0,0251	0,0016	270	14,0
VTS3 - STQ3	VTS3	STQ3	Subter.	LXHIOV	240	3,12	0,0523	0,0684	0,0022	376	19,5
FCH3 - PFE3 - 1	FCH3	DerMSR	Subter.	LXHIOV	240	2,47	0,0415	0,0542	0,0017	376	19,5
	DerMSR	PFE3	Aérea	AL-Aço	261	2,58	0,0348	0,0336	0,0001	570	29,6
FCH3 - PFE3 - 2	FCH3	SAFCH3PFE3-2	Subter.	LXHIOV	240	2,47	0,0415	0,0542	0,0017	376	19,5
	SAFCH3PFE3-2	PFE3	Aérea	L-Aço	261	2,58	0,0348	0,0336	0,0001	570	29,6
PFE3 - MSR3	PFE3	SAPFE3MSR3	Subter.	LXHIOV	240	0,11	0,0019	0,0025	0,0001	376	19,5
	SAPFE3MSR3	MSR3	Aérea	AL-Aço	261	4,74	0,0639	0,0616	0,0001	570	29,6
MSR3 - FDN3	MSR3	MLMSR3FDN3	Aérea	AL-Aço	116	2,09	0,0633	0,0322	0,0000	304	15,8
	MLMSR3FDN3	FDN3	Aérea	CU	35	5,30	0,3243	0,0897	0,0001	125	6,5
FDN3 - LDF3	FDN3	LDF3	Aérea	CU	35	7,10	0,4344	0,1201	0,0002	125	6,5
PFE3 - CAN3	PFE3	ASPFE3CAN3	Subter.	LXHIOV	240	0,05	0,0009	0,0011	0,0000	376	19,5
	ASPFE3CAN3	CAN3	Aérea	AL-Aço	261	4,27	0,0576	0,0556	0,0001	570	29,6
CAN3 - LIV3	CAN3	ASCAN3LIV3	Aérea	AL-Aço	116	1,21	0,0367	0,0187	0,0000	304	15,8
	ASCAN3LIV3	LIV3	Subter.	LXHIOV	240	2,50	0,0419	0,0548	0,0018	376	19,5
CAN3 - AEP3	CAN3	ASCAN3AEP3	Aérea	AL-Aço	116	1,22	0,0370	0,0188	0,0000	304	15,8
	ASCAN3AEP3	AEP3	Subter.	LXHIOV	240	7,26	0,1217	0,1591	0,0051	376	19,5
CAN3 - DerAEP3	CAN3	DerAEP3	Aérea	CU	50	8,92	0,3818	0,1473	0,0002	160	8,3
MCH3 - DerAEP	DerAEP3	MCH3	Aérea	CU	50	2,00	0,0857	0,0330	0,0000	160	8,3
AEP3 - DerAEP3	DerAEP3	AEP3-1	Aérea	LXHIV-Air	70	1,80	0,1035	0,0309	0,0009	168	8,7
	AEP3-1	AEP3	Subter.	LXHIOV	240	1,08	0,0181	0,0236	0,0008	376	19,5
MCH3 - AEP3	MCH3	AEP3	Subter.	LXHIOV	240	2,97	0,0498	0,0651	0,0021	376	19,5
MCH3 - SSR3	MCH3	ASSSR3MCH3	Aérea	AL-Aço	261	6,29	0,0849	0,0819	0,0002	570	29,6
	ASSSR3MCH3	SSR3	Subter.	LXHIOV	240	0,88	0,0148	0,0193	0,0006	376	19,5
SSR3 - LDF3	SSR3	SASSR3LDF3	Subter.	LXHIOV	240	0,03	0,0498	0,0651	0,0021	376	19,5
	SASSR3LDF3	LDF3	Aérea	AL-Aço	261	8,11	0,1093	0,1054	0,0002	570	29,6
LDF3 - STA3	LDF3	SALDF3STA3	Subter.	LXHIOV	240	0,03	0,0498	0,0651	0,0021	376	19,5
	SALDF3STA3	STA3	Aérea	AL-Aço	261	4,98	0,0672	0,0648	0,0001	570	29,6
PFE3 - LIV3	PFE3	LIV3	Subter.	LXHIOV	240	5,88	0,0986	0,1288	0,0041	376	19,5

CGR3 - GR.FDP	CGR3	GR.FDP	Aérea	CU	50	2,35	0,1007	0,0388	0,0001	160	8,3
SVC3 - SDA3	SVC3	ASSVCSDA	Subter.	LXHIOV	240	6,07	0,1018	0,1331	0,0043	376	19,5
	ASSVCSDA	SDA3	Aérea	AL-Aço	261	0,23	0,0031	0,0030	0,0000	570	29,6
SVC3 - PDG3	SVC3	PDG3	Subter.	LXHIOV	240	10,32	0,1731	0,2263	0,0073	376	19,5
SVC3 - RDJ3	SVC3	RDJ3	Subter.	LXHIOV	240	17,39	0,2917	0,3813	0,0123	376	19,5
BDC3-PDR3	BDC3	PDR3	Subter.	LXHIOV	500	3,26	0,0282	0,0695	0,0610	508	26,4
PDR3-PMO3	PDR3	SAPDRPVM-1	Subter.	LXHIOV	500	1,13	0,0098	0,0241	0,0211	508	26,4
	SAPDRPMO-1	PMO3	Aérea	AL-Aço	261	7,71	0,1040	0,1003	0,0002	570	29,6
BDC3-PMO3	BDC3	SAPDRPVM-2	Subter.	LXHIOV	500	4,11	0,0356	0,0876	0,0769	508	26,4
	SAPDRPVM-2	PMO3	Aérea	AL-Aço	261	7,71	0,1040	0,1003	0,0002	570	29,6
PVM3-PMO3	PVM3	SAPVM3PMO3	Subter.	LXHIOV	240	0,03	0,0005	0,0007	0,0000	376	19,5
	SAPVM3PMO3	PMO3	Aérea	AL-Aço	261	0,80	0,0108	0,0104	0,0000	570	29,6
LRL3-CAV3	LRL3	MLCAV3LRL3	Aérea	CU	35	2,00	0,1224	0,0338	0,0000	125	6,5
	MLCAV3LRL3	CAV3	Aérea	CU	50	5,40	0,2313	0,0892	0,0001	160	8,3
AMP3 - FCH3	AMP3	FCH3	Subter.	LXHIOV	500	6,50	0,0563	0,1387	0,1217	425	22,1

Ilha do Porto Santo

CNP3 - VBL3 - 1	CNP3	VBL3	ubter.	LXHIOV	240	2,44	0,1401	0,0534	0,0017	376	19,5
CNP3 - VBL3 - 2	CNP3	VBL3	ubter.	LXHIV	70	2,65	0,1524	0,0454	0,0013	168	8,7
CNP3 - CPS3	CNP3 VBL3-1	VBL3-1 CPS3	ubter.	LXHIOV	240	2,48	0,1426	0,0544	0,0017	376	19,5
			ubter.	LXHIV	0	4,84	0,2786	0,0830	0,0024	168	8,7
VBL3 - CPS3	VBL3 ASVBLCP3(1) ASVBLCP3(2)	ASVBLCP3(1) ASVBLCP3(2) CPS3	ubter.	LXHIV	70	0,55	0,0314	0,0094	0,0003	168	8,7
			érea	LXHIV	70	2,99	0,1722	0,0513	0,0015	230	12,0
			ubter.	LXHIV	70	2,49	0,1429	0,0426	0,0012	168	8,7
			ubter.	LXHIV	70	2,49	0,1429	0,0426	0,0012	168	8,7

Notas:

- a) Os valores em pusão referidos à Potência de base 100 MVA e à Tensão de base de 30kV.
b) A capacidade térmica do Inverno é igual à capacidade térmica do Verão.
A capacidade térmica dos cabos depende das condições de instalação e traçado.

C.3- Cargas

Tabela C.5- Cargas máximas e mínimas por trimestre em 2017 (a vermelho encontram-se as cargas que foram associadas a barramentos adjacentes) [63].

Níveis de carga nas subestações de distribuição - 2017												
MW	1.º trimestre			2.º trimestre			3.º trimestre			4.º trimestre		
	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med
Ilha da Madeira												
Funchal	13,6	5,6	8,7	14,5	6,4	9,1	15,9	6,9	10,0	15,8	6,2	9,4
Amparo	9,4	4,1	6,3	9,3	4,8	6,7	10,8	5,8	7,8	11,2	4,8	7,1
Vitória 6,6kV	9,9	4,2	5,9	8,8	5,0	6,1	10,0	6,3	7,4	10,1	5,2	6,7
Santa Quitéria	4,9	1,6	2,7	4,4	1,9	2,8	4,5	2,0	3,0	4,5	1,8	2,8
Virtudes	13,0	5,8	8,5	11,2	6,5	8,5	12,4	7,3	9,4	12,9	6,5	9,0
Alegria	3,5	1,2	1,9	3,5	1,5	1,9	3,3	1,8	2,2	3,9	1,4	1,9
Viveiros	11,2	5,0	7,5	10,9	5,5	7,4	10,5	5,9	7,7	11,0	5,3	7,6
Ponte Vermelha	6,1	3,0	3,9	5,1	3,2	3,7	5,5	3,5	4,0	6,1	3,3	4,1
Lombo do Meio	2,2	1,1	1,2	1,8	1,1	1,1	1,9	1,2	1,2	2,4	1,1	1,3
Central da Calheta	0,4	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2
Calheta 30 kV	4,3	2,0	2,6	3,1	1,7	2,0	3,2	1,9	2,1	3,7	1,7	2,2
Ribeira da Janela	1,6	1,0	1,1	1,4	1,0	1,1	1,7	1,1	1,2	1,6	1,0	1,2
Serra d'Água	0,4	0,3	0,3	0,5	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,9	0,3	0,3
Lombo do Faial	1,2	0,8	0,8	1,3	0,9	0,8	1,6	1,0	1,0	2,1	1,0	1,0
Santana	2,3	1,3	1,5	1,9	1,3	1,4	2,0	1,4	1,5	2,3	1,3	1,5
Machico	8,5	4,6	5,7	7,4	5,0	5,7	8,3	5,6	6,3	8,5	5,0	6,1
Canião	7,4	3,8	4,8	6,4	4,1	4,5	7,2	4,7	5,1	7,3	4,2	5,0
Livramento	6,9	3,0	4,5	6,4	3,3	4,5	7,4	4,3	5,5	7,4	3,5	5,0
Palheiro Ferreiro	5,0	2,6	3,3	4,1	2,7	3,1	4,2	2,7	3,0	4,7	2,6	3,3
S. Vicente	2,4	1,1	1,3	2,2	1,1	1,3	2,5	1,2	1,4	2,1	1,2	1,4
Prazeres	2,0	1,4	1,4	3,1	1,7	1,6	2,0	1,4	1,4	2,3	1,3	1,4
Canical	4,4	1,4	2,2	4,2	1,6	2,3	4,3	1,6	2,3	4,4	1,8	2,4
Cabo Girão	3,7	1,7	2,2	3,1	1,7	2,0	3,0	1,8	2,1	4,1	1,7	2,2
Santo da Serra	1,9	1,2	1,3	1,7	1,2	1,2	1,6	1,1	1,2	1,8	1,1	1,2

Ponta Delgada	1,1	0,6	0,6	0,9	0,6	0,6	1,3	0,7	0,7	1,2	0,7	0,7
São João	7,3	3,2	5,1	8,1	3,7	5,5	8,7	4,4	6,4	8,7	3,9	5,9
Ilha do Porto Santo												
Nova Central	1,0	0,7	1,0	1,4	0,9	1,4	0,7	0,4	0,4	0,6	0,3	0,6
Vila Baleira	2,3	0,8	2,2	2,3	1,0	2,2	3,2	1,9	1,9	2,7	1,5	2,5
Calheta	1,6	1,0	1,6	2,6	1,5	2,6	3,2	1,9	1,9	2,5	1,2	2,5

Tabela C.6- Cargas máximas anuais nas subestações de distribuição em 2017 e evolução de cargas entre 2017/2016 [63].

Limite de cargas anuais nas subestações de distribuição - 2017				
	Cargas Máximas Anuais		Variação 2017/2016	
	P (MW)	Q (MVar)	Ativa (%)	Aparente (%)
Ilha da Madeira				
Funchal	15,9	11,6	-2	-2
Amparo	11,2	6,2	7	9
Vitória 6,6kV	10,1	6,4	2	2
Santa Quitéria	4,9	1,6	6	4
Virtudes	13,0	6,3	4	5
Alegria	3,9	1,5	0	-1
Viveiros	11,2	7,3	2	0
Ponte Vermelha	6,1	4,6	-4	-1
Lombo do Meio	2,4	1,1	-7	-7
Central da Calheta	0,4	0,2	-9	0
Calheta 30 kV	4,3	1,6	-9	-8
Ribeira da Janela	1,7	0,8	2	0
Serra d'Água	0,9	0,2	29	29
Lombo do Faial	2,1	1,4	3	0
Santana	2,3	1,2	0	-3
Machico	8,5	4,6	-3	-2
Canico	7,4	3,8	-2	-1
Livramento	7,4	4,8	3	3
Palheiro Ferreiro	5,0	4,2	5	9
S. Vicente	2,5	1,1	4	2
Prazeres	3,1	0,0	-11	-34
Canical	4,4	1,7	-4	-6
Cabo Girão	4,1	3,0	2	18
Santo da Serra	1,9	1,0	-34	-38
Ponta Delgada	1,3	0,7	1	0
São João	8,7	5,5	-6	-6
Ilha do Porto Santo				
Nova Central	1,4	0,6	-18	-39
Vila Baleira	3,2	1,2	-6	30
Calheta	3,2	1,1	31	-5

Caracterização do sistema consumidor da ilha da Madeira

Através da Figura 3.5, começa-se por verificar que, em todas as estações do ano, ocorre a queda acentuada de consumo de energia a partir das 21 horas, aproximadamente. Assim, verifica-se que, como espectável, o consumo mínimo ocorre durante a noite, atingindo a hora de vazio mínimo entre as 4 e as 6 horas.

Outra característica invariável entre as diferentes estações recai sobre o aumento do consumo de energia a partir das 7 horas, sendo que entre as 10 e as 12 horas, ocorre a hora cheia de consumo de energia. Além disso, observa-se que, em todas as estações, o pico máximo de energia ocorre entre as 18 e as 21 horas, dependendo do fuso horário em vigor. Esta é a altura espectável, uma vez que, além de já se ter acoplado a iluminação pública à rede, uma grande parte da população encontra-se em casa e, conseqüentemente, aumenta o consumo de energia doméstico.

Pela Figura 3.6 observa-se que, relativamente ao Inverno, que é a estação do ano onde existe menor consumo, podendo justificar-se pelo facto de ser a estação, que devido ao clima frio, recebe em média menos turistas. Verifica-se também que esta é a única estação onde o pico máximo acontece antes das 20 h, devendo-se ao facto do fuso horário sofrer alterações a um mês dos extremos desta estação sendo assim a época do ano onde anoitece mais cedo, e por sua vez a iluminação pública e doméstica também acontece mais cedo (a iluminação publica inicia-se às 18 h). Outro fator de ressalto recai sobre o facto de ser a estação em que a variação do pico de maior consumo tem maior relevo, atingindo cerca de 3 MW do mínimo ao máximo, podendo justificar-se com o aumento do consumo de cargas de aquecimento.

Visualiza-se que a Primavera, sendo uma estação com um clima mais ameno e propício à receção de turistas, sofre um ligeiro aumento do consumo de energia elétrica. O Outono, a par da Primavera, recebe aproximadamente o mesmo número de turistas, registando, no entanto, os valores de maior consumo de todas as estações. Assim, considerando que na região estão aproximadamente o mesmo número de pessoas, sejam elas habitantes locais ou turistas, o aumento de cerca de 10MW ao longo de todo o dia, entre as duas estações, deve-se em grande parte a uma maior utilização de cargas de aquecimento no Outono relativamente à Primavera.

Por fim, o Verão representa, a par do Outono, uma das estações onde o consumo de energia elétrica é maior. Pela Figura 3.6, podemos observar que é a estação do ano onde a ilha da Madeira acolhe mais turistas, refletindo-se no aumento de energia elétrica face às outras estações. É ainda de referir que nesta estação, ocorre durante todo o dia um consumo elevado de cargas de arrefecimento, que a partir das 19 horas, devido ao arrefecimento ocorrente no anoitecer, por norma, deixam de ser necessárias. Por este motivo, e comparando ao Outono e ao Inverno, que durante a noite, por norma existe um maior consumo de cargas de aquecimento, o Verão não reflete um pico tão elevado de consumo ao fim do dia.

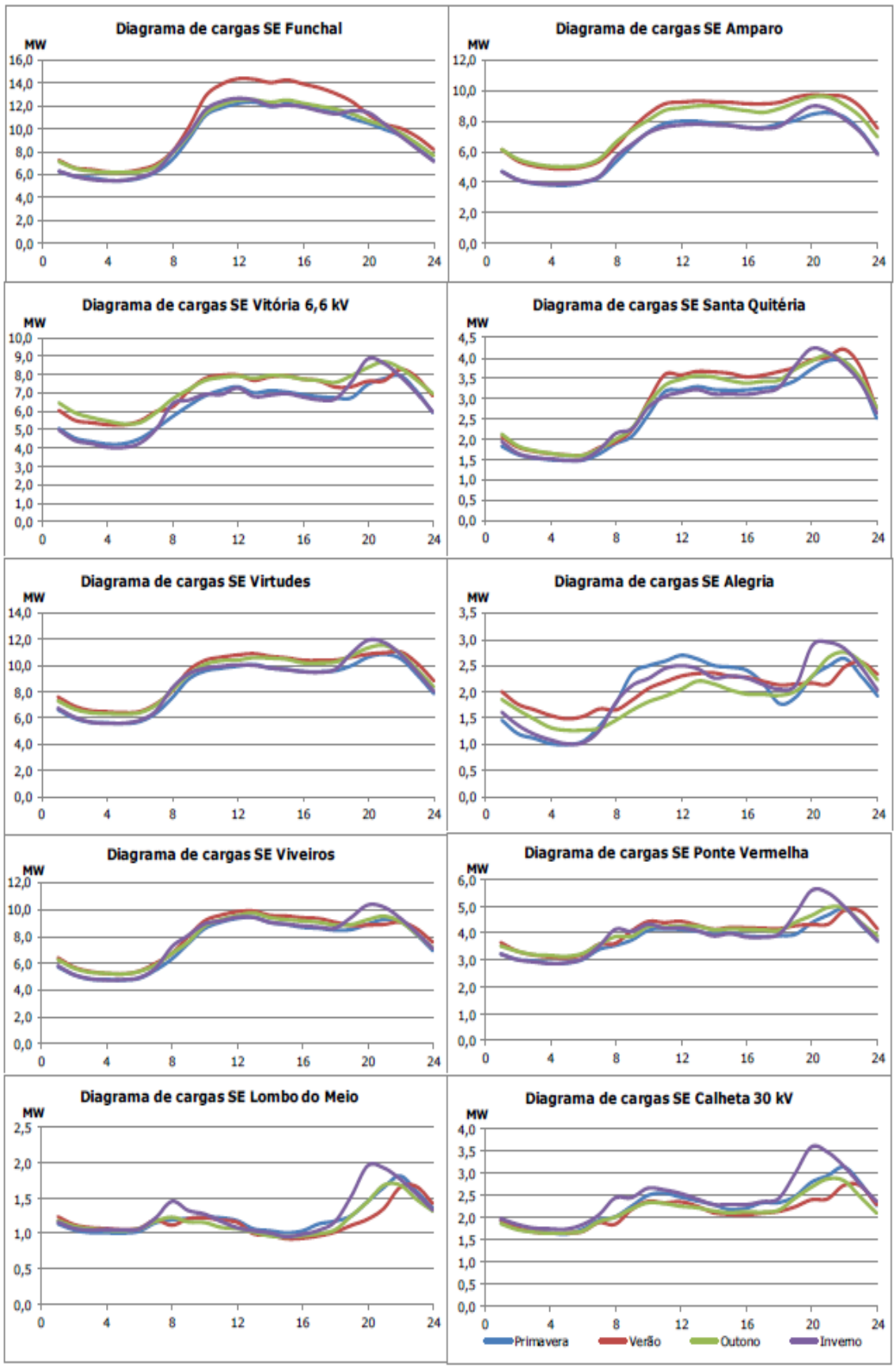
Caracterização do sistema consumidor da ilha do Porto Santo

