ECREEE
TOWARDS SUSTAINABLE ENERGY

AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL NA REDE ELÉTRICA DA ILHA DA BOA VISTA - CABO VERDE

WWW.ECREEE.ORG

ECOWAS CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY
CENTRO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA CEDEAO
CENTRE POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES ET L'EFFICACITÉ ENERGÉTIQUE DE LA CEDEAO

IPS Instituto Politécnico de Setúbal
Escola Superior de Tecnologia de Setúbal

Patrício Fernandes Andrade

Avaliação da Capacidade de Penetração de Potência Eólica na Rede Elétrica da Ilha da Boa Vista - Cabo Verde

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – perfil de Energias Renováveis e Sistemas de Potência.**

Júri

Presidente:	Doutor José Henrique Querido Maia, ESTSetúbal/IPS
Orientador:	Mestre Carlos Manuel Teixeira Fortunato, ESTSetúbal/IPS
Vogal:	Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires, ESTSetúbal/IPS

Novembro de 2016

© Patrício Fernandes Andrade, 2016

Agradecimentos

Acima de tudo quero agradecer à Deus por iluminar o meu caminho, onde encontrei essas pessoas que me levaram para o lugar onde estou hoje.

O professor Carlos Manuel Teixeira Fortunato, pelo tempo disponibilizado para dúvidas, pelos comentários e conselhos concedidos durante toda a execução do trabalho.

A Empresa AEB, em especial, o Diretor Geral Eng.º Juam Hormiga pelo interesse no tema, esclarecimento de dúvidas e o fornecimento de dados, ambos cruciais para realização deste trabalho. O colega Mestre Egas Sidney Mascarenhas pelos conhecimentos práticos transmitidos para a execução da simulação.

A todos os meus colegas do curso MEEC, em especial o Carlos Vieira e Manuel Pina, por serem os companheiros de luta durante todo o mestrado. Reitero também o meu agradecimento aos restantes docentes do Departamento da Engenharia Eletrotécnica da ESTSetúbal/IPS pelos valiosos conhecimentos transmitidos ao longo dos estudos do mestrado.

Aos meus amigos porque eles são os melhores, e por último mas sempre em primeiro, chega o agradecimento a toda minha família, em especial à mãe do meu filho, Samira Mendonça, ao meu filho Yoanne Jr. e à minha mãe, “Dona Luta” por ser a fonte de toda a minha inspiração. E à todos aqueles que, de uma forma direta ou indireta contribuíram para a realização deste trabalho, do fundo do meu coração um muito obrigado.

Patrício Fernandes Andrade

Resumo

Recentemente o setor elétrico tem vivenciado grandes mudanças no modo como a energia é produzida, distribuída e consumida e um dos maiores marcos na sua reestruturação é a descentralização na sua geração, que tem contribuído à participação de diferentes tecnologias baseadas em fontes renováveis e, em particular a energia eólica que representa uma quantia considerável no total de energia produzida no mundo, e como consequência surgiram as fortes exigências regulamentares da qualidade de serviço imposta aos operadores de rede. Numa rede, em particular as isoladas, a quantidade de produção eólica tem uma forte influência, tanto ao nível da segurança dinâmica, como na minimização dos custos de produção de energia. O que torna interessante a sua análise em tempo real numa plataforma de simulação dinâmica por meio de modelos matemáticos com o objetivo de avaliar a capacidade de penetração sem comprometer a estabilidade face às perturbações e/ou cenários críticos de operação, como curto-circuito, queda e/ou aumento brusco da velocidade do vento. Este estudo quando aplicado a um caso real, como é o caso das ilhas de Cabo Verde, em que a energia eólica é um vetor estratégico para o seu crescimento, os resultados obtidos neste trabalho poderão eventualmente assumir um papel importante na formulação do planeamento energético nacional. Assim, poder-se à identificar, à priori, os desafios da penetração de potência eólica nestas redes, bem como as suas necessidades de transmissão e distribuição em segurança técnica para o fornecimento de energia elétrica. Dada a metodologia, neste trabalho é aplicado um conjunto de cenários e perturbações na rede elétrica da ilha da Boa Vista, que correspondem a situações reais de modo a analisar a estabilidade de tensão e conhecer o comportamento dinâmico da rede dentro do panorama de penetração de 50 % de energia renovável em Cabo Verde até 2020.

Palavras - chave: descentralização, energia eólica, estabilidade, modelos matemáticos, planeamento energético.

Abstract

Recently the electricity sector has experienced big changes in the way how the energy is produced, distributed and consumed, and one of the major reference in its restructuring is decentralization in her generation, which has contributed for the participation of different technologies based on renewable sources in particular the wind energy which represent a considerable amount of total energy produced in the world, and as a result came out the strong regulatory requirements of quality of service imposed on network operators. In a network, in particular the isolated, the amount of the wind production has a strong influence so much on the level of dynamic security, such as in reducing the energy cost of production. What makes it interesting her analysis in real time in a dynamic simulation platform by means of mathematical models in order to assess the penetration capability without compromising stability in the face of disturbances and or critical scenarios of operation, such as short circuit, fall and / or sudden/ unexpected increase of the wind speed. This study when is applied to a real case, as is in the case of Cape Verde, where the wind energy is a strategic vector for growth, the results of this study could eventually play an important role in the national energy planning formulation, one since through this it is possible to identify the challenges of wind power penetration on these networks, as well as her transmission and distribution needs for a safe supply of electricity. Given the methodology of this study it is applied to a set of scenarios and disturbances in the power grid of the island of Boa Vista, which correspond real situations in order to analyze the voltage stability and to know the dynamic behavior of the network as the panorama of penetration 50% of the renewable energy in Cape Verde until 2020.

Keywords: decentralization, wind energy, stability, mathematical models, energy planning.

Índice

Agradecimentos iii
Resumo v
Abstract vii
Índice ix
Lista de Figuras xi
Lista de Tabelas xv
Lista de Siglas e Acrónimos xvii
Lista de Símbolos xix
Capítulo 1 1
1.1 Preâmbulo 1
1.2 Objetivos 4
1.3 Organização da dissertação 5
Capítulo 2 7
Energias Renováveis 7
2.1 A resposta para o problema energético no mundo. 7
2.2 Energia eólica e a sua evolução histórica 8
2.3 Sistema de conversão da energia do vento 11
2.4 Contextualização do Setor Elétrico em Cabo Verde 15
2.5 Caraterização do caso de estudo 19
2.6 Conclusões 23
Capítulo 3 25
Estabilidade nos Sistemas Elétricos 25
3.1 Redes Isoladas – Problemática de segurança dinâmica provocada pela produção eólica 26
3.2 Exigências regulamentares para o cumprimento de requisitos de cavas de tensão 31
3.3 Conclusões 37
Capítulo 4 39
Rede Elétrica da ilha da Boa Vista 39
4.1 Caraterização do sistema electroprodutor 39
4.1.1 Parque eólico 41
4.1.2 Central Chaves 42
4.1.3 Central Lacação 42
4.2 Cenário base - 2015 42

4.3 Cenário 2020 46
Capítulo 5 47
Modelos de simulação - Conceitos teóricos e matemáticos 47
5.1 Parque eólico 47
5.1.1 Modelização do vento 48
5.1.2 Turbina eólica 49
5.1.3 Máquina assíncrona 52
5.2 Grupo Diesel - Gerador 58
5.2.1 Motor Diesel e regulador de velocidade 59
5.2.2 Máquina síncrona 60
5.2.3 Sistema de excitação e regulador de tensão 64
5.3 Linhas de transmissão 67
Capítulo 6 69
Análise da rede elétrica da Boa Vista com penetração de potência eólica 69
6.1 Cenário Base (2015) 72
6.1.1 Período de ponta 72
6.1.2 Período de vazio 75
6.2 Cenário 2020 77
6.2.1 Período de ponta 78
6.2.2 Período de vazio 80
6.3 Variação do vento em 20% 83
6.4 Curto-circuito na produção eólica 87
6.4.1. Curto - circuito trifásico simétrico 87
6.4.2. Curto-circuito fase-terra 91
6.5 Análise dos resultados 94
Capítulo 7 97
Conclusões e trabalhos futuros 97
7.1 Síntese e conclusões 97
7.2 Trabalhos futuros e perspetivas 98
7.3 Estratégias de Cabo Verde para maximizar a penetração das energias renováveis 99
Referências bibliográficas 101
Anexos ..... A

Lista de Figuras

Figura 1 - Evolução das turbinas eólicas (1980 - 2010) [27] 9
Figura 2 - Capacidade de energia eólica instalada no mundo, adaptado de [25] 10
Figura 3 - Principais componentes de aproveitamento da energia do vento [31] 11
Figura 4 - Gerador assíncrono em gaiola de esquilo [26] 12
Figura 5 - Gerador assíncrono com resistência variável [26] 13
Figura 6 - Gerador de indução com tecnologia DFIG [26] 14
Figura 7 - Gerador síncrono ligada a rede através do conversor AC/DC - DC/AC [26] 14
Figura 8 - Consumo de energia por setor de 2002 - 2011 e previsão para 2020 [20] 16
Figura 9 - Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde [41] 17
Figura 10 - Plano para penetração de energia renovável em Cabo Verde [44] 18
Figura 11 - Contribuição do setor das energias renováveis na formação do PIB [45] 18
Figura 12 - Mapa da ilha da Boa Vista [46] 19
Figura 13 - Comparação do consumo de 2009 e a previsão para 2020 [40] 21
Figura 14 - Ilhas de Cabo Verde com maiores potenciais eólicos [48] 21
Figura 15 - Distribuição do potencial renovável na ilha [2] 22
Figura 16 - Rede elétrica da ilha da Boa Vista para cenário 2020 23
Figura 17 - Classificação da estabilidade nos Sistemas Elétricos, adaptado de [4] 26
Figura 18 - Áreas de influências na conexão de turbinas eólicas num SE 30
Figura 19 - Curva FRT adotado por diferentes operadores de rede [11] 32
Figura 20 - Curva tensão - tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão [59] 33
Figura 21 - Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão [59] 33
Figura 22 - Perdas de geração eólica causadas por cavas de tensão: geração eólica medida (azul) e geração eólica estimada (rosa), [13] (Fonte: REN, Baptista, 2010) 34
Figura 23 - Curva de capacidade de sobrevivência de cavas de tensão adotado pela *Vestas* [11] 35
Figura 24 - Intervalo de tempo em caso de dois defeitos consecutivos [11] 36
Figura 25 - Sistema electroprodutor na Ilha da Boa Vista (2015) 39
Figura 26 - Esquema unifilar da rede MT de 20 kV da ilha da Boa Vista (2015) 40
Figura 27 - Parque Eólico de Boa Esperança [20] 41
Figura 28 - Produção *diesel* e eólica durante o ano de 2015 43
Figura 29 - Ponta registada na rede MT de 20kV da ilha da Boa Vista 43
Figura 30 - Período de vazio registado na rede MT de 20kV da ilha da Boa Vista 44

Figura 31 - Produção anual por equipamento 45
Figura 32 - Representação gráfica da produção de energia em 2015 45
Figura 33 - Subsistemas no aerogerador DFIG e as suas interações, adaptado de [65] 48
Figura 34 - Exemplo de uma série da velocidade de vento 48
Figura 35 - Curva característico do Cp em função de $\boldsymbol{\lambda}$ [69] 50
Figura 36 - Característica $Pm - w$ do gerador em p.u da máquina DFIG 51
Figura 37 - Modelo da turbina eólica na plataforma *Matlab/Simulink*® 52
Figura 38 - Configurações do rotor das máquinas assíncronas [71] 53
Figura 39 - Modelo elétrico no referencial d, q da máquina assíncrona [73] 55
Figura 40 - Fluxo de potência no gerador DFIG, adaptado de [74] 57
Figura 41 - Diagrama esquemático simplificada da turbina em ambiente *Matlab/Simulink*® 58
Figura 42 - Modelo do regulador de velocidade na máquina *diesel* 59
Figura 43 - Tipos de rotor de máquina síncrono; a) - cilíndricos, b) - polos salientes [76] 61
Figura 44 - Modelo elétrico equivalente da máquina síncrona (eixo q e d) [73] 62
Figura 45 - Valores típicos de constante de inércias para as máquinas síncronas [77] 64
Figura 46 - Diagrama esquemático do sistema de excitação de um gerador síncrono [33] 65
Figura 47 - Diagrama de blocos do regulador de tensão IEEE *standard* tipo 1 [81] 65
Figura 48 - Diagrama esquemático de uma unidade *diesel* em ambiente *Matlab/Simulink*® 67
Figura 49 - Modelo de uma linha de distribuição 67
Figura 50 - Velocidade do vento ao longo do ano na ilha da Boa Vista [84] 71
Figura 51 - Distribuição mensal do vento na ilha da Boa Vista [85] 71
Figura 52 - Velocidade do vento para cenário de ponta 73
Figura 53 - Potência ativa do PEBE em cenário de ponta 2015 73
Figura 54 - Potência reativa do PEBE em cenário de ponta 2015 73
Figura 55 - Potência ativa do CC em cenário de ponta 2015 73
Figura 56 - Potência reativa do CC em cenário de ponta 2015 73
Figura 57 - Potência ativa do CL em cenário de ponta 2015 74
Figura 58 - Potência reativa do CL em cenário de ponta 74
Figura 59 - Nível de tensão do PEBE em cenário de ponta 2015 74
Figura 60 - Nível de tensão do CC em cenário de ponta 2015 74
Figura 61 - Nível de tensão do CL em cenário de ponta 2015 75
Figura 62 - Velocidade do vento para o cenário de vazio 75
Figura 63 - Potência ativa do PEBE em cenário de vazio 2015 75
Figura 64 - Potência reativa do PEBE em cenário de vazio 2015 75

Figura 65 - Potência ativa do CC em cenário de vazio 2015 76
Figura 66 - Potência reativa do CC em cenário de vazio 76
Figura 67 - Nível de tensão no PEBE em cenário de vazio 2015 76
Figura 68 - Nível de tensão no CC em cenário de vazio 2015 76
Figura 69 - Potência ativa do PEBE e PEF em cenário de ponta 2020 78
Figura 70 - Potência reativa do PEBE em cenário de ponta 2020 78
Figura 71 - Potência reativa do PEF em cenário de ponta 2020 78
Figura 72 - Potência ativa do PEM em cenário de ponta 2020 79
Figura 73 - Potência reativa do PEM em cenário de ponta 2020 79
Figura 74 - Potência ativa do CC em cenário de ponta 2020 79
Figura 75 - Potência reativa do CC em cenário de ponta 2020 79
Figura 76 - Nível de tensão do PEBE em cenário de ponta 2020 80
Figura 77 - Nível de tensão do PEF em cenário de ponta 2020 80
Figura 78 - Nível de tensão do PEM em cenário de ponta 2020 80
Figura 79 - Nível de tensão do CC em cenário de ponta 2020 80
Figura 80 - Potência ativa do PEBE e PEF no cenário de vazio 2020 81
Figura 81 - Potência reativa da PEBE em cenário de vazio 2020 81
Figura 82 - Potência reativa da PEF em cenário de vazio 2020 81
Figura 83 - Potência ativa do PEM em cenário de vazio 2020 81
Figura 84 - Potência reativa do PEM em cenário de vazio 2020 81
Figura 85 - Potência ativa do CC em cenário de vazio 2020 81
Figura 86 - Potência reativa do CC em cenário de vazio 2020 82
Figura 87 - Nível de tensão do PEBE em cenário de vazio 2020 82
Figura 88 - Nível de tensão do PEF em cenário de vazio 2020 82
Figura 89 - Nível de tensão do PEM em cenário de vazio 2020 82
Figura 90 - Nível de tensão do CC no cenário 2020 período de vazio 83
Figura 91 - Representação do aumento do vento em 20 % 83
Figura 92 - Potência ativa do PEBE e PEF com a variação do vento 83
Figura 93 - Potência reativa do PEBE com a variação do vento 84
Figura 94 - Potência reativa do PEF com a variação do vento 84
Figura 95 - Potência ativa do PEM com variação do vento 84
Figura 96 - Potência reativa do PEM com variação do vento 84
Figura 97 - Potência ativa do CC com variação do vento 84
Figura 98 - Potência reativa do CC com variação do vento 84
Figura 99 - Velocidade de rotação (wr) do gerador eólico 85

Figura 100 - Tensão de excitação numa das máquinas *diesel* do CC 85
Figura 101 - Binário numa das máquinas *diese*l no CC 85
Figura 102 - Nível de tensão no PEBE com variação do vento 86
Figura 103 - Nível de tensão no PEF com variação do vento 86
Figura 104 - Nível de tensão no PEM com variação do vento 86
Figura 105 - Nível de tensão no CC com variação do vento 86
Figura 106 - Nível de tensão no PT (Aeroporto) com variação do vento 87
Figura 107 - Diagrama da rede com o curto-circuito entre PEM e o PEF 88
Figura 108 - Potência ativa do PEBE com o curto-circuito trifásico simétrico 88
Figura 109 - Potência reativa do PEBE com o curto-circuito trifásico simétrico 88
Figura 110 - Potência ativa do PEF com o curto-circuito trifásico simétrico 88
Figura 111 - Potência reativa do PEF com o curto-circuito trifásico simétrico 88
Figura 112 - Potência ativa do PEM com o curto-circuito trifásico simétrico 89
Figura 113 - Potência reativa do PEM com o curto-circuito trifásico simétrico 89
Figura 114 - Potência ativa do CC com o curto-circuito trifásico simétrico 89
Figura 115 - Potência reativa do CC com o curto-circuito trifásico simétrico 89
Figura 116 - Nível de tensão no PEBE com curto-circuito trifásico simétrico 90
Figura 117 - Nível de tensão no PEF com curto-circuito trifásico simétrico 90
Figura 118 - Nível de tensão no PEM com curto-circuito trifásico simétrico 90
Figura 119 - Nível de tensão CC com curto-circuito trifásico simétrico 90
Figura 120- Diagrama da rede com o curto-circuito no PEBE 91
Figura 121 - Potência ativa do PEBE com o curto-circuito fase-terra 91
Figura 122 - Potência reativa do PEBE com o curto-circuito fase-terra 91
Figura 123 - Potência ativa do PEF com o curto-circuito fase-terra 91
Figura 124 - Potência reativa do PEF com o curto-circuito fase-terra 92
Figura 125 - Potência ativa do PEM com o curto-circuito fase-terra 92
Figura 126 - Potência reativa do PEM com o curto-circuito fase-terra 92
Figura 127 - Potência ativa do CC com o curto-circuito fase-terra 92
Figura 128 - Potência reativa do CC com o curto-circuito fase-terra 92
Figura 129 - Nível de tensão PEBE com curto-circuito fase-terra 93
Figura 130 - Nível de tensão PEF com curto-circuito fase-terra 93
Figura 131 - Nível de tensão PEM com curto-circuito fase-terra 93
Figura 132 - Nível de tensão CC com curto-circuito fase-terra 93

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Países com maior capacidade de energia eólica instalada até 2015 [29] 10

Tabela 2 - Consumo de energia em 2007 e previsão até 2020 nas ilhas de Cabo Verde [21] 20

Tabela 3 - Projeção da evolução da ponta e vazio por ilha [2] 20

Tabela 4 - Projetos futuros de energia eólica na ilha da Boa Vista [20] 22

Tabela 5 - Dados do Aerogerador V52 850 KW 41

Tabela 6 - Lista de geradores do Central Chaves 42

Tabela 7 - Lista de geradores do Central Lacação 42

Tabela 8 - Características elétricas das linhas de transmissão da rede em estudo [83] 67

Tabela 9 - Constituição base do sistema electroprodutor da ilha no cenário 2015 72

Tabela 10 - Constituição do sistema electroprodutor da ilha para o cenário 2020 77

Lista de Siglas e Acrónimos

AEB	Empresa de Água e Energia da ilha de Boa Vista
ARE	Agência de Regulação Económica de Cabo Verde
AEG	Aerogerador
ANSI	*American National Standards Institute*
CC	Central Chaves
CL	Central Lacação
CMBV	Câmara Municipal da Boa Vista (CMBV)
DFIG	*Doubly - Fed Induction Generator*
ELECTRA	Empresa Pública de Eletricidade e Água de Cabo Verde
FACTS	*Flexible Alternating Current Transmission Systems*
FP	Fator de potência
FRT	*Fault Ride Through Capacity*
GEE	Gases de Efeito de Estufas
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
INECV	Instituo Nacional de Estatística de Cabo Verde
INESC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
NZEB	*Near Zero Energy Buildings*
MT	Media Tensão
PEBE	Parque Eólico de Boa Esperança
PEF	Parque Eólico de Falcão
PEM	Parque Eólico de Mesa
PT´s	Postos de Transformação
PMSG	*Permanent Magnet Synchronous Generator*
PERCV	Plano Energético Renovável de Cabo Verde
PNAEE	Plano Nacional de Ação em Eficiência Energética
SCIG	*Squirrel Cage Induction Generator*
SCADA	*Supervision Control and Data Acquisition Station*
SE	Sistema Elétrico
SS	*Soft Starter*
WWEA	*World Wind Energy Association*
WSRG	*Wound Rotor Synchronous Generator*

Lista de Símbolos

ω	Velocidade de rotação $[rad/s]$
ρ	Densidade volúmica $[kg/m^3]$
Cp	Coeficiente de potência
dq	Sistema bifásico (eixo direto e eixo quadratura)
f, k	Grandezas dos enrolamentos de campo e amortecedores
GWh	Giga watt-hora
l, m	Indutâncias de fugas e de magnetização
N	Constante multiplicadora da caixa de velocidade
nr	Velocidade do rotor
ns	Velocidade de sincronismo
Pm	Potência mecânica
p	Nº de pares de polos
$p.u$	Por unidade
Q	Potência reativa $[MVAr]$
rpm	Rotações por minuto
r, s	Grandezas do rotor e estator
s	Escorregamento
Vv	Velocidade do vento $[m/s]$

Capítulo 1

1.1 Preâmbulo

A energia elétrica é um elemento crucial para qualquer nação sendo hoje a base de sustentação do desenvolvimento económico, da prosperidade mundial e dos altos padrões de vida, e sendo assim a agenda de transformação de Cabo Verde não pode ser realizada sem um abastecimento energético seguro e sustentável.

Tradicionalmente em redes isoladas, como é o caso das ilhas de Cabo Verde, o fornecimento de energia elétrica é assegurado por centrais térmicas convencionais em que o *diesel* e o *fuel oil* são as fontes de energia privilegiada, caraterizado pela sua elevada fiabilidade, baixa eficiência e grande necessidade de manutenção e por outro lado, um poluente caro, sensível às flutuações dos preços no mercado cujo transporte entre as ilhas é um grande desafio.

Atualmente o SE Cabo Verdiano é composto por redes isoladas, cada uma das ilhas com o seu sistema de infraestrutura de geração e distribuição de energia consoante a sua dimensão da procura, num total de 141 MW de potência instalada (2013) com uma taxa de cobertura do território nacional na ordem dos 95 % e regista uma instabilidade considerável, causada essencialmente pela falha dos grupos de geradores, bem como defeitos nas redes de distribuição e transporte [1].

Verifica-se também uma crescente procura de energia elétrica em Cabo Verde que intensifica as preocupações relativas aos impactos das fontes de energia fóssil sobre as questões ambientais. No entanto, dada a sua localização geográfica bastante privilegiada, possui fortes recursos para a produção de energias renováveis (Vento, Sol e Mar) onde os estudos recentemente desenvolvidos apontam a viabilidade técnica e económica destes recursos e em particular, destaca-se a energia eólica como o recurso renovável mais económico e sendo hoje uma tecnologia madura e comercialmente competitiva será uma das potencialidades para minimizar os custos de importação do petróleo [1] [2].

Entretanto, a exploração e penetração de potência eólica no SE acarreta problemas relacionados com a imprevisibilidade e intermitência caraterística do vento. No entanto, as mais-valias apresentadas pela produção eólica têm levado à implementação de novas formas de controlo na conversão de energia que permitem ultrapassar algumas da suas limitações.

Nas últimas três décadas, com o amadurecimento da tecnologia eólica e no contexto das metas de integração que se pretende atingir num futuro próximo, vários esforços têm sido efetuados no sentido de avaliar a capacidade de penetração de potência eólica numa dada rede sem a perda

de estabilidade e diversos resultados tem sido alcançados e publicados, com diferentes níveis de penetração.

A capacidade de uma rede elétrica aceitar uma certa quantidade da produção eólica está diretamente relacionada com a sua estabilidade e com a segurança dinâmica. Apresenta-se como uma questão de extrema importância, principalmente porque em determinadas situações pode dar-se o colapso do sistema após a ocorrência de perturbações [3].

Depois dos apagões nos EUA em 2003 com uma perda de carga de cerca de 62 GW por mais de 24 horas, que incluiu a cidade de New York, Vermont, New Jersey, Massachusetts e a província de Ontário no Canadá que provocaram o caos, e a total paragem da economia das zonas afetadas onde o custo total do apagão, só nos Estados Unidos, foi estimado entre 4 a 10 biliões de dólares americanos. Mais tarde também na Europa (Inglaterra, Países Nórdicos e Itália) embora de menor escala em relação ao primeiro, porém com consequências sociais e económicas assinaláveis, os estudos da estabilidade das redes elétricas ganharam assim, peso nas estratégicas de planeamento energético dos sistemas elétricos [4]. Incidentes desta natureza podem prejudicar milhões de pessoas, como foi o caso dos "*blackouts*" que ocorreu na Índia em finais de Julho de 2012, onde se estima que cerca de 700 milhões de pessoas foram afetadas [5] [6].

Em Portugal esse tema é bastante recente embora tenha sido destacado a importância deste estudo nas universidades portuguesas[1], muitos trabalhos têm sido publicados como por exemplo da Dr.ª Rita Monteiro Pereira [6], Dr. João Abel Peças Lopes [7], Dr. Carlos Moreira [8], Dr.ª Maria Pestana de Vasconcelos [9], Dr.ª Ana Estanqueiro [10], Dr. Rogério Gaspar de Almeida [11], Dr. Pedro Marques e Sucena Paiva [12].

Os artigos escritos com os seus respetivos autores, cujas referências estão numeradas por [13] [14] [15] [16] [17] descrevem vários casos de estudos de penetração de energia eólica com sistemas de geração *diesel* - eólico/PV tecnicamente eficaz desenvolvido nas universidades portuguesas.

Em simultâneo têm-se igualmente assistido a diversas iniciativas dos operadores de rede e dos fabricantes de componentes para o aproveitamento eólico, no sentido de obter uma definição dos requisitos de operação a exigir aos sistemas de conversão de energia eólica de modo a facilitar a sua penetração no âmbito das condições de operação segura dos SE.

Segundo P. Kundur[2], a estabilidade é a capacidade para recuperar um estado de equilíbrio após ter sido submetido a uma perturbação física (como por exemplo: manter a tensão num nível aceitável em todos os barramentos da rede mesmo depois de ter sido sujeito a uma perturbação)

[1] Trabalhos de Ph. D na Universidade do Porto, FEUP e na Universidade de Lisboa, IST e Faculdade de Ciências.

[2] P. Kundur no seu livro "Power Sistems Stability and Control" – Mc Graw-Hill, Inc

[4], enquanto a segurança é a capacidade desse sistema de energia sobreviver a contingências plausíveis sem interrupção para o cliente. São termos bem relacionados, a estabilidade é importante para o fator de segurança, porém a segurança é mais ampla uma vez que inclui a integridade de um sistema de alimentação e de avaliação do equilíbrio da rede [18].

A principal causa da instabilidade de tensão é a capacidade do sistema não conseguir acompanhar a crescente necessidade de potência reativa, por isso este estudo visa determinar o comportamento de todas as máquinas do sistema eletroprodutor antes e após a ocorrência de perturbações, de modo a analisar as suas potências ativa e reativa e o nível de tensão nos barramentos, contudo neste modelo de simulação não foi considerado a análise de estabilidade da rede em termos de frequência [19].

Neste trabalho será estudada unicamente a penetração de energia eólica, visto que a energia solar fotovoltaica (PV) ainda representa uma parcela pouco significativa no SE Cabo Verdiano, contabilizando até a data com apenas 7.5 MW de potência instalada em todo o território nacional [2]. Por outro lado, independentemente do seu nível de penetração atual, o caso em estudo vem de uma situação real que não tem previsões de penetração de produção fotovoltaica de acordo com o planeamento energético para o panorama de 50% de penetração de energia renovável até 2020 [20].

Cabo Verde atualmente conta com 26 MW de potência eólica instalada, ocupando aproximadamente 25% da matriz energética do país, tendo sido estimado mais de 241 MW em projetos de investimentos de energia eólica com custo inferior a metade do preço dos combustíveis (50 €/MWh de eólica produzida *versus* 131 €/MWh *diesel*/*fuel oil*). Face a esta realidade, o governo quer apostar na energia eólica em larga escala até ao limite máximo da taxa de penetração, e daí a importância e o foco deste trabalho no panorama atual [21] [20].

A rede elétrica em estudo já conta com uma parcela de energia eólica, pretendendo-se aumentar ainda mais, há necessidade de avaliar a interação entre esta tecnologia e a rede. Para tal é essencial o desenvolvimento de modelos matemáticos que descrevam o comportamento dinâmico da rede, bem como dos seus controlos e circuitos de proteção associados. Esta análise foi realizada com recurso à plataforma de simulação dinâmica *Matlab/Simulink*® tendo-se em conta todas as contingências da arquitetura da rede atual.

Este estudo, reflete, também, as distintas condições da fonte primária, onde os resultados obtidos são apresentados e discutidos visando mostrar a relação entre a produção eólica e o diagrama de cargas, os indicadores de qualidade de energia com as exigências regulamentares dos operadores de rede, de modo a caraterizar a situação presente e futura do caso de estudo (2015 e 2020 respectivamente) e por fim dar as indicações claras que vão ao encontro da ambição de Cabo Verde em produzir na totalidade a energia que consome a partir de fontes renováveis para ser totalmente independente dos combustíveis fosseis.

Para avaliar a capacidade de penetração de energia eólica na ilha da Boa Vista até 2020, teve-se por base os registos SCADA da rede elétrica atual para o ano de 2015 disponibilizado pela empresa AEB (gestora da rede em estudo). Onde inicialmente foi simulado o atual funcionamento da rede (cenário 2015) de modo a validar os resultados obtidos com os valores reais disponíveis, dando assim mais certeza aos resultados de 2020.

A penetração da energia eólica neste estudo é realizada com base no aerogerador duplamente alimentado (DFIG), cuja topologia é utilizada nas redes elétricas de Cabo Verde, inclusive na rede da ilha da Boa Vista [2]. Esta turbina é uma das topologias com maior penetração no mercado atual devido às suas vantagens económicas e operacionais. Porem, apesar dessas vantagens, esta tecnologia é muito suscetível a "distúrbios" provenientes da rede, como por exemplo a cavas de tensão, por estarem desacoplados parcialmente da rede elétrica, o que a torna sensível às perturbações [22].

Os principais aspetos técnicos que podem ser avaliados nas redes elétricas devido à presença de unidades de produção eólica são [8]:

- Perfil de tensão;
- Curto-circuito;
- Qualidade de energia;
- Trânsito de potência ativa/reativa
- Estabilidade de frequência;

De entre os problemas mencionados que podem ocorrer num SE, nesta dissertação é dada uma especial atenção às cavas de tensão e aos curto-circuitos, dado serem estes os principais problemas relacionados com a segurança técnica da rede.

Ao longo do trabalho optou-se por recorrer por vezes a designações anglo-saxónicas quando se fazem referências a determinados dispositivos, equipamentos e/ou sistemas de controlo, por serem essas as designações mais correntes.

1.2 Objetivos

A avaliação de segurança nos SE tem como principal objetivo garantir a continuidade de serviço e a robustez de operação face à ocorrência de contingências pré-especificas na presença de fontes renováveis da origem eólica. A penetração destes sistemas de produção provocam impactos na rede exigindo uma análise cuidada das condições de exploração em vários cenários e/ou perturbações que podem ser identificados através deste tipo de estudo.

Os fenómenos de instabilidade de tensão caracterizam-se essencialmente por um decréscimo do nível de tensão nos barramentos da rede e têm sido observados sobretudo em zonas com elevados consumos.

A estabilidade de uma rede fica comprometida com alterações de produção/consumo e/ou com a ocorrência de perturbações, nomeadamente se surgir um curto-circuito numa determinada zona crítica da rede, as quedas de tensão provocadas pelo defeito levarão à atuação das proteções de mínimo de tensão instaladas nos parques eólicos (U <, ANSI 27) que não disponham de capacidade de cumprir a curva de sobrevivência de cavas de tensão[3] imposta nas máquinas.

Portanto, com a base no exposto anteriormente, a presente dissertação tem como objetivo conhecer os limites de injeção segura de potência eólica na rede MT de 20 kV da ilha da Boa Vista, tendo por base o seu plano de investimento até 2020. Pretende-se estudar a estabilidade da rede e avaliar os impactos da penetração eólica sem adoção de medidas de controlo especıficas para sua ampliação. Para determinar esse limite, é premente a necessidade de modelar a rede elétrica em estudo num *software* dinâmico de modo avaliar o comportamento das várias grandezas elétricas do SE perante as perturbações (queda e aumento do vento e os curto-circuitos) e as situações extremas da rede (período de ponta e vazio).

1.3 Organização da dissertação

Face aos objetivos descritos, o presente trabalho encontra-se dividido em sete capítulos de forma a permitir uma leitura clara dos tópicos abordados. É apresentado logo no início um resumo e um *abstract* que sintetizam o alcance do trabalho. A seguir ao índice, apresentam-se as listas das figuras, das tabelas e de todos os símbolos e abreviaturas utilizado onde foram numeradas sequencialmente.

No capítulo 1, sendo o primeiro capítulo é dedicado aos aspetos introdutórios, a metodologia do trabalho, salientando a importância do estudo desta dissertação no panorama atual.

No capítulo 2, apresenta-se uma breve referência das energias renováveis na mudança do paradigma no SE devido ao problema energético mundial, contextualizando em particular a situação atual da energia eólica em Cabo Verde e no mundo e, por fim é caracterizada a ilha em estudo (Ilha da Boa Vista) com as suas metas de penetração de energia eólica até 2020. Ainda neste capítulo é exposto as principais topologias de aerogeradores do mercado atual para conversão da energia cinética do vento e os seus respetivos impactos na rede elétrica.

[3] Esta curva é o novo requisito exigido aos geradores eólicos. É chamada de curva FRT, em que os geradores eólicos devem tolerar uma tensão de falha acima desta curva sem perder o sincronismo em caso de uma perturbação.

No capítulo 3, efetua-se uma análise teórica do estudo da estabilidade em SE, destacando os desafios da penetração de potência eólica em redes isoladas, com especial enfâse à problemática da segurança dinâmica e às exigências regulamentares impostas aos operadores de rede.

O capítulo 4, refere-se em particular à rede MT de 20 kV da ilha da Boa Vista - Cabo Verde, onde foram descritos todas as contingências e particularidades do atual sistema eletroprodutor da referida ilha. Por fim neste capítulo é apresentado o diagrama de carga atual com uma análise cuidada de modo a projetar a rede para 2020.

No capítulo 5, apresentam-se os conceitos teóricos e os modelos matemáticos para a modelação da rede elétrica em estudo, implementados numa plataforma de simulação dinâmica *Matlab/Simulink®*.

No capítulo 6 é apresentado o caso do estudo, onde foi avaliada a estabilidade da rede nos cenários de 2015 e 2020 com o estudo dos diferentes períodos (ponta e vazio) e as perturbações (do vento e do curto-circuito) de modo a permitir obter uma percepção detalhada dos impactos de penetração de potência eólica na rede elétrica.

Finalmente no capítulo 7, são apresentadas as conclusões extraídas do estudo realizado e são introduzidas as referências para eventuais trabalhos futuros e algumas recomendações que vão ao encontro da ambição de Cabo Verde, em maximizar a penetração de energias renováveis.

Por fim são apresentadas as referências bibliográficas e o anexo onde são indicados os parâmetros utilizados na plataforma de simulação desenvolvida em ambiente *Matlab/Simulink®*.

Capítulo 2
Energias Renováveis

2.1 A resposta para o problema energético no mundo.

O uso de energias fósseis sempre esteve presente no desenvolvimento da humanidade, desde a máquina a vapor da antiguidade até aos nossos dias e, com a crescente necessidade dos países industrializados essas formas de energia foram-se esgotando uma vez que são finitas. Por outro lado evidências científicas concluíram que são muito prejudiciais ao meio ambiente, cujo agravamento irá levar a consequências desagradáveis tais como, a libertação de gases causadores de efeito de estufa, o aumento da temperatura na terra, catástrofes, secas, inundações, etc. Tomada a consciência por parte dos decisores políticos dos problemas ambientais foi assinado um tratado internacional nomeado de Protocolo de Quioto[4] na tentativa de reduzir o consumo de energia fóssil e consequentemente incentivar o uso de modelos sustentáveis baseados em energias limpas e/ou renováveis, que são fontes que se renovam continuamente na natureza.

Hoje em dia, o uso das energias alternativas, solar, eólico, geotérmica, das correntes marítimas e entre outras, são realidades no mundo, que em poucos anos se converteram numa referência para travar as alterações climáticas. Para que o planeta não esteja sujeito ao aumento da temperatura e à emissão de GEE, levou com que os governos facilitassem a implementação de grandes instalações para gerar enormes quantidades de energia de condição limpa [23].

Muitos países incluindo Portugal, criaram tarifas bonificadas para a produção da energia elétrica a partir de fontes renováveis durante os primeiros anos de exploração. Um outro excelente exemplo da necessidade da mudança de paradigma é a adoção das metas europeias «20-20-20», o qual visa a implementação de um modelo energético que define objetivos ambiciosos para 2020, entre os quais a redução das emissões de GEE em 20% relativamente aos níveis de 1990, o estabelecimento de uma quota de 20% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto e ainda, um aumento da eficiência energética na ordem dos 20% [24].

Com base nestas preocupações para com o ambiente, sobretudo com pesquisas para o desenvolvimento sustentável e proteção dos recursos naturais, encontram-se em desenvolvimento novos conceitos e tecnologias ambientalmente corretas, como é o caso da Produção Descentralizada, *Smart Grid/SmartCities*, NZEB, Gestão Técnica, etc. O grande desafio dos engenheiros eletrotécnicos é alcançar a maior eficiência energética nos

[4] Discutido e negociado em Quioto - Japão em 1997, retificado em 1999, entrou em vigor por 55 países no mundo em 2005.

equipamentos, mantendo a viabilidade económica, visando utilizar as fontes renováveis e minimizar a utilização de combustíveis fosseis [23].

Dos diversos meios tecnológicos para produção de energia renovável, destaca-se a energia eólica pela sua experiência e confiabilidade adquiridas nos últimos 20 anos de operação nos pequenos e grandes sistemas, que está a satisfazer uma fração significativa do consumo de energia elétrica no mundo [25]. Para a sua produção existem dois tipos de tecnologia para a instalação de aerogeradores, as instalações *onshore*, que consistem em exploração de energia eólica em terra e as instalações *offshore* que se localizam ao nível do mar. As tecnologias *offshore* representam as novas fronteiras da utilização da energia eólica, embora sejam instalações de maior custo de transporte e manutenção, as *offshore* têm crescido a cada ano, principalmente com o esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra [23].

2.2 Energia eólica e a sua evolução histórica

A energia eólica enquadra-se perfeitamente na estratégia assinada em 2005 pelos 55 países no mundo (Protocolo Quioto), uma vez que o vento é um recurso natural que se encontra um pouco por todo o mundo em condições de ser tecnologicamente aproveitado. Nesse contexto têm-se seguido as orientações estratégicas para a política energética mundial e certamente as razões para o rápido crescimento da energia eólica tem por base a sua maturidade e rentabilidade económica em relação às outras formas de produção de energia. Por outro lado, devido às incertezas sobre o fornecimento internacional de petróleo bem como à necessidade das tecnologias de condição limpa [24].

O estudo da energia eólica iniciou-se no século XIX na cidade de Glasgow - Escócia, mais precisamente em 1887 com a construção de uma turbina de eixo vertical pelo Engenheiro e Professor James Blyth. Um ano depois nos EUA, Charles F. Brush construiu um aerogerador equipado com um gerador DC de 12 kW com turbina de 144 pás. Em 1891, o dinamarquês Poul la Cour, foi o primeiro a construir inúmeras unidades eólicas para gerar eletricidade sob princípios científicos, em que juntamente com outros engenheiros dinamarqueses melhoram a tecnologia para superar a escassez de energia elétrica durante a I e II Guerra Mundial. A potência das turbinas situava-se entre 10 a 35 kW e a transmissão era realizada também em corrente contínua (DC) [3]. Só em 1957, veio a ser construído o aerogerador com transmissão em corrente alternada (AC), com gerador de indução de 200 kW acoplado a uma turbina de 3 pás com eixo horizontal pelo Engenheiro Johannes Juul, um dos alunos de Poul la Cour [26].

Os avanços tecnológicos prosseguiram e a partir da década de 70 com a queda petrolífera despertou-se o interesse na tecnologia eólica e começou-se a demostrar o seu potencial com as hipóteses de construção de pequenos parques eólicos em escala comercial. O primeiro aerogerador ligado à rede elétrica pública foi instalado em 1976 na Dinamarca e a partir de 1980 começaram a surgir as primeiras construções de parques eólicos, tendo sido vulgarizada massivamente em 2005 na Europa e EUA [3] [26] .

Ao longo dos anos com o rápido crescimento da tecnologia eólica, os fabricantes têm procurado aumentar a potência unitária instalada em função do diâmetro do rotor conforme ilustra a figura 1.

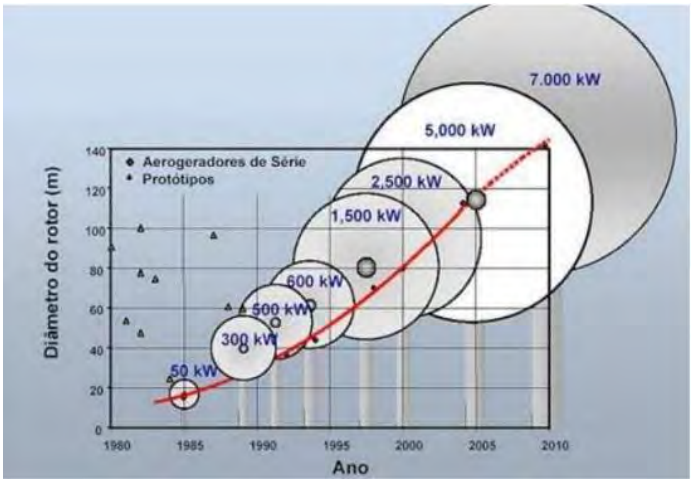


Figura 1 - Evolução das turbinas eólicas (1980 - 2010) [27]

Atualmente, a maior turbina em potência nominal unitária no mundo é o modelo E-126 desenvolvido pela ENERCON para aplicação *onshore*, cuja potência é de 7.5 MW com uma torre de 135 m e as pás com o comprimento de 63 m cobrindo uma área de 12468 m^2. Muitos outros protótipos com potências maiores ainda irão surgir, mas até ao momento encontram-se apenas em fase de projeto, como é o caso do modelo *Vestas V-164*, sistema *offshore* com 8 MW de potência. Foi instalada para teste no centro nacional Dinamarquês de aerogeradores em *Osterild* em que as principais caraterísticas são as pás com 80 metros de comprimento cobrindo uma área de 20106 m^2 [28].

Jailsamer Wind Park localizado na índia é o maior parque eólico *onshore* operacional com capacidade de 1064 MW, projeto desenvolvido pela *Suzlon Energy,* iniciado em Agosto de 2001 e constituído com modelos da empresa que vão desde o mais antigo de 350 kW ao mais recente (S9X - 2.1 MW). Portugal encontra-se no 13º posição entre o ranking dos 20 maiores parques eólicos do mundo com o seu parque eólico de Alto Minho, constituído por 120 aerogeradores (modelos da empresa alemã ENERCON) com uma capacidade instalada de 240 MW e uma produção anual estimada em 530 GWh [28].

A conversão eólica - elétrica é hoje uma tecnologia não apenas promissora e madura, mas inovadora, a sua tendência de expansão tem sido irreversível, segundo WWEA (*Word Wind Energy Association*) [29] e a IRENA (*International Renewable Energy Agency*) [25] até ao final de 2015, a capacidade instalada é de 435 GW sendo prevista um aumento de 80 % até 2035. Na figura 2, é apresentado a capacidade de energia eólica instalada no mundo desde 1997 até 2015.

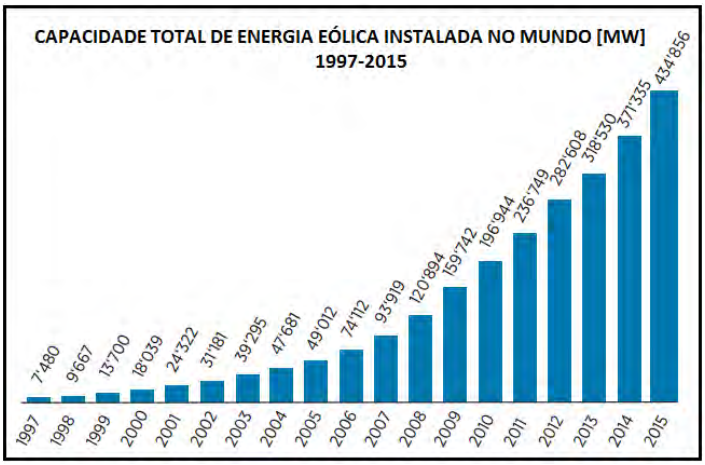


Figura 2 - Capacidade de energia eólica instalada no mundo, adaptado de [25]

Portanto as turbinas para a captação da energia eólica dos ventos já são um elemento habitual das paisagens de muitos países, nomeadamente na China, EUA, Alemanha, Espanha e na Índia, que são os maiores produtores e os responsáveis por mais de 70% da geração de energia eólica no mundo conforme indicado na tabela 1.

Tabela 1 - Países com maior capacidade de energia eólica instalada até 2015 [29]

Position 2015	Country/Region	Total capacity end 2015**	Added capacity 2015***	Growth rate 2015	Total capacity end 2014
		[MW]	[MW]	[%]	[MW]
1	China	148'000	32'970	29.0	114'763
2	United States	74'347	8'598	13.1	65'754
3	Germany	45'192	4'919	11.7	40'468
4	India *	24'759	2'294	10.2	22'465
5	Spain	22'987	0	0.0	22'987
6	United Kingdom	13'614	1'174	9.4	12'440
7	Canada	11'205	1'511	15.6	9'694
8	France	10'293	997	10.7	9'296
9	Italy	8'958	295	3.4	8'663
10	Brazil	8'715	2'754	46.2	5'962
11	Sweden	6'025	615	11.1	5'425
12	Poland	5'100	1'266	33.0	3'834
13	Portugal	5'079	126	2.5	4'953
14	Denmark	5'064	217	3.7	4'883
15	Turkey	4'718	955	25.4	3'763
	Rest of the World	40'800	5'000	14.0	35'799
	Total	**434'856**	**63'690**	**17.2**	**371'374**

A energia eólica tem vindo a ganhar expressão no conjunto da produção mundial de energia e conforme a tabela 1 pode-se verificar que esses países têm investido muito nessa área, com resultados animadores para o resto do mundo, inclusive Cabo Verde que tem forte potencial eólico com impactos ambientais positivos sendo recomendável economicamente.

2.3 Sistema de conversão da energia do vento

A partir do vento, resultante do deslocamento de massas de ar derivado dos efeitos das diferenças de pressão atmosférica entre camadas distintas, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação do eixo do rotor da turbina e o gerador, por sua vez, converte a energia mecânica de rotação em energia elétrica. Em geral, a turbina opera em baixas velocidades e o gerador em altas velocidades, para compatibilizar essas rotações, normalmente é usado um multiplicador mecânico, ou caixa de velocidades. Recentemente os conversores eletrónicos de potência tornaram-se também componentes comuns para o aproveitamento da energia do vento, conforme se ilustra a figura 3 [30]

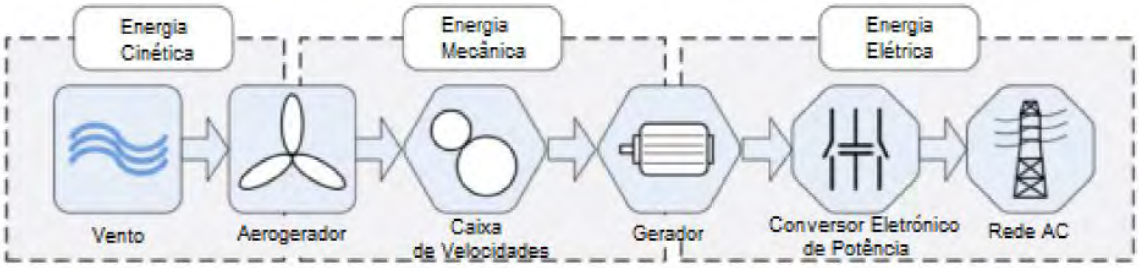


Figura 3 - Principais componentes de aproveitamento da energia do vento [31]

Basicamente as turbinas podem ser classificadas em turbinas de eixo vertical ou eixo horizontal, embora com o desenvolvimento tecnológico, de certa forma caminhou-se para a uniformização da oferta comercial sendo o tipo mais comum designado por *upwind.* Nesta configuração o gerador é de eixo horizontal com três pás colocadas a montante da torre, posicionadas de forma equilibrada num plano perpendicular ao rotor, formando ângulos de 120º. Funciona para velocidades de vento compreendidas entre os valores de arranque (*cut-in*) na ordem dos 2.5 m/s e de paragem (*cut-out*) na ordem dos 25 m/s [32].

Contudo, as opções tecnológicas adotadas pelos vários fabricantes são muito divergentes, para além das escolhas de diferentes materiais para o fabrico das torres e das pás, ainda existe alguma diversidade no campo da aerodinâmica, nomeadamente na regulação do ângulo de passo (controlo de *pitch*), a entrada em perda aerodinâmica (controlo *stall* ativo/passivo) e também a existência ou não de caixa de velocidades [14] [26].

O controlo de *pitch* consiste na rotação das pás das turbinas em torno do eixo longitudinal para alterar o ângulo de passo de modo a diminuir o ângulo de ataque (quando maior é o ângulo de passo menor é a potência mecânica, enquanto não atingir a potência nominal é mantido a zero). O controlo *stall* passivo é o mais simples, concebido para entrar em perda aerodinâmica para velocidades de vento superiores à velocidade nominal da turbina. O ângulo de passo se mantém constante e o escoamento do vento sobre as pás aumenta a força de arrasto e o ângulo de ataque. Por ultimo, o controlo *stall* ativo, que é a combinação dos dois controlos descritos acima, este permite rodar as pás da turbina no sentido de aumentar o ângulo de ataque de modo a induzir o efeito de perda aerodinâmica [26].

Enquanto os sistemas fotovoltaicos possuem apenas uma configuração típica (conversão da radiação solar diretamente em energia elétrica, ligando à rede através de um inversor), os aerogeradores possuem quatro configurações principais distintas presentes no mercado atual que caracterizam a oferta comercial desde a década de 1980 conforme se indica [13] [18] [26] [33]:

- **Tipo I ou A**: Gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (da literatura anglo-saxónica *Squirrel Cage Induction Generator* - SCIG) - esta é a primeira tecnologia desenvolvida e a mais simples tecnologicamente, é conhecida pelo seu funcionamento de velocidade constante, definida pela frequência da rede e pelo número de pares de polos do gerador (máxima variação de 1 a 2% devido ao escorregamento).

  Desta topologia sobressaem algumas vantagens: a simplicidade, a robustez e o baixo custo do equipamento. No entanto, é uma solução que levanta problemas, principalmente porque o gerador está diretamente ligado à rede e as flutuações do vento são convertidas em flutuações do binário mecânico que são transmitidas à rede. Possui um mecanismo de controlo das pás que atua em altas velocidades de vento para garantir a sua operação segura (controlo por *stall*). A tensão aos seus terminais é ajustada pela utilização de uma bateria de condensadores, que devido ao fato de não ser um processo dinâmico, o torna bastante limitado. Na figura 4 é apresentada a topologia, em que os seus principais fabricantes são a Suzlon, Micon (adquirida pela Vestas), Nordex, Siemens, Ecotécnica. No entanto devido à sua falta de controlo sobre as potências ativa e reativa, atualmente é pouco usado e está sendo substituído pelos aerogeradores de velocidade variável [26].

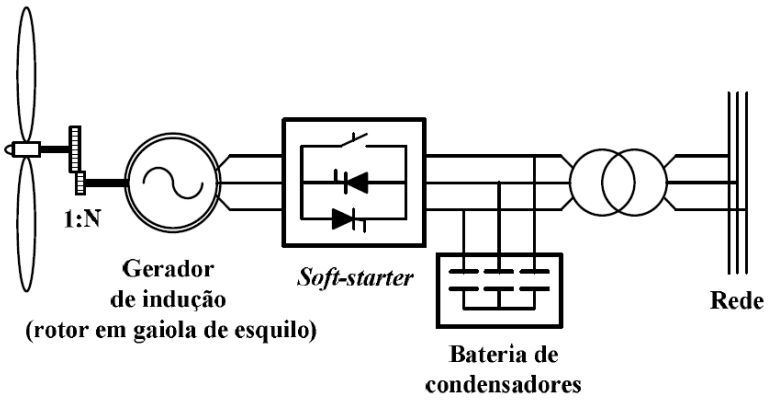


Figura 4 - Gerador assíncrono em gaiola de esquilo [26]

- **Tipo II ou B**: Geradores de indução (de rotor bobinado) - diretamente ligados à rede com controlo eletrónico da resistência no rotor, são muito semelhantes aos do tipo I, porém possuem uma gama de velocidades do vento de operação um pouco mais alargada devido à sua capacidade adicional de controlo.

  O principio de funcionamento baseia-se na velocidade variável limitada com dissipação da potência extraída do rotor na resistência variável, que quanto maior é a resistência, maior é o escorregamento (a faixa de variação de velocidade em torno de 10%). Na

figura 5 é apresentado a topologia, em que a sua principal inconveniência é a necessidade de manutenção constante. Os seus principais fabricantes são Suzlon, Gamesa e a Vestas [26].

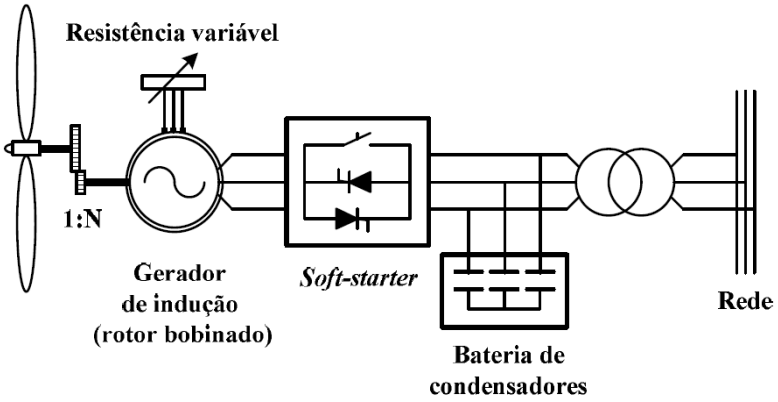


Figura 5 - Gerador assíncrono com resistência variável [26]

- **Tipo III ou C**: Geradores de Indução Duplamente Alimentado (da literatura anglo- saxónica, *Doubly-Fed Induction Generator* - DFIG) - O gerador utilizado é uma máquina de indução com rotor bobinado onde o estator está ligado diretamente à rede e o rotor ligado através de conversores back to back AC/DC/AC, usando inversores com comutação PWM (*Pulse-Width Modulation*). Graças aos avanços na área de eletrónica de potência o gerador funciona sob velocidade variável, em que o rotor roda com velocidade diferente da frequência angular da rede, permitindo regular de uma forma dinâmica a potência de saída da máquina. Nesta topologia o conversor tem uma potência bastante inferior à potência do gerador, cerca de 20 a 30 % e é denominado de conversor parcial [22]. Como desvantagens apresenta a elevada manutenção por existência de caixa de velocidades e a ligação direta do estator à rede, o que o torna sensível às perturbações e à necessidade de utilização de anéis coletores para transferir a potência do rotor.

  O modelo desenvolvido para o parque eólico abordado nesta dissertação foi baseado neste tipo de gerador. O DFIG é um modelo bastante popular no mercado, a *Vestas*, a RePower, Nordex, a Gamesa, Ecotécnica, GE Wind, Sinovel, têm várias soluções baseadas nesta topologia para várias gamas de potência. Na figura 6 é apresentado o diagrama elétrico da referida topologia.