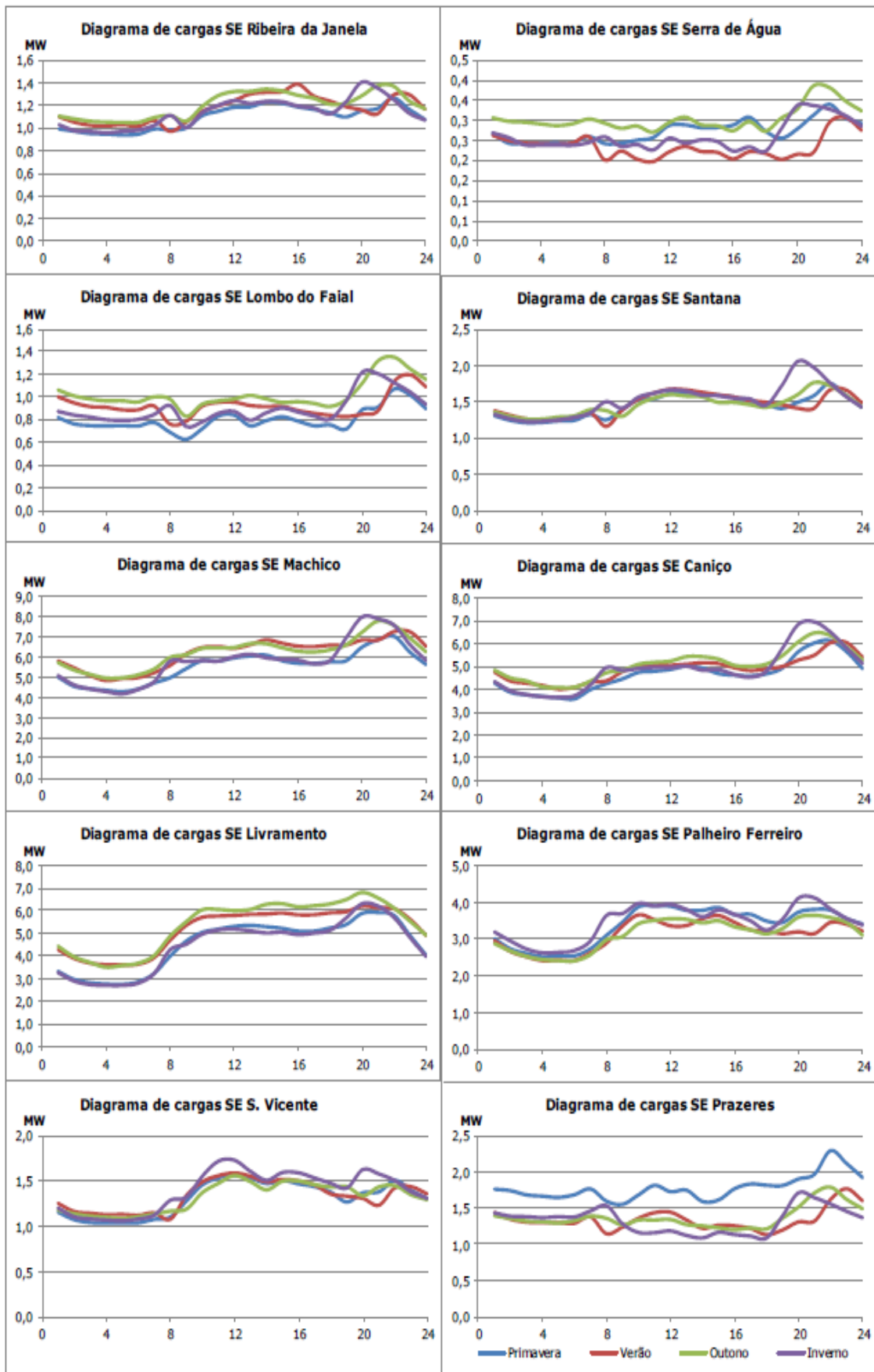
No Outono, tal como acontece na ilha da Madeira, denota-se um aumento considerável de consumo de energia elétrica, face às duas estações anteriormente exploradas, que é resultado do valor ainda considerável de turistas que visitam a ilha em setembro e, em parte, de uma maior utilização de cargas de aquecimento.

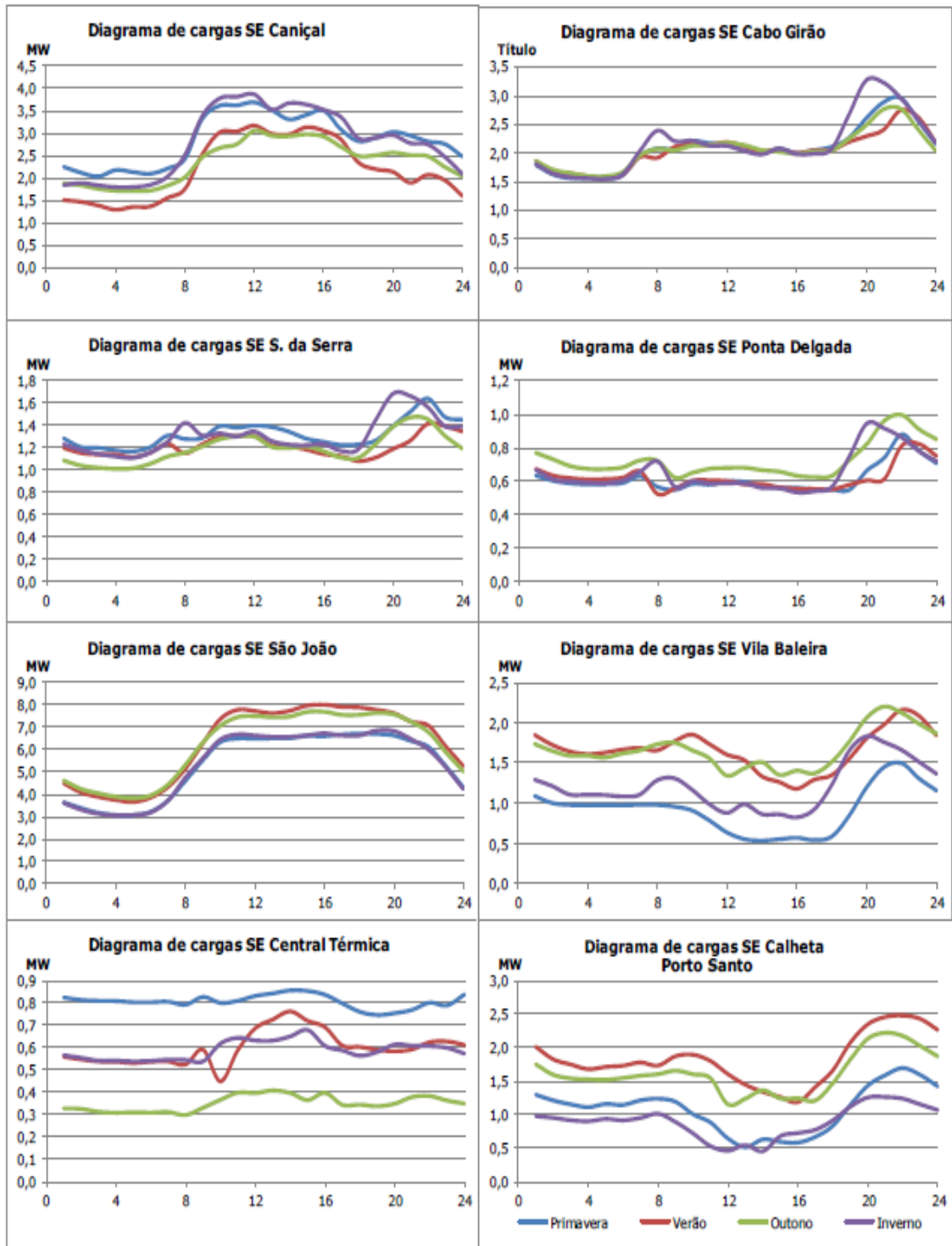
Por último, verifica-se que o Verão é a altura do ano em que o consumo de energia elétrica duplica em alguns momentos do dia, face a outras estações, derivado ao elevado fluxo de dormidas turísticas registadas na região nessa época.

Para finalizar, importa salientar que, tal como acontece na ilha da Madeira, os picos diários de consumo ocorrem entre as 18 e as 21 horas, independentemente da estação do ano, devido à ativação da iluminação pública e ao aumento dos consumos domésticos naturais desse momento do dia. Nota-se que no Inverno, a par com o que acontece na ilha vizinha, o pico de energia também ocorre um pouco antes do das restantes estações do ano, dado que anoitece mais cedo e, conseqüentemente, a iluminação pública é ativada com maior antecedência.

Figura C.1- Diagramas de cargas das subestações.







Com base nos diagramas de carga da ilha da Madeira, observa-se que três se diferenciam dos restantes. Assim, dois destes diagramas dizem respeito às subestações Funchal e São João, que mantêm um consumo elevado entre as 9 e as 19 horas. Isto justifica-se pelo facto destas subestações alimentarem a zona comercial do Funchal, que é responsável pelo consumo de grande quantidade de energia durante o seu funcionamento. Outro diagrama diferenciado diz respeito à subestação do Caniçal, que mantém consumos elevados entre as 10 e as 16 horas. Isto deve-se ao fornecimento de energia à Zona Franca Industrial e ao Porto Marítimo do Caniçal, que consomem

maioritariamente durante o seu período de produção (mão de obra com horário maioritariamente diurno).

Com base nos diagramas de carga de cada subestação da ilha do Porto Santo, observa-se que as subestações da Calheta e da Vila Baleira registam um decréscimo de carga entre as 9 e as 18 horas, aproximadamente, período em que a maioria da população não se encontra em casa. Desta forma, a carga doméstica diminui, tornando-se inferior à carga de iluminação pública registada durante a noite. A partir das 18 horas, ocorre um pico do consumo de energia, originado pelas cargas de iluminação pública e pelas cargas domésticas, pico esse que decresce a partir das 22h, devido à diminuição do consumo de carga doméstica. Por outro lado, existe, ainda, a subestação da central térmica que, devido à escala do gráfico diferenciada dos restantes gráficos, considera-se uma carga aproximadamente constante ao longo de todo o dia, sendo que o rácio entre o máximo e o mínimo ocorre no Verão e não resulta numa variação superior a 0,3 MW. Por fim, importa destacar, que, tal como esperado, estas subestações registam valores mais elevados no Verão.

C.4- Transformadores

Tabela C.7- Informações sobre os transformadores.

Transformadores instalados na subestações – 2017

Nós	Unid.	Ano	Tipo (a)	Refrig. (b)	Tensões [kV]	P. Nom. [MVA]	R [p.u.] (c)	X [p.u.] (c)
Ilha da Madeira								
Funchal	TF1	1987	T	ONAF	30/6,6	10	0,0054	0,0798
	TF2	1987	T	ONAF	30/6,6	10	0,0054	0,0798
	TF3	1987	T	ONAF	30/6,6	10	0,0054	0,0798
Amparo	TF1	1985	T	ONAF	30/6,6	10	0,0063	0,0798
	TF2	1996	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Vitória 6,6kV	TF1	1997	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
	TF2	2001	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Vitória	TF1	1987	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
	TF2	1987	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
	TF3	1999	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
	TF4	2008	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
Santa Quitéria	TF1	2001	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Virtudes	TF1	1987	T	ONAF	30/6,6	15	0,0072	0,0797
	TF2	1987	T	ONAF	30/6,6	15	0,0072	0,0797
Alegria	TF1	1989	T	ONAF	60/6,6	10	0,0048	0,0999
Viveiros	TF1	2006	T	ONAF	60/6,6	15	0,0048	0,0999
	TF2	2006	T	ONAF	60/6,6	15	0,0048	0,0999
Ponte Vermelha	TF1	1996	T	ONAF	30/6,6	15	0,0033	0,0829
Lombo do Meio	TF1	1998	T	ONAN	30/6,6	4	0,0055	0,0567
Central da Calheta	TF1	1952	T	ONAN	30/6,6	3	0,0098	0,0582
Calheta 30 kV	TF1	1996	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Lombo do Doutor	TF1	1993	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
Ribeira da Janela	TF1	2004	T	ONAF	30/6,6	6	0,0063	0,0597
Serra d'Água	TF1	2001	T	ONAN	30/6,6	4	0,0055	0,0567
Lombo do Faial	TF1	2003	T	ONAF	30/6,6	6	0,0063	0,0597
Santana	TF1	1998	T	ONAF	30/6,6	6	0,0063	0,0597
Machico	TF1	1988	T	ONAF	60/30	15	0,0048	0,0999
	TF2	1999	T	ONAF	60/6,6	15	0,0048	0,0999
	TF3	1997	T	ONAF	60/6,6	10	0,0068	0,0998
Canico	TF1	1991	T	ONAF	30/6,6	10	0,0063	0,0798
	TF2	2004	T	ONAF	30/6,6	10	0,0063	0,0798
Livramento	TF1	1998	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
	TF2	2007	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Palheiro	TF1	1987	T	ONAF	60/30	15	0,0048	0,0999
	TF2	1993	T	ONAF	60/30	15	0,0048	0,0999

Ferreiro	TF3	1987	T	ONAF	60/6,6	10	0,0048	0,0999
	TF4	1997	T	ONAF	60/6,6	10	0,0048	0,0999
S. Vicente	TF1	1999	T	ONAF	30/6,6	6	0,0065	0,0596
Prazeres	TF1	2015	T	ONAF	30/6,6	6	0,0065	0,0596
Canical	TF1	2000	T	ONAF	60/6,6	10	0,0050	0,0999
Cabo Girão	TF1	1992	T	ONAF	30/6,6	10	0,0050	0,0798
Santo da Serra	TF1	2006	T	ONAF	30/6,6	6	0,0065	0,0596
Ponta Delgada	TF1	2008	T	ONAN	30/6,6	4	0,0055	0,0567
São João	TF1	2007	T	ONAF	60/6,6	15	0,0048	0,0999
	TF2	2007	T	ONAF	60/6,6	15	0,0048	0,0999
Pedra Mole	TF1	2013	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
	TF2	2013	T	ONAF	60/30	25	0,0040	0,0999
Ilha do Porto Santo								
Nova Central	TF1	1992	T	ONAN	30/6,6	4	0,0055	0,0567
Vila Baleira	TF1	2011	T	ONAF	30/6,6	6	0,0065	0,0596
	TF2	1992	T	ONAN	30/6,6	4	0,0055	0,0567
Calheta	TF1	2009	T	ONAF	30/6,6	6	0,0065	0,0596
<p>a) T - Transformador constituído por uma única unidade M - Transformador constituído por unidades monofásicas</p> <p>b) ONAF - Óleo Natural, Ar Forçado</p> <p>ONAN - Óleo Natural, Ar Natural</p> <p>c) Valor calculado com os valores de base do transformador</p>								

C.5- Cálculo da corrente de transmissão no cabo da ligação HVAC

A potência é dada por (6):

$$P = V \times I \quad (6)$$

onde P é a Potência, V é a tensão e I a corrente. Assim, a corrente é dada por (7):

$$I = \frac{P}{V} \quad (7)$$

$$I = \frac{50 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3} = 481,125 \text{ A}$$

C.6. Cálculos da impedância capacitiva do cabo AC

A impedância indutiva é dada por (8):

$$Z_L = j\omega L \quad (8)$$

Em que L é a indutância e ω é a frequência angular, dada por (9):

$$\omega = 2\pi f \quad (9)$$

Em que f é a frequência. Substituiu-se (4) em (3) e obteve-se:

$$Z_L = j2\pi fL$$

$$Z_L = j2\pi \times 50 \times 29,6 \times 10^{-3}$$

$$Z_L = j9,29 \Omega$$

Posteriormente, calculou-se a impedância capacitiva, dada pela expressão (10):

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} \quad (10)$$

Em que C é a capacitância e ω é a frequência angular. Substituiu-se (9) em (10) e obteve-se:

$$Z_C = \frac{1}{j2\pi fC}$$

$$Z_C = \frac{1}{j2\pi \times 50 \times 19,2 \times 10^{-6}}$$

$$Z_C = -j165,8 \Omega$$

C.7. Cálculos da corrente de transmissão no cabo da ligação HVDC

A corrente é dada por (2):

$$I = \frac{P}{V} \quad (7)$$

$$I = \frac{50 \times 10^6}{180 \times 10^3} = 277,778 A$$

Anexo D- Simulador PSSE

D.1- Barramentos:

Tabela D.1- Descrição dos campos a preencher no separador Barramentos no PSSE.

Parâmetro	Descrição
<i>Bus Number</i>	Número do barramento a criar.
<i>Bus Name</i>	Nome do barramento a criar.
<i>Base (kV)</i>	Nível de tensão do barramento.
<i>Área Num</i>	Número da área em que o barramento se insere.
<i>Área Name</i>	Nome da área em que o barramento se insere.
<i>Zone Num</i>	Número da zona em que o barramento se insere.
<i>Zone Name</i>	Nome da zona em que o barramento se insere.
<i>Code</i>	Código- Indica se o barramento é de carga, geração ou balanceamento, representado por “1”, “2” ou “3”, respetivamente.
<i>Normal Vmax (pu)</i>	Índica o limite máximo, em pu, da tensão no barramento admissível para um normal funcionamento da rede.
<i>Normal Vmin (pu)</i>	Índica o limite mínimo, em pu, da tensão no barramento admissível para um normal funcionamento da rede.
<i>Emergency Vmax (pu)</i>	Índica o limite máximo, em pu, da tensão no barramento admissível para o funcionamento da rede em caso de emergência.
<i>Emergency Vmin (pu)</i>	Índica o limite mínimo, em pu, da tensão no barramento admissível para o funcionamento da rede em caso de emergência.

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	Code	Voltage (pu)	Angle (deg)	Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emergency Vmax (pu)	Emergency Vmin (pu)
1	SE LDRS	60.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
2	SE VTO 6	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
3	SE VIV6	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
4	SE PFE 6	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
5	SE SCR	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
6	DERALES	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
7	SE ALES	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
8	SE MCH6	60.0	3		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
9	SE CNL6	60.0	3		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
10	SE CTC6	60.0	3		1		1		2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
11	SE SJO6	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
12	CE CTVIII	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
13	SE PMOS	60.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
15	SECE CNP	30.0	4		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
16	SE VBA	30.0	4		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
17	SE CPS	30.0	4		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
18	SE FCH	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
19	SE AMP	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
20	SE CTV	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
21	CE VIT	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
22	SE STQ	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
23	SE VTS	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
24	SE PVM	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
25	SECE CTAI	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
26	SE CTS	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
27	SE SDA	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
27	SE SDA	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
28	SE LDF	30.0	2		2		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
29	SE MCH	30.0	2		3		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
30	SE PFE	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
31	SE CAN	30.0	2		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
32	SE SVC	30.0	1		3		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
33	SE BDC	30.0	1		2		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
34	SE PDR	30.0	1		1		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
35	SE MSR	30.0	2		2		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
36	CE VITFUEL	6.6	2		1		1		2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
37	CE VITGN	11.0	2		1		1		3	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
38	CE CNLPRIV	11.0	3		1		1		3	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
39	CE SDAHD	6.6	1		2		1		-2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
40	CE CAVHD	6.6	1		1		1		-2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
41	CE LRLEO	6.6	1		2		1		-2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
42	CE MSR	6.0	2		2		1		2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
43	CE BDCEO	6.6	1		2		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
45	LIG MAD	60.0	1		3		1		1	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
46	LIG PSO	60.0	1		1		1		2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
47	OFFSHORE	60.0	1		1		1		2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000
48	BATERIAS	6.6	1		1		1		-2	1.0000	0.00	1.0500	0.9500	1.1000	0.9000

Figura D.1- Interface do separador “Barramentos” no PSSE com os barramentos e respectivos parâmetros que constituem a rede de transporte.

D.2- Linhas condutoras:

Tabela D.2- Descrição dos campos a preencher no separador ligações no PSSE.

Parâmetro	Descrição
<i>From Bus Number</i>	A partir do barramento número- Número do Barramento que a linha se inicia.
<i>From Bus Name</i>	A partir do barramento com o nome- Nome do Barramento que a linha se inicia.
<i>To Bus Number</i>	Até ao barramento número- Número do Barramento que a linha se encerra.
<i>To Bus Name</i>	Até ao barramento com o nome- Nome do Barramento que a linha se encerra.
<i>Id</i>	Identificação- Número da linha, necessário quando existe redundância com duas ou mais linhas ligadas exatamente aos mesmos barramentos.
<i>Line R (pu)</i>	Resistência da linha (pu)- Valor da resistência da linha em pu. Este valor é referente à unidade de distância definida pelo utilizador. Neste caso utilizou-se 1 km.

Line X (pu)	Reactancia da linha (pu)- Valor da reatância da linha em pu. Este valor é referente à unidade de distância definida pelo utilizador. Neste caso utilizou-se 1 km.
Charging B (pu)	Susceptância da linha (pu)- Valor da resistência da linha em pu. Este valor é referente à unidade de distância definida pelo utilizador. Neste caso utilizou-se 1 km.
In Service	Em serviço- Permite o utilizador ligar e desligar uma linha.
Metered	Medida- Simboliza a orientação da linha.
Rate A	Taxa A- É a capacidade da linha em MVA.
Lengh	Comprimento- É o comprimento da linha. Este valor é automaticamente multiplicado pela resistência, reactância e susceptância da linha, resultando no seu valor total. É necessário utilizar a mesma distância que se utilizou na implementação destes parâmetros. Neste caso utilizou-se o comprimento de 1 km.