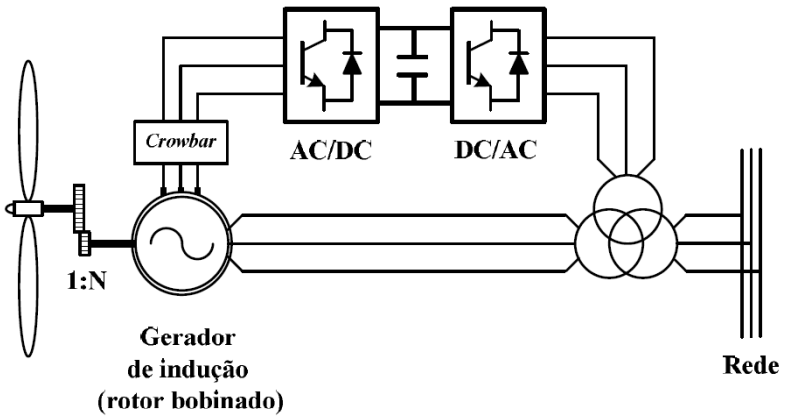


Figura 6 - Gerador de indução com tecnologia DFIG [26]

- **Tipo IV ou D**: Pode ser aplicado a dois tipos de geradores, com ímanes permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMSG) ou rotor bobinado (*Wound Rotor Synchronous Generator* - WSRG*)* - Esta tecnologia permite a operação numa gama mais alargada de velocidade, possui uma configuração bastante simples devido à inexistência de excitação externa (nos PMSG) e da inexistência de caixa de velocidades. O gerador está ligado à rede através de um conversor com uma capacidade igual à potência nominal do aerogerador, oferecendo excelentes capacidades de controlo da potência reativa e da qualidade da energia entregue à rede. Nas máquinas com gerador síncrono (PMSG), a estrutura é de grande complexidade construtiva, necessita de grande número de pares de polos apesar das restrições de peso e tamanho. Os inversores além de constituírem uma das partes mais frágeis desta configuração, são ainda muito caros. Para sistemas de grande potência, este componente representa um peso bastante significativa no custo total do sistema. Na figura 7 é apresentado a topologia, em que os principais fabricantes são a ENERCON, a Siemens, Made, Leitner, Mtorres e a Jeumont. Essa topologia é conhecida como sistema de velocidade variável com conversor integral (100%), com fonte local de potência reativa e capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

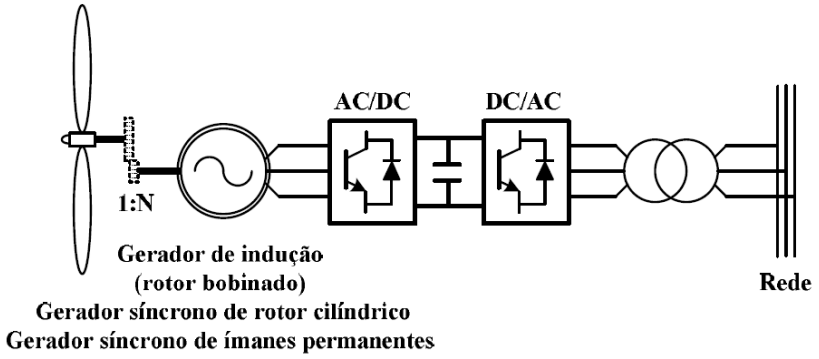


Figura 7 - Gerador síncrono ligada a rede através do conversor AC/DC - DC/AC [26]

Assim poder-se-á concluir que nenhuma das topologias permite a operação isolada da rede e de sublinhar que um dos pontos mais importantes do sistema de conversão da energia eólica do vento é o controlo de velocidade do gerador, que interfere de forma direta na frequência da energia elétrica, na qualidade da energia no ponto de conexão com a rede e no aproveitamento da energia cinética pela turbina [34].

Nas topologias I e II de acordo coma as suas figuras, entre o gerador e o transformador verifica-se o uso do dispositivo *Soft Starter* (SS), este é um método de controlo de correntes nas máquinas de indução trifásica e tem como principal objetivo a redução das correntes de arranque, permitindo o arranque suave sem o *stress* mecânico e consequentemente a redução de perdas e proteção térmica. Mais conceitos relacionados com o uso do *Soft Starter* nos geradores para o aproveitamento de energia eólica podem ser revistos em [35] e [36].

As topologias com controlo de velocidade variável (topologia III e IV) têm menos impactos com a variabilidade temporal do vento, consequentemente menos impactos com flutuações na rede. Por outro lado o conteúdo harmónico injetado na rede pelos conversores eletrónicos é mantido dentro de baixos níveis, uma vez que a maioria dos novos projetos são baseados em IGBTs com controlo PWM, capazes de gerar uma saída que satisfaz a norma IEEE 519-1992 [32].

2.4 Contextualização do Setor Elétrico em Cabo Verde

Cabo Verde é composto por um conjunto de dez ilhas insulares, situado aproximadamente a 570 Km da costa da África Ocidental na região central do oceano Atlântico e apresenta uma superfície total de 4.033 km². Nove das dez ilhas são habitadas e a população total é aproximadamente 500.000 habitantes segundo os dados do Censo 2010 da INECV [37].

Um dos seus principais problemas está relacionado com o consumo de energia, sendo os combustíveis fósseis a fonte de utilização para a produção de energia e dado que não possui esse tipo de recurso no seu território nacional, o país necessita importar todo o combustível (GPL-Gás de Petróleo Liquefeito, gasolina, petróleo, gasóleo, *fuel oil* e *Jet A1*). E este fator, aliado à insularidade e alguma ineficiência no setor, resulta num custo elevado equivalente em cerca de 70% maior do que na União europeia [38].

Por outro lado, ainda há um particularismo relevante que impacta significativamente no paradigma energético nacional: beber um simples copo de água exige a produção de energia elétrica, ou seja, existe a necessidade de proceder a dessalinização de água para abastecimento às populações e tal processo é intensivo em energia, estimando-se sensivelmente em 10% do consumo total no país [39].

Em virtude do dinamismo económico que o país tem apresentado nos últimos 15 anos ao nível do continente africano, encarou-se uma procura exponencial de eletricidade e as autoridades não têm respondido adequadamente a essa procura e consequentemente têm surgido falhas regulares no abastecimento de eletricidade no país [1]. Registou-se um crescimento médio

ligeiramente superior a 8.5% anual entre 2000 e 2011 atingindo 302 GWh de consumo de energia. Com a previsão de aumento do consumo para o dobro em 2020 (670 GW), intensificaram-se os estudos técnicos e económicos para avaliação de penetração de energias renováveis, uma vez que os custos associados à importação do combustível estão a impor restrições ao próprio desenvolvimento do país [2] [20].

A figura 8 elucida o rápido crescimento do consumo de energia por setor de 2002 até 2011 e as previsões até 2020 com a TCMA[5] de 7,5 %, inferior aos 8,7 % registados entre 2002 e 2011 [40].

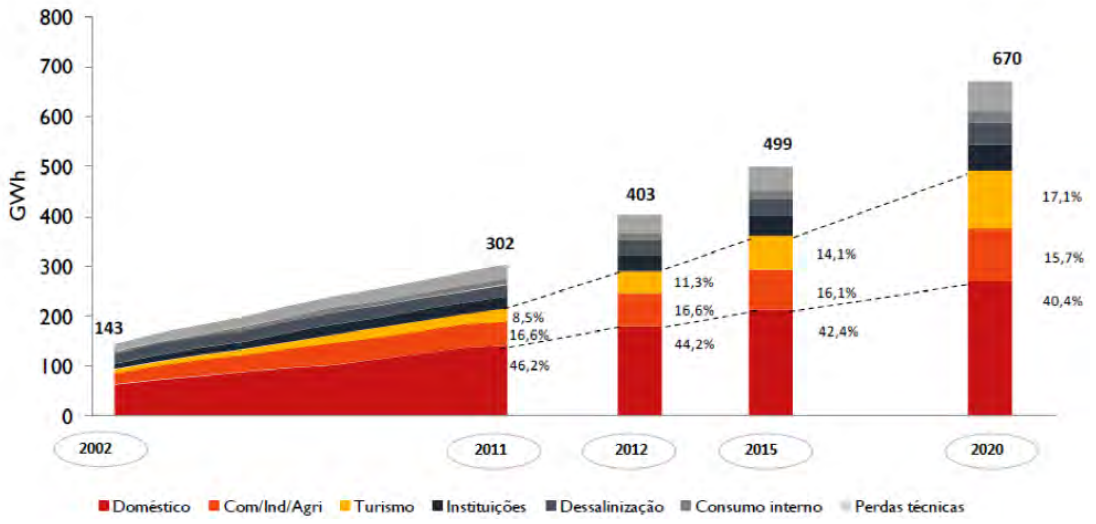


Figura 8 - Consumo de energia por setor de 2002 - 2011 e previsão para 2020 [20]

O Governo de Cabo Verde com a parceria da *Gesto Energy Solutions* (a part of MARTIFER) e do INESC (Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores) desenvolveram estudos onde certificaram condições bastante favoráveis para a exploração de fontes de energia renováveis, especialmente a eólica, que é um forte potencial para a redução de preço de produção de energia elétrica em Cabo Verde e consequentemente com o impacto no equilíbrio da balança comercial do país [20] [21].

Conforme a figura 9, estima-se em 2.610 MW o potencial de energia renovável em Cabo Verde, sendo a energia fotovoltaica solar, o recurso mais abundante com um custo inferior em 38% ao custo de geração atual e a energia eólica, o recurso mais económico com um potencial estimado em 306 MW com custos inferiores a metade do custo do *diesel* e *fuel oil*. Os recursos sólidos podem ser uma fonte de energia competitiva em algumas ilhas, enquanto a energia das ondas e geotermia apresentaram uma elevada incerteza [2].

[5] TCMA - Taxa de Crescimento Medio Anual, é muito utilizado quando se estuda o aumento da população durante um período de vários anos

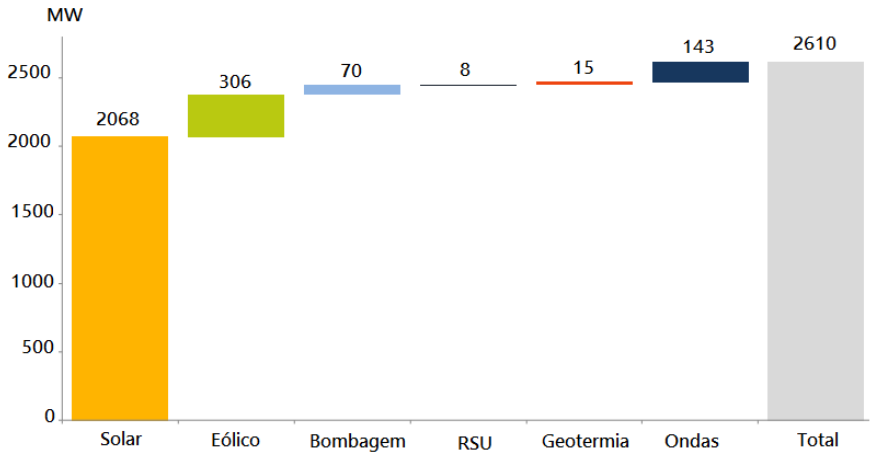


Figura 9 - Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde [41]

Face ao rigor dos estudos realizados baseados na tecnologia avançada e por passos prudentes com uma forte componente de investigação, o Governo de Cabo Verde fixou a ambição de atingir 50% de penetração de energias renováveis a nível nacional até 2020. Estratégica concretizada com a publicação do Decreto-Lei n.º 1/2011 de 3 de Janeiro que veio criar um regime de licenciamento e exercício de atividade específica e adaptado às energias renováveis em Cabo Verde [42].

Praticamente a história da penetração das energias renováveis nas redes elétricas de Cabo Verde mais concretamente da energia eólica, começou em 1987 com a instalação de duas turbinas *Vestas* de 55 kW ligadas à rede elétrica da ilha de Santiago. Posteriormente em 1994 foram instalados três parques eólicos nas ilhas do Sal, Santiago e São Vicente com potências de 600 kW, 900 kW, 900 kW respetivamente, resultante da 1ª fase de um projeto denominado "*STEP 1 Wind Farm*", realizado pela ELECTRA em conjunto com várias empresas nomeadamente a *RISØ National*, a *Nordtank, Laboratory*, a *Carl Bro Internacional* e a *Elsamprojekt A/S* [14].

Atualmente o maior produtor de energia eólica em Cabo Verde é a Cabeólica S.A, uma P.P.P (Parceria Público - Privada) entre o Governo de Cabo Verde, *African Finance Coorporation*, ELECTRA e *a InfraCo.* Iniciou a sua atividade no ano de 2009 com a instalação de 4 parques eólicos, num total de 26 MW de potência instalada nas 4 redes isoladas, das ilhas de São Vicente, Sal, Santiago e Boa Vista, com as respetivas potências (9.35 MW, 5.95 MW, 7.65 MW e 2.55 MW) e ainda com vários projetos futuros de energia eólica até 2020, dentro da ambição de Cabo Verde atingir 50 % renovável conforme apresenta a figura 10 [43].

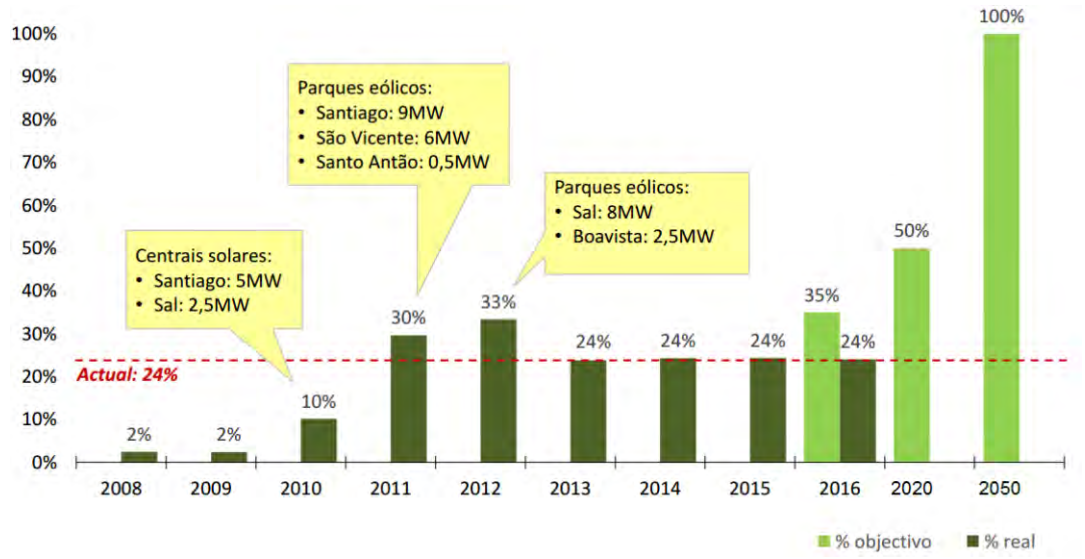


Figura 10 - Plano para penetração de energia renovável em Cabo Verde [44]

Depois de uma década de preparação, Cabo Verde contempla a migração de quase 100% *diesel* para um sistema híbrido *diesel*-eólica/PV, atingindo a penetração na ordem dos 30%. Com a desativação dos parques do projeto *STEP 1 Wind Farm* em 2013, atualmente conta com uma penetração na ordem dos 24 %, sendo hoje o maior produtor de energia eólica na região CEDEAO (Comunidade Económica Dos Estados da África Ocidental) e premiado pelo *Energy Awards África* (EAA) com melhor projeto renovável de 2011 [1].

Este fator contribui também de forma determinante para o aumento do PIB (Produto interno Bruto) Cabo Verdiano devido à redução de 20% dos custos com importação do combustível, registando um aumento exponencial em 2011 e uma projeção para 2020 em cerca de 2.75%. conforme indica a figura 11 [45].

Figura 11 - Contribuição do setor das energias renováveis na formação do PIB [45]

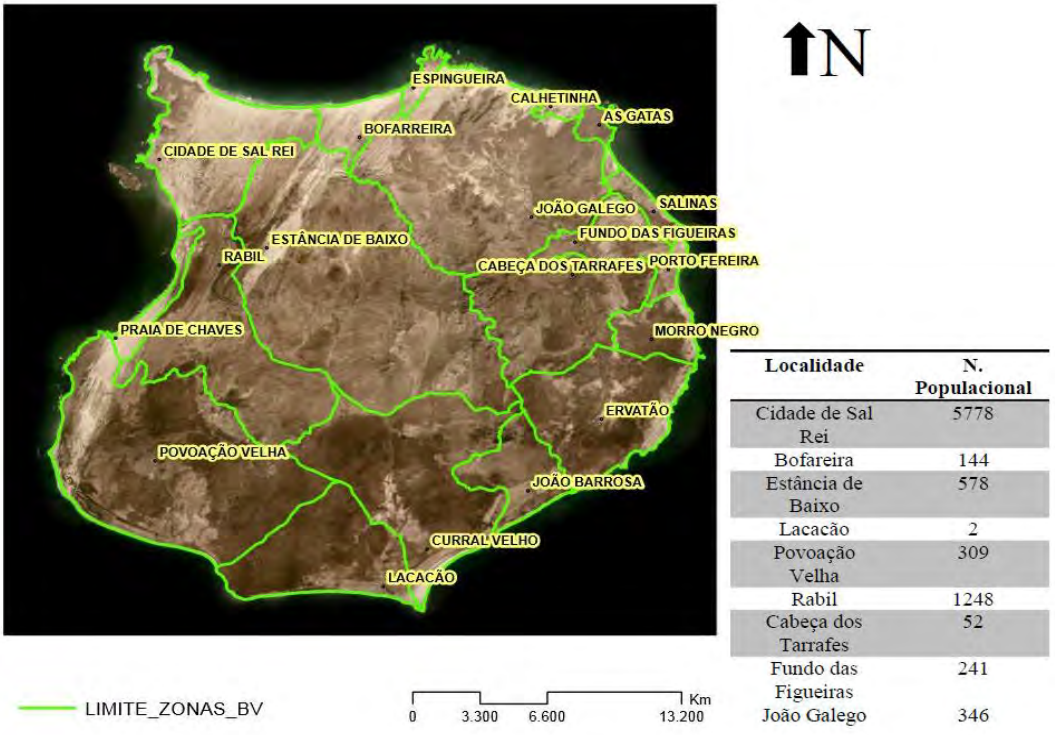
Face a realidade, Cabo Verde assume claramente que a produção de energia renovável é um dos vetores estratégicos para o seu crescimento, sendo em concreto o país que mais cresceu em média na utilização de energia eólica em 2011, realça o Conselho Mundial de Energia Eólica

(GWEC), este facto torna-se relevante para um país com um PIB tão baixo como Cabo Verde [39] [45].

Portanto dada a disponibilidade dos recursos naturais (Sol, Vento e Mar) e os seus impactos económicos, o Governo de Cabo Verde no seu Plano de Investimento Nacional (PERCV/PNAEE) pretende penetrar a energia eólica até ao seu limite técnico em cada uma das redes isoladas e ainda reduzir no mesmo horizonte temporal (2020), o consumo de eletricidade em 20% em relação ao atual cenário de base [1].

2.5 Caraterização do caso de estudo

A Boa Vista é a terceira maior ilha de Cabo Verde e a mais próxima da costa africana distando apenas 455 Km, com uma superfície de 620 km^2 e uma altitude máxima de 387 m (Pico de Estância). Tem uma forma mais ou menos circular com dimensões de 29 km de Norte para Sul e de 31 km de Este para Oeste. Pertence ao grupo de ilhas de Barlavento, sendo o seu clima influenciado pelos ventos quentes e secos do Sahara [37]. Segundo o Censo de 2010 do INECV, a população da ilha é de 9.162 habitantes, distribuídas nas duas freguesias (Santa Isabel e S. João Baptista) e pelas localidades conforme indica na figura 12 [37] [46].



Localidade	N. Populacional
Cidade de Sal Rei	5778
Bofareira	144
Estância de Baixo	578
Lacacão	2
Povoação Velha	309
Rabil	1248
Cabeça dos Tarrafes	52
Fundo das Figueiras	241
João Galego	346

Figura 12 - Mapa da ilha da Boa Vista [46]

No âmbito desse trabalho, a ideia de escolher esta ilha e realizar esse estudo surgiu pela observação das necessidades da mesma dentro do Plano Estratégico Renovável de Cabo Verde (PERCV) e o Plano Nacional de Ação de Energias Renováveis/Eficiência Energética (PNAER/PNAEE). Esta ilha apresenta um forte potencial de crescimento económico adaptado ao desenvolvimento do turismo.

Embora a previsão do crescimento da procura de energia elétrica suscita dúvidas, uma vez que depende das incertezas do desenvolvimento turístico na ilha, os estudos mais recentes apontam que a ilha tem um K (fator de adaptação às necessidade de consumo de energia) muito elevado em relação às restantes ilhas, conforme apresenta a tabela 2 [21].

Tabela 2 - Consumo de energia em 2007 e previsão até 2020 nas ilhas de Cabo Verde [21]

	2007		2012		2015		2020	
	Consumo [MWh/ano]	*k*	Consumo [MWh/ano]	*k*	Consumo [MWh/ano]	*k*	Consumo [MWh/ano]	*k*
Santiago	131.790.991	-	208.708.245	1,584	247.221.903	1,876	313.310.370	2,377
São Vicente	60.968.802	-	72.198.955	1,184	84.043.547	1,378	107.658.883	1,766
Sal	38.783.786	-	47.150.450	1,216	57.488.763	1,482	86.320.891	2,226
Santo Antão	11.060.202	-	14.172.196	1,281	17.148.266	1,550	22.716.705	2,054
Fogo	8.226.016	-	12.753.817	1,550	15.125.035	1,839	20.196.885	2,455
Boavista	5.049.539	-	35.817.675	7,093	61.861.014	12,251	97.559.908	19,321
São Nicolau	4.669.575	-	4.944.621	1,059	5.418.205	1,160	6.398.329	1,370
Maio	2.233.218	-	4.750.403	2,127	7.310.750	3,274	12.767.579	5,717

As projeções para a evolução da ponta e vazio, dada a metodologia utilizada para a sua determinação [2], registam um crescimento médio anual idêntico à evolução da procura, conforme indicado na tabela 3.

Tabela 3 - Projeção da evolução da ponta e vazio por ilha [2]

Ilha	2012		2015		2020	
	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Ponta (kW)	Vazio (kW)
Santiago	37.697	17.100	44.901	20.268	56.948	25.687
São Vicente	12.416	5.862	14.371	6.824	18.267	8.741
Sal	7.923	3.704	9.494	4.516	13.876	6.782
Santo Antão	2.949	991	3.360	1.199	4.128	1.589
Fogo	2.713	941	3.218	1.116	4.299	1.490
São Nicolau	1.064	467	1.138	512	1.292	605
Boavista	6.703	3.243	11.495	5.601	18.063	8.834
Maio	997	382	1.507	587	2.593	1.026
Brava	701	178	786	196	948	229

Conforme a tabela acima, a ilha da Boa Vista é conhecida para os 3 anos analisados com um índice negativo (-66% em 2012, -94% em 2015, e -97% em 2020) de cobertura de ponta de consumo, o que conduzirá à necessidade do reforço da potência de forma a cobrir os défices identificados [21].

A procura de energia na ilha em 2009 representava 5% da procura total do arquipélago registando uma tendência de TCMA de 20,1% (2000 - 2009), atingindo 13,9 GWh em 2009 [40]. Até 2020 prevê-se um consumo agressivo em cerca de 98 GWh, com o setor do turismo a

dominar praticamente a grande parte do consumo de energia elétrica na ilha, atingindo 65%, em 2020 conforme indica a figura 13 [40].

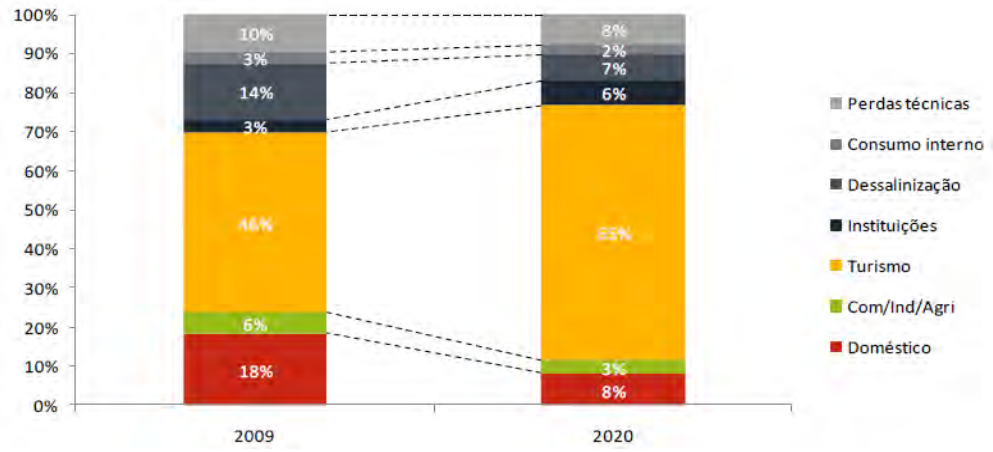


Figura 13 - Comparação do consumo de 2009 e a previsão para 2020 [40]

Por outro lado, a escolha da ilha da Boa Vista para esse estudo, deve-se ao forte potencial em termos de velocidade do vento e área disponível para penetração de energia eólica (com uma média anual de 7 m/s a 50 m de altura e potencial com uma área de 13 km^2) [20]. Informações submetidas localmente e nos documentos dos estudos do Impacte Ambiental do parque eólico existente (PEBE- Parque Eólico de Boa Esperança), refere que a velocidade média do vento é da ordem dos 9 e 9.9 m/s respectivamente [2] [47]. Apesar de não ser confirmado, no trabalho de campo realizado no PERCV-2010, evidenciaram que o potencial é maior do que o apontado, esse propósito fundamenta-se com presença de alguns fenómenos biofísicos no terreno, forte erosão eólica e ausência de vegetação [2]. Portanto, o outro motivo da seleção da ilha da Boa Vista para o estudo é por ser uma das ilhas em Cabo Verde com maior regime de ventos, conforme indica a figura 14.

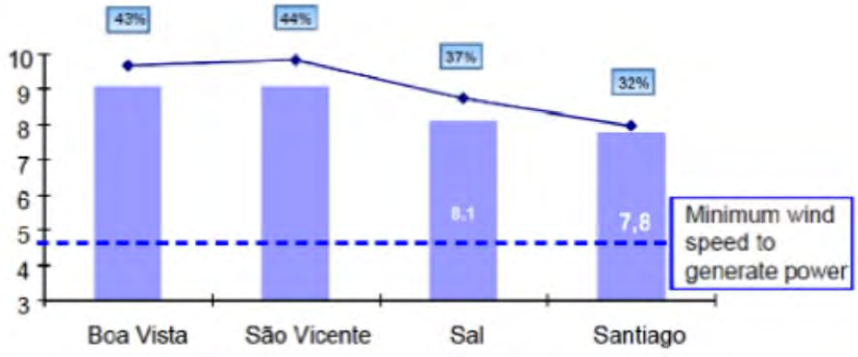


Figura 14 - Ilhas de Cabo Verde com maiores potenciais eólicos [48]

Com um dos melhores regimes de vento no país, consequentemente será uma das Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis em Cabo Verde (ZDERCV) com forte potencial renovável em relação aos restantes, estimado em 56 MW, (22.95 MW - eólico, 30 MW solar e 3.5 MW das correntes marítimas), conforme apresenta a figura 15 com a sua distribuição na ilha [2].

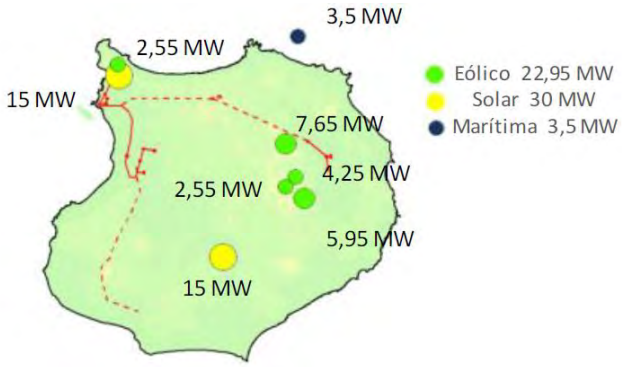


Figura 15 - Distribuição do potencial renovável na ilha [2]

Assim, como já foi referido anteriormente, para a penetração dos 25% em 2011 foi construído o Parque Eólico de Boa Esperança (PEBE) com uma potência instalada de 2,55 MW (3 AEG V52 850 KW) e os restantes como projetos futuros conforme apresenta a tabela 4.

Tabela 4 - Projetos futuros de energia eólica na ilha da Boa Vista [20]

ILHA	Código	PROJECTO	n.º AG V52 850 kW	Altimetria [m] (média)	Potência [MW]
Boavista	BV.W1	PE de Mesa	9	265	7,65
Boavista	BV.W2	PE do Chão de Pico Forcado	5	190	4,25
Boavista	BV.W3	PE de Falcão	7	210	5,95
Boavista	BV.W4	PE do Caçador	3	235	2,55

De acordo com o plano de investimento (PERCV) para o cenário 2020 (caso de estudo) a ilha não tem projetos para integração de fontes de energia fotovoltaica, nem marítima, devido aos elevados custos iniciais. Porém conta com a construção do Parque Eólico de Mesa (PEM - 7.65 MW) e o parque Eólico de Falcão (PEF - instalação apenas de 2.55 MW), perfazendo num total de instalação de 10.2 MW de potência eólica a penetrar na rede até 2020 de acordo com as evoluções das previsões de consumo. E para o transporte e distribuição desta potência eólica existe um projeto no mesmo horizonte temporal de uma linha de 23 Km de rede de 20 kV, a desativação dos micros centrais e a remodelação de uma central única (CL - Central de Chaves) [20].

Com um consumo em cerca de 98 GWh até 2020, no mesmo horizonte temporal (2020) pretende-se fazer o reforço da capacidade térmica de cerca de 14 MW (4x 3500kW geradores *fuel oil*) [20]. Na figura 16 apresenta-se o mapa da ilha da Boa vista com a arquitetura da rede para o cenário 2020.

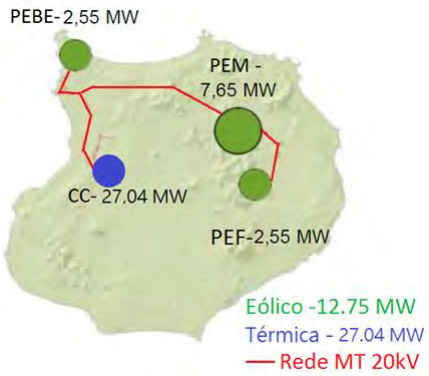


Figura 16 - Rede elétrica da ilha da Boa Vista para cenário 2020

2.6 Conclusões

Portanto com base no que foi referido anteriormente, fica bem patente a importância económica e ambiental que a energia eólica tem atualmente e que vai continuar a ter no panorama energético mundial. Embora, para além de possuir inúmeras vantagens pode provocar também problemas técnicos na rede em caso de falta de planeamento e estudos como este. Em particular, em Cabo Verde a energia eólica têm-se destacado com um elevado índice de penetração, sendo assim a sua conexão na rede precisa de ser analisada detalhadamente a fim de evitar ou minimizar os efeitos dos problemas inerentes desse tipo de fonte de energia, de modo a preservar a qualidade de energia e o funcionamento seguro das redes elétricas. Face a esta realidade, com os estudos das previsões de consumo energia e projetos para penetração de potência eólica, torna-se interessante o estudo da avaliação da capacidade de penetração de potência eólica na rede elétrica MT de 20 kV da ilha da Boa Vista, uma vez que quanto maior é a potência eólica instalada numa rede isolada, maior é a probabilidade de ocorrência de problemas de segurança dinâmica. Em geral, as redes elétricas de Cabo Verde caracterizam-se como redes isoladas e são vulneráveis às perturbações por possuírem forte componente eólica e a grande parte de linhas de transporte serem aéreas e consequentemente expostas às adversidades atmosféricas típicas da região onde o país está inserido. Com a penetração de mais de 50% de energia eólica em relação ao atual consumo, os gestores de rede precisam de possuir uma capacidade de previsão da quantidade de produção eólica que estará disponível em cada instante de tempo, para avaliar a necessidade de mobilização das unidades *diesel*, de modo a obedecer às restrições de operação destas últimas e garantir a segurança na operação do SE. Neste tipo de rede, uma saída de serviço de uma produção eólica pode provocar um forte desequilíbrio, afetando igualmente a tensão e a frequência caso não se verifique reserva girante suficiente na rede.

Capítulo 3
Estabilidade nos Sistemas Elétricos

Um dos maiores desafios deste século é fornecer a energia elétrica necessária a uma rede, de forma eficiente, económica e com o mínimo de impacto para o meio ambiente. Muitas vezes na tentativa de reduzir os custos associados à produção de energia elétrica levam à presença de produção distribuída, nomeadamente a utilização de fontes renováveis, em particular de energia eólica que por sua vez colocaram novos desafios aos operadores de rede devido às características da sua fonte primária e tipo de tecnologia de conversão que se traduzem em [6]:

- Produção aleatória e de difícil previsão;
- Ausência de regulação de potência - frequência em função da rede;
- Não participação na regulação de tensão nas turbinas de topologia I (SCIG);
- Participação limitada na regulação de tensão no caso das turbinas de topologia III e IV (DFIG e PMSG respectivamente);
- Elevada sensibilidade às cavas de tensão e às flutuações do vento.

Portanto a elevada penetração de potência eólica é um grande desafio para os gestores de rede, sendo que na sua gestão é premente a necessidade de avaliação da capacidade de penetração de energias alternativas de forma a criar um sistema híbrido *diesel*-eólica/PV tecnicamente eficaz que consegue fornecer energia necessária à rede de forma económica, segura e estável.

Segundo o IEEE[6], a estabilidade é a condição de equilíbrio entre oposição de forças (produção e consumo) e segundo as literaturas [4] [49] é dividida em grupos de acordo com a natureza física do fenómeno que causa a instabilidade e a dimensão da perturbação, apesar que nem sempre é possível fazer uma distinção clara do fenómeno em causa e são classificados em:

- Estabilidade angular - relaciona a capacidade de um sistema manter o sincronismo entre as máquinas e o equilíbrio entre os binários das máquinas síncronas.
- Estabilidade de tensão - relaciona com os fenómenos não lineares e/ou perturbações que podem ocorrer na rede, causando cavas ou mesmo aumento progressivo e descontrolado da tensão e por conseguinte o desequilíbrio da potência reativa.
- Estabilidade de frequência - refere-se à capacidade de um SE manter a frequência em valores permissíveis, após ser submetido a um desequilíbrio severo da carga e/ou geração, tendo em conta com um mínimo de deslastre de carga possível numa dada rede.

[6] EEE Task Force on Terms & Definitions, ‘‘Proposed Terms & Definitions for Power System Stability’’, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, Julho de 1982, págs. 1894-1898

Na figura 17 é apresentado as divisões conforme as perturbações e as suas durações.

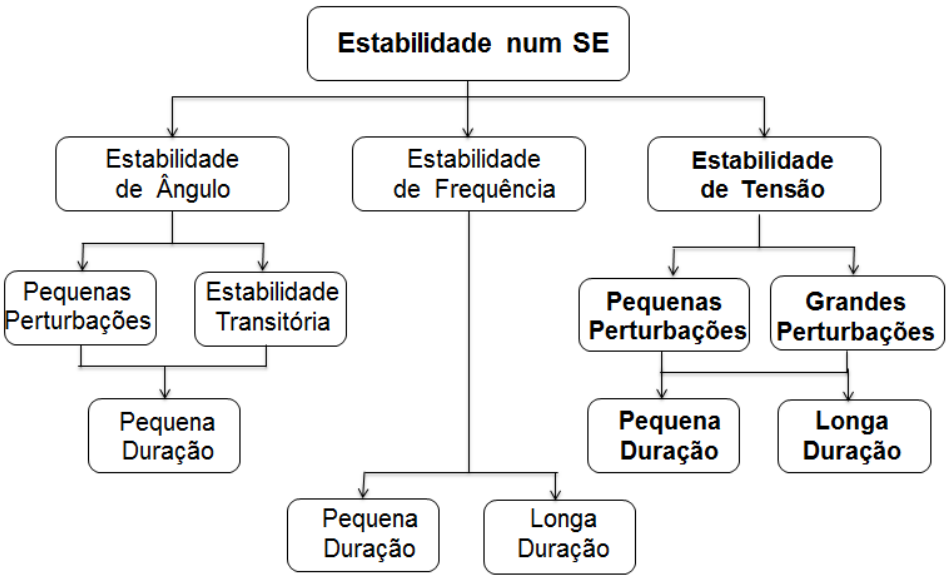


Figura 17 - Classificação da estabilidade nos Sistemas Elétricos, adaptado de [4]

Perturbações de pequena duração estão relacionadas com as ocorrências de curto-circuitos e/ou variações rápidas de cargas. O tempo de duração situa-se entre os milissegundos e a dezena de segundos, enquanto a instabilidade de longa duração está associado a um aumento lento de carga e/ou a uma transferência de carga e o tempo de duração situa-se entre os 0,5 minutos e os 30 minutos [6] [50]. Nas produções com descentralização como é o caso deste estudo podem também estar associados as variações da velocidade do vento como pequena ou longa duração, dependendo do tempo da variação.
De acordo com as referências [6] e [51] o aumento da penetração da potência eólica num SE pode afetar significativamente todos os tipos de estabilidade abordados. No entanto para esta dissertação de entre os aspetos a considerar na monitorização da segurança dinâmica numa rede elétrica face à penetração de energia eólica baseou-se o estudo, na estabilidade de tensão com perturbações de pequena duração.

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema poder manter as tensões dentro dos valores limites de exploração em todos os barramentos após a ocorrência de uma perturbação, no entanto dependerá da capacidade da inércia do sistema em restabelecer o equilíbrio entre a produção/consumo e os níveis de tensão na rede para o normal funcionamento [50].

3.1 Redes Isoladas – Problemática de segurança dinâmica provocada pela produção eólica

Nas redes isoladas em geral a produção de eletricidade é corporizada por unidades *diesel* como é o caso da rede elétrica da ilha da Boa Vista - Cabo Verde (caso de estudo). A ilha apresenta condições meteorológicas extremamente favoráveis para a exploração de fontes de energia

renováveis, especialmente a eólica em que a sua penetração é um potencial para a redução do preço da produção de energia elétrica na ilha, uma melhoria para o meio ambiente e consequentemente, para o equilíbrio da balança comercial devido à redução da importação de combustíveis e à venda de Créditos de Carbono (CDM).

Entretanto, existem algumas restrições técnicas que condicionam a sua injeção na rede, nomeadamente resultantes da possibilidade de provocarem problemas de segurança dinâmica como é o caso de curto-circuitos, variabilidade do recurso do vento, regulação de frequência, níveis de tensão e gestão de reservas do sistema [52]. Comparadas com as redes interligadas como é o caso da rede Ibérica Portugal-Espanha, com as suas interligações a França e a Marrocos, as redes isoladas são fracas por possuírem baixas constantes de inércia [17].

O problema ainda é mais grave com o aumento da penetração eólica na rede, que tende a substituir as unidades *diesel* que participam na regulação de tensão e frequência por aerogeradores que apresentam formas de controlo que praticamente desacoplam as grandezas mecânicas e elétricas impedindo a turbina eólica de responder as variações no sistema [11].

As perturbações na rede elétrica tornam-se particularmente severas no caso de ocorrerem durante as horas de vazio, devido ao fato de nestes períodos geralmente durante a noite em que a produção eólica pode atingir valores elevados e existirem menos unidades *diesel* em serviço e como tal, uma menor constante de inércia no sistema. O principal problema para a estabilidade de tensão nestas horas é a incapacidade de fornecimento de potência reativa que podem provocar mudanças significativas na rede e o nível de tensão nos barramentos pode ultrapassar os níveis considerados aceitáveis [15].

Embora a instabilidade de tensão seja um fenómeno de carácter local, porém devido à sua característica pode-se propagar pela rede e afetar todo o sistema, ao contrário da frequência que pode ser controlada a partir de qualquer ponto do sistema e a maneira como é afetada difere de rede para rede [17].

Por outro lado, as cavas de tensão por serem um fenómeno dinâmico podem ocorrer também nos períodos de ponta em que o aumento contínuo de carga leva a um aumento das correntes nas linhas de transmissão e consequentemente a uma diminuição dos níveis de tensão e aumento das perdas. Por essas razões, a rede elétrica em estudo será avaliada entre esses dois cenários (ponta e vazio). Estas são as situações limite, considerados excelentes indicadores da robustez de um SE, ou seja, se a rede for suficientemente robusta e capaz de suportar certas perturbações nestes cenários também as suporta noutros.

As variações de tensão podem ser definidas como mudanças no valor eficaz que ocorrem num determinado período de tempo num dado ponto da rede e, segundo a norma NP EN 50160 para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos devem situar-se na gama de ± 10% (variação ± 0.1 p.u, não considerando as interrupções), caso contrário considerar-se-á um problema critico em termos de operação e de segurança na rede [53].

Portanto as perturbações bruscas na carga e na fonte principalmente na geração eólica, são os principais causadores na variação da tensão ΔV na rede e pode ser calculado pela seguinte expressão [8]:

$$\Delta V = \frac{P.R+X.Q}{V} \quad (1)$$

Em que:

V : Tensão nominal da rede;

P : Potência ativa injetada;

Q : Potência reativa injetada;

R: Resistência da rede;

X : reactância da rede;

Portanto, como se pode observar na equação 1 tanto a injeção de potência ativa como a reativa influenciam o perfil de tensão na rede. A penetração da potência eólica provoca na rede um aumento nos perfis de tensão comparativamente com uma rede com unidades *diesel*, conforme registado nos resultados obtidos da simulação.

Desse modo podem identificar-se alguns fatores com maior influência no desempenho das produções eólicas nos estudos da estabilidade de tensões, que podem ser enumeradas do seguinte modo [13] [54]:

- Tipo, dimensão e número de aerogeradores;
- Potência de curto-circuito no barramento de ligação - cálculo dos efeitos dinâmicos da corrente de curto-circuito;
- Topologia da rede elétrica e razão (X/R);
- Variabilidade do recurso eólico (turbulência);
- Trânsito de potências ativa e reativa e potência de perdas;
- Compensação local da potência reativa;
- Valor da constante de inércia dos geradores;
- Qualidade da potência produzida: flutuações de tensão (estacionárias e transitórias);
- Flutuações de tensão nos consumidores (nível de *flicker*);
- Distorção harmónica de tensão da rede;
- Estabilidade e coordenação das proteções;

As redes de transporte normalmente possuem uma resistência muito baixa, onde a diferença de tensão entre os dois pontos numa linha com uma elevada reactância X. Quando comparada com a sua resistência R, a relação X/R é alta sendo afetada pelo trânsito de potência reativa na linha.

Assim, o controlo de tensão nos barramentos é feito pelas centrais convencionais (unidades *diesel*).

A potência de curto-circuito no ponto de conexão com a rede impõe limites para a penetração segura de potência eólica, à medida que a relação X/R aumenta na rede, o nível de penetração de produção eólica diminui [27].

Por outro lado, os requisitos de "reserva" definidos pelos operadores de rede tendem a reduzir a capacidade de penetração de potência eólica em sistemas isolados [54]. Assim, esta dissertação baseou-se também na definição e formulação do problema do despacho e reserva girante, uma vez que é muito importante para os estudos da estabilidade num SE.

Tipicamente para redes isoladas, a reserva girante (do inglês *Spinning Reserve, SR*) cresce com aumento da penetração de potência eólica e pode ser calculada pela equação 2 [9]:

$$SR \geq \alpha . PD + \beta . PW - PSh \quad (2)$$

Em que:
PD: Consumo de potência ativa prevista;
PW: Produção de potência eólica prevista;
PSh: Quantidade de carga que poderá ser deslastrada no caso de a frequência da rede começar a baixar de forma drástica;
α: margem de carga, cujo valor geralmente reflete a incerteza associada às previsões de consumos;
β: Margem de vento, cujo valor geralmente reflete a incerteza associada às previsões de vento.

A reserva girante deverá ser suficiente para compensar um aumento de carga $\alpha . PD$ e uma queda da produção eólica $\beta . PW$ subtraindo a quantidade de carga que poderá ser deslastrada sem que se considere que ocorre a perda de segurança e estabilidade na rede. Os parâmetros α e β devem dispor de previsões precisas de modo a que o critério de reserva girante a adotar não se torne excessivo [9].
Os SE desde a sua origem lidam com incertezas tanto no consumo como na produção, e por estes motivos usa-se as reservas para manter a segurança e o balanço na rede. Entretanto a SR não é só importante pela garantia de disponibilidade de potência em caso de aumento brusco de consumo, mas também na estabilidade da rede, ou seja, mesmo com a disponibilidade de fontes renováveis deve-se sempre garantir a reserva térmica igual ou superior à ponta do sistema [55].

O tempo de resposta dos reguladores de velocidade e restante sistema de controlo dos grupos térmicos é igualmente importante, pois mesmo com níveis de reserva adequados os grupos poderão não conseguir responder em tempo útil aos desvios de frequência e tensão.
Em algumas literaturas de especialidade eólica - elétrica [11] [7] [56] e estudos de simulação dinâmica com penetração de potência eólica em redes isolados reais [14] [15] [17] concluiu-se

que o problema dinâmico da estabilidade de tensão perante as perturbações deve-se aos seguintes fatores:

- Problema de despacho e pré-despacho das unidades *diesel*;
- Ocorrências de curto-circuitos;
- Distúrbios de tensão que podem dividir-se em variações de tensão, tremulação *flicker*, (causada pela aerodinâmica e pela entrada/saída de potência eólica na rede), transitórios e distorção das harmónicas principalmente nas turbinas da topologias I e II.

A partir da figura 18 pode-se observar os principais problemas relacionados com a qualidade de energia elétrica a nível de tensão causada pela produção eólica:

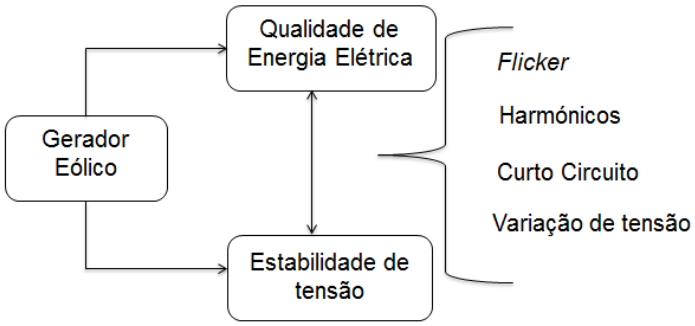


Figura 18 - Áreas de influências na conexão de turbinas eólicas num SE

A ocorrência de níveis de *flicker* acima da norma em vigor (IEC 868) tem sido fortemente relacionado com os transitórios de entrada e saída dos parques eólicos da rede elétrica e têm sido associados aos conversores eletrónicos designados de *Soft Starter* e encontra-se descrito no capítulo 2.3 como forma de atenuar esta problemática.

As harmónicas são ondas sinusoidais de tensão ou corrente com frequência múltipla da frequência da rede e são responsáveis por perdas adicionais, contabilizadas num parâmetro chamado potência deformante (D) que influencia fortemente o valor do FP da rede [27]. Esta perturbação é comum nas turbinas eólicas que funcionam a velocidade variável (topologia III e IV-DFIG e PMSG respectivamente) que são equipadas com conversores eletrónicos, embora estes possuem especificações próprias que regulam a emissão de harmónicas de corrente para frequências múltipla até 50 vezes maior do que da frequência da rede. De acordo com a norma europeia IEC 61800-3 a THD não deverá exceder 5% da corrente da fundamental [57].

E como foi demostrado anteriormente, as perturbações que podem surgir num SE e que afetam gravemente a estabilidade da tensão podem ser de diferentes tipos, sendo por isso necessário definir qual, ou quais, seriam utilizadas no desenvolvimento deste estudo.

Sendo o curto-circuito a perturbação mais critica para a instabilidade nas redes elétricas optou-se por utilizá-lo na realização da análise e nas simulações. Estes podem ser definidos como a corrente que flui através do defeito enquanto este persiste, correspondente a uma alteração estrutural no SE, caracterizada pelo estabelecimento de um contato elétrico acidental através de um circuito de baixa impedância entre dois pontos a potenciais diferentes [58]. Esse fenómeno

interfere com o normal funcionamento das redes elétricas e são responsáveis por grande parte das manutenções preventivas necessárias para o normal funcionamento da mesma. Este tipo de perturbação pode levar ao colapso do SE se o volume de produção eólica perdida atingir valores superiores aos máximos admitidos. Neste trabalho irão ser analisados unicamente os efeitos em termos de risco de produção eólica derivados da ocorrência de curto-circuitos simétricos e curto-circuitos homopolares nas linhas de transporte.

Estes defeitos podem ter origem devido a contactos de animais, ou árvores que empurrem os condutores para junto da zona de apoio ou mesmo devido ao aumento da velocidade do vento que pode causar a aproximação de fases em uma linha de transporte. Como também podem resultar da ionização do ar e sobretensões atmosféricas, que provoquem o contornamento dos isoladores[7]. Estes podem provocar cavas de tensão na produção eólica que irá levar à atuação do sistema de proteção e consequentemente a desativação das turbinas, perdendo assim quantidades de produção de energia eólica na rede.

De forma a poder ultrapassar esta problemática é necessário que os geradores eólicos possuam um mecanismo de sobrevivência a essas perturbações, o que lhes permitirá suportar a queda de tensão por alguns instantes, recuperando depois progressivamente os valores normais da sua tensão e potência. A este tipo de mecanismos dá-se o nome de FRT -" *Fault Ride Through*" ou em português, "Sobrevivência a Cavas de Tensão".

3.2 Exigências regulamentares para o cumprimento de requisitos de cavas de tensão

Num passado bem recente devido à fraca penetração de potência eólica instalada no mundo, aquando da ocorrência de uma perturbação na rede elétrica as proteções intrínsecas da interligação de um parque eólico conduziam imediatamente à saída de serviço quando a tensão no barramento fosse inferior a 0,8 p.u. e a potência perdida era assegurada por outros produtores ligados à rede, sendo que o parque seria posteriormente colocado em serviço quando a rede estivesse completamente recuperada do defeito.

Esta medida devido à quantidade de potência eólica em causa não acarretava grandes implicações para a estabilidade da rede (produção vs consumo). Por outro lado tinha como objetivo garantir a integridade dos vários equipamentos do aerogerador, nomeadamente em termos de esforços mecânicos da caixa de velocidades e de sobrecargas na interface eletrónica [11].

Mediante o nível atual de participação na produção de energia no mundo e face ao benefício económico de produzir energia a custo zero através da energia do vento e à problemática da

[7] Arco entre o condutor e as partes metálicas dos suportes quando a rigidez dieléctrica do ar se apresenta com um valor bastante baixo, o que acontece sobretudo em épocas de chuva

segurança dinâmica na rede, diversos países no mundo vieram incorporar procedimentos e requisitos técnicos a serem exigidos aos aerogeradores, e entre os quais se destaca a capacidade de sobrevivência de cavas de tensão, na literatura anglo-saxónica "*Fault Ride - Through Capability*" - FRT.

Foi inicialmente definida pela empresa alemã *E.ON Netz GmbH1* e posteriormente adotado em outros países [11]. Esse requisito normalmente é apresentado sobre a forma de gráfico em diferentes países do mundo, conforme indicada na figura 19, em que o gerador deve permanecer ligado desde que no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da produção eólica esteja acima da curva e que o defeito seja eliminado num determinado tempo e ainda se verifique uma recuperação do valor da tensão no ponto de interligação [59].

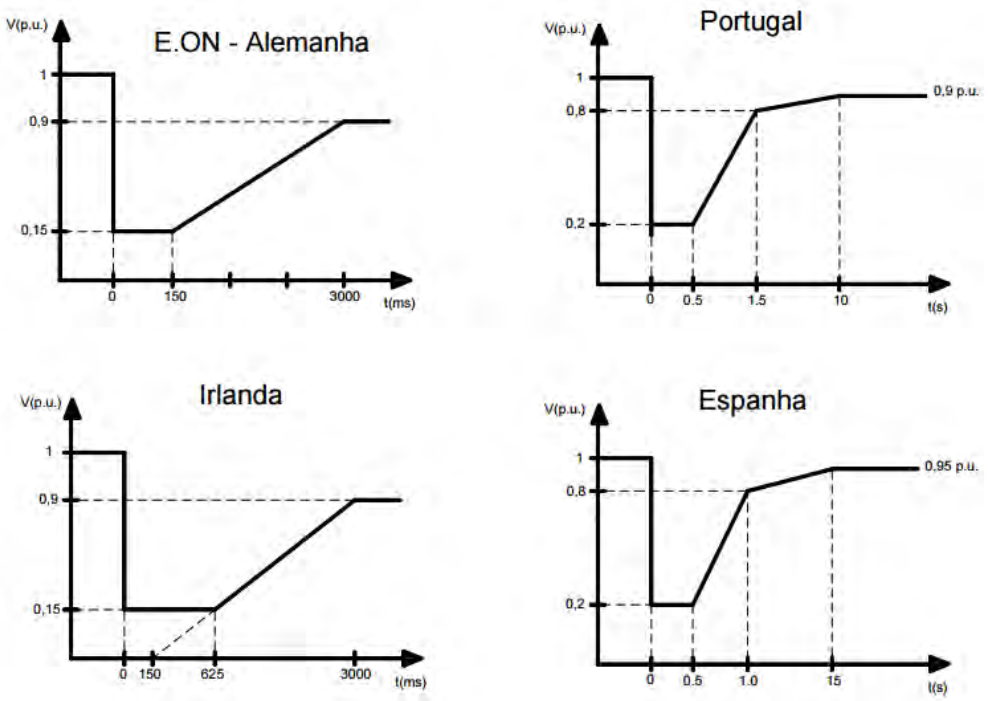


Figura 19 - Curva FRT adotado por diferentes operadores de rede [11]

Em Portugal foi definido pela portaria nº 596/2010 de 30 de Julho [59], que os aerogeradores deverão suportar um mínimo de 80% de redução do valor nominal de tensão aos terminais da máquina por um tempo máximo de 0,5 s. E após os 0,5 s deverá começar a recuperação da tensão para níveis normais (aproximadamente acima dos 0.9 p.u, segundo a versão portuguesa da norma Europeia NP EN 50160) e o valor limite de tempo para atingir novamente aos valores de tensão normais é de 1,5 s após a ocorrência de defeito [59].
Na figura 20 apresenta-se os tempos limites para a recuperação de falha nas máquinas dos aerogeradores existentes no SE português.

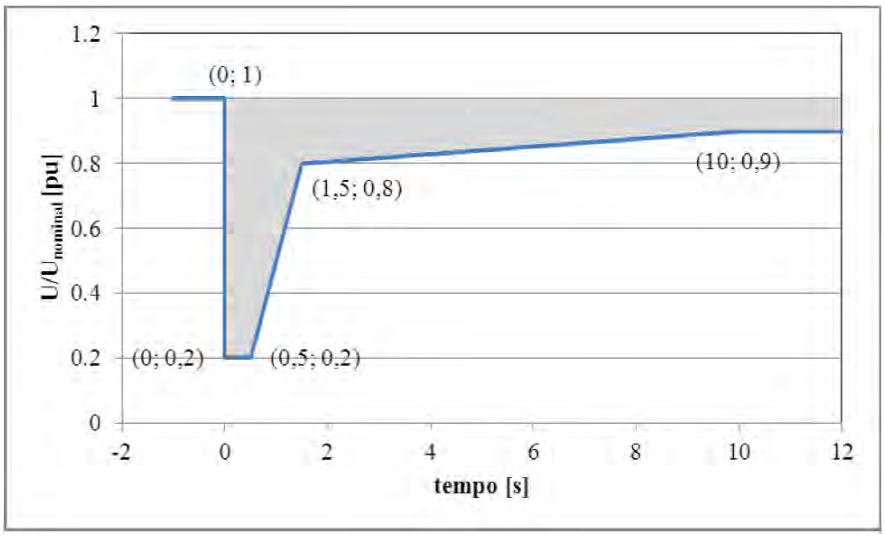


Figura 20 - Curva tensão - tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão [59]

Essa mesma portaria, além de exigir que as produções eólicas tenham a capacidade de sobrevivência às cavas de tensão, devem ainda fornecer corrente reativa durante as cavas de tensão, de acordo com a figura 21, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante as cavas de tensão pelas instalações de produção eólica deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão [59].

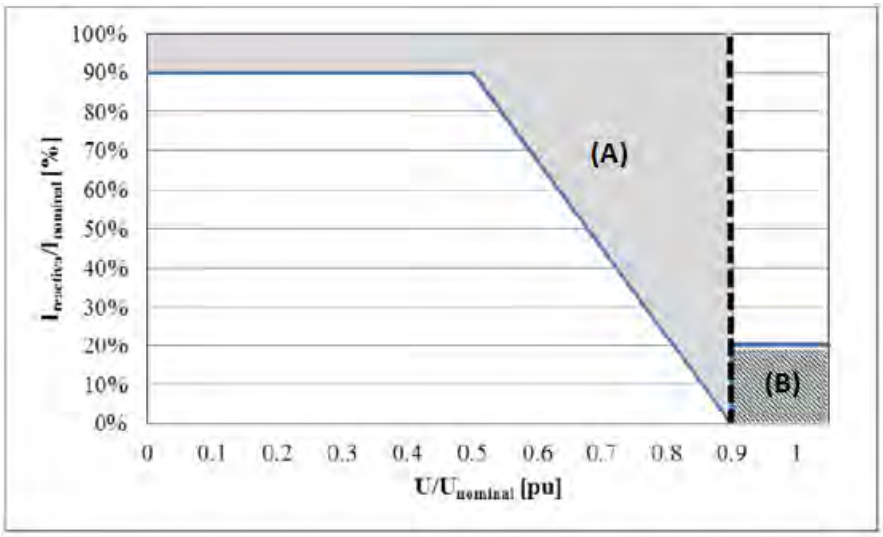


Figura 21 - Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão [59]

Conforme a figura acima, o eixo das ordenadas apresenta a relação entre $I_{nominal}$ e $I_{reativa}$ e o eixo das abcissas, apresenta o nível de tensão em p.u. $I_{nominal}$ é a corrente injetada na rede pela turbina no instante imediatamente antes da ocorrência da cava de tensão e $I_{reativa}$ é a corrente reativa (valor da componente reativa da corrente) injetada na rede pela turbina. Como se pode

verificar a energia reativa a fornecer pela produção eólica depende do nível de tensão aos seus terminais e engloba duas zonas: [6]

- **Zona (A)** - corresponde à zona de funcionamento em defeito e de recuperação, quando a tensão se encontra abaixo de 0.9 p.u, em que a turbina deverá fornecer à rede em cada instante com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão, uma quantidade de energia reativa que se situe dentro desta zona.
- **Zona (B)** - corresponde ao regime de funcionamento normal, estando a tensão aos terminais do parque eólico, com valores acima de 0.9 p.u. Neste caso a turbina deverá fornecer potência reativa de acordo com o regime normal em vigor.

Portanto esses requisitos vieram prevenir a insegurança nas redes elétricas e de uma certa forma também evitar a perda maciça da potência eólica por tempo indeterminado. Por outro lado para manter a estabilidade de tensão das redes elétricas, contribuindo também para a economia da produção de energia elétrica.