Tabela D.3- Linhas recalculadas, utilizada na simulação da rede de transporte de 60 kV.

Ilha da Madeira- Características das linhas de transporte a 60kV - 2017								
	Barramentos		Compr [km]	R [p.u.](a)	X [p.u.](a)	B [p.u.](a)	Capacidade (b)	
	Inicial	Final					A	MVA
VTO6 – LDR6	VTO6	LDR6	20,85	0,078314	0,236479	0,000070	680	70,7
VTO6 – PFE6	VTO6	PFE6	11,17	0,041812	0,083335	0,000020	680	70,7
VIV6 – PFE6	VIV6	PFE6	7,40	0,027593	0,083335	0,000010	570	59,2
VTO6 – SCR6	VTO6	SCR6	2,30	0,008156	0,024652	0,000000	680	70,7
VTO6 – DerALE6	VTO6	DerALE6	6,19	0,023033	0,069548	0,000010	680	70,7
ALE6 – DerALE6	DerALE6	ALE6	0,02	0,000060	0,000180	0,000000	570	59,2
VIV6 – DerALE6	VIV6	DerALE6	2,07	0,007429	0,022441	0,000000	570	59,2
PFE6 – MCH6	PFE6	MCH6	11,29	0,042660	0,128830	0,000020	570	59,2
CNL6 – CTC6 - 1	CNL6	CTC6	0,68	0,002196	0,000076	0,000000	570	59,2
CNL6 – CTC6 - 2	CNL6	CTC6	0,68	0,002196	0,016188	0,000010	571	59,3
MCH6 – CNL6 - 1	MCH6	CNL6	7,29	0,007884	0,010348	0,000206	570	59,2
MCH6 – CNL6 - 2	MCH6	CNL6	7,29	0,007884	0,010348	0,000206	570	59,2
SJO6 – VIV6	SJO6	VIV6	3,00	0,003910	0,008340	0,000050	474	49,3
VTO6 – CTVIII – 1	VTO6	CTVIII	0,33	0,000340	0,003270	0,000000	680	70,7
VTO6 – CTVIII – 2	VTO6	CTVIII	0,33	0,00034	0,00372	0,000000	680	70,7
VTO6 – PMO6	VTO6	PMO6	11,83	0,044225	0,133560	0,000020	680	70,7
VTO6 – SJO6	VTO6	SJO6	6,80	0,00718	0,07762	0,00023	630	65,5

Notas:

a) Os valores pu são referidos à potência de base 100 MVA e à tensão de base de 60kV.

b) A capacidade térmica do Inverno é igual à capacidade térmica do Verão.
A capacidade térmica dos cabos depende das condições de instalação e traçado.

From Bus	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Servic	Meter ed	Rate A
1	SE LDR6 6	2	SE VTO 6 60,00	1	0,078314	0,236479	0,000070	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
2	SE VTO 6 6	4	SE PFE 6 60,00	1	0,041812	0,126265	0,000020	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
2	SE VTO 6 6	5	CE SCR 60,00	1	0,008156	0,024652	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
2	SE VTO 6 6	6	DERALE6 60,0	1	0,023033	0,069548	0,000010	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
2	SE VTO 6 6	11	SE SJO6 60,00	1	0,007180	0,077620	0,000230	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	65,5
2	SE VTO 6 6	12	CE CTVIII 60,000	1	0,000340	0,003270	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	70,7
2	SE VTO 6 6	12	CE CTVIII 60,000	2	0,000340	0,003720	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	70,7
2	SE VTO 6 6	13	SE PMO6 60,0	1	0,044225	0,133560	0,000020	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
3	SE VIV6 60,	4	SE PFE 6 60,00	1	0,027593	0,083335	0,000010	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
3	SE VIV6 60,	6	DERALE6 60,0	1	0,007429	0,022441	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
3	SE VIV6 60,	11	SE SJO6 60,00	1	0,003910	0,008340	0,000050	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	49,3
4	SE PFE 6 6	8	SE MCH6 60,00	1	0,042660	0,128830	0,000020	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
6	DERALE6	7	SE ALE6 60,00	1	0,000060	0,000180	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	59,2
8	SE MCH6 6	9	SE CNL6 60,00	1	0,007884	0,010348	0,000206	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
8	SE MCH6 6	9	SE CNL6 60,00	2	0,007884	0,010348	0,000206	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
9	SE CNL6 6	10	SE CTC6 60,00	1	0,002196	0,000076	0,000000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,2
9	SE CNL6 6	10	SE CTC6 60,00	2	0,002196	0,016188	0,000010	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	59,3
15	SECE CNP	16	SE VBA 30,000	1	0,140100	0,053400	0,001700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5

Figura D2- Interface do separador “Ramos” no PSSE com as ligações e respetivos parâmetros que constituem a rede de transporte de 60 kV.

Tabela D.4- Linhas recalculadas, utilizada na simulação da rede de transporte de 30 kV.

Caraterísticas das linhas de transporte a 30kV - 2017									
	Barramentos		Compr [km]	R [p.u.](a)	X [p.u.](a)	B [p.u.](a)	Capacidade (b)		
	Inicial	Final					A	MVA	
Ilha da Madeira									
FCH - AMP	FCH	AMP	4,75	0,0563	0,1387	0,1217	304	22,1	
FCH - VTS	FCH	VTS	3,30	0,0286	0,0704	0,0618	304	22,1	
FCH - VTS	FCH	VTS	3,31	0,0614	0,0405	0,0026	270	14,0	
FCH - VTS	FCH	VTS	3,31	0,0614	0,0405	0,0026	270	14,0	
FCH - PFE	FCH	PFE	5,05	0,038077	0,04368	0,000883	570	29,6	
FCH - PFE	FCH	PFE	5,05	0,038077	0,04368	0,000883	570	29,6	
AMP - CTV	AMP	CTV	2,62	0,039	0,096	0,0842	415	21,6	
AMP - CTV	AMP	CTV	3,09	0,047587	0,025229	0,00006	304	15,8	
AMP - VTS	AMP	VTS	2,06	0,0381	0,0251	0,0016	270	14,0	
AMP - VTS	AMP	VTS	2,06	0,0381	0,0251	0,0016	270	14,0	
CTV - STQ	CTV	STQ	3,09	0,019362	0,020758	0,000249	376	19,5	
CTV - VTS	CTV	VTS	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0	
CTV - VTS	CTV	VTS	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0	
CTV - VTS	CTV	VTS	4,73	0,0877	0,0578	0,0037	270	14,0	
CTV - PVM	CTV	PVM	13,6	0,063898	0,062243	0,000706	570	29,6	
STQ - VTS	STQ	VTS	3,12	0,0523	0,0684	0,0022	376	19,5	
PVM - CTAI	PVM	CTAI	15,17	0,081912	0,072543	0,000612	336	17,5	
PVM - SDA	PVM	SDA	8,98	0,14312	0,18706	0,000195	376	19,5	
PVM - BDC	PVM	BDC	11,82	0,08021	0,09588	0,02687	508	26,4	
PVM - PDR	PVM	PDR	9,67	0,084961	0,083649	0,002625	508	26,4	
CTAI - CTS	CTAI	CTS	2,95	0,051535	0,019603	0,000272	168	8,7	
CTAI - BDC	CTAI	BDC	12,18	0,11554	0,064455	0,000291	304	15,8	

SDA - SVC	SDA	SVC	6,3	0,098197	0,012835	0,004143	376	19,5
LDF - MCH	LDF	MCH	15,31	0,09373	0,09072	0,000227	570	59,2
LDF - SVC	LDF	SVC	22,5	0,13846	0,173521	0,004951	376	19,5
LDF - MSR	LDF	MSR	14,49	0,250481	0,073441	0,00007	304	15,8
MCH - CAN	MCH	CAN	11,45	0,094011	0,11997	0,0038	304	15,8
MCH - CAN	MCH	CAN	10,92	0,327571	0,126371	0,000163	168	8,7
PFE - CAN	PFE	CAN	4,32	0,056944	0,064969	0,00009	570	29,6
PFE - CAN	PFE	CAN	9,59	0,076011	0,095621	0,00298	304	15,8
PFE - MSR	PFE	MSR	4,85	0,062491	0,060261	0,0001	376	19,5
SVC - BDC	SVC	BDC	10,50	0,3186	0,162	0,0002	304	15,8
BDC - PDR	BDC	PDR	3,26	0,0282	0,0695	0,061	508	26,4

Ilha do Porto Santo

CNP3 - VBL3 - 1	CNP	VBL	2,44	0,1401	0,0534	0,0017	376	19,5
CNP3 - VBL3 - 2	CNP	VBL	2,65	0,1524	0,0454	0,0013	168	8,7
CNP3 - CPS3	CNP	CPS	7,32	0,232523	0,073310	0,002163	376	19,5
VBL3 - CPS3	VBL	CPS	6,03	0,147260	0,043886	0,001267	168	8,7

Notas:

- a) Os valores em pusão referidos à Potência de base 100 MVA e à Tensão de base de 30kV.
- b) A capacidade térmica do Inverno é igual à capacidade térmica do Verão.
- c) A capacidade térmica dos cabos depende das condições de instalação e traçado.

From Bus	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service	Metered	Rate A
15	SECE CNP	16	SE VBA 30,000	1	0,140100	0,053400	0,001700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
15	SECE CNP	16	SE VBA 30,000	2	0,152400	0,045400	0,001300	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	8,7
15	SECE CNP	17	SE CPS 30,00	1	0,232523	0,073310	0,002163	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
16	SE VBA 30	17	SE CPS 30,00	1	0,147260	0,043886	0,001267	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	12,0
18	SE FCH 3	19	SE AMP 30,00	1	0,056300	0,138700	0,121700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	22,1
18	SE FCH 3	23	SE VTS 30,000	1	0,028600	0,070400	0,061800	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	22,1
18	SE FCH 3	23	SE VTS 30,000	2	0,061400	0,040500	0,002600	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	14,0
18	SE FCH 3	23	SE VTS 30,000	3	0,061400	0,040500	0,002600	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	14,0
18	SE FCH 3	30	SE PFE 30,00	1	0,038077	0,043680	0,000883	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	29,6
18	SE FCH 3	30	SE PFE 30,00	2	0,038077	0,043680	0,000883	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	29,6
19	SE AMP 3	20	SE CTV 30,00	1	0,039000	0,096000	0,084200	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	21,6
19	SE AMP 3	20	SE CTV 30,00	2	0,047587	0,025229	0,000060	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	15,8
19	SE AMP 3	23	SE VTS 30,000	1	0,038100	0,025100	0,001600	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	14,0
19	SE AMP 3	23	SE VTS 30,000	2	0,038100	0,025100	0,001600	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	14,0
20	SE CTV 30	22	SE STQ 30,00	1	0,019362	0,020758	0,000249	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
20	SE CTV 30	23	SE VTS 30,000	1	0,087700	0,057800	0,003700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	14,0
20	SE CTV 30	23	SE VTS 30,000	2	0,087700	0,057800	0,003700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	14,0
20	SE CTV 30	23	SE VTS 30,000	3	0,087700	0,057800	0,003700	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	14,0
20	SE CTV 30	24	SE PVM 30,00	1	0,063898	0,062243	0,000706	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	29,6
22	SE STQ 3	23	SE VTS 30,000	1	0,052300	0,068400	0,002200	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	19,5
24	SE PVM 3	25	SECE CTAI 30,0	1	0,081912	0,072543	0,000612	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	17,5
24	SE PVM 3	27	SE SDA 30,00	1	0,143120	0,187060	0,000195	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
24	SE PVM 3	33	SE BDC 30,00	1	0,080210	0,095880	0,026870	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	26,4
24	SE PVM 3	34	SE PDR 30,00	1	0,084961	0,083649	0,002625	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	26,4
25	SECE CTAI	26	SE CTS 30,00	1	0,051535	0,019603	0,000272	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	8,7
25	SECE CTAI	33	SE BDC 30,00	1	0,115540	0,064455	0,000291	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	15,8
27	SE SDA 3	32	SE SVC 30,00	1	0,098197	0,012835	0,004143	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	19,5
28	SE LDF 30	29	SE MCH 30,00	1	0,093730	0,090720	0,000227	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	59,2
28	SE LDF 30	32	SE SVC 30,00	1	0,138460	0,173521	0,004951	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
28	SE LDF 30	35	SE MSR 30,00	1	0,250481	0,073441	0,000070	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	15,0
29	SE MCH 3	31	SE CAN 30,00	1	0,094011	0,119970	0,003800	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	15,8
29	SE MCH 3	31	SE CAN 30,00	2	0,327571	0,126371	0,000163	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	8,3
30	SE PFE 30	31	SE CAN 30,00	1	0,056944	0,064969	0,000090	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	29,6
30	SE PFE 30	31	SE CAN 30,00	2	0,076011	0,095621	0,002980	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From	15,8
30	SE PFE 30	35	SE MSR 30,00	1	0,062491	0,060261	0,000100	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	19,5
32	SE SVC 3	33	SE BDC 30,00	1	0,318600	0,162000	0,000200	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	15,8
33	SE BDC 3	34	SE PDR 30,00	1	0,028200	0,069500	0,061000	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From	26,4

Figura D.3- Interface do separador “Ramos” no PSSE com as ligações e respetivos parâmetros que constituem a rede de transporte de 30 kV.

D.3- Transformadores:

Tabela D.5- Parâmetros dos transformadores a inserir no PSSE.

Parâmetro	Descrição
From Bus Number	A partir do barramento número- Número do barramento que o transformador irá transformar.
From Bus Name	A partir do barramento com o nome- Nome do barramento que o transformador irá transformar.
To Bus Number	Até ao barramento número- Número do barramento para o qual o transformador irá transformar.
To Bus Name	Até ao barramento com o nome- Nome do barramento para o qual o transformador irá transformar.
Id	Identificação- Número do transformador, necessário quando existe redundância com duas ou mais transformadores ligados exatamente aos mesmos barramentos.
Name	Nome- Nomenclatura que o utilizador quiser dar ao transformador.
In Service	Em serviço- Permite ligar e desligar o transformador.
Metered	Medida- Simboliza a orientação do transformador.
Winding 1	Enrolamento 1- Define o enrolamento do nível de tensão que será transformado (está selecionado juntamente com o <i>Metered</i>)
Controlled	Controlado- Permite escolher o barramento onde o nível de tensão será rigorosamente controlado.
Control Mode	Modo de controlo- Permite escolher o modo de controlo do transformador. Neste caso o modo de controlo é o de tensão, que controla o nível tensão no barramento a controlar.
Specified R (pu or watts)	Resistência (pu ou watts)- Valor da resistência do transformador.
Specified X (pu)	Reactância (pu)- Valor da reatância do transformador.

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Metered	Winding 1	Controlled	Controlled	Tap Positions	Control Mode	Auto Adjust	Winding I/O Code	Impedance I/O Code	Admittance I/O Code	Specified R (pu or watts)	Specified X (pu)
1	SE LDR6 60.00	25	SECE CTAI 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
1	SE LDR6 60.00	40	CE CAVHD 6.6000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
2	SE VTO 6 60.0	20	SE CTV 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004000	0.099900
2	SE VTO 6 60.0	21	CE VIT 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004000	0.099900
2	SE VTO 6 60.0	36	CE WIFUEL 6.6000	6		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
2	SE VTO 6 60.0	36	CE WIFUEL 6.6000	7		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
4	SE PFE 6 60.0	30	SE PFE 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
8	SE MCH6 60.0	29	SE MICH 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
10	SE CTC6 60.00	38	CE CNLPRV 11.000	2		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
12	CE CTVII 60.00	37	CE WITGN 11.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004800	0.099900
13	SE PMO6 60.0	24	SE PVM 30.000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.004000	0.099900
15	SECE CNP 30.	44	CE CNP 6.6000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.003300	0.082900
27	SE SDA 30.00	39	CE SDAHID 6.6000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.003300	0.082900
33	SE BDC 30.00	43	CE BDCEO 6.6000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.003300	0.082900
34	SE PDR 30.00	41	CE LRLEO 6.6000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.003300	0.082900
35	SE MSR 30.0	42	CE MSR 6.0000	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> From <input type="checkbox"/> From	0	Tapped	33 None		<input type="checkbox"/> Yes	Turns ratio (pu on bus bas	Zpu (system ba	Y pu (system ba	0.003300	0.082900

Figura D.4- Interface do separador “Transformadores” no PSSE com os transformadores e respetivos parâmetros utilizados.

D.4- Cargas:

Tabela D.6- Parâmetros das cargas a inserir no PSSE.

Parâmetro	Descrição
Bus Number	Número do barramento onde a carga é acoplada.
Bus Name	Nome do barramento onde a carga é acoplada.
Id	Número da carga, necessário quando existe mais do que uma carga acoplada ao mesmo barramento.
In Service	Permite ligar e desligar a carga. Quando está ligada, no parâmetro “Code” está um “1” e quando está desligada, está um “0”.
Pload (MW)	Representa a componente ativa da carga, em MW.
Qload (MVar)	Representa a componente reativa da carga, em MVar.

Bus Number	Bus Name	Id	Code	Area Num	Zone Num	Zone	Owner Num	Owner Name	In Service	Scalable	Interruptible	Pload (MW)	Qload (Mvar)
3	SE VIV6	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,2000	7,3000
7	SE ALE6	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	3,5000	1,5000
9	SE CNL6	3	1	3	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	4,4000	1,7000
11	SE SJO6	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	7,3000	5,5000
15	SECE CN	1	2	4	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,0000	0,6000
16	SE VBA	1	1	4	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	2,3000	1,2000
17	SE CPS	1	1	4	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,6000	1,1000
18	SE FCH	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	3,6000	1,6000
19	SE AMP	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	9,4000	6,2000
20	SE CTV	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	9,9000	6,4000
22	SE STQ	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	4,9000	1,6000
23	SE VTS	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	3,0000	6,3000
24	SE PVM	1	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	6,1000	4,6000
24	SE PVM	2	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	2,2000	1,1000
24	SE PVM	3	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	3,7000	3,0000
25	SECE CT	1	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	0,4000	0,2000
25	SECE CT	2	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	4,3000	1,0000
26	SE CTS	1	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	2,0000	1,6000
27	SE SDA	1	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	0,4000	0,2000
28	SE LDF	1	1	3	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,2000	1,4000
28	SE LDF	2	1	3	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,9000	1,2000
29	SE MCH	1	1	3	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	8,5000	4,6000
29	SE MCH	2	1	3	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,9000	1,0000
30	SE PFE	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	6,9000	4,8000
30	SE PFE	2	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	5,0000	4,2000
31	SE CAN	1	1	2	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	7,4000	3,8000
32	SE SVC	1	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,6000	0,8000
32	SE SVC	2	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	2,4000	1,1000
32	SE SVC	3	1	1	1		1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes	1,1000	0,7000

Figura D.5- Interface do separador “Cargas” no PSSE com um exemplo de cargas e respectivos parâmetros utilizados.

D.5- Geração:

Tabela D7- Parâmetros das cargas a inserir no PSSE.

Parâmetro	Descrição
Bus Number	Número do barramento onde o gerador é acoplado.
Bus Name	Nome do barramento onde o gerador é acoplado.
Id	Número do gerador, necessário quando existe mais do que um acoplado ao mesmo barramento.
Code	Indica se o barramento do gerador é de carga, geração ou balanceamento, representado por “1”, “2” ou “3”, respetivamente.
VSched (pu)	Define em pu a regulação de tensão utilizada. Por defeito é “1,0”.
In Service	Permite ligar e desligar a carga. Quando está ligada, no parâmetro “Code” está um “1” e quando está desligada, está um “0”.
PGen (MW)	Representa a potência ativa gerada.
PMax (MW)	Representa o valor máximo de potência ativa que o gerador consegue gerar.
PMin (MW)	Representa o valor mínimo de potência ativa que o gerador consegue gerar.
QGen (MVar)	Representa a potência reativa gerada.
QMax (MVar)	Representa o valor máximo de potência reativa que o gerador consegue gerar.
QMin (MVar)	Representa o valor mínimo de potência reativa que o gerador consegue gerar.
Mbase (MVA)	Representa a potência nominal base do gerador, em MVA.
RSource (pu)	Valor da resistência do gerador.
XSource (pu)	Valor da reactância do gerador.
Wind Machine Control Mode	Modo de controlo da máquina eólica- Permite escolher um dos modos de controlo: “Standard QT, QB limits”, usa o Qmax como referência, e Qmin como limite; “+, - Q limits based on WPF”, usa os limites de Qmax e Qmin como referencia no sistema previsão de energia eólica WPF (<i>Wind power forecasting</i>); “Fixed Q based on WPF” usa o QGen como referência para o sistema WPF.
Wind Machine	Máquina Eólica- Define em pu a tensão máxima utilizada.