A figura 22 apresenta uma recente perda de geração eólica no SE português, causada pela ocorrência de dupla cava de tensão, assinalada no dia 15 de Novembro de 2009 em que registaram-se dois disparos bifásicos por volta das 11:00h e das 14:30 numa linha de transporte devido a aproximação de duas fases provocada pelo forte vento [13].

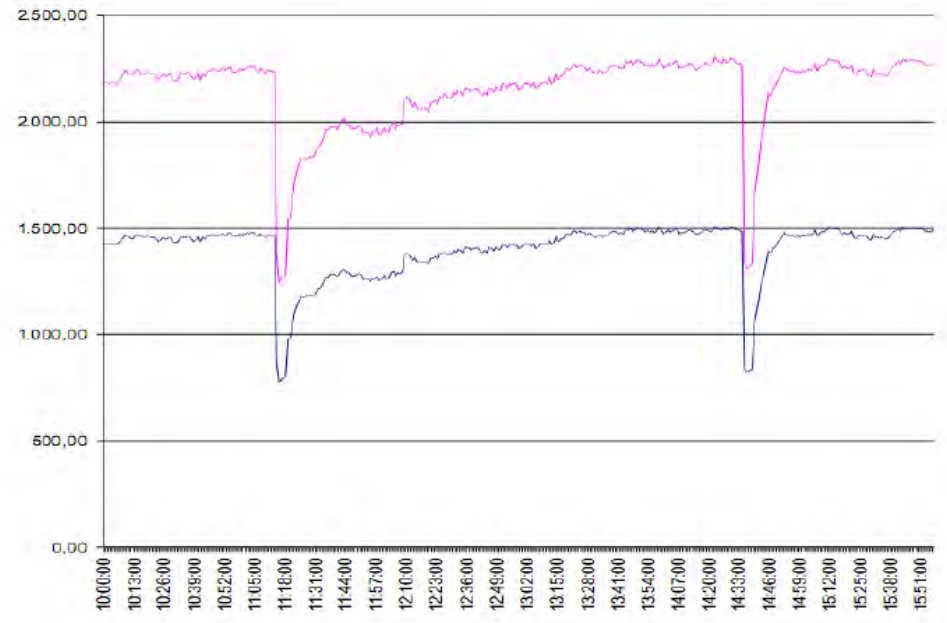


Figura 22 - Perdas de geração eólica causadas por cavas de tensão: geração eólica medida (azul) e geração eólica estimada (rosa), [13] (Fonte: REN, Baptista, 2010)

Em cada um dos eventos registaram-se perdas de geração eólica superiores a 1300 MW [13] e a situação seria mais drástica caso o parque eólico não tivesse implementado nas máquinas curvas FRT. Portanto esta medida visa, por um lado, reduzir as perturbações na rede elétrica durante os curto-circuitos e por outro lado, evitar a ocorrência de "*blackout*" por desequilíbrio

entre a geração e o consumo. Por isso, os aerogeradores têm de se manter ligados durante as cavas de tensão e após a eliminação dos defeitos devem retomar gradualmente a sua produção. Embora segundo a EDP Distribuição, vários estudos têm demonstrado que a severidade das cavas de tensão, com origem em defeitos nos sistemas T&D (Transporte e Distribuição) é superior à tolerância dos equipamentos indicada pelas curvas FRT [60].

Por outro lado pode-se dizer que a situação de penetração extrema de energia eólica pode provocar grandes consequências no mercado de energia, uma vez que a oferta excessiva leva ao oferecimento de energia a custo zero. Situações como esta ocorreram praticamente durante todo o inverno de 2009/2010 nas horas de vazio, onde uma grande oferta de energia renovável por parte dos subsistemas Português e Espanhol combinaram-se com a fraca interligação Ibérica ao sistema Europeu e com a grande oferta de energia (maioritariamente nuclear) do sistema Francês [13].

Cabo Verde (o caso de estudo) por ser muito novo em matérias de energias renováveis até ao momento ainda não tem legislação adequada para exigir esses requisitos técnicos com curvas FRT definidas para as redes elétricas, porém certamente obedece a requisitos sugeridos pelos fabricantes dos aerogeradores.

Segundo a Gesto Energy pelos estudos que se têm realizado sobre a energia eólica consta que o aerogerador V52 850 KW da *Vestas* (topologia III - DFIG) é a turbina que mais se adapta aos ventos de Cabo Verde. [20]. A elevada eficiência e flexível configuração fazem desta uma excelente opção devido a sua modesta dimensão, simples, fácil de transportar e instalar [21].

A figura 23 ilustra em detalhe a curva da capacidade de sobrevivência de cavas de tensão nos geradores eólicos do fabricante *Vestas*, que em caso de perturbações podem sobreviver a cavas com uma tensão de 0.15 p.u durante 700 ms, suportando inclusivamente níveis de tensão inferiores a 0.15 p.u durante 200 ms [11].

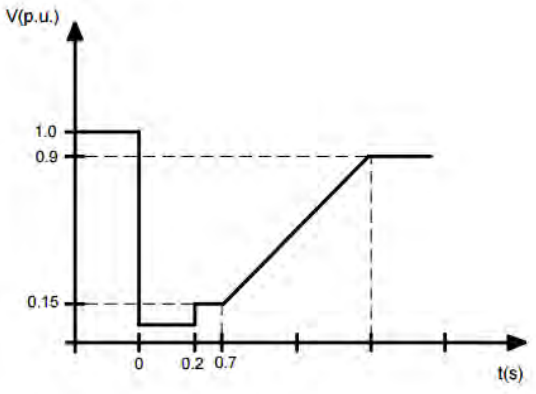


Figura 23 - Curva de capacidade de sobrevivência de cavas de tensão adotado pela *Vestas* [11]

Além de mais esses aerogeradores, em caso de defeitos consecutivos na rede, pode suportá-los desde que exista um intervalo de 400 ms entre a eliminação do primeiro defeito e o início do seguinte, conforme é apresentado na figura 24.

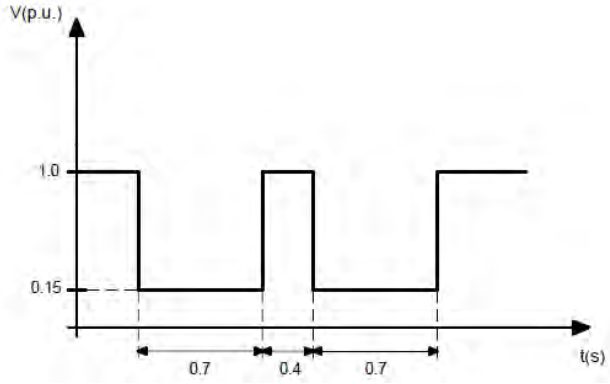


Figura 24 - Intervalo de tempo em caso de dois defeitos consecutivos [11]

Em muitos casos, como por exemplo nas redes elétricas com aerogeradores convencionais (topologia I e II) que têm grandes dificuldades em cumprir os requisitos abordados acima, por vezes é necessário a instalação de equipamentos específicos para o cumprimento desses requisitos, como por exemplo:

- Volantes de inércia - designados por *flywheel* na literatura anglo-saxónica, que são baterias eletromecânicas que armazenam energia cinética para qualquer finalidade, inclusive para o fornecimento de energia durante cavas de tensão.
- FACTS - São dispositivos eletrónicos utilizados para regular a tensão no ponto de ligação através do controlo de fluxo de potência reativa [56].

As primeiras aplicações da tecnologia FACTS é o compensador VAR estático: SVC - *Static VAR Compensator* (ABB, 1972) que se baseia na utilização de tirístores para comutar bancos de condensadores e bobines colocados em paralelo com a rede. Avanços mais recentes no domínio da eletrónica de potência permitiram a utilização de uma nova geração de dispositivos FACTS, baseados em conversores DC/AC com recurso a semicondutores totalmente controlados, denominados de STATCOM. Estes compensadores podem fornecer potência reativa necessária para estabilizar o nível de tensão da rede e têm sido muito utilizados nas subestações dos parques eólicos com os aerogeradores convencionais (topologia I) para atenuar as cavas de tensão [18].

Para compensação série, um dos dispositivos que surgiu para o mesmo efeito é o SSSS, na literatura anglo-saxónica designado de *Static Synchronous Series Source*. Da combinação dos dois anteriores (série e paralelo) surgiu o equipamento híbrido, designado por *Unified Power Flow Controller* (UPFC) [58].

Portanto, estes equipamentos são baseados em eletrónica de potência, com custos muitos elevados, que fazem o controlo rápido e com menores perdas do que os compensadores tradicionais como bancos de condensadores fixos (sem escalão), indutores e controlos de número de espiras dos transformadores (OLTC, *On-Load Tap Changing*) [58].

Por outro lado, os fabricantes têm procurado internamente satisfazer esses requisitos envolvendo novos conceitos no campo da aerodinâmica, injeção de potência reativa e proteção *crowbar*[8]. Para a topologia em estudo (topologia III - DFIG), a Empres*a Vestas* desenvolveu um controlo denominado VCS (*Vestas Control System*) que permite suportar correntes elevadas na ocorrência de um curto-circuito de forma a responder aos requisitos definidos pelas várias operadoras de rede no mundo. Esta técnica consiste na ligação de bancos de resistências controladas por tirístores instalados ao rotor de forma a assegurar uma melhor resposta durante o defeito [11] [18]

Portanto, várias técnicas para compensação de potência reativa têm sido proposta para controlo de tensão e do fluxo de potência em aproveitamentos de energia eólica (algumas podem ser revista em [56] [61] [62]). Uma outra solução alternativa é uma combinação híbrida de centrais *diesel* e eólica com as topologias III e IV (DFIG e PMSG respetivamente) que possuem alguma capacidade de sobrevivência de cavas de tensão e também outras tecnologias renováveis mais apropriadas para o cumprimento desses requisitos de operação em termos de cavas de tensão como o caso da energia fotovoltaica.

3.3 Conclusões

A finalidade de um SE é gerar energia em valores suficientes para as necessidades de cargas, transmiti-la e distribuí-la até os pontos de entrega. Por este motivo os empreendimentos desta cadeia energética devem ser projetados de forma a atender certos critérios técnicos, no que diz respeito à capacidade de transmissão, confiabilidade e economia. Devido à capacidade de regulação da potência reativa, o modelo do aerogerador empregado na rede elétrica da ilha da Boa Vista (DFIG - topologia III) apresenta níveis de penetração segura, muito superiores ao caso do aerogerador de rotor em gaiola (topologia I). Embora a compensação da potência reativa através da inserção de bancos de condensadores fixos (sem escalão) para o aerogerador de indução de rotor em gaiola (topologia I) aumenta a penetrabilidade em cerca de 20%, os níveis ainda ficam muito inferiores ao caso do DFIG (topologia III) [63].

A ilha da Boa Vista não tem projetos para instalação de equipamentos específicos para socorrer os problemas de estabilidade de tensão na rede elétrica e nem tem capacidade hídrica para instalação de projetos com bombagem de água para armazenamento de energia eólica, porém na análise dos dados disponibilizados pela AEB e CMBV, verifica-se a oportunidade de fazer

[8] A atuação desta proteção propõe a inserção de resistências no circuito do rotor sempre que forem ultrapassados os limites de velocidade da máquina, tensão e corrente nos enrolamentos do rotor, minimizado o impacto destes durante as cavas de tensão.

uma combinação das cargas de dessalinização da água do mar com a produção da energia elétrica para outros fins, ou seja, tentar usar o excedente de eólica normalmente em horas de vazio para produção de água potável. O poder de gestão baseia-se no armazenamento de água na qual nos períodos de escassez de vento e/ou de elevado consumo, os dessalinizadores reduzem a produção de energia podendo desligar-se da rede por um certo período do dia (período de ponta).

Capítulo 4
Rede Elétrica da ilha da Boa Vista

Como referido anteriormente, a rede elétrica da ilha da Boa Vista é uma rede isolada, sem qualquer ligação a redes vizinhas e, desde Junho de 2011 é gerida exclusivamente pela empresa AEB (Água e Energia de Boa Vista). Neste capítulo apresenta-se a caraterização da rede MT de 20 kV, começando por abordar o seu sistema electroprodutor, seguidamente expõe-se o cenário de exploração atual com os diagramas de cargas do ano de 2015. Por fim é apresentado algumas considerações e/ou premissas para o cenário de 2020, de modo a avaliar a capacidade de penetração de potência eólica neste mesmo horizonte temporal.

4.1 Caraterização do sistema electroprodutor

Atualmente o sistema electroprodutor da ilha da Boa Vista é constituído por um parque eólico de 2.55 MVA de potência instalada (Parque Eólico de Boa Esperança - PEBE) e duas centrais térmicas equipados com geradores *fuel oil* e *diesel* (Central de Chaves - CC e Central de Lacação - CL) com uma potência total instalada de 13.04 MVA. Existem também grupos eletrogéneos de baixa potência distribuída em zonas rurais da ilha, também gerida pela empresa AEB e pela CMBV (Câmara Municipal da Boa Vista) [37]. No entanto, estes não têm expressão no total de produção de energia elétrica na ilha e por esse motivo serão desprezados no estudo da presente dissertação.

A título ilustrativo, encontra-se representado na figura 25, o mapa da ilha com a localização do atual sistema electroprodutor.

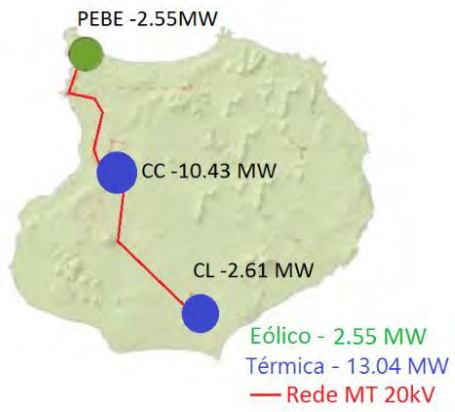


Figura 25 - Sistema electroprodutor na Ilha da Boa Vista (2015)

Na figura 26 apresenta-se o esquema unifilar da rede MT (20 kV) da ilha, referente ao ano de 2015, disponibilizado pela Empresa AEB (Água e Energia de Boa Vista).

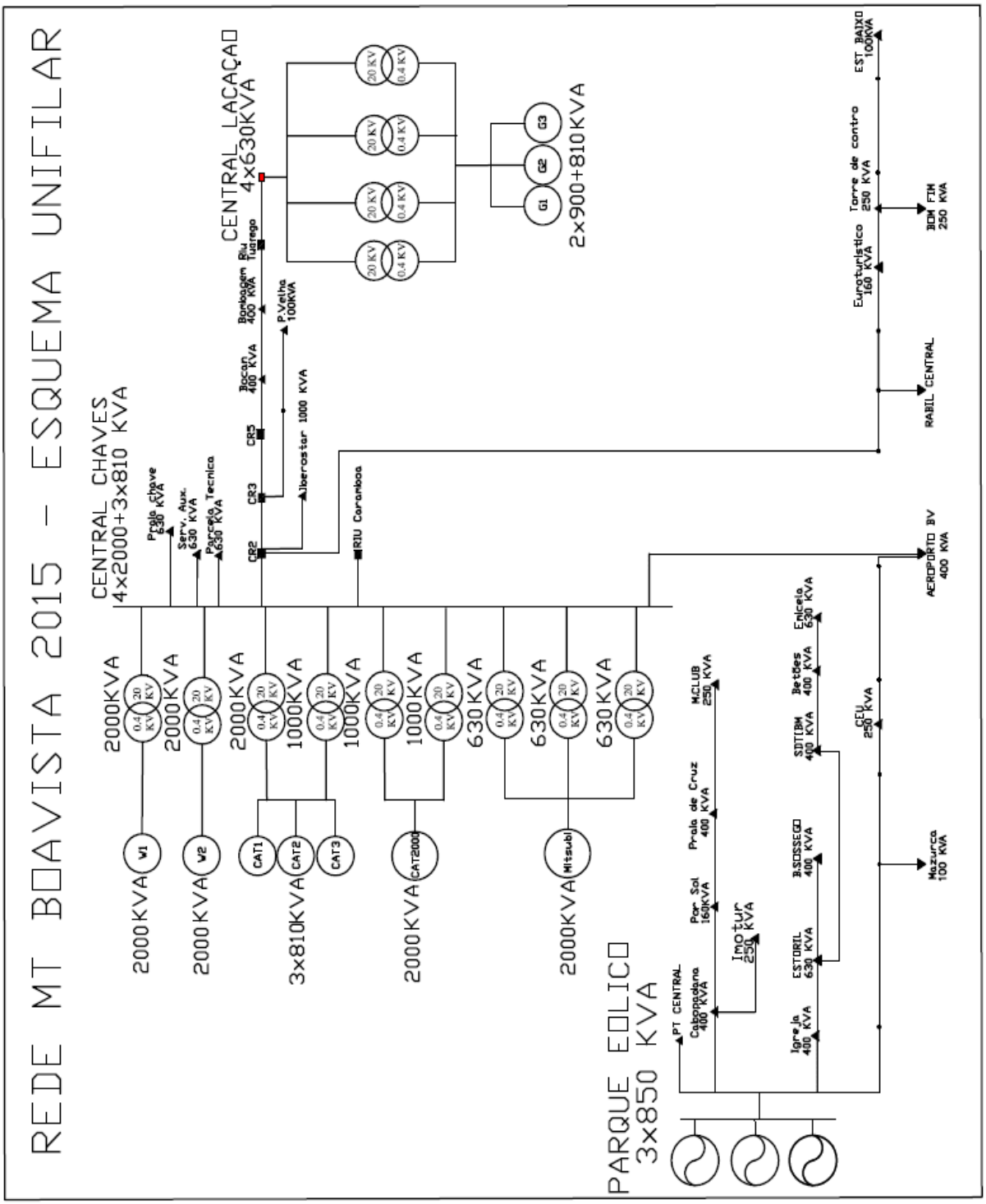


Figura 26 - Esquema unifilar da rede MT de 20 kV da ilha da Boa Vista (2015)

4.1.1 Parque eólico

O PEBE (Parque eólico de Boa Esperança) localiza-se no extremo nordeste da ilha na região de Morro da Vigia - Ponta do Sol, situado a cerca de 5 km do norte da Vila de Sal Rei, com uma dimensão de 18,5 *ha,* conforme apresentado na figura 27.

Figura 27 - Parque Eólico de Boa Esperança [20]

A capacidade total do parque foi dimensionada para corresponder às previsões oficiais em relação às procuras energética em 2012 na ilha da Boa Vista pela antiga empresa gestora (ELECTRA). Até ao momento, este é o último parque construído em Cabo Verde tendo produzido até hoje 29415 MWh de energia com as suas 3 AEG de 850 KW (V52- 850) [43].

O parque eólico opera a 690 V, 50 Hz e cada um dos aerogeradores tem um transformador para elevar a tensão do gerador eólico para alimentar a subestação que o interliga com os grupos *diesel* por um cabo de transmissão de alumínio *LXHIOV*, com uma secção de 240 mm² por uma distância de 5 Km, desde o Morro da Vigia até a Vila de Sal-Rei [47].

Assim, como foi referido anteriormente, o parque eólico é constituído por turbinas de modelo V52 850 KW da Empresa *Vestas.* Na tabela 5 apresenta-se alguns dados deste aerogerador disponibilizado pelo fabricante [64].

Tabela 5 - Dados do Aerogerador V52 850 KW

Párametros	**Dados**
Fabricante	Vestas (Dinamarca)
Modelo	V52 850
Potencia Nominal	850 kW
Diametro do Rotor	52 m
Area Varrida	2124 m²
Velocidade de aranque	3 m/s
Velocidade nominal	14 m/s
Velocidade máxima	25 m/s

4.1.2 Central Chaves

A Central de Chaves (CC) é constituída por sete geradores, sendo duas a *fuel oil* com uma potência unitária de 2 MVA e, os restantes a gasóleo (*diesel*) perfazendo uma potência total instalada de 10.43 MVA. Na tabela 6 é apresentado a lista de geradores da referida central térmica.

Tabela 6 - Lista de geradores do Central Chaves

Central	Designação	Potência [kW]	Combustivel
CC	Wartsila 1	2000	*Fuel oil*
	Wartsila 2	2000	*Fuel oil*
	Caterpillar 1	810	*Diesel*
	Caterpillar 2	810	*Diesel*
	Caterpillar 3	810	*Diesel*
	Caterpillar 2000	2000	*Diesel*
	Mitsubishi	2000	*Diesel*

4.1.3 Central Lacação

A Central de Lacação (C.L) é constituída por três geradores a gasóleo com uma potência total de 2.61 MVA conforme se apresenta na tabela 7.

Tabela 7 - Lista de geradores do Central Lacação

Central	Geradores	Potência [kW]	Combustivel
CL	Caterpillar 1	900	*Diesel*
	Caterpillar 2	900	*Diesel*
	Caterpillar 3	810	*Diesel*

4.2 Cenário base - 2015

Para cada cenário existe uma produção igual ao somatório de todas as cargas ligadas à rede e conforme os dados disponibilizados, o consumo total foi de 30.935 GWh de energia durante o ano de 2015. Na figura 28 é apresentado o diagrama de carga da rede da ilha da Boa Vista registado ao longo do ano de 2015.

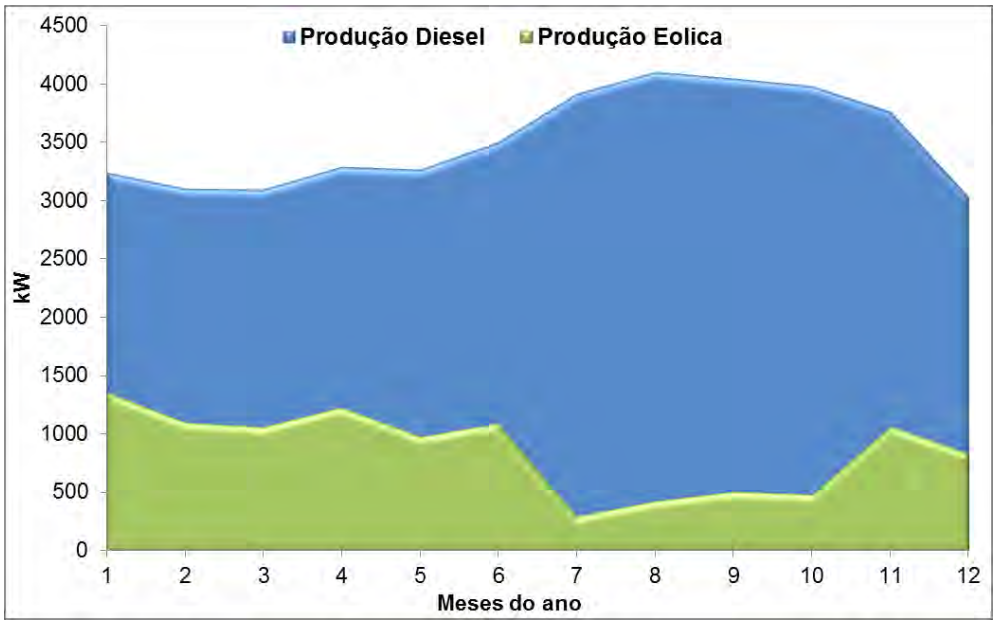


Figura 28 - Produção *diesel* e eólica durante o ano de 2015

Analisando o diagrama da figura 28 pode-se verificar que a produção é mais intensa durante o período de verão, em particular nos meses de Agosto, Setembro e Outubro. Pelo contrário a produção eólica durante esses meses tem a sua menor produção. Esta realidade é um outro fator importante no estudo de caso, uma vez que quando a produção eólica é elevada, a carga tende a diminuir e este é um cenário crítico da operação da rede, quando se pretende aumentar ainda mais a penetração de energia eólica na rede.

A ponta considerada para o ano de 2015 foi registado durante o verão, mais propriamente no dia 20 de agosto com um pico de 6.136 MW às 9H00 da manha conforme exposto na figura 29.

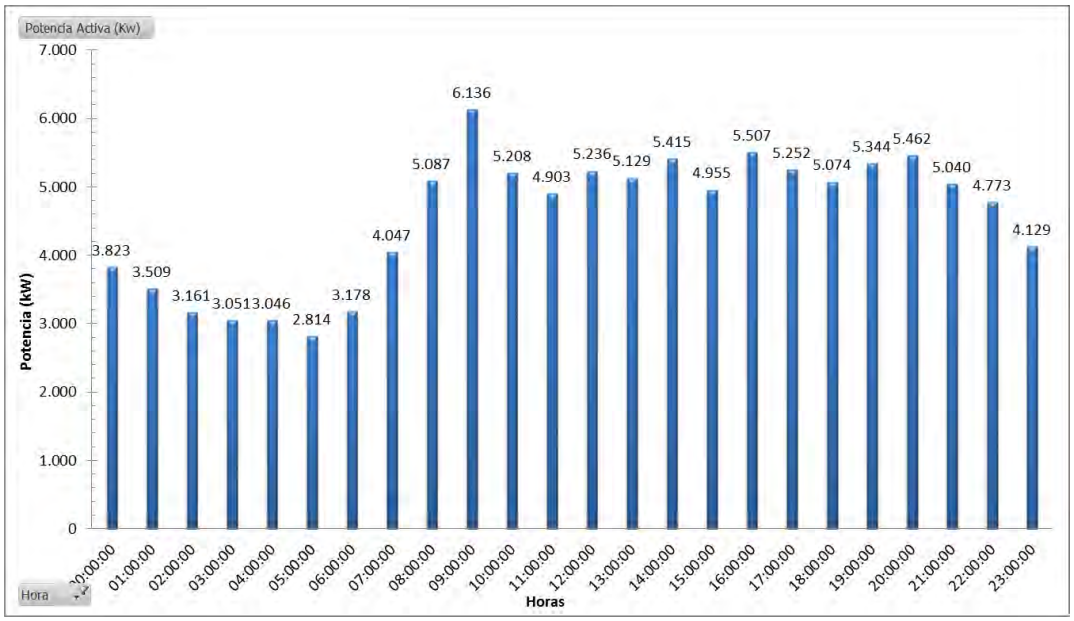


Figura 29 - Ponta registada na rede MT de 20kV da ilha da Boa Vista

Durante esse período, em particular nesse dia, a produção das turbinas eólicas é muito residual, em algumas horas do dia quase zero, isto porque a velocidade do vento durante o verão é muito baixa, o que leva a ligação da totalidade das unidades *diesel* (exceto CAT nº2 nas horas de vazio diário). Esta situação leva a utilização de maiores quantidades de combustíveis fósseis e consequentemente maiores custos de produção de energia (dados disponibilizados pelo Eng.º Juan Hormiga, Diretor Geral da empresa AEB durante a pesquisa da presente dissertação).

O período de vazio foi considerado num período de inverno com uma potência de 2.2 MW, registado no dia 9 de janeiro de 2015, conforme apresentado na figura 30.

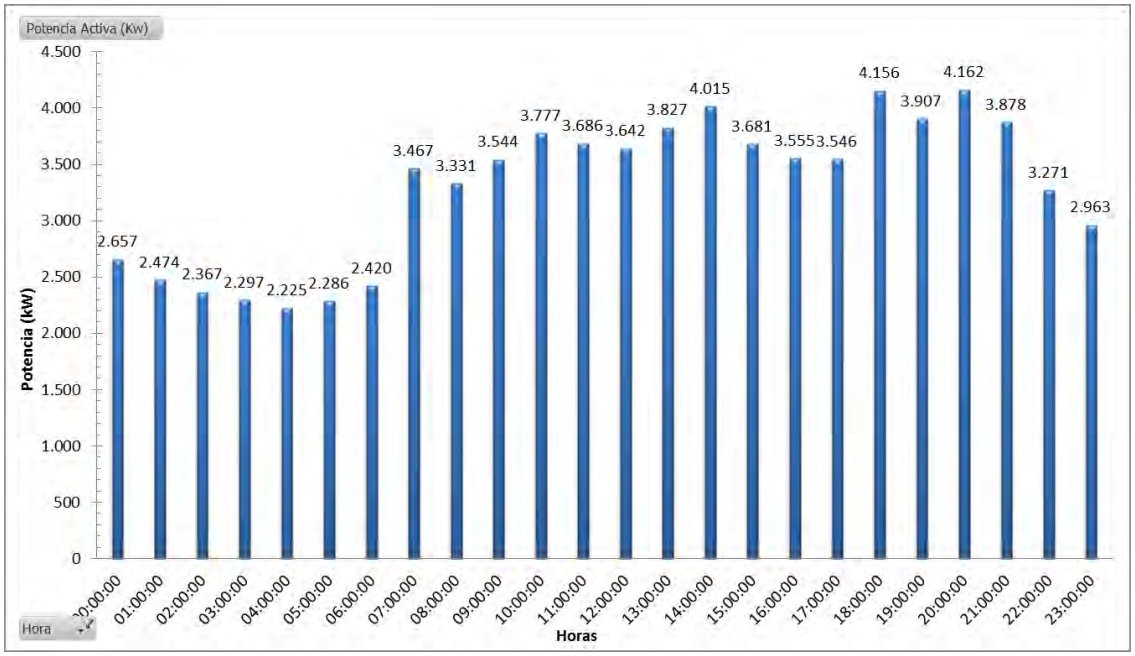


Figura 30 - Período de vazio registado na rede MT de 20kV da ilha da Boa Vista

A empresa AEB ainda admite que durante o período de inverno (vazio), há uma elevada produção eólica e um alívio nos custos da produção de energia, situação comprovada na figura 28 com base nos dados do *software* SCADA disponibilizado pela empresa gestora da rede.