Network data X																			
Bus Number	Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	VSched (ou)	Remote Bus	In Servic	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	R Source (ou)	X Source (ou)
36	CE VITFUEL	1	2		1		2	1,0000	0	<input type="checkbox"/>	10,0000	10,0000	7,0000	4,7797	8,0000	-8,0000	14,00	0,010000	0,212000
36	CE VITFUEL	2	2		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	10,0000	10,0000	7,0000	1,6781	8,0000	-8,0000	14,00	0,010000	0,212000
36	CE VITFUEL	3	2		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	10,0000	10,0000	7,0000	1,6781	8,0000	-8,0000	14,00	0,010000	0,212000
36	CE VITFUEL	4	2		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	10,0000	10,0000	7,0000	1,6781	8,0000	-8,0000	14,00	0,010000	0,212000
37	CE VITGN	1	2		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,5810	17,0000	11,0000	0,6621	10,0000	-10,0000	20,70	0,010000	0,198000
37	CE VITGN	1	2		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,5810	17,0000	11,0000	0,6621	10,0000	-10,0000	20,70	0,010000	0,198000
37	CE VITGN	1	2		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,5799	17,0000	11,0000	0,6621	10,0000	-10,0000	20,70	0,010000	0,198000
38	CE CNLPRIV	1	3		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,8520	12,0000	7,0000	0,3699	8,0000	-8,0000	14,60	0,010000	0,212000
38	CE CNLPRIV	2	3		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,8520	12,0000	7,0000	0,3699	8,0000	-8,0000	14,60	0,010000	0,212000
38	CE CNLPRIV	3	3		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	11,8520	12,0000	7,0000	0,3699	8,0000	-8,0000	14,60	0,010000	0,212000
39	CE SDAHID	1	1		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	15,0000	16,0000	0,0000	-5,1203	10,0000	-10,0000	20,00	0,010000	0,212000
40	CE CAVHID	1	1		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	15,0000	16,0000	0,0000	-0,4746	10,0000	-10,0000	20,00	0,010000	0,212000
41	CE LRLFO	1	1		1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	20,0000	22,0000	0,0000	-6,2906	14,0000	-14,0000	25,00	0,010000	0,212000
42	CE MSR	6	1		2		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	4,0000	4,8000	-1,2000	3,6171	4,0000	-4,0000	11,00	0,010000	0,172000
44	BATERIAS	1	1		1		-2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0,0000	12,0000	0,0000	0,0000	8,0000	0,0000	15,00	0,010000	0,212000
47	OFFSHORE	1	1		1		1	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	18,0000	20,0000	0,0000	0,0000	12,0000	-12,0000	22,00	0,010000	0,212000

Figura D.6- Interface do separador “Máquinas” no PSSE com um exemplo de geradores e respetivos parâmetros utilizados.

D.6- Elementos de Compensação:

Tabela D.8- Parâmetros dos elementos de compensação a inserir.

Parâmetro	Descrição
Bus Number	Número do barramento onde o elemento de compensação é acoplado.
Bus Name	Nome do barramento onde o elemento de compensação é acoplado.
Id	Número do elemento de compensação, necessário quando existe mais do que um acoplado ao mesmo barramento.
Code	Indica se o barramento do elemento de compensação é de carga, geração ou balanceamento, representado por “1”, “2” ou “3”, respetivamente.
In Service	Permite ligar e desligar o elemento de compensação. Quando está ligada, no parâmetro “Code” está um “1” e quando está desligada, está um “0”.
G-Shunt (MW)	Representa a componente ativa elemento de compensação, em MW.
B-Shunt (MVar)	Representa a componente reativa elemento de compensação, em MVar.

Bus Number	Bus Name	Id	Area	Area Name	Zone	Zone Name	Code	In Servi	G-Shunt (MW)	B-Shunt (Mvar)	G-Zero (MW)	B-Zero (Mvar)
3	SE VIV6	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
3	SE VIV6	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
3	SE VIV6	3	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
3	SE VIV6	4	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
11	SE SJO6	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
11	SE SJO6	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
11	SE SJO6	3	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
11	SE SJO6	4	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	3	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	4	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	5	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
18	SE FCH	6	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
19	SE AMP	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
19	SE AMP	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
21	CE VIT	3	1	2	1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
21	CE VIT	3	2	2	1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
21	CE VIT	3	3	2	1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
21	CE VIT	3	4	2	1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
23	SE VTS	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
23	SE VTS	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
24	SE PVM	1	1		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
24	SE PVM	2	1		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
29	SE MCH	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
29	SE MCH	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
30	SE PFE	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
30	SE PFE	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
30	SE PFE	3	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
31	SE CAN	1	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
31	SE CAN	2	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00
31	SE CAN	3	2		1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	0,00	1,00	0,00	0,00

Figura D.7- Interface do separador “Elemento de compensação” no PSSE com os elemento de compensação e respetivos parâmetros utilizados.

Line Name	Converter 1	Converter 2	Control Mode	Rdc (ohms)	Owner	Fraction 1	Owner	Fraction 2	Owner	Fraction 3	Owner	Fraction 4	Type	Bus Number	Bus Name	DC Control Type	DC Setpoint (kV or MW)	AC Control Mode	AC Setpoint (pu or pf)	A Loss (kW)	B Loss (kW / AMP)	Min Conv. Loss (kW)	MVA/%Rating	AC Current Rating (am)	PWR Weighting	Max Reactive	Min Reactive Power (Mvar)	RMPCT (%)	Remote Bus
MAD-PSO	45 LIG MAD 60.00	46 LIG PSO 60.00	In-service	4,801	1	1,000	0	1,000	0	1,000	0	1,000	Converters 1	45	LIG MAD	6 kV	180.0 Voltage	1,0000	1,0000	18.0	5.00	0.0	200.0	627.0	1,000	2.3	-2.3	100.0	46
	Converters 2	46	LIG PSO	6 MW	7.8 Voltage	1,0000	1,0000	18.0	5.00	0.0	200.0	627.0	1,000	2.3	-2.3	100.0	45												

Figura D.8- Parâmetros do sistema HVDC- VSC (cabo e conversores).

Anexo E- Regime permanente- Simulações com bobines para compensação

Tabela E.1- Dados relevantes dos cenários com ligação HVAC, sem bobine para compensação da potência reativa.

	1º Trimestre		2º Trimestre		3º Trimestre		4º Trimestre		
	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	
Carga Total (MW)	139,1	64,8	131,9	71,4	141,6	80,3	146,7	71,1	
Carga na ilha Madeira (MW)	134,2	62,3	125,6	68	134,5	76,1	140,9	68,1	
Carga na ilha do Porto Santo (MW)	4,9	2,5	6,3	3,4	7,1	4,2	5,8	3	
Geração total (MW)	140,7	65,5	133,2	72,9	143,1	81,1	148,6	72,0	
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)	20	10	20	10	20	16	20	10	
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)	48,7	22,5	41,2	29,2	51,1	32,1	56,2	29,0	
Central Térmica do Caniçal (MW)	33	11	33	11	33	11	33	11	
Serra D'Água- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Calheta- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Paul da Serra- Eólica (MW)	15	8	15	8	15	8	15	8	
Meia Serra- Resíduos (MW)	4	4	4	4	4	4	4	4	
Madeira- Porto Santo	P. transmitida (MW)	5,1	2,7	6,5	3,6	7,3	4,4	6,0	3,2
	Perdas (MW)	0,17	0,21	0,16	0,19	0,16	0,17	0,17	0,21
	Perdas (MVars)	0,32	0,39	0,31	0,38	0,31	0,33	0,33	0,39
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	23,2	27,9	23,0	27,5	22,9	26,5	23,0	27,8
	Carga na linha	31	35	31	34	29	32	31	35
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)	29	22	30	24	32	24	32	23	
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)	40	48	38	47	37	46	38	48	
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)	21	23	21	22	20	21	21	23	

Tabela E.2- Dados relevantes dos cenários com ligação HVAC e com bobine no barramento do LDF para compensação da Potência reativa.

	1º Trimestre		2º Trimestre		3º Trimestre		4º Trimestre		
	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	
Carga Total (MW)	139,1	64,8	131,9	71,4	141,6	80,3	146,7	71,1	
Carga na ilha Madeira (MW)	134,2	62,3	125,6	68	134,5	76,1	140,9	68,1	
Carga na ilha do Porto Santo (MW)	4,9	2,5	6,3	3,4	7,1	4,2	5,8	3	
Geração total (MW)	140,5	65,5	133,2	72,9	143,1	81,1	148,6	72,0	
Central Térmica da Vitória- Fuel (MW)	20	10	20	10	20	16	20	10	
Central Térmica da Vitória- Gás Natural (MW)	48,5	22,5	41,2	29,2	51,1	32,1	56,2	29,0	
Central Térmica do Caniçal (MW)	33	11	33	11	33	11	33	11	
Serra D'Água- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Calheta- Hídrica (MW)	10	5	10	5	10	5	10	5	
Paul da Serra- Eólica (MW)	15	8	15	8	15	8	15	8	
Meia Serra- Resíduos (MW)	4	4	4	4	4	4	4	4	
Madeira- Porto Santo	P. transmitida (MW)	5,1	2,7	6,5	3,6	7,3	4,4	6,0	3,2
	Perdas (MW)	0,15	0,17	0,15	0,16	0,15	0,15	0,15	0,17
	Perdas (MVars)	0,30	0,33	0,30	0,32	0,29	0,30	0,30	0,33
	P. reativa gerada na ligação (MVars)	21,0	23,4	22,5	23,8	21,4	22,9	21,4	23,9
	Carga na linha	30	38	29	31	28	30	29	32
Lombo do Faial- São Vicente: Carga na linha (%)	32	25	34	29	35	31	33	28	
Lombo do Faial- Meia Serra: Carga na linha (%)	15	19	18	22	22	26	28	22	
Lombo do Faial- Machico: Carga na linha (%)	6	4	7	4	8	4	7	4	

Anexo F- Simulações em regime dinâmico

Programações dos modelos dinâmicos:

Tabela F.1- Parâmetros programados nos modelos dinâmicos dos geradores.

Vitória- Fuel (4 Geradores implementados)						Vitória- Gás Natural (3 Geradores Implementados) <i>Offshore</i> (2 Geradores implementados)					
GENSAL		IEEET1		DEGOV1		GENSAL		IEEET1		DEGOV1	
Parâmetros	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
T'do (> 0)	2,98	TR (sec)	0,023	T1 (sec)	0,2	T'do (> 0)	9,298	TR (sec)	0,023	T1 (sec)	0,2
T''do (> 0)	0,04	KA	200	T2 (sec)	0,3	T''do (> 0)	0,03	KA	200	T2 (sec)	0,3
T''qo (> 0)	0,12	TA (sec)	0,84	T3 (sec)	0,5	T''qo (> 0)	0,13	TA (sec)	0,84	T3 (sec)	0,5
Inertia H	7,34	VRMAX	3,5	K	10	Inertia H	1,6	VRMAX	3,5	K	10
Speed D	0,01	VRMIN	-2,5	T4 (sec)	1	Speed D	0,01	VRMIN	-2,5	T4 (sec)	1
Xd	1,431	KE	1	T5 (sec)	0,1	Xd	1,874	KE	1	T5 (sec)	0,1
Xq	0,941	TE (sec)	0,3	T6 (sec)	0,2	Xq	0,945	TE (sec)	0,3	T6 (sec)	0,2
X'd	0,288	KF	0,072	TD (0)	0,045	X'd	0,324	KF	0,072	TD (0)	0,045
X''d = X''q	0,212	TF (sec)	0,9	TMAX	1	X''d = X''q	0,198	TF (sec)	0,9	TMAX	1
X1	0,15	Switch=0	0	TMIN	0	X1	0,172	Switch=0	0	TMIN	0
S(1.0)	1,5	E1	2,47	Droop	0,07	S(1.0)	1,5	E1	2,47	Droop	0,07
S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	TE	0	S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	TE	0
----	----	E2	3,5	----	----	----	----	E2	3,5	----	----
----	----	SE (E2)	0,6	----	----	----	----	SE (E2)	0,6	----	----
Térmica do Caniçal (3 Geradores implementados)						Resíduos da Meia Serra					
GENSAL		IEEET1		DEGOV1		GENSAL		IEEET1		IEESGO	
Parâmetros	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
T'do (> 0)	2,98	TR (sec)	0,023	T1 (sec)	0,2	T'do (> 0)	5,38	TR (sec)	0,023	T1 (sec)	0,15
T''do (> 0)	0,04	KA	200	T2 (sec)	0,3	T''do (> 0)	----	KA	200	T2 (sec)	0
T''qo (> 0)	0,12	TA (sec)	0,84	T3 (sec)	0,5	T''qo (> 0)	----	TA (sec)	0,84	T3 (sec)	0,4
Inertia H	1,4	VRMAX	3,5	K	9	Inertia H	1,1	VRMAX	3,5	T4 (sec)	0
Speed D	0,01	VRMIN	-2,5	T4 (sec)	1	Speed D	----	VRMIN	-2,5	T5 (sec)	0
Xd	1,431	KE	1	T5 (sec)	0,1	Xd	2,254	KE	1	T6 (sec)	0
Xq	0,941	TE (sec)	0,3	T6 (sec)	0,2	Xq	1,127	TE (sec)	0,3	----	----
X'd	0,288	KF	0,12	TD (0)	0,045	X'd	0,311	KF	0,067	----	----
X''d = X''q	0,212	TF (sec)	0,9	TMAX	1	X''d = X''q	0,172	TF (sec)	1	----	----
X1	0,15	Switch=0	0	TMIN	0	X1	----	Switch=0	0	----	----
S(1.0)	1,5	E1	2,47	Droop	0,07	S(1.0)	1,5	E1	2,47	----	----
S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	TE	0	S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	----	----
----	----	E2	3,5	----	----	----	----	E2	3,5	----	----
----	----	SE (E2)	0,6	----	----	----	----	SE (E2)	0,6	----	----
Hídrica da Serra D'Água						Hídrica da Serra D'Água					
GENSAL		IEEET1		IEESGO		GENSAL		IEEET1		IEESGO	
Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
T'do (> 0)	1,55	TR (sec)	0,0230	T1 (sec)	0,1	T'do (> 0)	3,8	TR (sec)	0,02	T1 (sec)	0,1
T''do (> 0)	0,015	KA	400	T2 (sec)	0	T''do (> 0)	0,015	KA	187	T2 (sec)	0
T''qo (> 0)	0,031	TA (sec)	0,02	T3 (sec)	0,5	T''qo (> 0)	0,077	TA (sec)	0,89	T3 (sec)	0,5
Inertia H	3,06	VRMAX	7,3	T4 (sec)	0	Inertia H	2,06	VRMAX	3	T4 (sec)	0
Speed D	0,01	VRMIN	-7,3	T5 (sec)	0	Speed D	0,01	VRMIN	-3	T5 (sec)	0
Xd	1,15	KE	1	T6 (sec)	0	Xd	1,51	KE	1	T6 (sec)	0
Xq	0,75	TE (sec)	1	K1	25	Xq	0,97	TE (sec)	1	K1	25
X'd	0,37	KF	0,12	K2	0	X'd	0,25	KF	0,12	K2	0
X''d = X''q	0,24	TF (sec)	0,9	K3	1	X''d = X''q	0,22	TF (sec)	0,62	K3	1
X1	0,15	Switch=0	0	PMAX	1	X1	0,10	Switch=0	0	PMAX	1
S(1.0)	1,5	E1	2,47	PMIN	0,5	S(1.0)	1,5	E1	2,47	PMIN	0,5
S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	Droop (p)	0,5	S(1.2)	1,8	SE (E1)	0,035	Droop (p)	0,5
----	----	E2	4,5	----	----	----	----	E2	3,5	----	----
----	----	SE (E2)	0,47	----	----	----	----	SE (E2)	0,6	----	----

Tabela F.1- Parâmetros programados no modelo dinâmico da ligação HVDC.

Ligação HVDC- VSC			
Tpo_1	0,0500	AC_VC_Limits_2	0,0000
AC_VC_Limits_1	0,0000	AC_Vctrl_kp_2	1,5000
AC_Vctrl_kp_1	1,5000	Tac_2	0,0100
Tac_1	0,0100	Tacm_2	0,0100
Tacm_1	0,0100	Iacmax_2	1,0000
Iacmax_1	1,0000	Droop_2	0,0000
Droop_1	0,0000	VCMX_2	1,0700
VCMX_1	1,0700	XREACT_2	0,1700
XREACT_1	0,1700	QMAX_2	2,3280
QMAX_1	2,3280	QMIN_2	2,3280
QMIN_1	-2,3280	AC_VC_KT_2	1,2000
AC_VC_KT_1	1,2000	AC_VC_KTP_2	1,0000
AC_VC_KTP_1	1,0000	Tpo_DCL	0,0500
Tpo_2	0,0500	Tpo_lim	0,0500

Anexo G- Resultados das simulações em regime dinâmico

G.1- Testes em Regime Dinâmico- HVAC

Cenário 2- Cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira

Falha 4- curto circuito seguido de corte da *Offshore*

Começa-se por analisar o comportamento dos geradores perante esta falha. Assim, analisa-se o comportamento da potência ativa dos geradores e do banco de baterias, tal como ilustrado na Figura G.1.

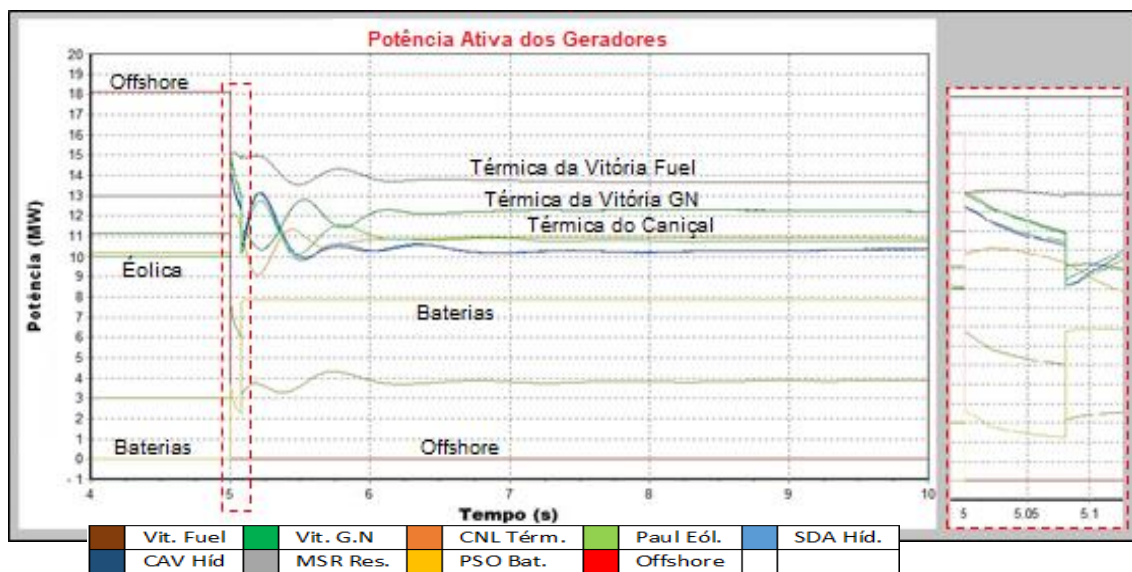


Figura F.1- Potência ativa dos geradores e do banco de baterias.

Pela Figura G.1, verifica-se que, até aos 5 segundos de simulação, momento em que se desencadeou a falha, as potências ativas dos geradores são constantes. Após os 5 segundos, e até aos 5,08 segundos, constata-se que as potências ativas dos geradores e do banco de baterias têm um pico acentuando e decaem ligeiramente, tal como observado através da imagem mais à direita. Aos 5,08 segundos, momento em que o curto circuito é corrigido e a produção *offshore* é desligada, verifica-se que as potências ativas dos geradores na ilha da Madeira aumentam, sendo o somatório do aumento de todos os geradores aproximadamente igual a 10 MW, potência que deixou de ser transmitida pela ligação HVAC. Já na ilha do Porto Santo, uma vez que a única produção que lá existia (produção *offshore*) foi desligada, constata-se que o banco de baterias teve uma resposta imediata e passou a fornecer aproximadamente 7,8 MW necessários para o consumo nesta ilha.

Posteriormente, analisa-se o comportamento da potência reativa dos geradores e do banco de baterias perante esta falha, como ilustrado na Figura G.2.