Portanto a partir desses dados disponibilizado 28 verificou-se que a carga varia tremendamente no período de 24 horas. Obviamente a diferença entre a ponta e o vazio resume-se na entrada em funcionamento de mais geradores térmicos (unidades *diesel*).

A figura 31 elucida a contribuição de cada um dos equipamentos das centrais para a produção anual da energia elétrica na ilha. A partir desta figura é possível identificar os equipamentos ligados e desligados com maior frequência durante o ano, de forma a ter uma noção clara de como foi construída a tabela de despacho para as simulações (anexo A1 e A3).

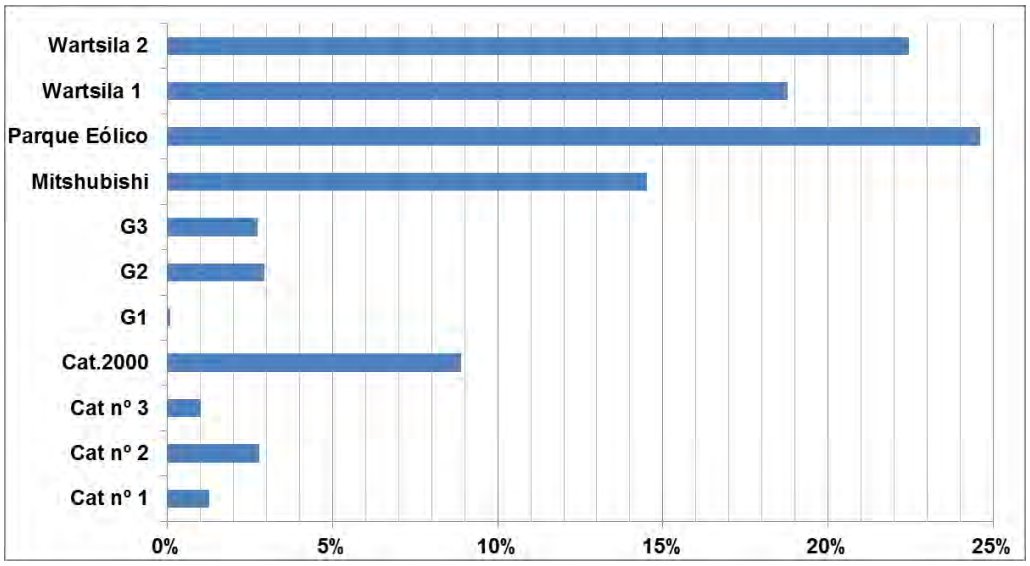


Figura 31 - Produção anual por equipamento

O parque eólico (PEBE) contribui na ordem dos 25 % anuais em relação à energia total consumida durante o ano (30.935 MWh) e os restantes são fornecidos pelos geradores de 2000 kW (*Wartsila* 1 e 2, *Mitsubishi* e cat.2000) e a parte residual pertence aos geradores de menor potência, Cat1, 2, 3 e os geradores G1,G2 e G3 da central de Lacação (CL).

Em termos de tipo de combustível, conforme se pode verificar na figura 32, o *fuel oil* embora utilizado em apenas dois geradores *(Wartsila 1 e 2)* forneceram a maior quantidade de energia ao longo do ano de 2015, na ordem dos 41 %, isto porque é muito mais barato do que o *diesel*. Ou seja, sempre que há necessidade de desligar um gerador opta-se pelos geradores *diesel*.

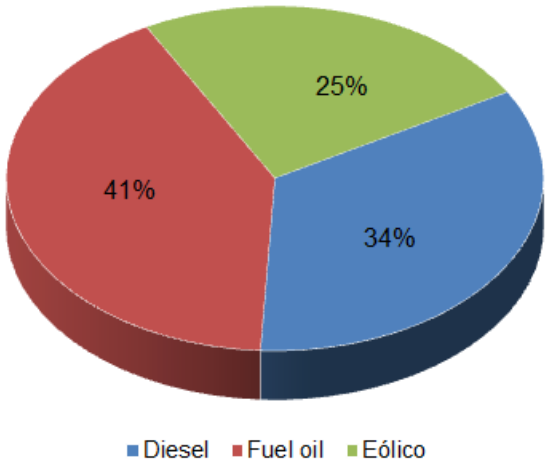


Figura 32 - Representação gráfica da produção de energia em 2015

4.3 Cenário 2020

Para o cenário de 2020, conforme indicado no estado da arte, a rede MT de 20 kV da Boa Vista, O governo nacional tem previsto no seu PERCV, a construção de mais 2 parques eólicos com uma potência total de 10.2 MW (PEM - 7.65 MW e o PEF- 2.55 MW) [20]. E para o transporte dessa potência eólica para o Central Chaves - CC existe ainda um projeto para execução de uma linha de 23 Km na rede de 20 kV e a remodelação de uma central térmica única (CC) [20]. Prevendo-se um consumo a cerca de 98 GWh até 2020, no mesmo horizonte temporal pretende-se ainda fazer o reforço da capacidade térmica de cerca de 14 MW (4x 3500kW geradores *fuel oil*). Todas essas contingências foram consideradas na plataforma de simulação do modelo para o cenário de 2020.

Capítulo 5

Modelos de simulação - Conceitos teóricos e matemáticos

De forma a avaliar a capacidade de penetração de potência eólica na rede elétrica da ilha da Boa Vista sem a perda de qualidade de serviço foi necessário dispor de uma plataforma de simulação dinâmica que inclua modelos para representação do SE, desde as máquinas primárias, sistemas de conversão de energia e os seus controlos.

Sendo assim, neste capítulo descrevem-se sucintamente todos os componentes da rede MT de 20 kV da Boa Vista (turbinas eólicas, unidades *diesel* e os sistemas de controlos) implementados em ambiente *Matlab/Simulink*® com modelos do tipo *Phasor*. Este tipo de modelo facilita a análise de estabilidade de sistemas com várias máquinas, em que basicamente substitui-se as equações diferenciais que representam a rede elétrica por um conjunto de equações algébricas com uma frequência fixa [19]. Esta metodologia permite uma representação bastante minuciosa de todos os componentes da rede, a qual à custa de um elevado esforço de cálculo permite obter resultados bastante precisos.

Por outro lado, esse tipo de modelo ainda simplifica as simulações, uma vez que os parâmetros das máquinas primárias estão representados em p.u. e pode-se alterar apenas a potência e a tensão da máquina, que serve de base para a conversão dos outros parâmetros para valores p.u, ficando assim todos os valores coerentes. Deste modo é ultrapassado a dificuldade premente da simulação que é encontrar os valores reais de todos os parâmetros das máquinas primárias. Todos esses modelos descritos estão disponíveis na biblioteca do *SimPowerSystems* do *software Matlab/Simulink*® e serão discutidos ao longo deste capítulo.

5.1 Parque eólico

A modelização de um parque eólico envolve fenómenos complexos pelo que é difícil a obtenção de um modelo preciso que possa simular estas situações. Porém quando o principal ponto de interesse dos estudos tem a ver com o comportamento elétrico do sistema é admissível efetuar algumas simplificações.

Neste subcapítulo serão descritos os modelos matemáticos dos componentes do aproveitamento eólico e as suas interações, desde a modelização do vento até ao aerogerador da topologia utilizada (topologia III - DFIG) a injetar potência na rede elétrica conforme representa a figura 33.

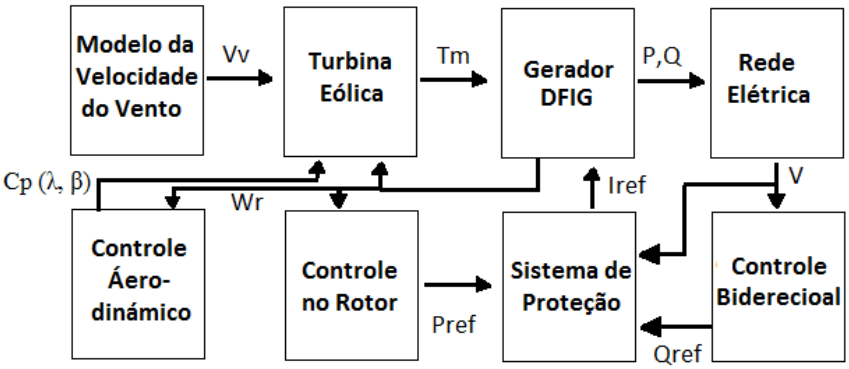


Figura 33 - Subsistemas no aerogerador DFIG e as suas interações, adaptado de [65]

5.1.1 Modelização do vento

Para a indústria eólica é muito importante a discrição exata da variação da velocidade do vento ao longo do tempo. Nesta simulação para representar o modelo do vento foi utilizado uma distribuição de Gauss[9] com uma entrada de média da velocidade do vento a uma dada altura e desvio padrão de frequência de entrada, reproduzindo assim uma série sintética do regime de vento de um dado local.

Na figura 34 é exposto um exemplo processado no *Matlab/Simulink*®, de modo a representar o registo de um anemómetro para 8 m/s a 50 m de altura com uma variação (ΔV) de 1.5 ao longo do tempo.

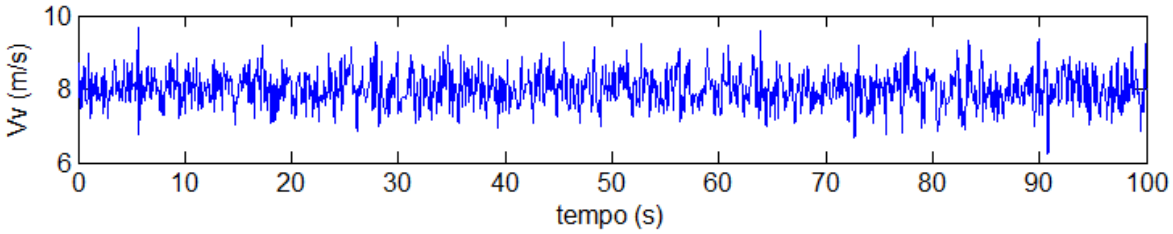


Figura 34 - Exemplo de uma série da velocidade de vento

A amplitude da flutuação (ΔV) depende tanto das condições climáticas como das condições de superfícies locais e dos obstáculos. Para calcular a velocidade média do vento a outras alturas (ex. altura do aerogerador) utiliza-se normalmente a equação que representa a Lei exponencial do perfil vertical de velocidade, dada pela expressão 3:

$$V\,(h) = Vref\left(\frac{h}{href}\right)^{\alpha} \qquad (3)$$

[9] Distribuição de Gauss - Conhecida também por distribuição normal, uma das mais importantes distribuições da estatística, é usada para descrever uma série de fenômenos físicos e financeiros. É descrita por seus parâmetros de média e desvio padrão, ou seja, conhecendo-se estes valores consegue-se determinar qualquer probabilidade em uma distribuição.

Em que:

$V\ (h)$: É a velocidade à altura (h) que se pretende calcular;

$Vref$: Velocidade de referência a uma dada altura de referência $(href)$;

α : É o expoente da camada limite, varia em função da rugosidade da superfície, da temperatura, assim como das características da estabilidade atmosférica local e pode ser calculada pela seguinte equação [66].

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V2}{V1}\right)}{\ln\left(\frac{h2}{h1}\right)} \tag{4}$$

$V1$ é a velocidade a uma altura $h1$ e $V2$ é a velocidade a uma altura $h2$;

Normalmente é dado por $1/7$ para terreno aberto, embora o seu uso é recomendado apenas como primeira aproximação [66].

5.1.2 Turbina eólica

O poder do vento pode ser extraído com uma turbina eólica girando em torno de um eixo em que a sua principal função é transformar a energia cinética do vento em energia mecânica, envolvendo três fatores principais: a energia eólica disponível, a curva de potência da máquina e a capacidade da máquina para responder a flutuações de vento [67].

Essa potência extraída ao vento pode ser expressa pela seguinte equação [34].

$$Pm = \frac{1}{2}\,\rho.\pi.R^2.Vv^3.Cp\ (\lambda,\beta) \tag{5}$$

Onde,

ρ : É a densidade do ar em Kg/m^3. Considerada como 1,225 para a maioria dos casos práticos.

R : Comprimento das pás em m;

Vv : Velocidade do vento em m/s;

E o Cp é o coeficiente de potência da turbina eólica, em função de λ e β. Para a sua determinação é necessário recorrer ao uso da "teoria do elemento da pá" de acordo com a equação 6 [18]:

$$Cp(\lambda,\beta) = a1\left(\frac{a2}{\lambda i} - a3\beta - a4\beta^{a5} - a6\right)e^{\left(-\frac{a7}{\lambda i}\right)} \tag{6}$$

Em que λi é a variação da velocidade de rotação especifica, dada pela equação 7 [18].

$$\frac{1}{\lambda i} = \frac{1}{\lambda + a8\beta} - \frac{a9}{(\beta^3 + 1)} \tag{7}$$

Os parâmetros $a1$ a $a9$ são parâmetros dependentes da caraterística de cada turbina referente ao controlo do campo da aerodinâmica [67].

Ainda na equação 5, β representa o ângulo de inclinação da pá da turbina (ângulo de passo) e λ é a razão especifica entre a velocidade linear das pontas das pás da hélice e a velocidade do vento (*tip speed ratio* na literatura anglo-saxónica) sendo obtida por [67]:

$$\lambda = \frac{w.R}{Vv} \tag{8}$$

Onde w é a velocidade angular de saída da turbina e R, o comprimento das pás em m.

A dependência do Cp em relação a λ define a eficiência mecânica da turbina mediante a velocidade angular do seu eixo. Esta, determina a proporção do poder da aerodinâmica no controlo do gerador eólico [68].

Todas as turbinas acima de 0.5 MW têm esse método de controlo para regulação de potência, em que o valor máximo teórico é aproximadamente $\frac{16}{27}$ conhecido como Limite de "Betz"[10].

As turbinas eólicas modernas apresentam o valor Cp entre 0,4 e 0,5 [69] [19]. Para topologia III (DFIG - usado no caso de estudo) na condição $\beta = 0\ e\ \lambda = 9.7$, Cp atinge o seu valor máximo, que corresponde na prática 47% do valor da energia cinética do vento (Cp_{max} = 0.47).

Apesar desse valor ser 20% menor do que o "limite de Betz", é considerado o valor nominal para a maioria das turbinas [70]. Na figura 35 é apresentada a curva característica do Cp em função de λ para diferentes valores de β.

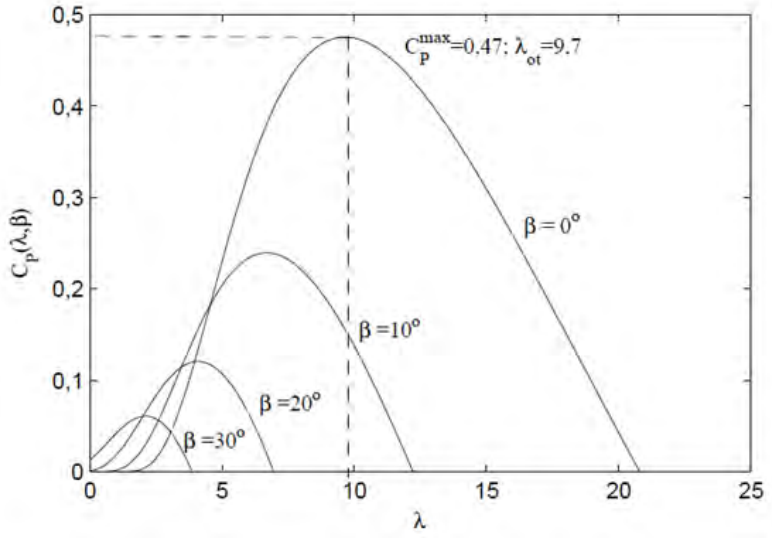


Figura 35 - Curva característico do $\boldsymbol{Cp}$ em função de $\boldsymbol{\lambda}$ [69]

[10] Teoria comprovado pelo físico Alemão *Albert Betz* em 1920. Diz que somente menos de 16/27 (59%) da energia cinética do vento pode ser convertida em energia mecânica usando um aerogerador

Na figura 36 é representada a curva da potência utilizada no gerador eólico instalado nos parques eólicos de Cabo Verde (V52 850 KW - topologia DFIG). Para modelizar esta turbina no *software* no *Matlab/Simulink*® teve-se em conta as características deste tipo de aerogerador (V52 850 KW - topologia DFIG) em que foi processado na plataforma de simulação a caraterística potência-velocidade de acordo com o *datasheet* disponibilizado pelo fabricante [64].

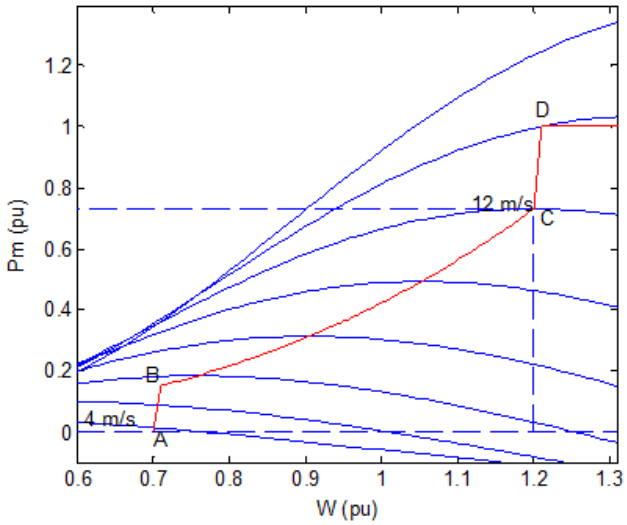


Figura 36 - Característica $Pm - w$ do gerador em p.u da máquina DFIG

As linhas azuis representam a potência de saída da turbina em diferentes velocidades do vento, enquanto a linha vermelha representa a curva de monitorização da velocidade do vento, que é definida por quatro pontos: A, B, C e D. No ponto A, a potência de referência é zero com velocidade zero, entre o ponto A e o ponto B a característica de rastreamento é uma linha reta na vertical, e entre o ponto B e o C a curva segue-se para a potência máxima da turbina. O ângulo de inclinação é mantido constante a 0º até a velocidade atingir o ponto D, em que este é proporcional ao desvio de velocidade nesse mesmo ponto [19].

Se a velocidade do gerador for muito baixa (inferior a 0,7 p.u.) nenhuma potência será produzida uma vez que a energia disponível é insuficiente para vencer as perdas. Por outro lado, se a velocidade é muito elevada (mais de 1,2 p.u.) a potência de saída é limitada pelo seu valor nominal (aproximadamente 1 p.u.) [52] [19].

A potência mecânica da turbina é transformada em binário mecânico (Tm) acoplado no gerador elétrico de acordo com uma relação de multiplicador de velocidade (1:N), representado pela seguinte equação:

$$Tm = \frac{Pm}{Wr} = \frac{1}{2}\frac{\left(\rho.\pi.R^2.Vv^3.Cp(\lambda,\beta)\right)}{Wr} \tag{9}$$

Na figura 37, é ilustrado o modelo da turbina eólica no *MatlabSimulink*® com os seus três *imput´s*, a velocidade do gerador (Wr), o ângulo de inclinação (β - ângulo de passos) e a velocidade do vento em m/s (Vv), em que na saída é aplicado um binário ao veio do gerador elétrico.

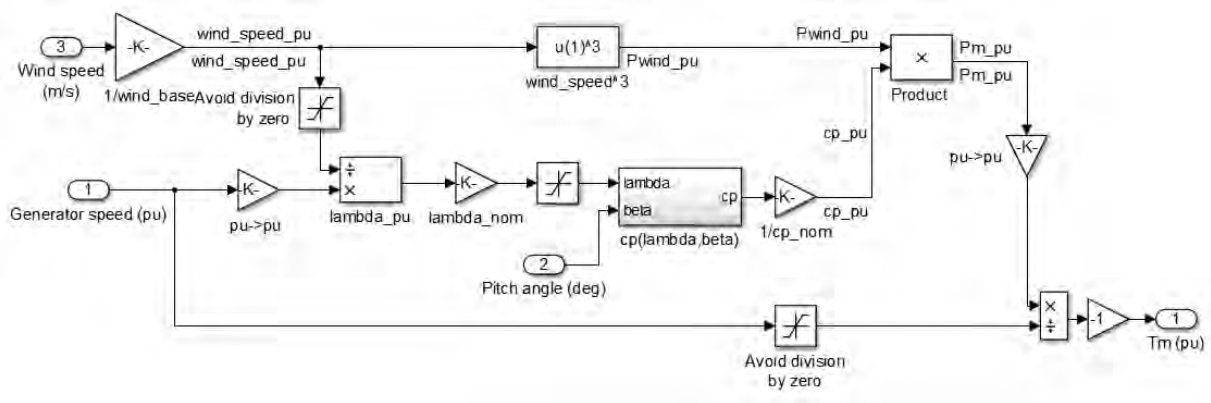


Figura 37 - Modelo da turbina eólica na plataforma *Matlab/Simulink*®

5.1.3 Máquina assíncrona

Esta máquina que pode ser também chamada de máquina de indução, teve a sua origem em 1880 após a revolução industrial construída por Nicola Tesla, cuja patente ocorreu em 1888. O termo indução deve-se ao fato das correntes surgiram no enrolamento rotórico por tensão induzidas de acordo com a Lei de Faraday.

Atualmente é muito usada, devido á sua simplicidade, não há necessidade de excitação, e a corrente de magnetização necessária ao estabelecimento do campo magnético no entreferro é fornecida pela rede elétrica à qual está ligada. Por outro lado, a construção é robusta, com baixo custo de fabricação e de manutenção e boas caraterísticas de funcionamento [71].

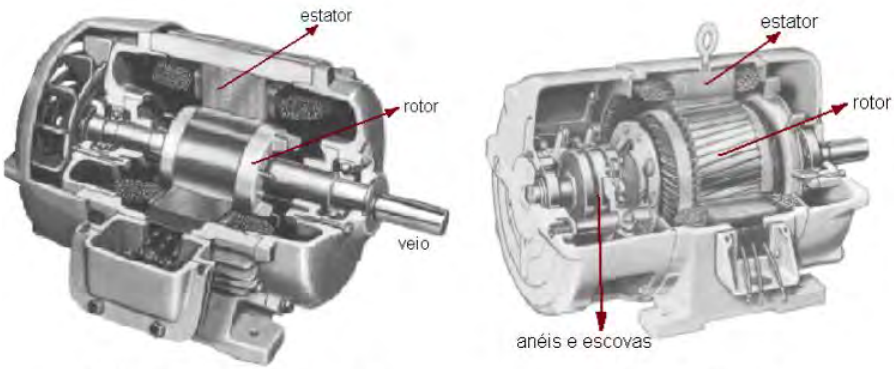
À semelhança da máquina síncrona opera como gerador ou motor, o modo de funcionamento é ditado pelo sinal do binário mecânico. Neste caso de estudo funciona como gerador e foi adotada a convenção na plataforma de simulação considerando positivo o sinal da potência ativa entregue à rede elétrica.

Dado que a turbina tem como função converter a energia do vento em energia mecânica, o gerador é responsável por converter essa mesma energia em energia elétrica. Neste trabalho fez-se o uso de um modelo adequado à incorporação desta máquina na topologia utilizada (topologia III - DFIG) a fim de realizar os estudos no contexto da estabilidade da tensão em cenários críticos e/ou de perturbações. Esta máquina é constituída basicamente por duas partes: estator e rotor. Em que o estator é a parte fixa da máquina onde é montado o conjunto de três enrolamentos dispostos simetricamente. E o rotor, é a parte móvel da máquina, localizado no interior do estator, formado por chapas de aço magnético tratado termicamente, com uma forma cilíndrica sendo o núcleo magnético apoiado sob o veio com três enrolamentos desfasados a 120º [71] [72].

Como gerador, a sua velocidade é superior à velocidade de sincronismo e o escorregamento é negativo ($s = \frac{(ns-nr)}{ns} < 0$) e o rotor quanto à configuração pode ser [17]:

- Gaiola de esquilo (empregado na topologia I - SCIG);
- Rotor bobinado (empregado nas topologias II e III - DFIG);

Na figura 38 encontra-se representado, a título ilustrativo, esses dois tipos de rotor conforme a descrição seguinte:



(a) rotor em gaiola de esquilo; (b) rotor bobinado;

Figura 38 - Configurações do rotor das máquinas assíncronas [71]

(a) Rotor em gaiola de esquilo - Este enrolamento forma uma espécie de gaiola de esquilo que não é acessível do exterior. È formado por barras de alumínio unificadas por anéis em ambas as extremidades, esta característica influência o binário e garante a rigidez mecânica da máquina. Possuem pequenas alas para ventilação forçada, são muito robustas e suportam elevados esforços eletromecânicos [71].

(b) Rotor bobinado - Em funcionamento normal as resistências são curto-circuitadas e a máquina funciona com o rotor em curto-circuito. É constituído por enrolamentos de fio de cobre isolado semelhantes aos do estator, em que os seus terminais são ligados a anéis coletores e escovas, sendo acessíveis do exterior. São mais caros, necessitam de maior manutenção e são menos robustos. Todavia, permitem controlar as correntes do rotor, as características do binário e da velocidade da máquina. Através dos anéis e escovas, podem-se ligar resistências variáveis externas para regularem a corrente no rotor, principalmente na fase de arranque [71].

O espaço que separa o estator do rotor, designa-se por entreferro e as trocas de energia fazem-se através do campo magnético neste local. Portanto, as bobinas indutoras no estator criam um campo magnético girante quando conectadas a um sistema trifásico equilibrado de tensões sinusoidais e dependente da magnitude da corrente em cada enrolamento, tem-se a força e direção do campo eletromagnético gerado por cada bobina, onde esse campo passa sobre as bobinas do rotor e induzem tensão nelas segundo a lei de Faraday.

A tensão induzida faz com que o fluxo da corrente percorra o rotor gerando um campo por efeito da indutância. Este campo do rotor fica desfasado em relação ao campo do estator e ao correr a

interação nesses dois campos produz um binário eletromagnético no rotor fazendo o mesmo girar [72].

É movimentado de tal forma, que os polos não se conseguem alinhar, por esta razão são considerados máquinas assíncronas porque não conseguem girar na mesma velocidade.

Esta diferença é designada de escorregamento (s) e pode ser representada pela seguinte equação:

$$s = \frac{(ns - nr)}{ns} \tag{10}$$

Em que ns é dada pela expressão 11:

$$ns = \frac{120 * f}{p} \tag{11}$$

f: Frequência;

p : números de pares de polos;

Portanto, dependendo do sinal de escorregamento é possível ter 3 modos de operação na máquina indução:

$s > 0$: Operação subsíncrona - rotor consome energia ativa;

$s < 0$: Operação supersíncrona - rotor fornece energia ativa;

$s = 0$: operação síncrona; - rotação e frequência trabalham em sincronismo.

Em termos de potência reativa está sempre consumindo devido à sua construção. Quando usado como gerador é necessário que esteja ligado à uma fonte de potência reativa para manter o seu campo magnético no estator. Tal fonte também ajuda a controlar a tensão nos terminais do gerador, uma vez que estes não conseguem controlar a sua própria tensão.

O comportamento elétrico desta máquina (DFIG - topologia III) pode ser representado por um modelo dinâmico com um sistema bifásico (eixo d-q) de equações de quarta ordem, estando todos os parâmetros referentes ao estator representadas em p.u.

As grandezas eletromagnéticas apresentam-se usando a notação tradicional, estando os índices definidos da seguinte forma:

d, q: grandezas nos eixos d e q;

r, s: grandezas do rotor e estator;

l, m: indutâncias de fugas e de magnetização.

A posição do eixo d é coincidente com a posição de fluxo máximo do campo estatórico, estando o eixo q adiantado 90º em relação a este. Em geral nas máquinas de indução convencional, Vds é sempre nula enquanto a tensão Vqs é igual à tensão aos terminais do estator da máquina. Porém dado que neste caso o rotor se encontra curto-circuitado (rotor bobinado - DFIG), as tensões do mesmo são diferentes de zero [16].

Tendo em conta as considerações feitas, na figura 39 é apresentado o esquema elétrico equivalente a cada um dos eixos referidos.