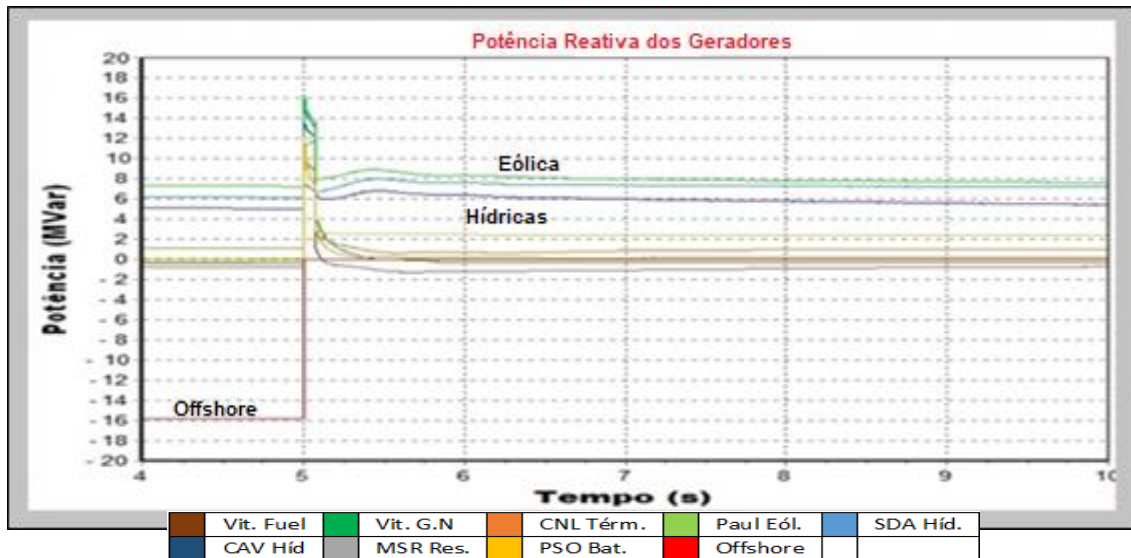


Figura G.2- Potência reativa dos geradores e do banco de baterias.

Analisando a Figura .2, constata-se que, de uma forma geral, o comportamento das potências reativas é idêntico ao das potências ativas, porém, os valores são obviamente diferentes. Verifica-se que, após o corte da produção *offshore*, esta deixa de consumir 16 MVars gerados no cabo de ligação e o banco de baterias começa a fornecer à rede da ilha do Porto Santo 2,3 MVars necessários ao seu consumo, que anteriormente eram fornecidos também pela potência reativa gerada no cabo de ligação.

Posteriormente, observa-se a percentagem de operação dos geradores e do banco de baterias. A Figura G.3 ilustra estes dados.

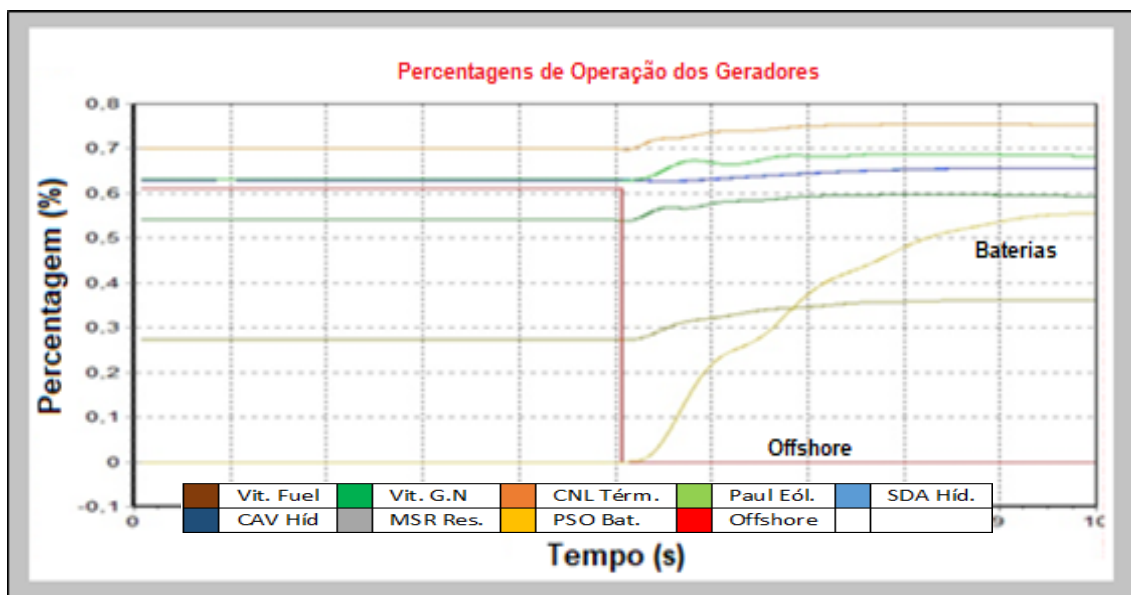


Figura G.3- Percentagem de operação dos geradores e do banco de baterias.

Analisando a Figura G.3, observa-se que há um aumento da percentagem de operação nos geradores da ilha da Madeira e no banco de baterias na ilha do Porto Santo. Analisando a Figura G.3, observa-se que há um aumento da percentagem de operação nos geradores da ilha da Madeira e no banco de baterias na ilha do Porto

Santo, uma vez que todos têm de aumentar a sua produção elétrica para compensar a potência que estava a ser fornecida pela *offshore* antes de ser desligada. Como seria de esperar, o banco de baterias teve a maior variação desta percentagem, visto que de 0 MW fornecidos passou quase que instantaneamente a produzir 7,8 MW.

Outra solução possível para alimentar a ilha do Porto Santo quando ocorre esta falha, é a da ilha da Madeira alimentar a ilha do Porto Santo através do cabo de ligação, e assim manter o banco de baterias inativo.

De seguida, verifica-se o comportamento da tensão nos barramentos, ilustrado na Figura G.4.

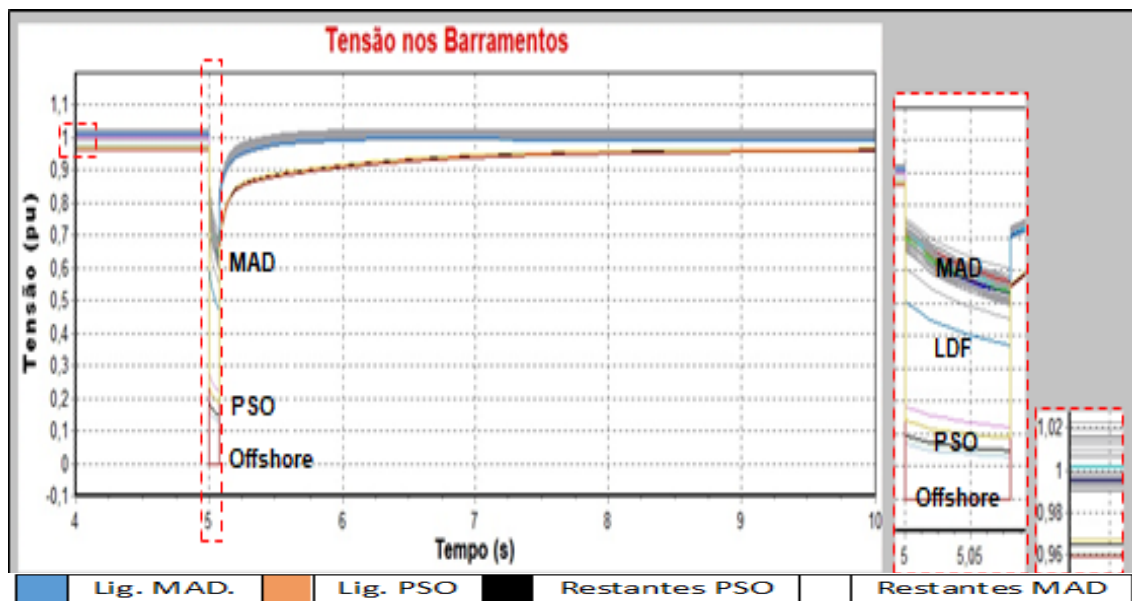


Figura G.4- Tensão nos barramentos.

Pela Figura G.4, verifica-se que o comportamento da tensão nos barramentos é o esperado, uma vez que, após a correção da falha, a tensão de todos os barramentos converge para os valores iniciais. Observa-se que durante o curto circuito a tensão do barramento da produção *offshore* cai instantaneamente para o valor nulo, uma vez que o curto circuito é efetuado neste barramento. Relativamente aos outros barramentos das duas ilhas, estes têm um decréscimo acentuado, com destaque para os barramentos de 30 kV da ilha do Porto Santo. Após a correção do curto circuito e a produção *offshore* ser desligada, a tensão de todos os barramentos converge, sendo que os barramentos da ilha do Porto Santo ficam em torno dos 0,96 pu e os da ilha da Madeira entre 0,99 pu e 1,02 pu.

Por fim, analisa-se o comportamento das frequências nos barramentos, ilustrados na Figura G.5.

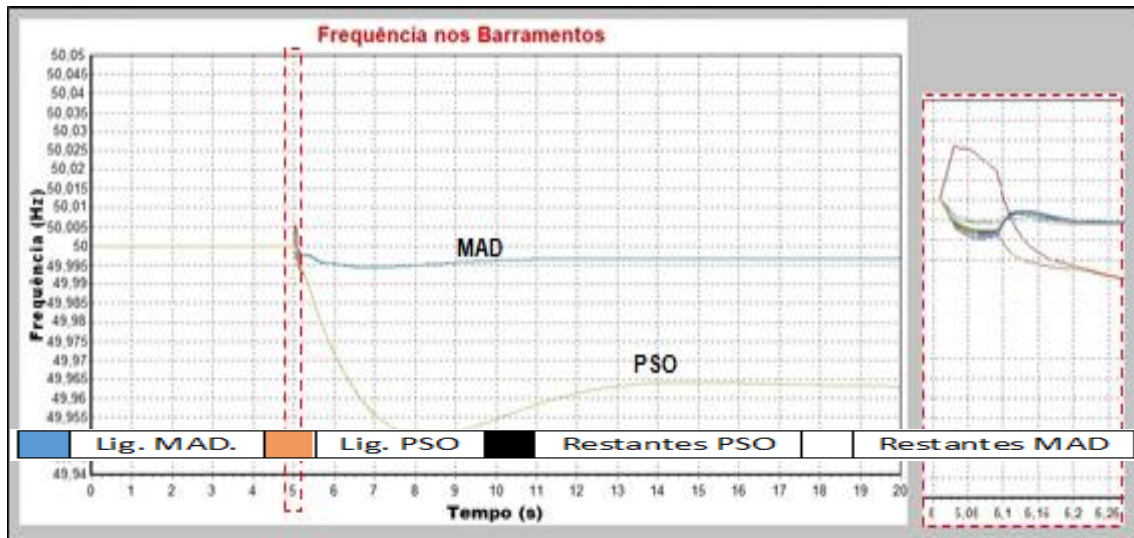


Figura G.5- Frequência nos barramentos.

Pela Figura G.5, observa-se que o comportamento da frequência nos barramentos é muito semelhante ao comportamento da mesma no corte da ligação. Verifica-se que as frequências nos barramentos das duas ilhas oscilam durante o período de curto circuito e, após o corte da *offshore*, estas convergem, sendo que a frequência dos barramentos da ilha da Madeira estabilizam nos 49,997 Hz e a dos barramentos do Porto Santo nos 49,963 Hz.

Cenário 2- Cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira

Falha 1- curto circuito seguido de corte da ligação entre as ilhas;

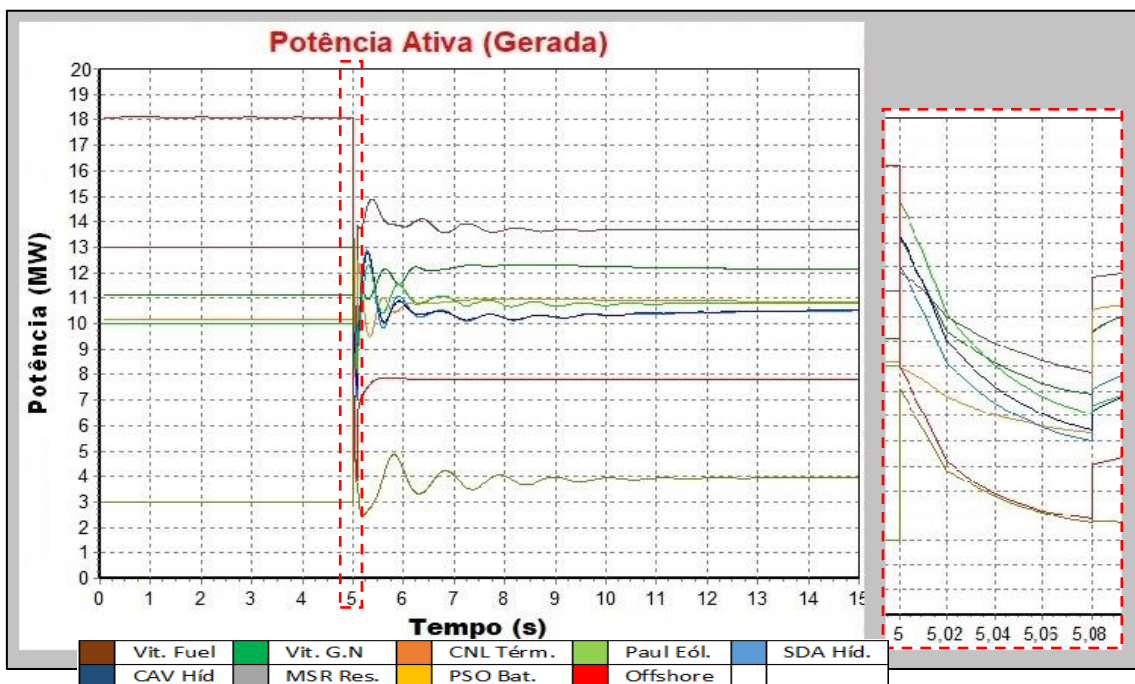


Figura G.6- Potência ativa dos geradores e da *offshore*.

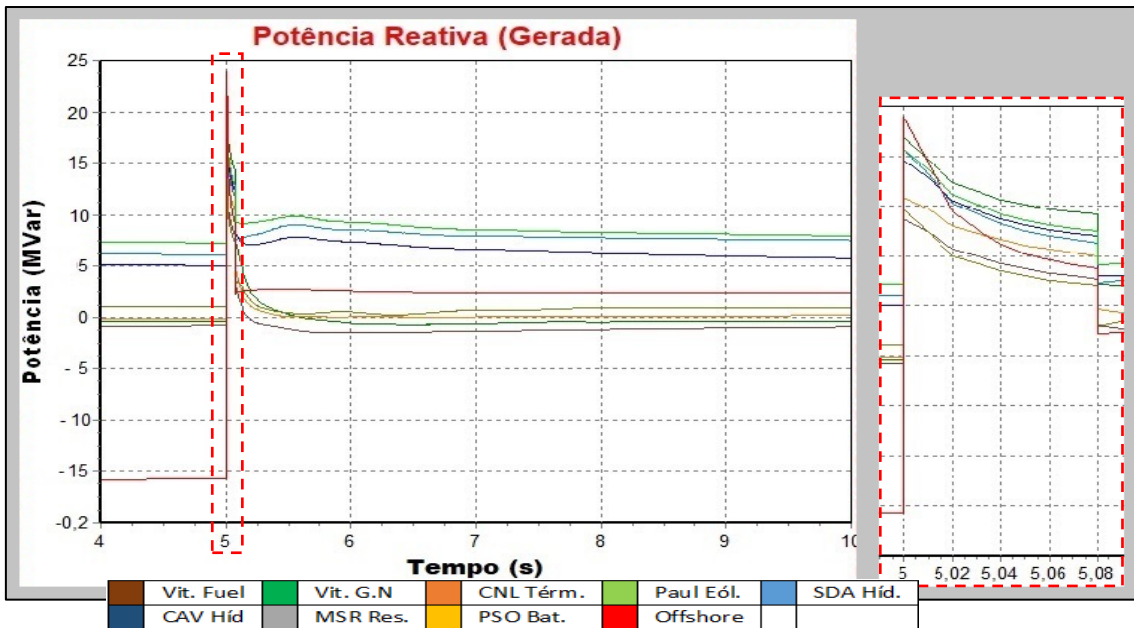


Figura G.7- Potência reativa dos geradores e da offshore.

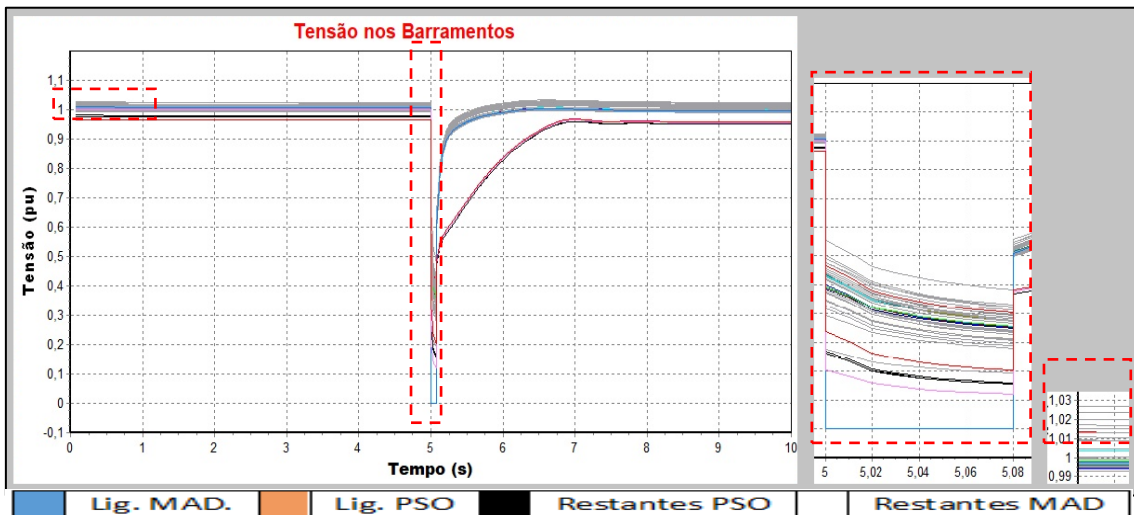


Figura G.8- Tensão nos barramentos.

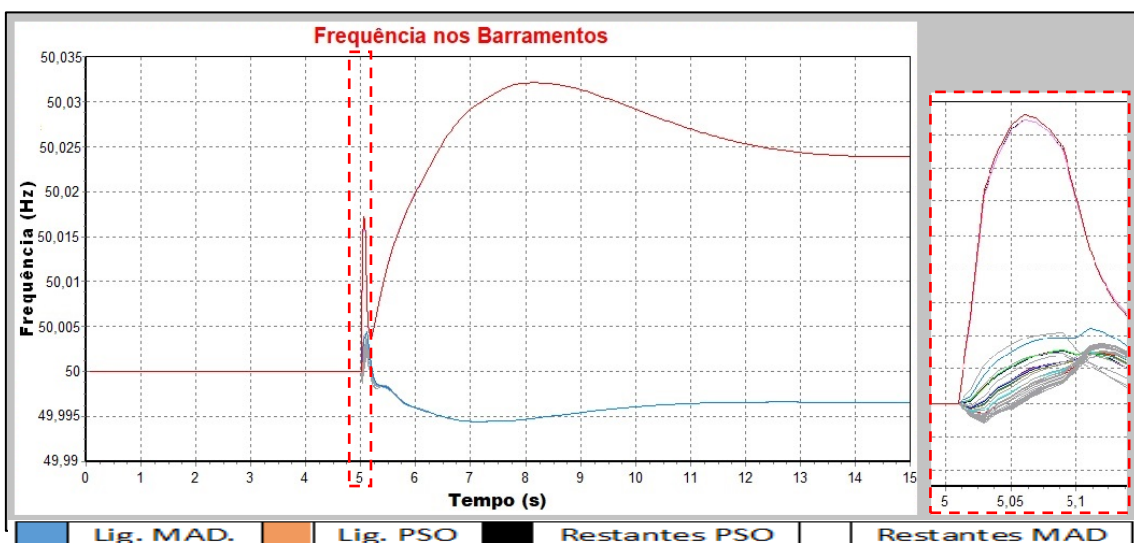


Figura G.9- Frequência nos barramentos.

Sobre estes resultados, verificou-se que, como seria de esperar, perante o corte da ligação, a produção *offshore* baixa o seu nível de produção para o nível que é necessário para alimentar a ilha do Porto Santo, não sendo necessária a entrada do banco de baterias na rede. Os restantes resultados, de potência reativa, tensão no barramentos e frequência são explícitos, e vão de encontro ao comportamento habitual, já descrito anteriormente, pelo que se excussão mais explicações.

Cenário 2- Cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira

Falha 2: curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha da Madeira;

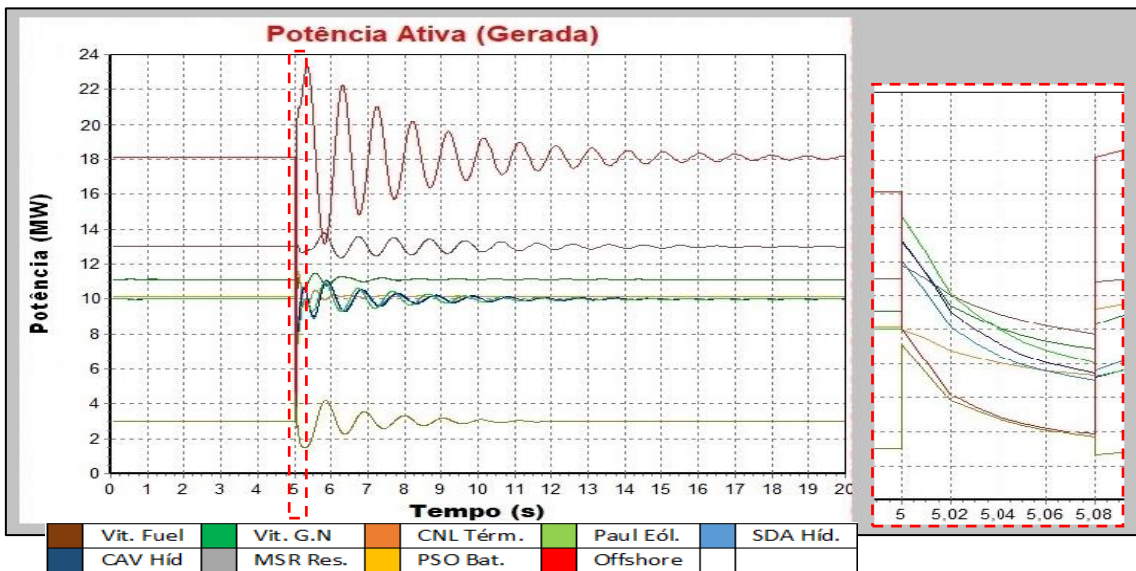


Figura G.10- Potência ativa dos geradores e da *offshore*.

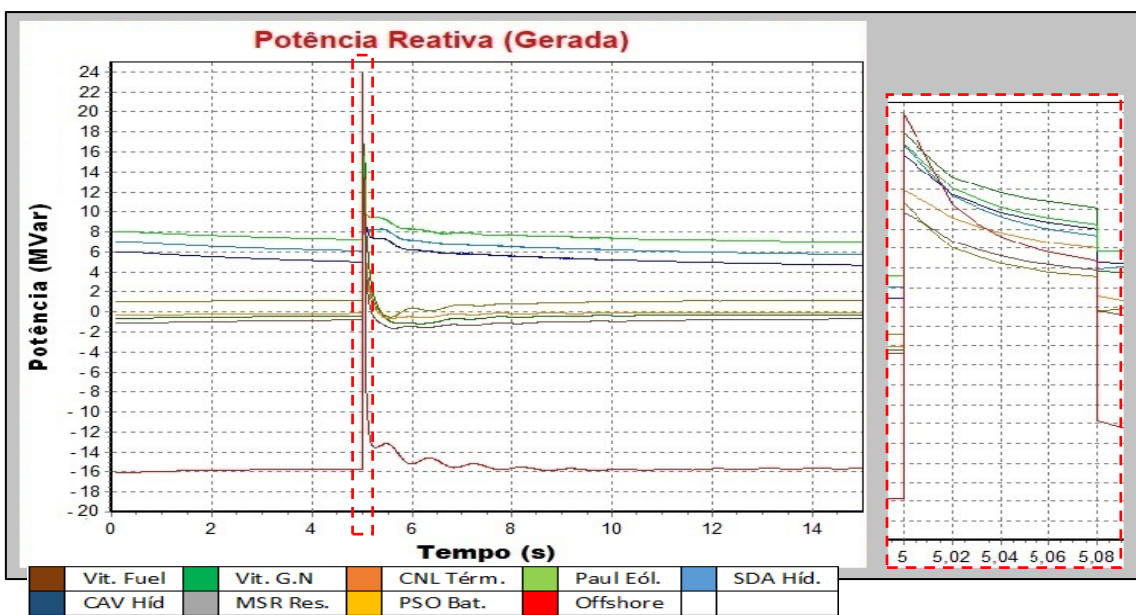


Figura G.11 - Potência reativa dos geradores e da *offshore*.

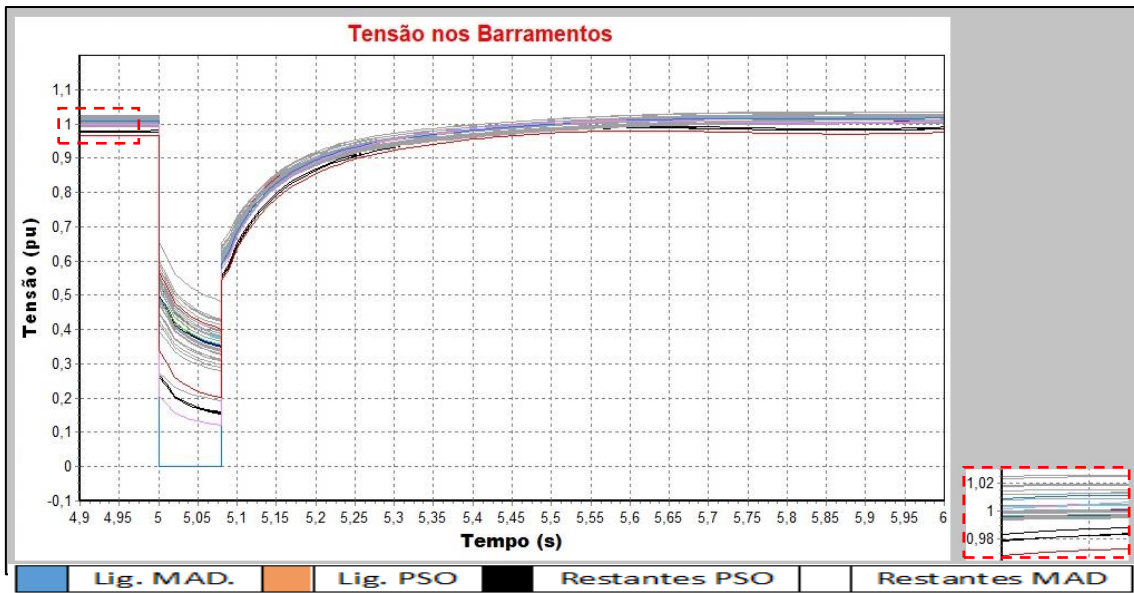


Figura G.12- Tensão nos barramentos.

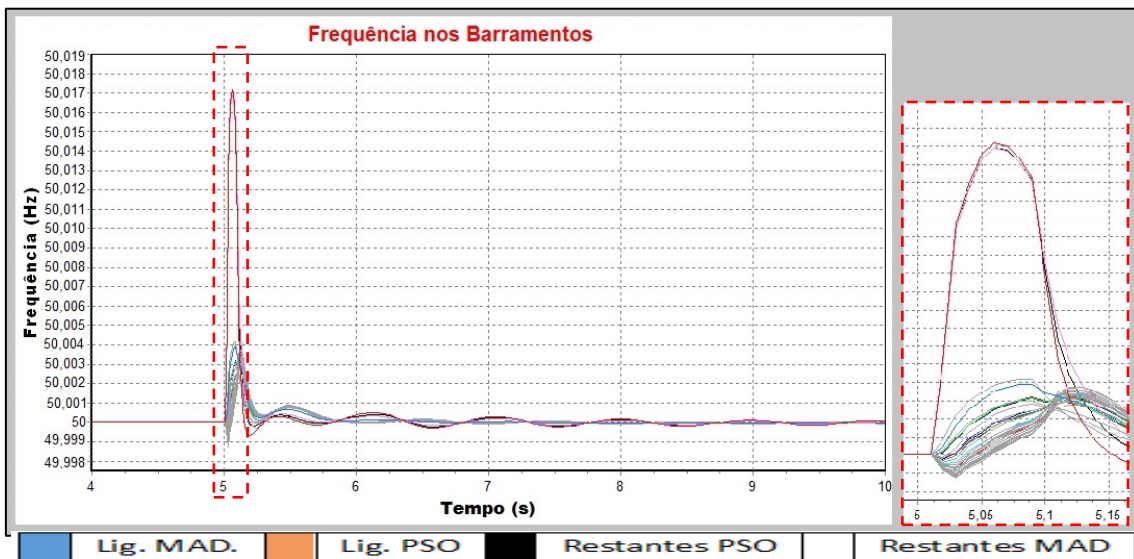


Figura G.13- Frequência nos barramentos.

Cenário 3- Cenário de carga máxima com entrega de 50 MW à ilha da Madeira

Falha 4- curto circuito seguido de corte da *Offshore*

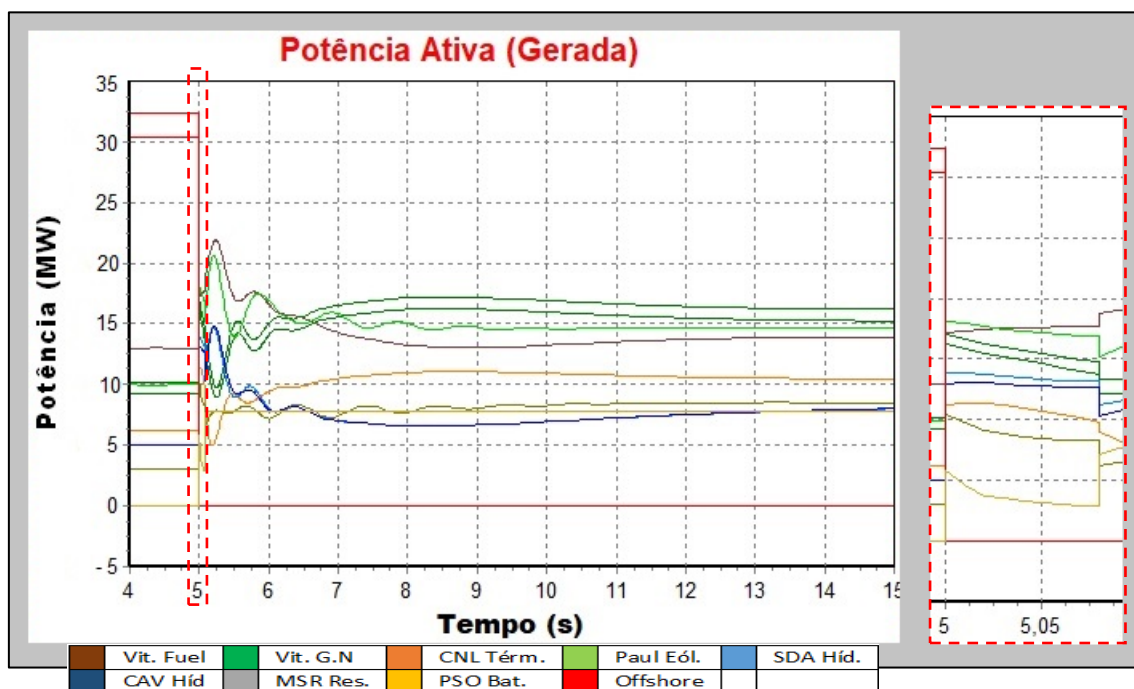


Figura G.14- Potência ativa dos geradores e do banco de baterias.

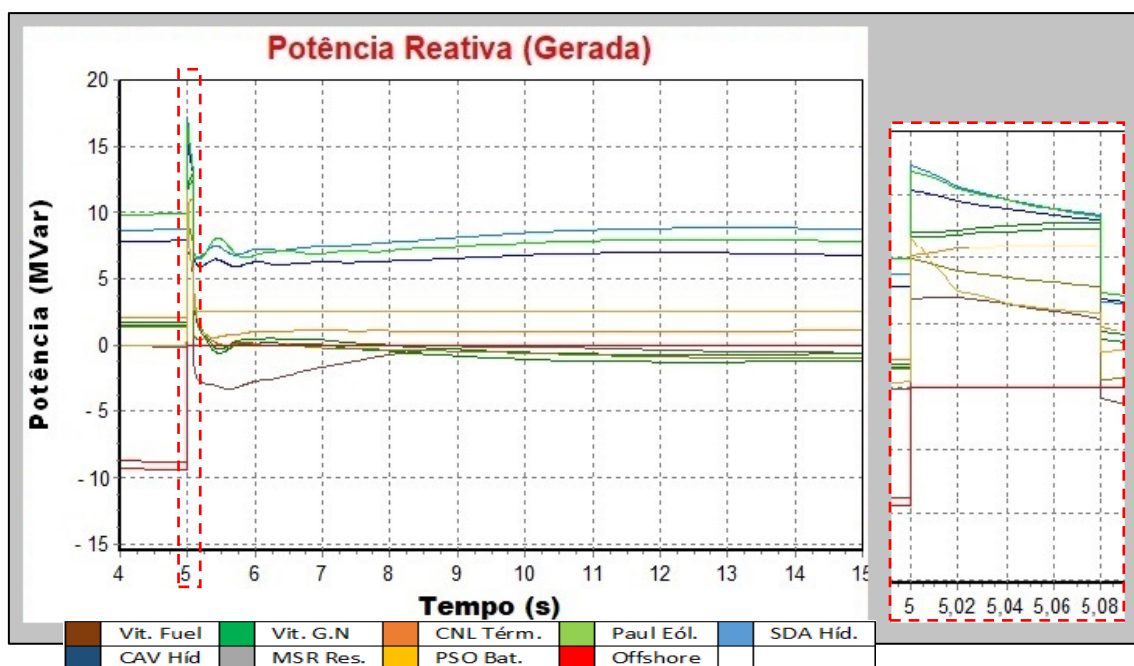


Figura G.15- Potência reativa dos geradores e do banco de baterias.

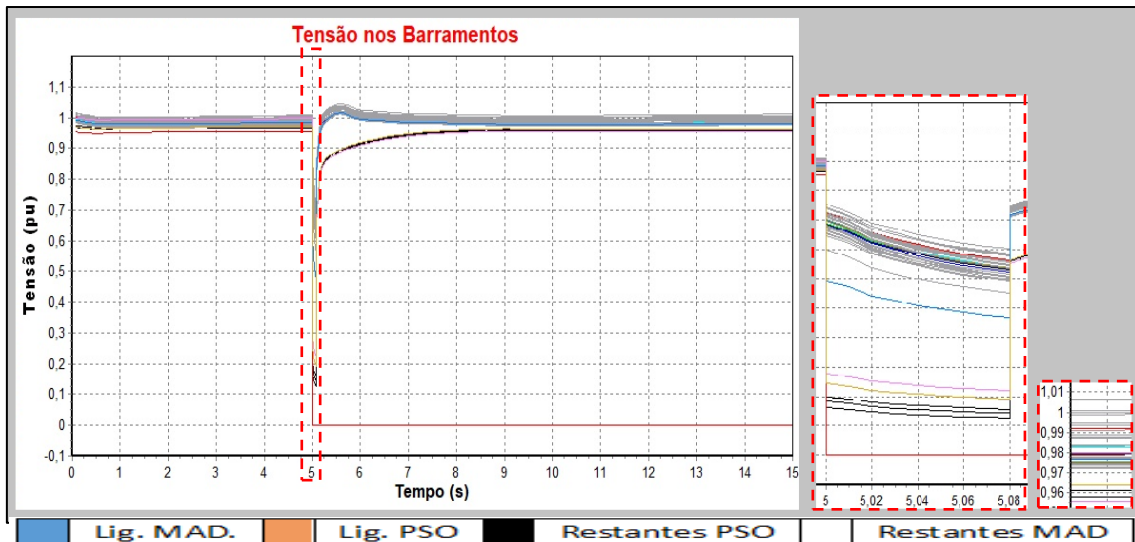


Figura G.16- Tensão nos barramentos.

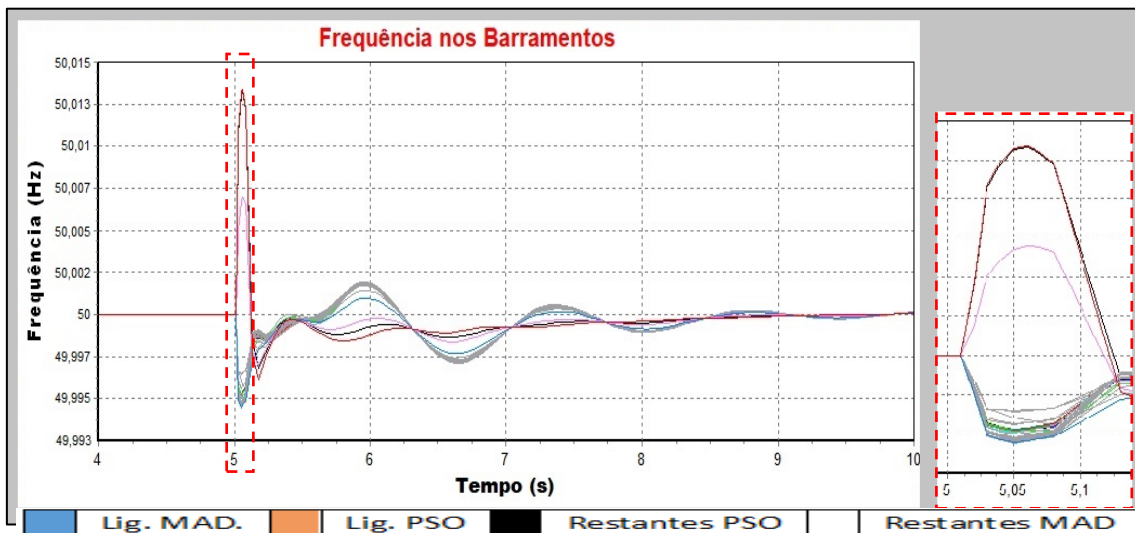


Figura G.17- Frequência nos barramentos.

Com base nos dados das figuras, verifica-se que o comportamento para o corte da produção *offshore* de 50 MW é idêntico ao do corte quando 10 MW. No entanto, chama-se à atenção que, este cenário é testado de forma irreal, uma vez que a rede estava preparada para o corte da produção *offshore* (os geradores da ilha da Madeira estavam a funcionar abaixo do rendimento ideal, de forma a poderem responder perante a falha), sendo que, caso a rede não estivesse preparada, seria necessário proceder ao deslastre de cargas para a rede não ir abaixo quando a falta repentina dos 50 MW provenientes pela ligação.

G.2- Testes em Regime Dinâmico- HVDC- VSC

Cenário 1- cenário de carga máxima sem produção *offshore*

Falha 2: curto circuito na ligação entre as duas ilhas, do lado da ilha da Madeira;

Desta forma, começa-se por analisar o comportamento dos geradores, estudando-se inicialmente a sua potência ativa, que se encontra ilustrada na Figura G.18

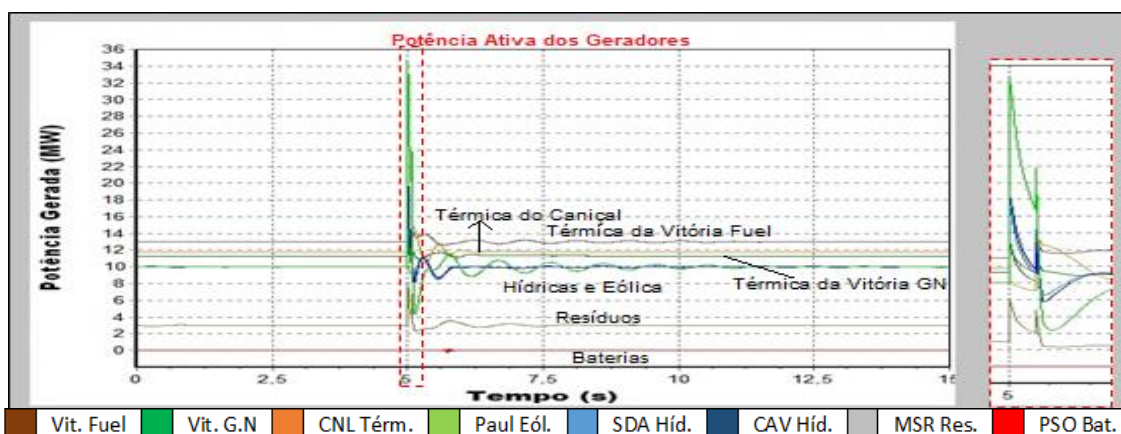


Figura G.18- Potência ativa dos geradores.