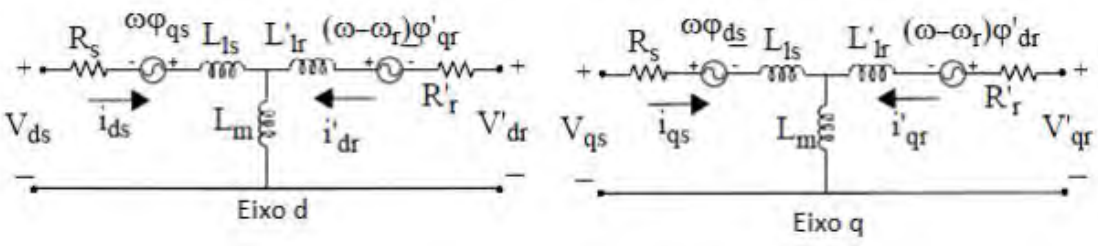


Figura 39 - Modelo elétrico no referencial d, q da máquina assíncrona [73]

Do esquema representado, retira-se as seguintes equações a partir da matriz da transformada de Park [73]:

$$Vqs = Rs.iqs + \frac{d\varphi ds}{dt} + \omega\varphi.ds \tag{12}$$

$$Vds = Rs.ids + \frac{d\varphi ds}{dt} - \omega\varphi.qs \tag{13}$$

$$V'qr = R'r.i'qr + \frac{d\varphi'qr}{dt} + (\omega - \omega r).\varphi'dr \tag{14}$$

$$V'dr = R'r.i'dr + \frac{d\varphi'dr}{dt} - (\omega - \omega r).\varphi'qr \tag{15}$$

Tendo em conta o modelo adotado, o binário eletromagnético pode ser calculado usando a seguinte expressão:

$$Te = \frac{3}{2}p(\varphi ds.iqs - \varphi qs.ids) \tag{16}$$

As equações dos fluxos são dadas por:

$$\varphi qs = Ls.iqs + Lm.i'qr \tag{17}$$

$$\varphi ds = Ls.ids + Lm.i'dr \tag{18}$$

$$\varphi'qr = L'r.i'qr + Lm.iqs \tag{19}$$

$$\varphi'dr = L'r.i'dr + Lm.ids \tag{20}$$

E as indutâncias são definidas por:

$$Ls = Lls + Lm \tag{21}$$

$$L'r = L'lr + Lm \tag{22}$$

Em que:

Rs, Lls: Resistência e indutância do estator;

$R'r, L'lr$: Resistência e indutância do rotor;

Lm: Indutância de magnetização;

$Ls, L'r$: Indutância total do rotor e do estator;

Vqs, iqs: Tensão e corrente do estator, eixo q;

$V'qr, i'qr$: Tensão e corrente do rotor, eixo q;

Vds, ids: Tensão e corrente do estator, eixo d;

$V'dr, i'dr$: Tensão e corrente do rotor, eixo d;

$\varphi qs, \varphi ds$: Fluxo no estator, eixo d e q;

$\varphi'qr, \varphi'dr$: Fluxo no rotor, eixo d e q;

ωr: Velocidade angular do rotor;

Por sua vez, o comportamento mecânico é dado por um sistema de segunda ordem, sendo caraterizado pela seguinte expressão:

$$\frac{d}{dt}\omega r = \frac{1}{2}H(Tm - Te - F.w) \tag{23}$$

Em que:

Tm: é o binário mecânico produzido pela máquina primária (nesta caso a turbina eólica);

Te : é o binário eletromagnético.

F: Coeficiente de amortecimento - atrito combinado (rotor e carga);

H: é a constante de inércia total definida como sendo a relação entre a energia cinética $(Wc$ em $J)$ armazenada no sistema (máquina primária/máquina assíncrona) quando giram à velocidade de sincronismo e a potência aparente nominal da máquina (Sn).

Em que:

$$H = \frac{Wc}{Sn} = \frac{\frac{1}{2}.J.w^2}{Sn} \tag{24}$$

Onde:

J é o momento de inércia do rotor, para o gerador em estudo (V52 850 KW) segundo o fabricante é 35.6 Kg.m^2 [64] e W é a velocidade de rotação nominal.

A potência ativa e reativa (P, e Q respectivamente) que a máquina DFIG pode trocar com a rede elétrica são definidas por [65]:

$$P = Ps + Pr \tag{25}$$

$$Q = Qs + Qr \tag{26}$$

Em que a potência extraída no rotor proveniente do conversor é apenas uma fração da potência no estator, definidas pelas seguintes equações [52].

$$Ps = Vds.Ids + V'qs.I'qs \tag{27}$$

$$Qs = Vqs.Ids - V'ds.I'qs \tag{28}$$

$$Pr = Vdr.Idr + V'qr.I'qr \tag{29}$$

$$Qr = VqrIdr - V'dr.I'qr \tag{30}$$

Conforme anotado anteriormente, o fluxo da potência do gerador pode ser representado pela figura 40.

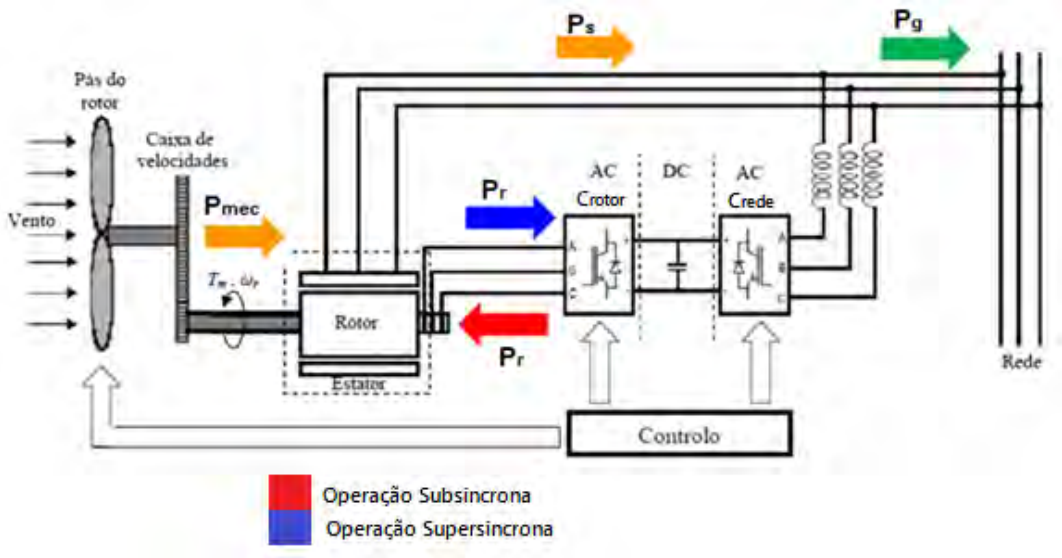


Figura 40 - Fluxo de potência no gerador DFIG, adaptado de [74]

E conforme exposto anterior:

- Operação subsíncrona $Wr < Ws\ e\ s > 0, (Pg = Ps - Pr)$
- Operação supersíncrona, $Wr > Ws\ e\ s < 0, (Pg = Ps + Pr)$

Por o modelo da turbina ser da topologia III (DFIG), é importante realçar que a potência reativa entregue à rede depende das estratégicas de controlo proveniente do conversor eletrónico sendo que a potência ativa corresponde à potência ativa total, desconsiderando as perdas no conversor. O gerador não possui bancos de condensadores e inicialmente a potência reativa é regulada para 0, de modo a explorar ao máximo o aproveitamento do aerogerador para fornecer a potência ativa à rede.

Tendo sido já representadas todas as equações dos componentes da turbina para a construção do parque eólico, (vento, modelo aerodinâmico, modelo elétrico e mecânico do gerador), na figura 41 é apresentado o esquemático de uma turbina em ambiente *Matlab/Simulink*®.

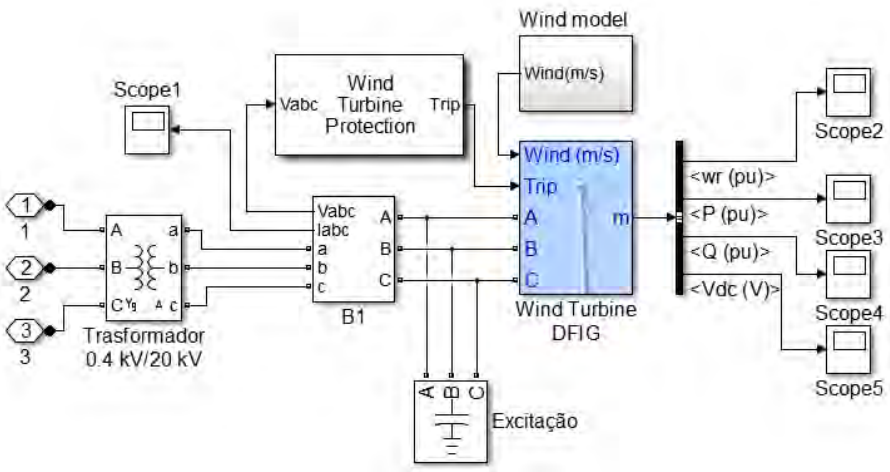


Figura 41 - Diagrama esquemático simplificada da turbina em ambiente *Matlab/Simulink*®

Dado que o estudo da presente dissertação incide sobre a estabilidade nos SE face às perturbações e/ou cenários críticos de operação da rede, desenvolveu-se também um sistema de proteção para as turbinas (*Wind Turbine Protection*) conforme pode-se observar na figura 41. Esta proteção denomina-se de proteção de mínimo de tensão, ($U <$, ANSI 27), que no caso de a turbina não respeitar a norma de tensão considerado pela NP EN 50160 ou mesmo a curva FRT da máquina em caso de curto-circuito, será automaticamente desligado da rede elétrica.

5.2 Grupo *Diesel* - Gerador

Denomina-se de grupo *Diesel*-Gerador o conjunto de motor *diesel* e gerador AC, dotado de componentes de supervisão e controlo necessário para o funcionamento autónomo destinado à produção de energia elétrica a partir do uso do combustível *diesel/fuel oil*.

Neste subcapítulo é apresentada a constituição da máquina, desde o regulador de velocidade no motor *diesel*, o gerador síncrono com o sistema de excitação e reguladores de velocidade e de tensão.

5.2.1 Motor Diesel e regulador de velocidade

O funcionamento do ciclo *diesel* pode ser caraterizado por duas etapas, na primeira é introduzido o ar que é comprimido pelo pistão e depois é injetado o combustível. A máquina *diesel* possui um regulador de velocidade que faz uma correlação do combustível em função da velocidade e potência mecânica na saída do motor. Quanto maior é a abertura da válvula, maior é a velocidade que o motor vai girar, consequentemente maior é o binário sobre o eixo do gerador. Tem como vantagem, o facto de permitir um arranque rápido com uma elevada eficiência mecânica e não carece de uma supervisão acentuada. Porém os custos de manutenção são elevados, com um baixo rendimento térmico e com um tempo de vida relativamente curto [16].

Estes desempenham um papel fundamental na estabilidade das redes isoladas, pois são os responsáveis pela gestão do equilíbrio entre a produção e o consumo. Qualquer desvio reflete a variação da frequência na rede elétrica (quando a produção é maior que o consumo, a frequência tende a aumentar, caso contrario a frequência diminui). Entretanto esse valor deve ser mantido dentro de uma estreita gama de valores, próximo dos 50 Hz, por isso é necessário um regulador de velocidade em cada unidade *diesel* para fazer o controlo primário da frequência.

O modelo utilizado para o regulador de velocidade é um modelo IEEE descrito por *Stavrakakis* e *Kariniotakis* [75], conforme apresentado na figura 42.

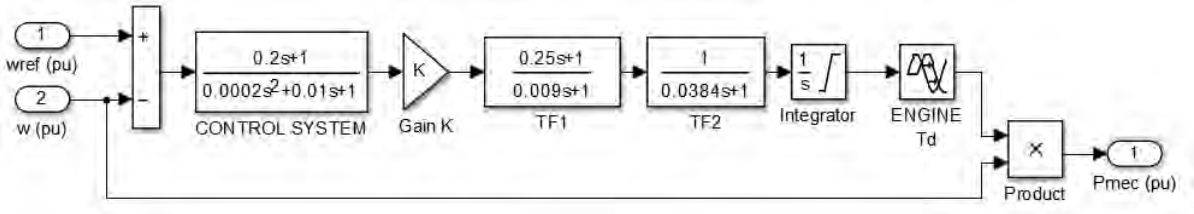


Figura 42 - Modelo do regulador de velocidade na máquina *diesel*

Como se pode observar na figura 42, o regulador recebe dois *imput´s* (a velocidade de referência, $Wref$, normalmente 1 p.u e a velocidade real do gerador, w sendo o *output*, a potência mecânica a fornecer pelo gerador, também em p.u). Basicamente mede o valor da velocidade, compara com a referência e atua na válvula de admissão do combustível, variando a respetiva potência mecânica e por conseguinte a potência do gerador [75].

Este regulador é um controlador do tipo PI (Proporcional, Integral), em que o objetivo é tentar igualar a potência mecânica à potência elétrica no gerador de modo a manter a frequência no seu valor nominal (50 Hz), a partir do controlo integral do desvio da $Wref$ e W. Este modelo é

descrito pelas duas funções de transferência (do controlador Hc e do atuador Ha conforme representado na equação 31 e 32 respectivamente [15]:

$$Hc = \frac{K\ (1+T3.s)}{1+T1.s+T1.T2.s2} \tag{31}$$

$$Ha = \frac{K\ (1++T4.s)}{\left(s(1+T5.s)(1.T6.s)\right)} \tag{32}$$

Em que K é o ganho integral do controlador e os T's (T1 a T6) são as constantes de tempo em segundos (s) associados ao controlador e ao motor *diesel*.

5.2.2 Máquina síncrona

Uma máquina síncrona é geralmente constituída por uma massa metálica fixa (estator-armadura) na qual está instalado o enrolamento onde será induzida uma tensão AC e por uma massa metálica girante denominado de rotor (campo), no qual está bobinado o enrolamento indutor que é alimentado por uma corrente DC para criar o campo magnético principal da máquina (regulador de tensão/sistema de excitação - capitulo 5.2.3).

A designação "síncrona" deve-se ao facto do campo girante no entreferro ter a mesma velocidade angular que a do rotor. Nos geradores o movimento de rotação provoca o aparecimento de uma $f.e.m.$ no estator e nos motores a aplicação de uma $f.e.m.$ ao estator provoca o movimento de rotação do rotor. Muitas vezes utiliza-se os termos indutores e induzido para representar a causa e o efeito respetivamente. No caso dos motores o indutor é o estator que provoca uma força de rotação no rotor (induzido) [71].

O estator é constituído basicamente por bobinas e uma "carcaça" com funções essencialmente mecânicas que suporta um núcleo de material ferromagnético com bobinas em ranhuras. De acordo com a lei de Faraday o fluxo magnético girante induz uma tensão nessa bobina, a qual dá origem a uma corrente num circuito exterior ligado entre os respetivos terminais. Dado que está sujeito a um fluxo magnético variável, o estator é constituído por lâminas de ferro, por forma a reduzir as perdas por correntes de *Foucault* [33].

Com o desenvolvimento da eletrónica de potência começou-se a utilizar cada vez mais as máquinas assíncronas, embora o gerador síncrono ainda é muito utilizado a nível de produção de energia e tração elétrica, nomeadamente nos comboios devido a ausência de escorregamento, que permite obter uma velocidade rigorosa para uma dada frequência de alimentação [16].

Em regime estacionário, a velocidade e frequência são constantes e em sincronismo com a rede, em que a relação é expressa pela seguinte equação:

$$nr = f.\frac{60}{p} \tag{33}$$

Em que *nr* é a velocidade de rotação do rotor, *f* é a frequência e *p* é o número de pares de polos. Como o número de pares de polos é constante para uma dada máquina, a velocidade de rotação nr depende diretamente da frequência f e da $f.e.m.$ de alimentação [71].

Por sua vez, o rotor dependente da aplicação, pode ser de dois tipos, consoante a existência ou não de saliência conforme se pode observar na figura 43 [18].

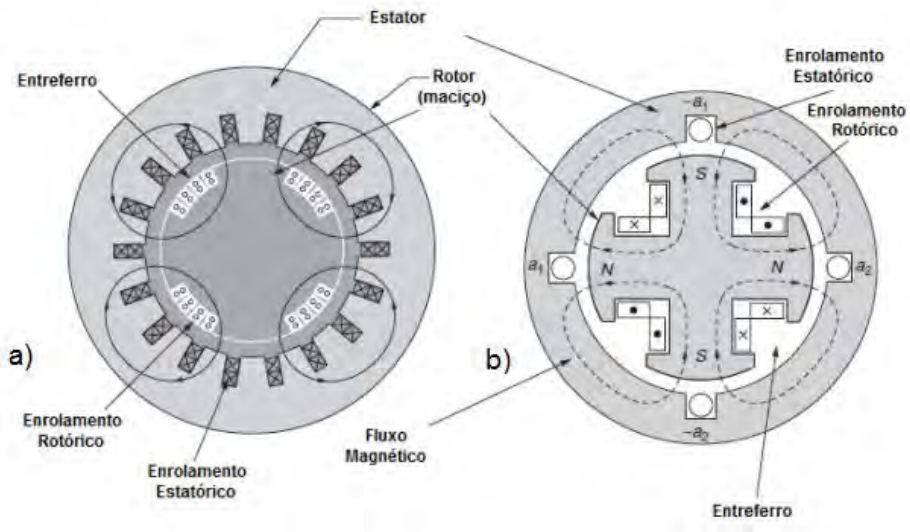


Figura 43 - Tipos de rotor de máquina síncrono; a) - cilíndricos, b) - polos salientes [76]

Nas máquinas de polos cilíndricos, os condutores do indutor são montados em cavas e a velocidade do rotor cilíndrico varia tipicamente entre 1500 a 3000 rpm e são muito usado nas centrais térmicas, o número de pares de polos magnéticos (2 a 4 polos) depende da velocidade e frequência do sistema de potência, por este motivo são também chamados de turboaltenadores [18]. No caso de polos salientes existe um núcleo central sobre o veio da máquina em torno do qual são montadas as bobinas indutoras. Apresentam uma baixa velocidade de rotação (60 rpm a 750 rpm) e são muito usados nas centrais hidroelétricas [76]. Dado que a rede elétrica da ilha da Boa Vista se refere a centrais térmicas, foi utilizado na simulação a máquina de polos cilíndricos e o modelo está disponibilizado na biblioteca *SimPowerSystems* do *Matlab/Simulink®* [73].

Assim como na máquina assíncrona, o comportamento elétrico desta máquina pode ser representada segundo o eixo bifásico (d, q – modelo de sexta ordem) com consideração ao efeito dos enrolamentos do estator, de excitação e amortecedores. A figura 44 ilustra o circuito elétrico equivalente representado nos referenciais d-q, cujos todos os parâmetros estão referidos ao estator.

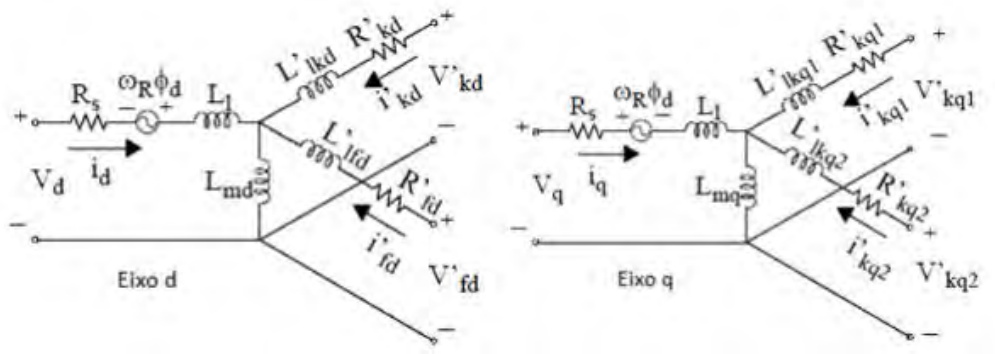


Figura 44 - Modelo elétrico equivalente da máquina síncrona (eixo q e d) [73]

As grandezas eletromagnéticas apresentam-se usando a notação tradicional, estando os índices definidos da seguinte forma:

d, q: grandezas nos eixos d e q;

r, s: grandezas do rotor e estator;

l, m: indutâncias de fugas e de magnetização.

f, k : grandezas dos enrolamentos de campo e amortecedores

As equações das tensões que se podem extrair destes esquemas são [73]:

$$Vd = Rs.id + \frac{d}{dt}\,\varphi d - \,\omega R.\varphi q \tag{34}$$

$$Vq = Rs.iq + \frac{d}{dt}\,\varphi q + \,\omega R.\varphi d \tag{35}$$

$$V'kd = R'kd.i'kd + \frac{d}{dt}\,\varphi'kd \tag{36}$$

$$V'fd = R'fd.i'fd + \frac{d}{dt}\,\varphi'fd \tag{37}$$

$$V'kq1 = R'kq1.i'kq1 + \frac{d}{dt}\,\varphi'kq1 \tag{38}$$

$$V'kq2 = R'kq2.i'kq2 + \frac{d}{dt}\,\varphi'kq2 \tag{39}$$

E os cálculos dos fluxos são dados pelas seguintes equações [73]:

$$\varphi d = Ld.id + Lmd(i'fd + i'kd) \tag{40}$$

$$\varphi q = Lq.iq + Lmq.i'kq \tag{41}$$

$$\varphi'fd = L'fd.i'fd + Lmd(id + i'kd) \tag{42}$$

$$\varphi' k\ d = L'kd.\, i'kd + Lmd(id + i'fd) \quad (43)$$

$$\varphi' kq1 = L'kq1.\, i'kq1 + Lmq.\, iq \quad (44)$$

$$\varphi' kq2 = L'kq2.\, i'kq2 + Lmq.\, iq \quad (45)$$

Em que:

Rs: Resistência do estator

Id: Intensidade da corrente, eixo d

Iq: Intensidade da corrente, eixo q

ωR: Velocidade de rotação nominal do rotor

φd: Fluxo, eixo d

φq: Fluxo, eixo q

Como é de esperar, todas as máquinas elétricas além de apresentarem o comportamento elétrico, incluem também o comportamento mecânico, que pode ser descrito pela seguinte expressão.

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H}\int_0^t (Tm - Te)dt - Kd * \Delta\omega\,(t) \quad (46)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega 0 \quad (47)$$

Em que:

$\Delta\omega$: Desvio de velocidade

H: Constante de inércia (s)

Te: Binário electromecânico

Tm: Binário mecânico

Kd: Coeficiente de amortecimento.

$\omega(t)$: Velocidade de rotação do rotor

$\Delta\omega(t)$: Desvio da velocidade angular em relação à velocidade de sincronismo (p.u.rad/s)

ωo: Velocidade de sincronismo (tipicamente 1 p.u.)

A diferença entre o binário mecânico (Tm) e o electromagnético (Te) origina o binário acelerador que caracteriza o movimento da máquina. E assim como para a máquina assíncrona, a constante de inércia (H) é dada por:

$$H = \frac{\frac{1}{2}.J.W^2}{Sn} \quad (48)$$

Este parâmetro é muito importante para o estudo da estabilidade da rede, e é típico para cada classe de máquina. A figura 45[11] ilustra a variação de H para geradores térmicos com o tipo de rotor cilíndrico (1500 a 3000 rpm) obtido a partir do gráfico construído em função de potência aparente e velocidade nominal [77].

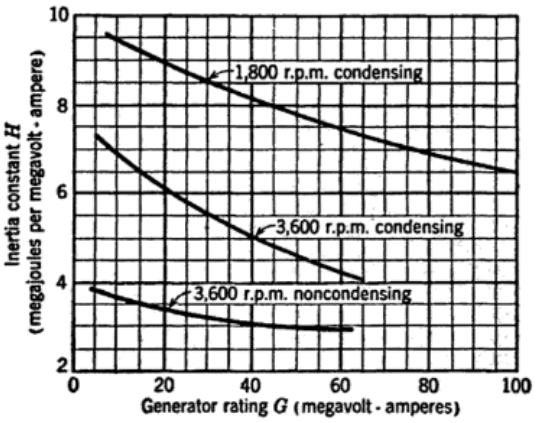


Figura 45 - Valores típicos de constante de inércias para as máquinas síncronas [77]

5.2.3 Sistema de excitação e regulador de tensão

Nos estudos da estabilidade de redes isoladas, os reguladores representam um papel predominante no sistema. Assim como a frequência depende do comportamento do regulador de velocidade, a tensão aos terminais dos geradores é controlada por reguladores de tensão.

A função básica de um sistema de excitação no gerador síncrono baseia-se no fornecimento da corrente DC ao enrolamento de campo, sendo responsável não só pela tensão de saída da máquina, como também, pelo controlo do FP e da magnitude de corrente gerada. A potência de excitatriz encontra-se usualmente na faixa de 0.2 a 0.8 % da potência nominal da máquina [4].

Até bem recentemente, a excitação da maioria dos geradores era dada por um segundo gerador DC montado no eixo do gerador principal. Atualmente existem sistemas muito mais rápidos e confiáveis a preços acessíveis e que exigem menos manutenção, que estão substituindo aos poucos o sistema clássico convencional. Esta alteração só foi possível graças aos avanços da eletrónica de potência, que permite a utilização de retificadores em conjunto com o excitador de AC [18] [78].

De entre os modelos, basicamente usa-se dois tipos de excitação recomendada pela IEEE [79]

[11] Figura reproduzida do livro ‘‘Power System Stability’’, Edward Wilson Kimbark [77]

- Excitação rotativa (excitação DC) - utiliza uma máquina DC para excitar o campo magnético do gerador através dos anéis rotativos. Este modelo encontra-se a funcionar em geradores térmicos mais antigos [80].
- Excitação estática (excitação AC) - a partir de uma tensão AC com um retificador estático (tirístores) como uma fonte de corrente cria-se o circuito de campo magnético no gerador. A tensão de saída do regulador controla o sinal de disparo dos tirístores, sendo a corrente DC conduzida ao enrolamento do rotor do gerador através de anéis rotativos e escovas. A tensão e corrente de saída do alternador são medidas por meio de TT e TI (Transformadores de Tensão e de Intensidade respetivamente) e são conduzidas ao regulador, no qual são rectificadas e filtradas para eliminação das harmónicas [80].

Na figura 46 é representado um diagrama de blocos com o sistema de excitatriz num gerador síncrono.

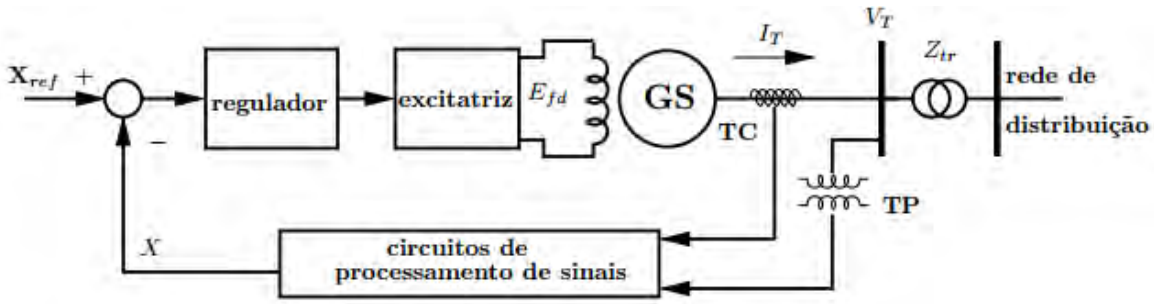


Figura 46 - Diagrama esquemático do sistema de excitação de um gerador síncrono [33]

Para a regulação de tensão foi utilizado o modelo *standard* recomendado pelo IEEE denominado de "AVR IEEE Tipo I" - *Automatic Regulator Control* na literatura anglo-saxónica - também disponibilizado pelo *SimPowerSystems* do *Matlab/Simulink*®, conforme-se apresenta na figura 47.

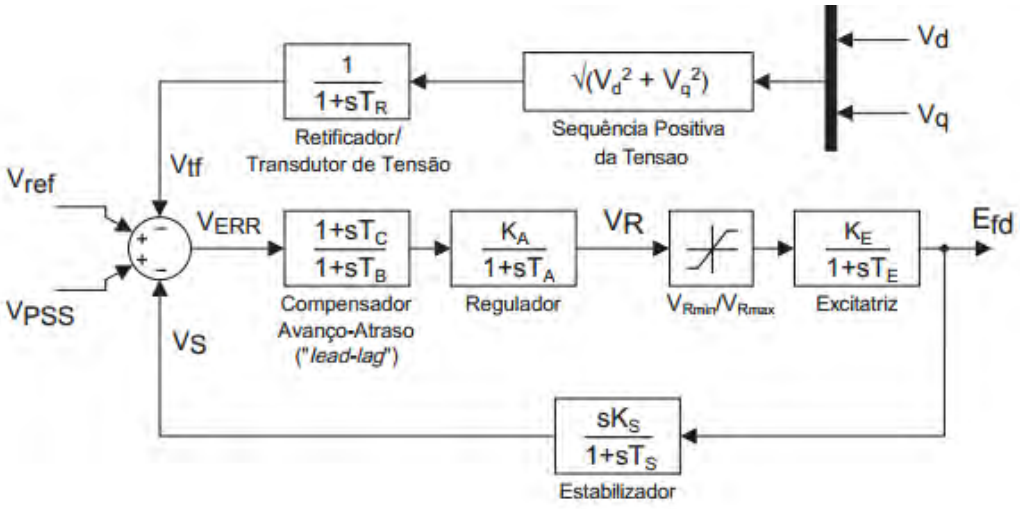


Figura 47 - Diagrama de blocos do regulador de tensão IEEE *standard* tipo 1 [81]

O princípio básico deste regulador é manter a tensão do gerador num nível aceitável. Essa função é exercida respondendo ao erro que é apresentado na entrada do equipamento em relação a referência. Conforme a figura 47, a tensão de saída do gerador nos eixos *Vd* e *Vq* após retificada e filtrada por uma função de transferência de primeira ordem, é comparada no regulador com o valor de referência ($Vref = 1$).