Pela Figura G.18 observa-se o comportamento das potências ativas dos geradores durante 15 segundos. Através desta, verifica-se que os resultados são idênticos aos da mesma falha do cenário 1 da ligação HVAC, ilustrado na Figura 5.6. Assim, até aos 5 segundos de simulação, as potências ativas são constantes e encontram-se estabilizadas. Aos 5 segundos ocorre o curto circuito e estas têm um pico elevado, decrescendo durante os 0,08 segundos seguintes. Aos 5,08 segundos, o curto circuito é corrigido e as potências ativas voltam a ter um pico, oscilando, posteriormente, até estabilizarem nos valores anteriores à ocorrência da falha.

Num momento posterior, analisa-se o comportamento da potência reativa dos geradores, que se encontra ilustrado na Figura G.19

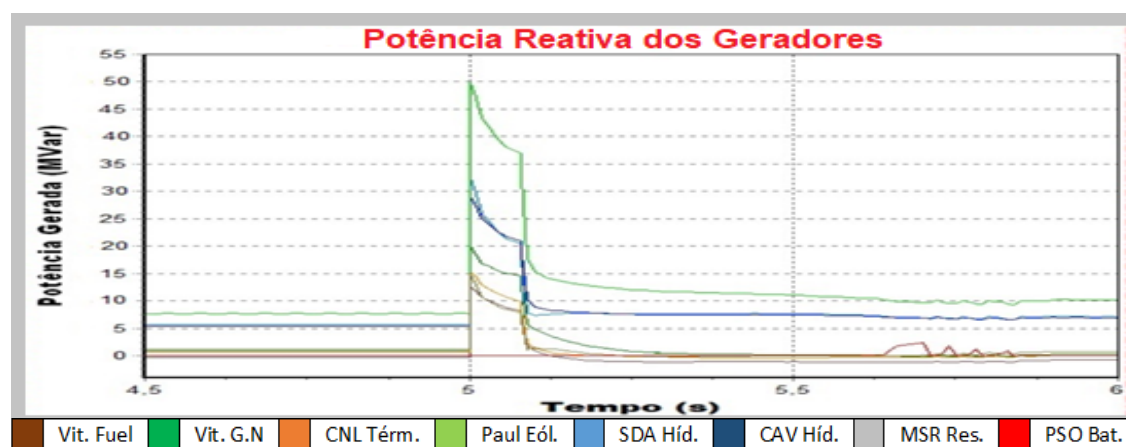


Figura G.19- Potência reativa dos geradores.

Através da análise da Figura G.19, verifica-se que as potências reativas apresentam um comportamento idêntico ao das potências ativas e, mais uma vez, às potências reativas do mesmo cenário e falha da simulação com ligação HVAC, ilustrado na Figura 5.7. Novamente, até aos 5 segundos estas potências encontram-se estáveis, tendo obtido um pico positivo no momento do curto circuito e decrescendo, em seguida, durante 0,08 segundos. Aos 5,08 segundos o curto circuito é corrigido e as potências reativas voltam a convergir para os valores originais.

De seguida, analisa-se o comportamento da tensão nos barramentos, ilustrado na Figura G.20.

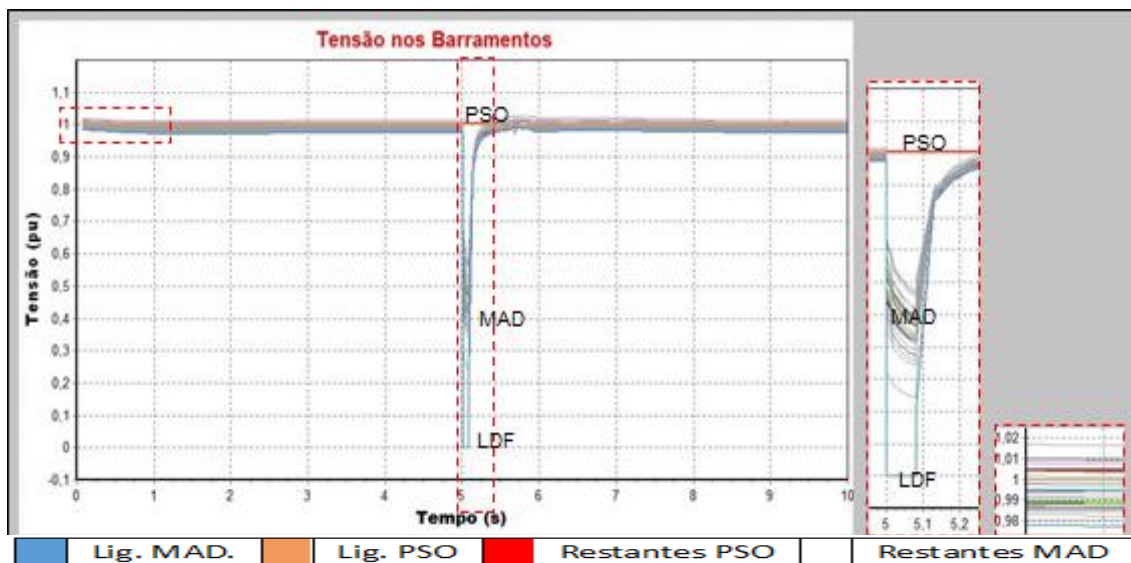


Figura G.20 - Tensão nos barramentos.

Pela análise da Figura G.20, observa-se que o sucedido é idêntico ao que ocorre na mesma falha e cenário da rede com a ligação HVAC, ilustrado na Figura 5.8, distinguindo-se, apenas, pelo facto de, neste caso, os barramentos da ilha do Porto Santo não acompanharem os barramentos da ilha da Madeira durante o curto circuito. Esta situação sucede, uma vez que neste sistema, ao contrário do que acontece no sistema HVAC, os dois extremos da ligação são independentes. Assim, verifica-se que as tensões nos barramentos da ilha do Porto Santo só reagem aos 5,65 segundos, devido à existência de elementos de armazenamento de energia nos conversores do sistema de transmissão. Visto que nesse momento o curto circuito já havia sido corrigido e os geradores da ilha da Madeira já se encontram a enviar energia para a ligação, a ilha do Porto Santo praticamente não é afetada pelo curto circuito.

Por fim, analisa-se o comportamento da frequência nos barramentos como ilustra a Figura G.21.



Figura G.21 - Frequência nos barramentos.

Através da visualização da Figura G.21, observa-se que a frequência de todos os barramentos encontra-se estabilizada nos 50 Hz até aos 5 segundos, momento em que ocorre a falha. Após esse instante, verifica-se que, do lado da ilha da Madeira, a frequência do barramento de ligação do sistema HVDC a esta ilha decresce até o curto circuito ser corrigido, atingindo os 49,892 Hz. Por sua vez, a frequência dos restantes barramentos desta ilha varia entre os 49,998 Hz e os 50,002 Hz, dependendo do barramento em questão. Após a correção do curto circuito, verifica-se que a frequência do barramento de ligação do sistema à da ilha da Madeira aumenta até aos 50,025 Hz e volta a decrescer, convergindo novamente para os 50 Hz. Relativamente às frequências dos restantes barramentos, estas elevam-se até aos 50,01 Hz, convergindo, posteriormente, para os 50 Hz.

Relativamente à frequência dos barramentos do lado da ilha do Porto Santo, verifica-se que só ocorrem perturbações aos 5,65 segundos, pelos motivos explicados anteriormente.

Por fim, conclui-se que a rede interligada pela ligação HVDC também suporta com sucesso o curto circuito de 4 ciclos da rede na saída do sistema HVDC para a ilha do Porto Santo, sendo que, neste caso, comparativamente ao sistema HVAC, as perturbações do lado a ilha do Porto Santo são muito menores.

Cenário 2- Cenário de carga máxima com entrega de 10 MW à ilha da Madeira

Falha 4- curto circuito seguido de corte da *Offshore*

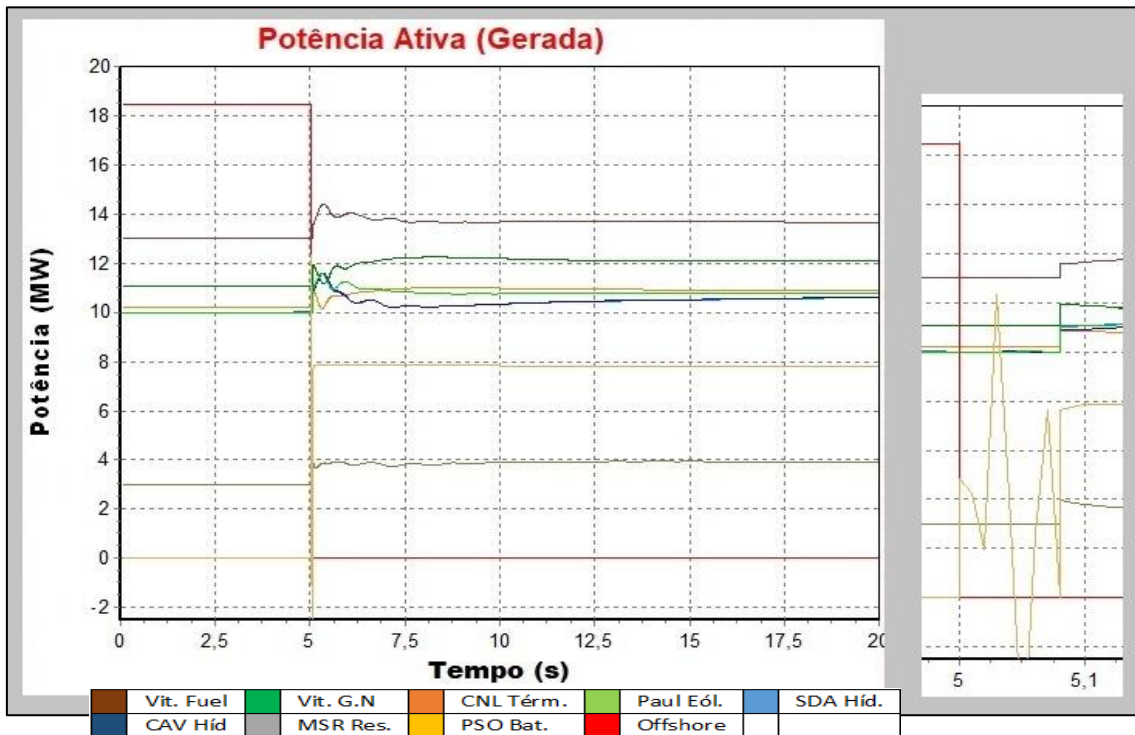


Figura G.22- Potência ativa dos geradores e do banco de baterias.

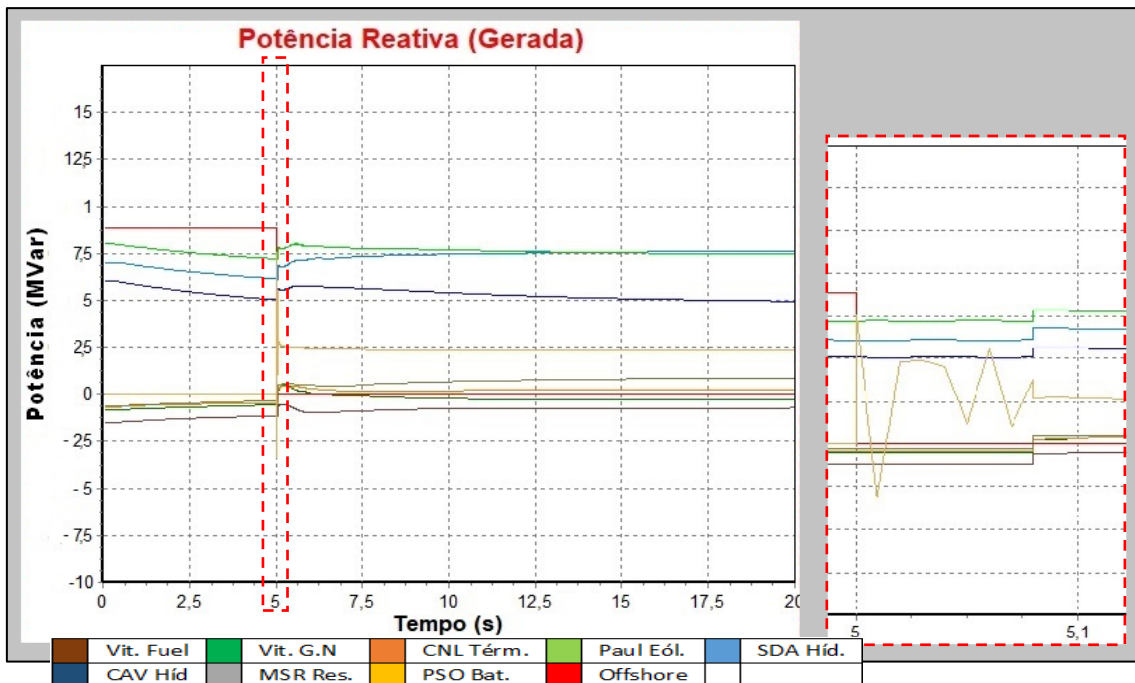


Figura G.23- Potência reativa dos geradores e do banco de baterias.

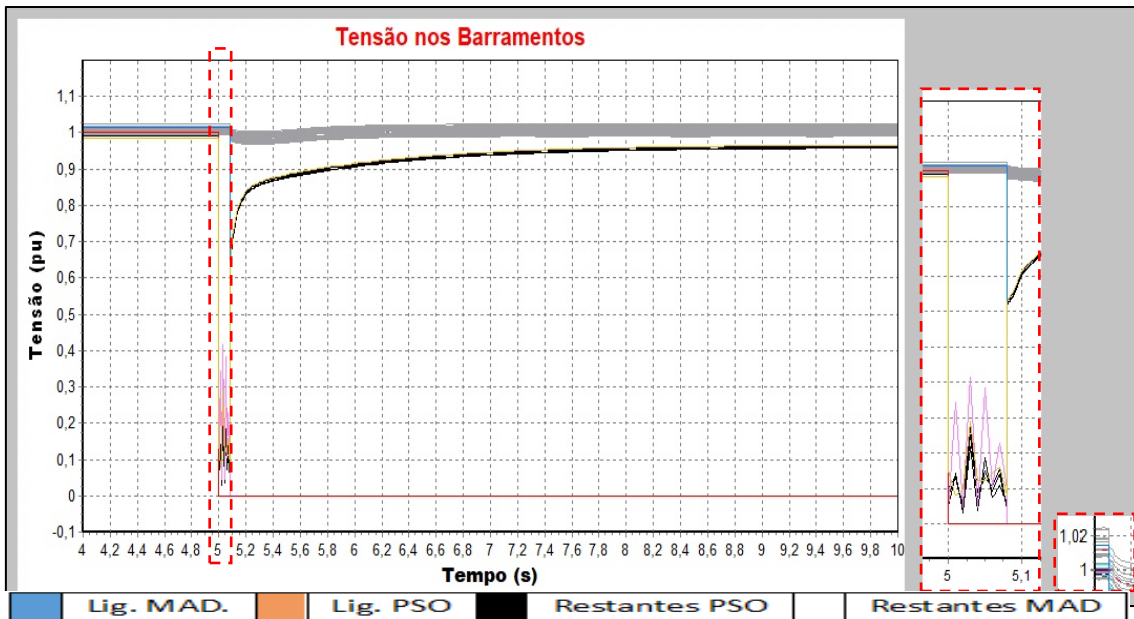


Figura G.24- Tensão nos barramentos.

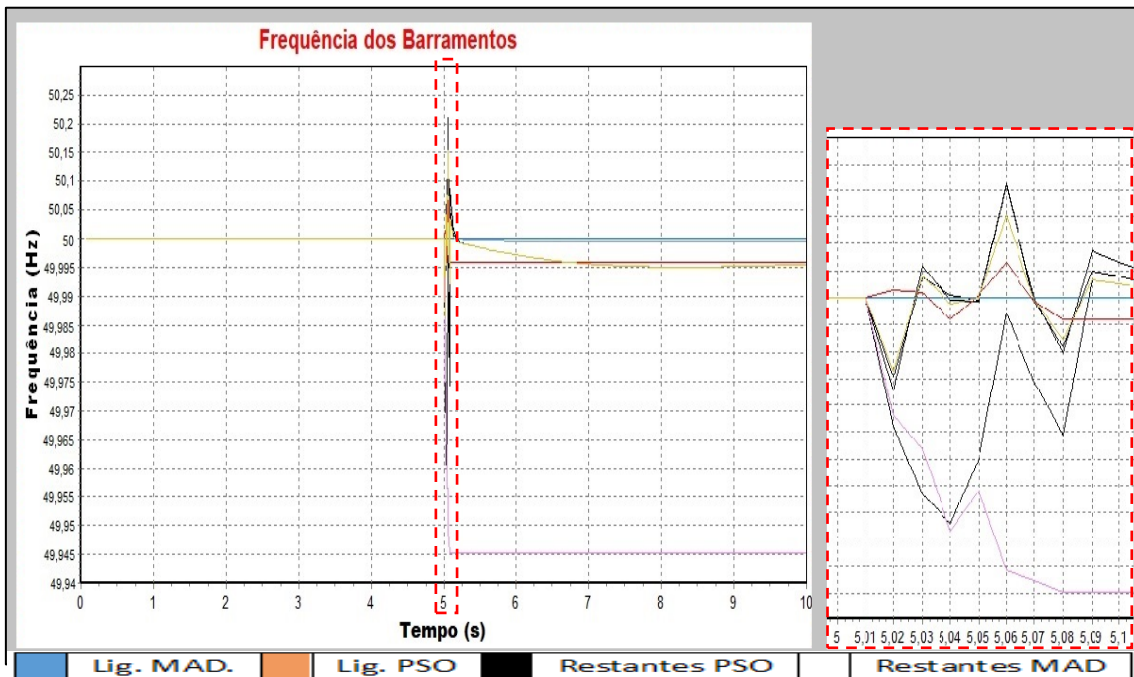


Figura G.25- Frequência nos barramentos.

Conclui-se que o comportamento é muito idêntico ao da mesma falha no mesmo cenário que na ligação HVAC.

Cenário 3- Cenário de carga máxima com entrega de 50 MW à ilha da Madeira

Falha 4- curto circuito seguido de corte da *Offshore*

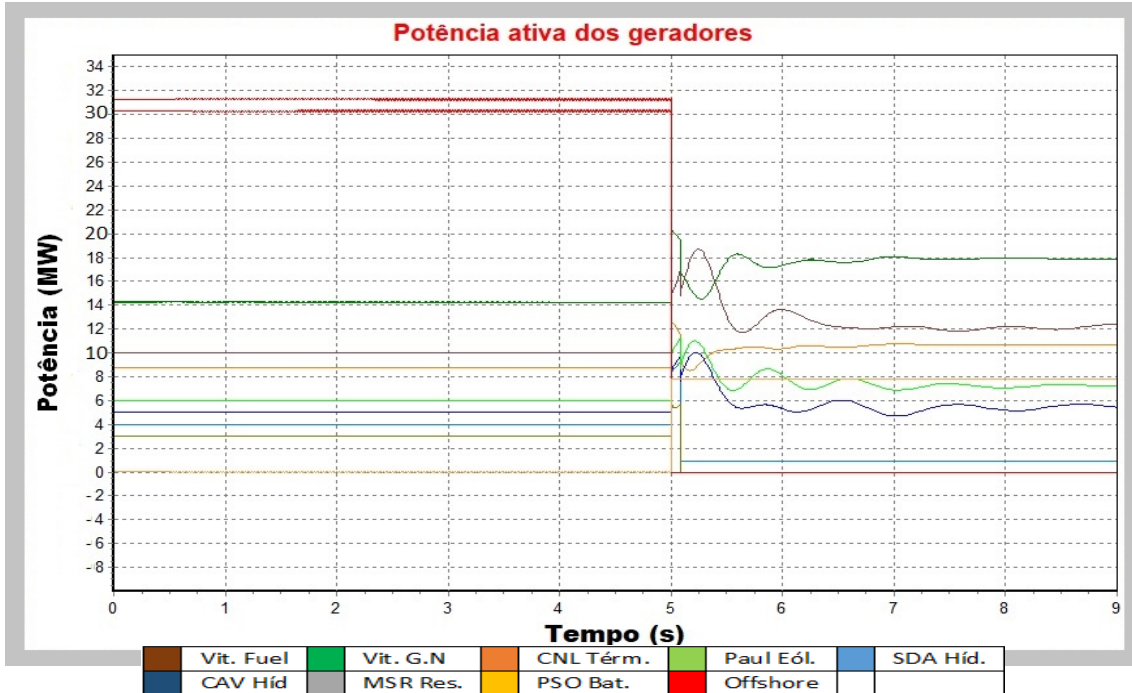


Figura G.26- Potência ativa dos geradores e do banco de baterias.

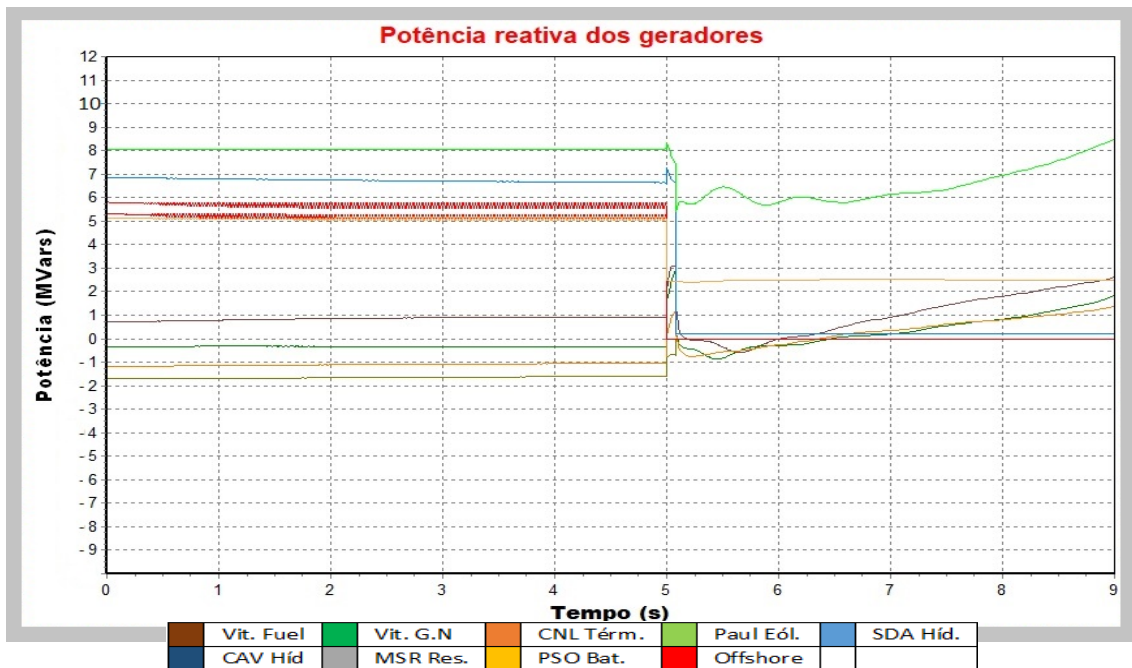


Figura G.27- Potência reativa dos geradores e do banco de baterias.

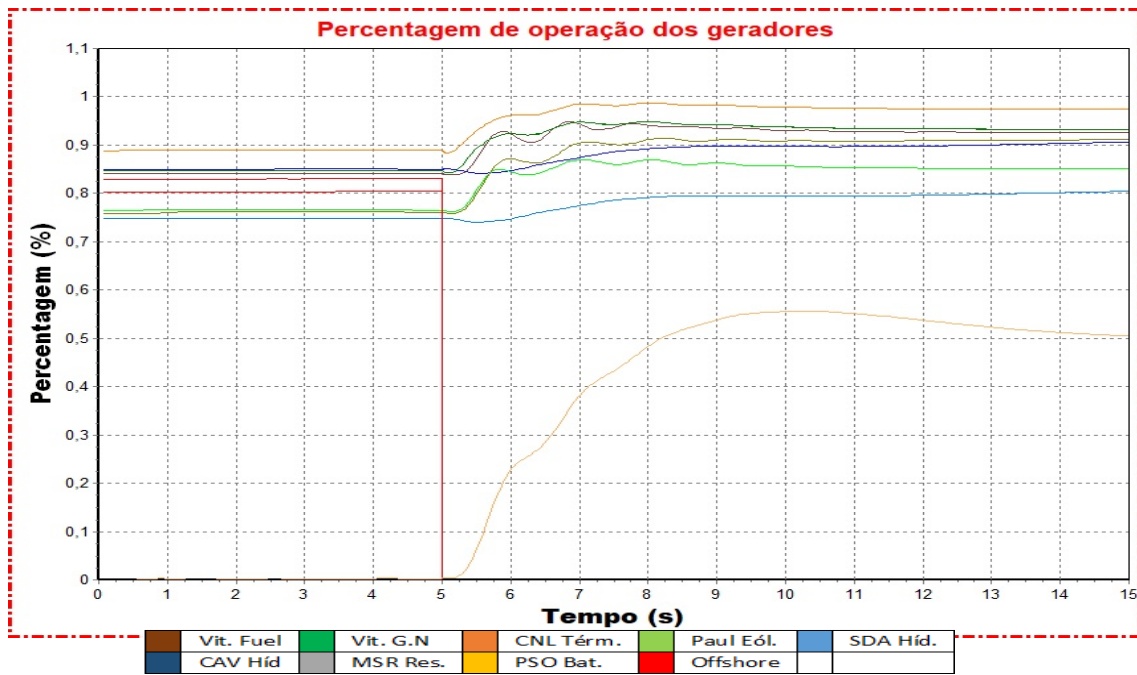


Figura G.28- Percentagem de operação dos geradores.

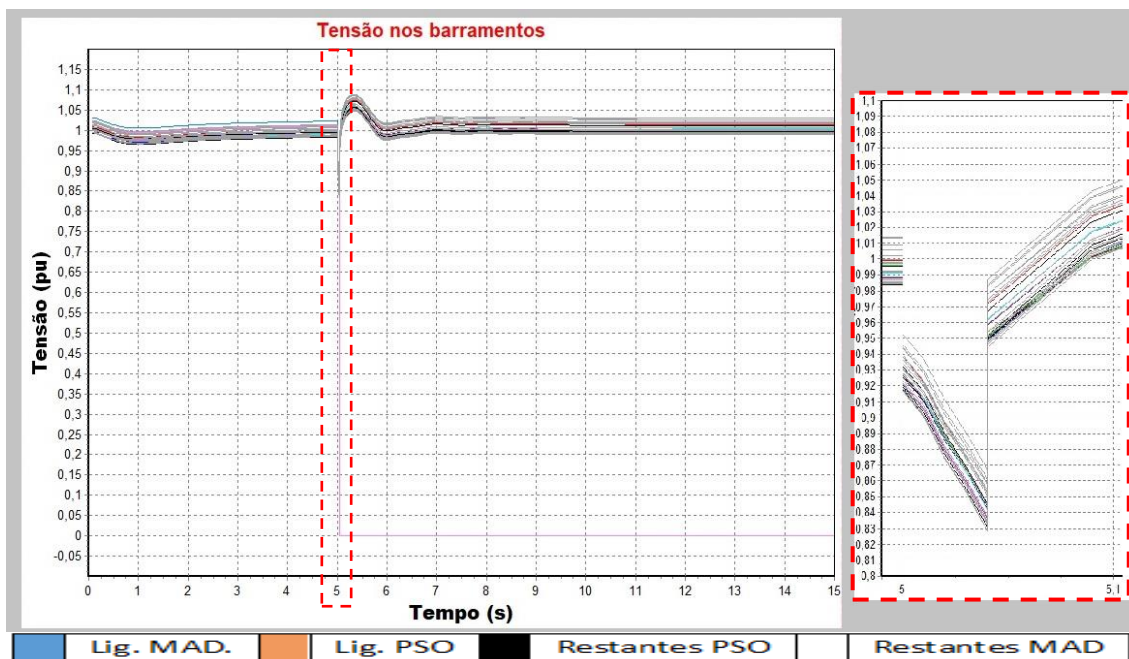


Figura G.29- Tensão nos barramentos.

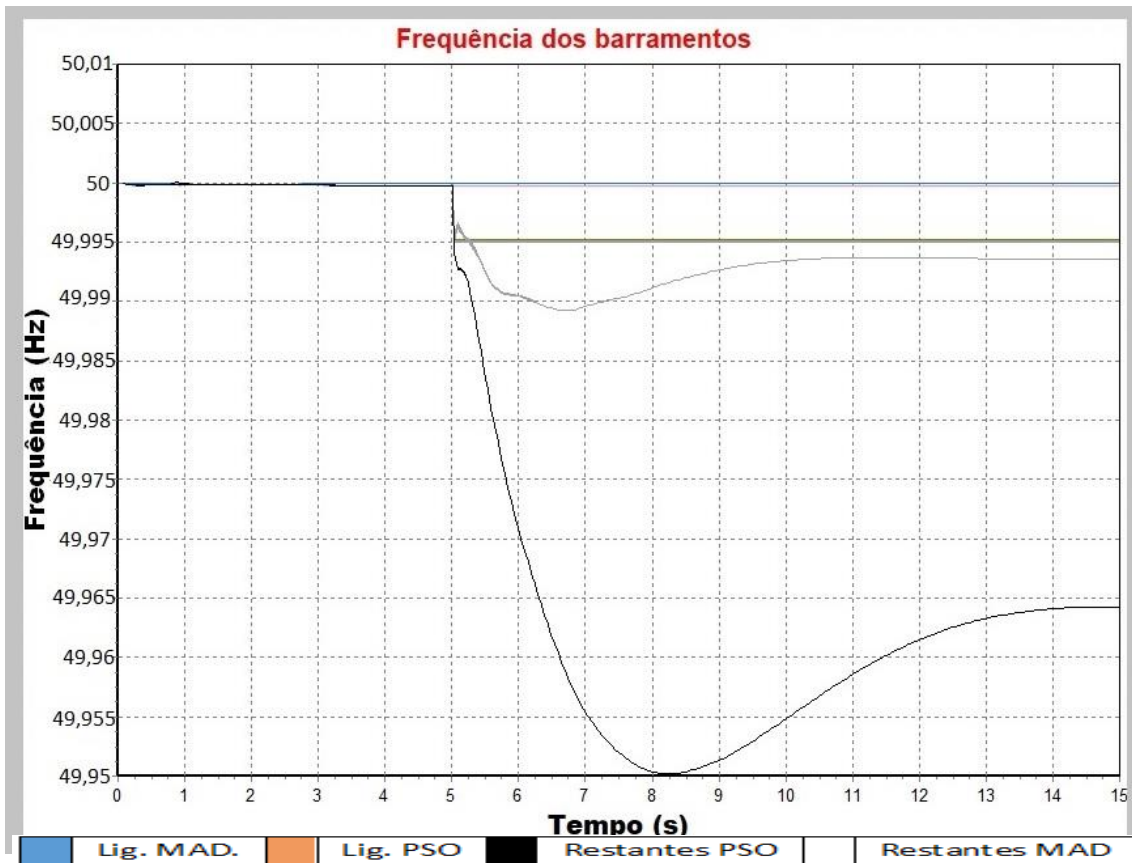


Figura G.30- Frequência nos barramentos.

Conclui-se que o comportamento é muito idêntico ao da mesma falha no mesmo cenário que na ligação HVAC.

Anexo H- Análise de viabilidade económica

De modo analisar-se mais pormenorizadamente o cenário mais provável, em que a ilha da Madeira fornece 100% da energia eléctrica para alimentar a ilha do Porto Santo, faz-se uma estimativa do custo anual em combustível consumido pelos geradores térmicos desta ilha. Para tal, começa-se por analisar a produção de energia eléctrica em cada estação do ano, ilustrada na Figura G.1.

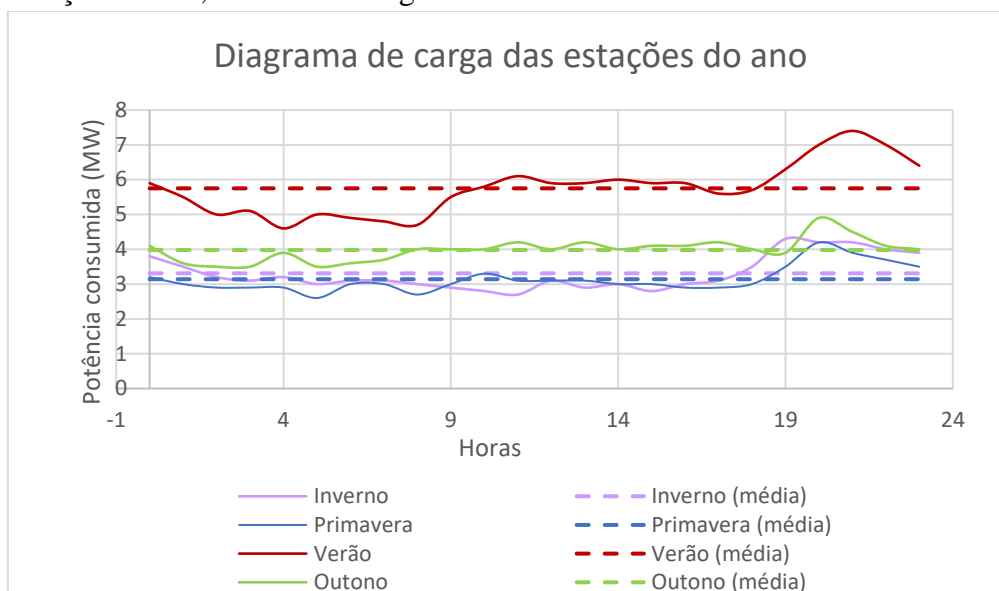


Figura G.1 - Diagramas de geração e respetivas médias por estação do ano.

Posteriormente, com base no valor médio de consumo de cada estação (tracejado), calcula-se a quantidade de combustível utilizado pela geração térmica da ilha do Porto Santo, dado por (G.1) [74]:

$Combustível (T) = Consumo\ específico \times P_{kW} \times Horas\ de\ operação$ (G.1)

em que o *Combustível* representa a quantidade de combustível consumido e é dado em toneladas, em que *Consumo Específico* é a taxa de consumo de cada máquina e é considerado um valor ideal (o que na prática nem sempre acontece) de 219 g/kWh, em que P_{kWh} é a potência de operação (considera-se o valor média por trimestre) e em que *Horas de Operação* são as horas em que o gerador opera. Assim, com base nos dados da Figura H.1, obtém-se:

$$Combustível (T)_{Inverno} = Consumo\ específico \times P_{kW} \times Horas\ de\ operação$$

$$Combustível (T)_{Inverno} = 219 \times 3310 \times 2160$$

$$Combustível (T)_{Inverno} = 1565,76 T$$

Considerando o preço médio de combustível fuel industrial de 345,7€ por tonelada, resulta que o combustível necessário para alimentar a ilha do Porto Santo no inverno, tem um custo de 0,54 M€. De seguida, procede-se da mesma forma para as restantes estações do ano e verifica-se que durante a Primavera são gastos 0,52 M€ de combustível, para o Verão são gastos de 0,96 M€ e para o Outono são gastos 0,67 M€. Assim, conclui-se que anualmente o combustível necessário para satisfazer a produção eléctrica da ilha do Porto Santo tem um custo de 2,69 M€ [112].

Com base nos dados apresentados neste anexo, na secção 6.1.2 e na secção 6.3.3, constrói-se a Tabela G.1 que apresenta a análise de viabilidade económica do sistema HVAC.

Tabela G.1 - Análise de viabilidade económica do sistema HVAC.

HVAC	Ano 0	Ano 1	Ano 2 – 25	Ano 26	Ano 50
Proveitos M€	----	----	----	----	----
Receita de venda ao consumidor M€	----	2,66	2,66	2,66	2,66
Subtotal M€	----	2,66	2,66	2,66	2,66
Gastos M€	----	----	----	----	----
Perdas na ligação M€	----	0,012	0,012	0,012	0,012
Manutenção da ligação M€	----	0	0	0	0
Subtotal M€	----	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012
EBITDA M€	----	+2,65	+2,65	+2,65	+2,65
Cash Flow Gerado M€	----	+2,65	+66,25	+68,9	132,5
Investimento M€	-66,7	----	----	----	----
Pay Back M€	-66,7	-64,05	-0,45	2,2	65,8

De seguida, procede-se da mesma forma que para a análise de viabilidade económica da ligação HVAC e efetua-se o mesmo estudo para a ligação HVDC- VSC, com base nos dados da secção 6.2.2 e da secção 6.3.3. Esta análise pode ser consultada na Tabela G.2.

Tabela G.2 - Análise de viabilidade económica do sistema HVDC.

HVDC- VSC	Ano 0	Ano 1	Ano 2 – 76	Ano 77
Proveitos M€	----	----	----	----
Receita M€	----	2,66	2,66	2,66
Subtotal M€	----	2,66	2,66	2,66
Gastos M€	----	----	----	----
Perdas na ligação M€	----	0,119	0,119	0,119
Manutenção da ligação M€	----	0,70	0,70	0,70
Subtotal M€	----	-0,82	-0,82	-0,82
EBITDA M€	----	+1,84	+1,84	+1,84
Cash Flow Gerado M€	----	+1,84	+139,84	+141,68
Investimento M€	-141,2	----	----	----
Pay Back M€	-141,2	-139,36	-1,36	+0,48

Após efetuada a análise de viabilidade económica dos sistemas de ligação, procede-se ao mesmo estudo, mas para as plataformas *offshore* de produção de energia eólica. Com base nos dados da Tabela 6.1 e da Tabela 6.2, sabe-se, com base no custo de produção de energia renovável, o retorno económico das várias grandezas de potência instalada. Assim, sabendo os proveitos, efetua-se um estudo acerca do orçamento de instalação, e dos gastos de produção.

O custo de instalação de um parque eólico *offshore*, acarreta custos elevados devido a fatores como a construção de bases sólidas no fundo do mar, os cabos

submarinos (exclusivamente para o parque eólico) e as próprias turbinas. Assim, constata-se que o custo de instalação pode variar entre os 1200 €/kW e os 5100 €/kW. Assim, com o intuito de elaborar a análise, assume-se um valor médio de 3446 €/kW (4000 \$/kW) [113]. Após conhecido o valor de instalação, percebe-se que o custo de manutenção e operação varia, entre outros fatores, com a velocidade do vento, pelo que se considera uma percentagem dos custos fixos (considerando o valor de mercado de 0,20 €/kWh, em que 0,10 €/kWh são custos de produção e os restantes 0,10 €/kWh são custos fixos de manutenção, pessoal, custos burocráticos, etc). Assumindo uma velocidade média de 8,5 m/s, resulta num custo de instalação de 34,46 €/MWh [113].

Após conhecidos os valores orçamentais dos parques eólicos *offshore*, dos proveitos e dos gastos, elabora-se o quadro de viabilidade económica, representado na Tabela G.3.

Tabela G.3 - Análise de viabilidade económica da plataforma *offshore* de 10 MW.

<i>Offshore</i>					
Potência instalada: 10 MW	Ano 0	Ano 1	Ano 2 – 10	Ano 11	Ano 50
Potência transmitida: 4 MW					
Proveitos M€	----	----	----	----	----
Receita de venda ao consumidor M€	----	3,5	3,5	3,5	3,5
Subtotal M€	----	3,5	3,5	3,5	3,5
Gastos M€	----	----	----	----	----
Perdas na ligação M€	----	0,08	0,08	0,08	0,08
Manutenção do parque M€	----				
Subtotal M€	----	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08
EBITDA M€	----	+3,42	+3,42	+3,42	+3,42
Cash Flow Gerado M€	----	+3,42	+34,20	+37,62	+171,0
Investimento M€	-34,46	----	----	----	----
Pay Back M€	-34,46	-31,04	-0,26	+3,16	+136,54

Analisando a tabela G.3, observa-se que o retorno do investimento para a instalação de um parque *offshore* com capacidade de 10 MW, é conseguido em 11 anos, sendo que ao fim de 50 anos, o lucro é de 136,54 M€.

Após efetuado o estudo de viabilidade económica do parque de 10 MW, procede-se da mesma forma para o parque de 20 MW.

Tabela G.4 - Análise de viabilidade económica da plataforma *offshore* de 20 MW.

<i>Offshore</i>					
Potência instalada: 20 MW	Ano 0	Ano 1	Ano 2 – 10	Ano 11	Ano 50
Potência transmitida: 8 MW					
Proveitos M€	----	----	----	----	----
Receita de venda ao consumidor M€	----	7,0	7,0	7,0	7,0
Subtotal M€	----	7,0	7,0	7,0	7,0
Gastos M€	----	----	----	----	----
Perdas na ligação M€	----	0,17	0,17	0,17	0,17
Manutenção do parque M€	----	----	----	----	----
Subtotal M€	----	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17
EBITDA M€	----	+6,83	+6,83	+6,83	+6,83
Cash Flow Gerado M€	----	+6,83	+68,3	+75,13	+341,5
Investimento M€	-68,92	----	----	----	----
Pay Back M€	-68,92	-62,09	-0,62	+6,21	+272,58

Verifica-se que o retorno é efetuado também em 11 anos, uma vez que o investimento é o dobro do necessário para o parque de 10 MW, mas o retorno anual também o é. Assim, estima-se que ao fim de 50 anos, o lucro seja de 272,58 M€.

Por fim, com base nestes dados, verifica-se que o investimento a cada 10 MW seja de 34,46 M€. Assim, estima-se que para os parques de 30, 40 e 50 MW, o retorno do investimento aconteça em 11 anos e os lucros sejam de 409,62 M€, 546,16 M€ e 682,7 M€, respetivamente.