O erro é amplificado e aplicado ao sistema de excitação que constitui o elemento de potência do sistema de controlo. O regulador pode receber sinais de entradas auxiliares, destinados a melhorar o desempenho do mesmo, mediante o amortecimento das oscilações do rotor resultante de desequilíbrios entre as potências mecânicas e elétricas. Como é o caso do *VPSS,* que é a tensão que pode ser disponibilizada por um PSS[12]. No entanto não foi usado, a sua entrada corresponde a zero. [18]

No modelo disponível na biblioteca *SimPowerSystems* a equação é representado pela função de transferência entre a saída Vf e a entrada do regulador Ef.

$$\frac{Vf}{Ef} = \frac{1}{Ke + sTe} \tag{49}$$

As principais funções de um AVR são [78] :

- Controlar a tensão na saída da máquina, dentro dos limites prescritos;
- Regular a divisão de potência reativa entre máquinas que operam em paralelo, gerando a mesma tensão na saída.
- Controlar a corrente de campo, para manter a máquina em sincronismo com o sistema.
- Aumentar a excitação sob condições de curto-circuito no sistema, para manter a máquina em sincronismo com os demais geradores do sistema;
- Amortecer oscilações de baixa frequência que podem trazer problemas de estabilidade dinâmica.

O que é importante realçar, é que nas redes isoladas as potências ativa e reativa geradas têm de igualar as potências pedidas pelas cargas, quer devido à oscilação no consumo e/ou na produção eólica, quer devido à incerteza associada ao vento ou da reposição de uma eventual perturbação no sistema. Os reguladores têm assim de controlar a frequência e tensão necessárias para obter aqueles valores de potência [82].

Portanto o gerador possui uma relação linear com a frequência e a velocidade de rotação, uma relação semelhante pode ser encontrada entre a tensão e a potência reativa em que quando se acrescenta uma carga indutiva a um gerador a tensão aos terminais deste tende a diminuir-se e se por contrário acrescentarmos uma carga capacitiva, a tensão tende a aumentar [18].

[12] PSS - Power System Stabilizer - pode ter como entradas a velocidade do rotor, potência ou frequência. Ao detetar, por exemplo, uma variação de potência à saída do gerador vai atuar e colocar à sua saída uma tensão que irá ajudar na regulação e reduzir a oscilação de potência rapidamente.

Assim, foi também representado o modelo da turbina eólica, na figura 48 é exposto também o modelo de uma unidade *diesel* para a construção da rede elétrica em estudo na plataforma de simulação utilizada *(*ambiente *Matlab/Simulink®).*

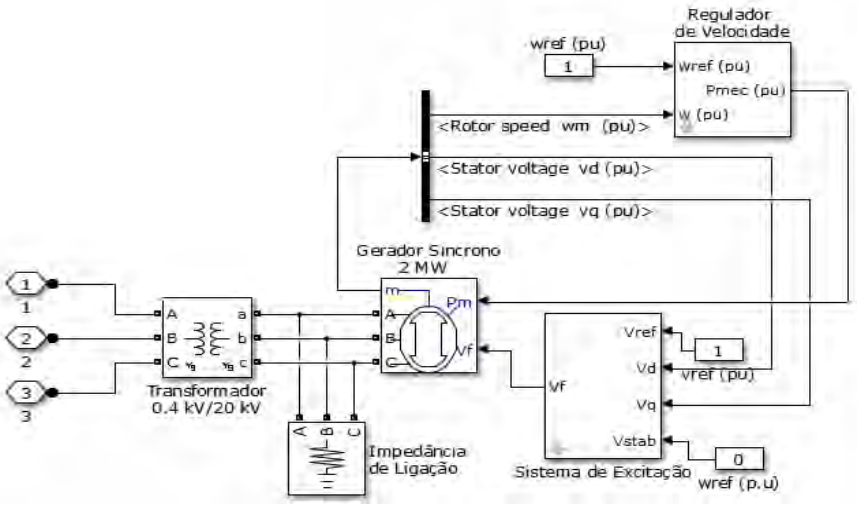


Figura 48 - Diagrama esquemático de uma unidade *diesel* em ambiente *Matlab/Simulink®*

5.3 Linhas de transmissão

Para a modelização das linhas de transmissão da rede foi utilizado o modelo π , através do bloco "*Power Section Line*", do *SymPowerSystems*. Este modelo representa uma linha (por fase) com as características R, L e C por Km para uma dada frequência. É um modelo aproximado da linha de transmissão obtido pelas várias secções π idênticas (3 fases), conforme apresentado na figura 49.

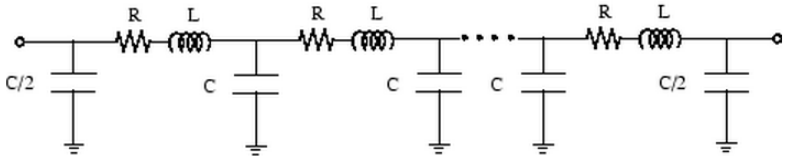


Figura 49 - Modelo de uma linha de distribuição

Na tabela 8 são apresentados as características elétricas das linhas de transmissão utilizadas para construção da rede MT de 20 kV em estudo.

Tabela 8 - Características elétricas das linhas de transmissão da rede em estudo [83]

Tipo de Linha	R (Ω/km)	L (mH/km)	C (μF/km)
AL 50 mm²	0,641	0,420	0,190
AL 120 mm²	0,253	0,360	0,260
AL 240 mm²	0,125	0,310	0,340
AL 400 mm²	0,078	0,290	0,400

Capítulo 6

Análise da rede elétrica da Boa Vista com penetração de potência eólica

Depois da modelização da rede elétrica da ilha Boa Vista na plataforma de simulação *Matlab/Simulink®*, precedeu-se ao estudo da avaliação da sua capacidade de penetração de potência eólica, de forma a determinar os níveis de integração desta, sem comprometer a qualidade de energia elétrica a nível do valor da tensão nos principais barramentos da rede.

As previsões da evolução do consumo, o conhecimento da economia da produção eólica, as características do vento local e a definição de algumas restrições da rede elétrica em si, fizeram parte das regras e fases que tiveram de ser satisfeitas durante as simulações para a análise do sistema em estudo. Ainda para este estudo teve-se por base os registos SCADA da rede elétrica para o ano de 2015, disponibilizado pela empresa AEB (Empresa gestora da rede em estudo), onde foi inicialmente simulado o atual funcionamento da rede elétrica (cenário 2015), de modo a validar os resultados obtidos com os valores reais disponibilizados, dando assim mais certeza aos resultados do cenário de 2020.

Os parâmetros utilizados do diagrama de carga para essa análise foram as potências ativas definidas para os períodos de ponta e de vazio durante o ano. Foram escolhidos estes cenários para este estudo porque representam o comportamento da rede elétrica nos momentos de maior e menor consumo (situações limites/extremos), que são considerados excelentes indicadores da robustez de um SE, ou seja, se a rede for suficientemente robusta e capaz de suportar certas perturbações nestes cenários, também os suporta noutros.

O cenário de vazio é caracterizado pelo nível de carga reduzido, esta característica aliada à penetração de potência eólica conduz a um número reduzido de máquinas síncronas na rede, o que pode causar dificuldades de controlo/estabilização em caso de perturbações devido ao reduzido valor da constante de inércia no sistema. O cenário de ponta, apesar de ter maior nível de carga pode igualmente causar instabilidade, uma vez que a penetração de 10.2 MW da produção eólica é um valor elevado face à carga máxima prevista no sistema (18 MW), dado que a penetração de potência eólica prevista representa mais de 50% da carga neste período.

Para esta análise, o estudo também foi baseado na perda de potência proveniente dos parques eólicos, quer devido à variação da velocidade do vento, quer devido à ocorrência de curto-circuitos nas proximidades dos parques eólicos.

Em resultado das variações de produção eólica e térmica relativamente na sequência de uma perturbação, a rede elétrica sofre variações de tensão em resultado das variações de velocidade que ocorrem sobre as máquinas. No sentido de garantir a segurança de operação na rede elétrica da ilha da Boa Vista e à semelhança dos estudos realizados em [6] [13] [14], admitiu-se como critério de estabilidade dinâmica de tensão, um desvio de tensão máximo de 0.1 p.u de acordo com a versão portuguesa da norma europeia NP EN 50160.

Portanto, este estudo centra-se fundamentalmente na análise do comportamento dinâmico da rede elétrica em face de determinadas perturbações e/ou situações limites da rede devido à penetração de potência eólica. Os gráficos aqui apresentados reproduzem as grandezas elétricas, P, Q e V dos barramentos das centrais térmicas e eólicas em 2 cenários diferentes (cenário 2015 - rede base e as previsões para o cenário de 2020) com as suas perturbações resultante de um curto-circuito e/ou variação da velocidade do vento.

Durante as simulações foram definidos os seguintes critérios a cumprir:

- Todas as simulações foram efetuadas durante o tempo de 100 s de modo a garantir que o sistema não perdesse a estabilidade ao longo do tempo e devido aos elementos passivos existentes na rede, foram desprezados os transitórios numéricos do *software* nos primeiros 5 s da simulação.
- Cada unidade de geração (*diesel* e eólica) opera a 690 V e dispõe de um TP (0.4kV/20 kV) para fazer a interligação com a rede elétrica.
- Conforme a rede de base apresentada na figura 26 - esquema unifilar, foram reduzidos o número de PT´s e linhas de transmissão, de modo a simplificar a simulação (anexo A2 e A4 - distribuição das cargas por PT ´s).
- Foi considerado um pré-despacho da rede, ou seja, as unidades *diesel* em funcionamento têm que respeitar o mínimo técnico de operação, produzindo pelo menos 30% da potência nominal unitária e também foi garantido uma reserva girante mínima de 15% por cada gerador em serviço (regra adotada pela ELECTRA nas redes elétricas de Cabo Verde) [21].
- Foi considerado o FP da rede igual a 0.97 (indutivo).
- A turbina apresenta um rendimento dependente da velocidade do vento no local. Em Cabo Verde, segundo os dados disponibilizados é aproximadamente 34 % em função da potência instalada. Durante as simulações fez-se um estudo da velocidade do vento de modo que seja satisfeito esse critério. Enquanto para o grupo *diesel* em contexto prático o desempenho é avaliado pela energia específica produzida por litro de combustível consumido (L/kW). Nas simulações do Matlab/Simulik® o gerador *diesel* tem um limite máximo técnico de 80% em função da carga sem perda da estabilidade de tensão;

Relativamente ao recurso eólico foi representado no *software* uma série de parâmetros que expõem o regime de vento da ilha da Boa Vista. Face à modelação da velocidade do vento e à altura a que dizem respeito não é necessário conhecer as características do terreno, pois os aerogeradores analisados e o local da previsão para construção dos parques eólicos estão a mais de 200 m de altura [21]. Na figura 51 é apresentada a característica do vento e as suas probalidades durante o ano na ilha da Boa Vista [84] e em seguida a sua distribuição mensal conforme os dados do anemómetro. [85].

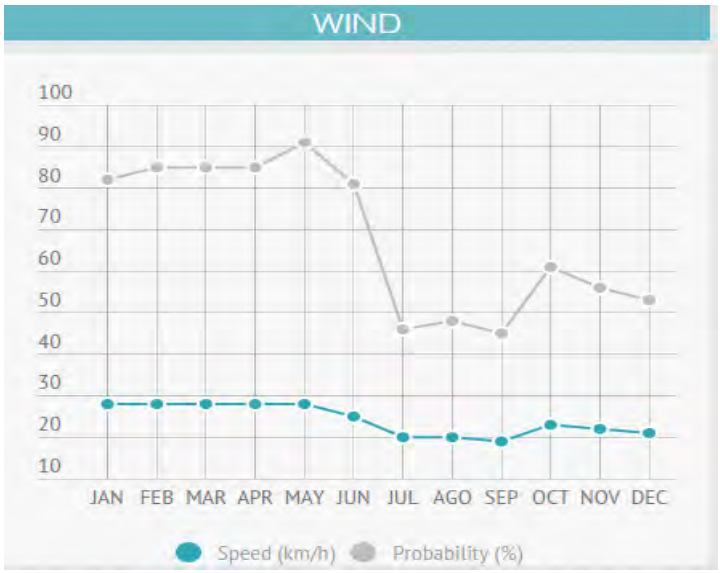


Figura 50 - Velocidade do vento ao longo do ano na ilha da Boa Vista [84]

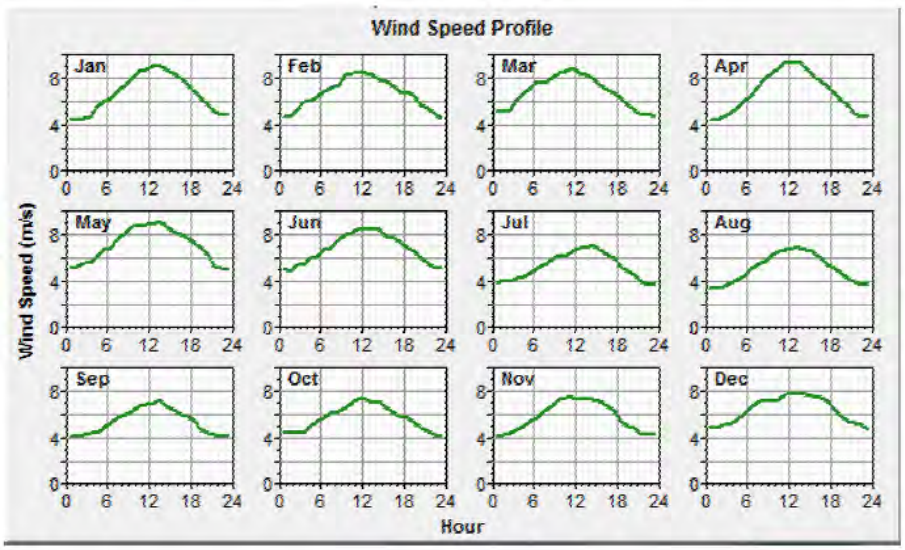


Figura 51 - Distribuição mensal do vento na ilha da Boa Vista [85]

A velocidade do vento na ilha de Boa Vista a 50 m de altura atinge valores médios que variam entre 6 e 9 m/s durante o ano e considera-se que, para ventos superiores a 5,5 m/s é suficiente para o aproveitamento eólico. Como se pode verificar nas figuras 51 e 52 a tendência do vento

aproxima-se das produções eólicas reais apresentadas na figura 28 do diagrama de carga no capítulo 4.2, onde verifica-se uma clara assimetria anual com dois períodos distintos: De Janeiro a Junho registam-se velocidades médias elevadas e de Julho a Dezembro regista-se um decréscimo significativo da velocidade de vento. Esta situação foi considerada no estudo das simulações, onde apresenta grande impacto, uma vez que o período de ponta corresponde aos meses de Julho a Dezembro e o vazio de Janeiro a Junho, em que o consumo é mínimo de acordo com os dados disponibilizado.

6.1 Cenário Base (2015)

O cenário 2015 é a situação base e o cenário de referência para este trabalho, onde o objetivo é evidenciar que o modelo construído na plataforma de simulação *Matlab/Simulink*® testemunha as situações reais de diagrama de carga atual da ilha da Boa Vista, conforme a rede MT de 20 kV apresentada na figura 26.

Assim como referido anteriormente, até a data a capacidade térmica instalada na ilha da Boa Vista é de 13.040 kW e 2.550 kW de potência eólica distribuídas em três (3) turbinas *Vestas* V52 - 850 kW, perfazendo no total 15.590 kW de potência instalada conforme apresentada na tabela 9.

Tabela 9 - Constituição base do sistema electroprodutor da ilha no cenário 2015

Centrais	Geradores	Potência [KVA]
CC	Wartsila 1	2000
	Wartsila 2	2000
	Caterpillar 1	810
	Caterpillar 2	810
	Caterpillar 3	810
	Caterpillar 2000	2000
	Mitsubishi	2000
CL	G1	900
	G2	900
	G3	810
PEBE	AEG 1	850
	AEG 2	850
	AEG 3	850
TOTAL		15590

Em que:

CC - Central de Chaves;

CL - Central de Lacação;

PEBE - Parque Eólico de Boa Esperança;

6.1.1 Período de ponta

O cenário de ponta para o ano de 2015 corresponde ao cenário em que a potência total das cargas é de 6.13 MW e 1.541 MVAr de potência reativa, considerando que o FP da rede é igual a 0.97 (indutivo). Fez-se o despacho conforme a tabela A1 em anexo, onde basicamente todo o sistema eletroprodutor esteve ligado.

A velocidade do vento na ilha no período de ponta considerado, ronda aos 8 m/s com uma variação média de 1.5 conforme apresentado na figura 52.

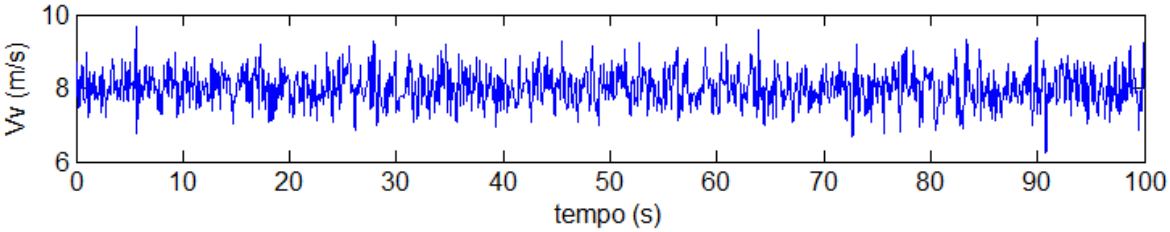


Figura 52 - Velocidade do vento para cenário de ponta

As figuras seguintes apresentam os gráficos com os valores de potência ativa e reativa do sistema electroprodutor (PEBE, CC e CL, respetivamente) para este cenário.

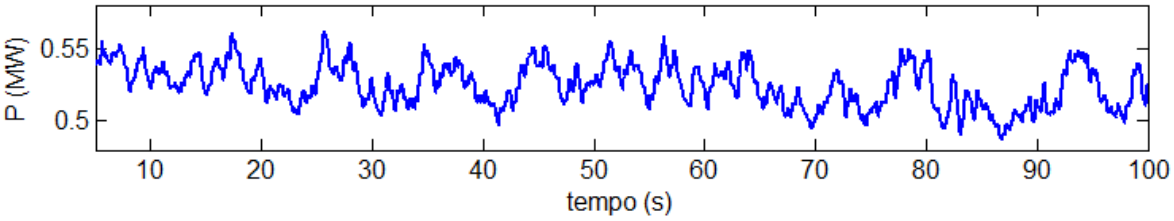


Figura 53 - Potência ativa do PEBE em cenário de ponta 2015

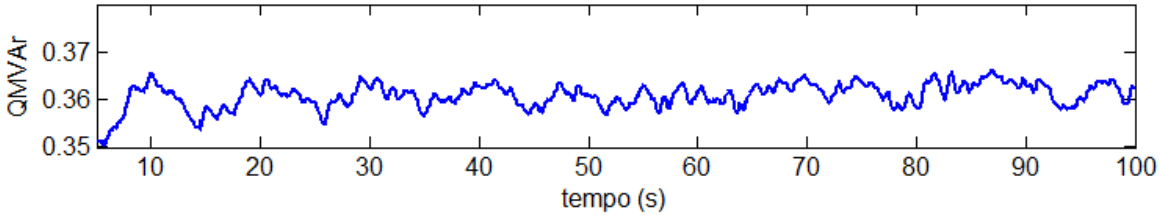


Figura 54 - Potência reativa do PEBE em cenário de ponta 2015

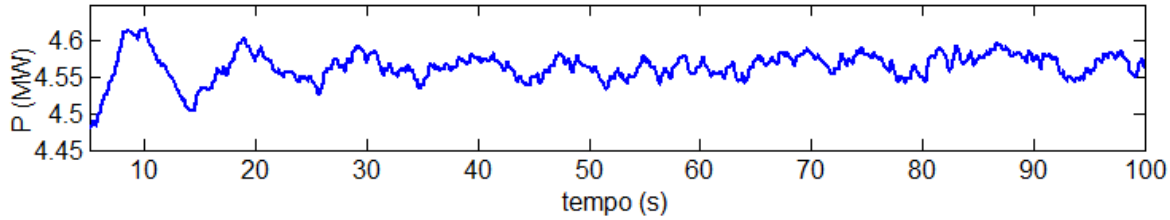


Figura 55 - Potência ativa do CC em cenário de ponta 2015

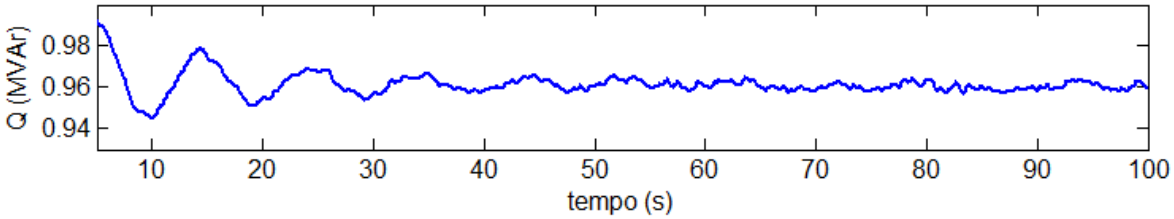


Figura 56 - Potência reativa do CC em cenário de ponta 2015

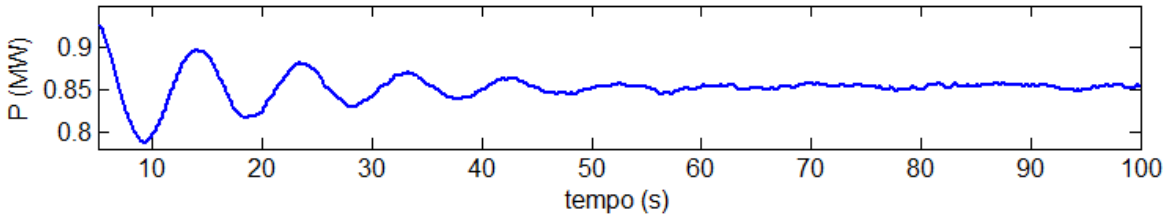


Figura 57 - Potência ativa do CL em cenário de ponta 2015

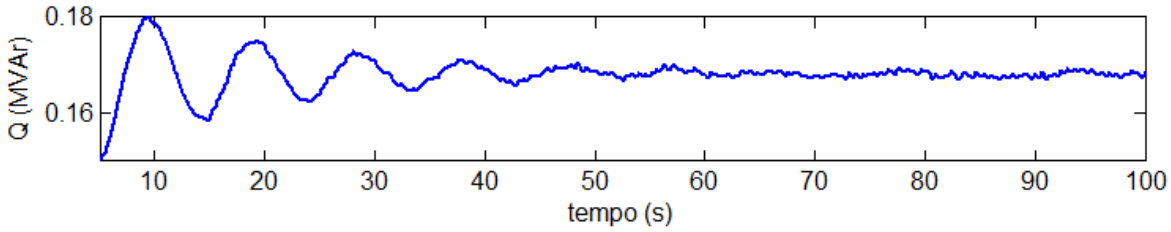


Figura 58 - Potência reativa do CL em cenário de ponta

Analisando as figuras acima, verifica-se que para o cenário de ponta com a carga total de 6.13 MW e 1.541 MVAr de potência reativa (distribuídos em vários PT´s - conforme o anexo A2), o sistema electroprodutor teve uma resposta positiva. Em geral os gráficos da potência ativa e reativa seguem os dados da produção disponibilizado pela Empresa AEB, e em particular a da turbina, que foi simulado com o vento da própria época de acordo com a figura 52.

Relativamente ao nível de tensão da rede, como é de esperar encontram-se dentro do limite que permite o normal funcionamento da rede elétrica. Nas figuras seguintes são apresentados os gráficos do nível de tensão dos barramentos na mesma sequência dos gráficos acima e conforme referido ao longo do trabalho, a tensão da rede é de 20 kV, no entanto é apresentado em p.u de modo a poder-se comparar com a norma NP EN 50160.

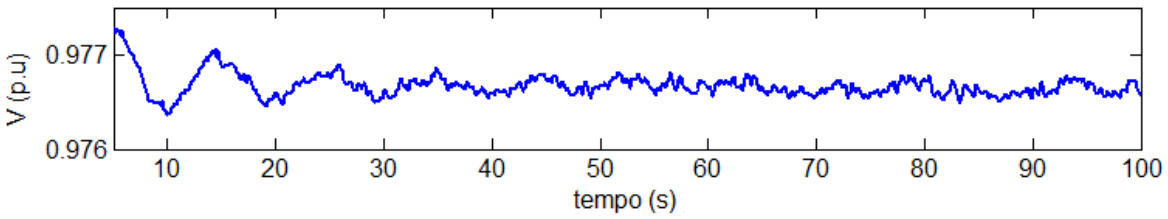


Figura 59 - Nível de tensão do PEBE em cenário de ponta 2015

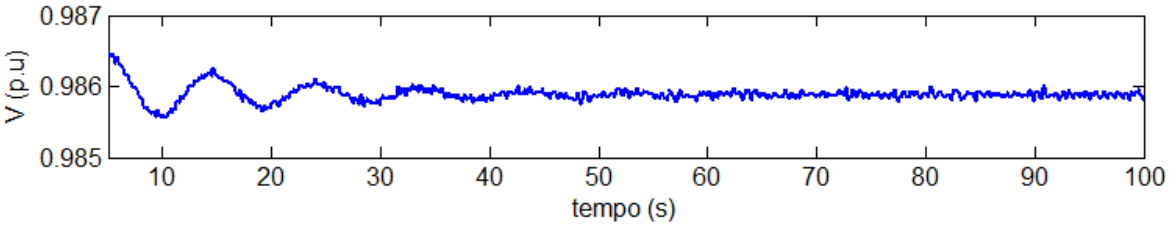


Figura 60 - Nível de tensão do CC em cenário de ponta 2015

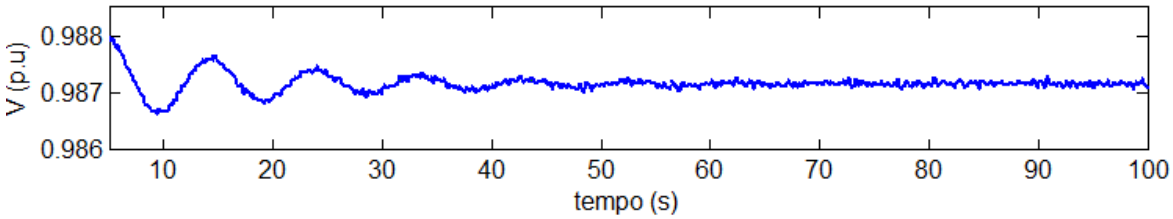


Figura 61 - Nível de tensão do CL em cenário de ponta 2015

6.1.2 Período de vazio

O cenário de vazio corresponde a uma carga de 2.21 MW com uma potência reativa de 0.55 MVAr conforme apresentado na tabela de distribuição das cargas no anexo A2.

Na figura 62 é apresentado a velocidade do vento no período de vazio com uma média de 10 m/s.

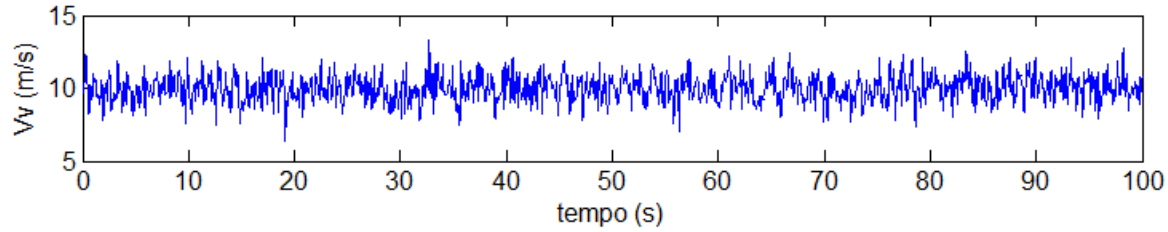


Figura 62 - Velocidade do vento para o cenário de vazio

Para satisfazer os requisitos da rede com este nível de consumo, foram retirados de serviço algumas unidades *diesel,* conforme se apresenta na tabela de despacho em anexo A1.

Nas figuras seguintes é apresentado a resposta do sistema eletroprodutor para o período de vazio numa mesma sequência que o período de ponta.

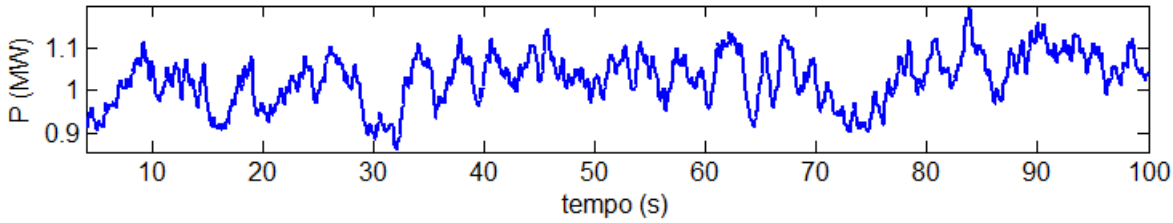


Figura 63 - Potência ativa do PEBE em cenário de vazio 2015

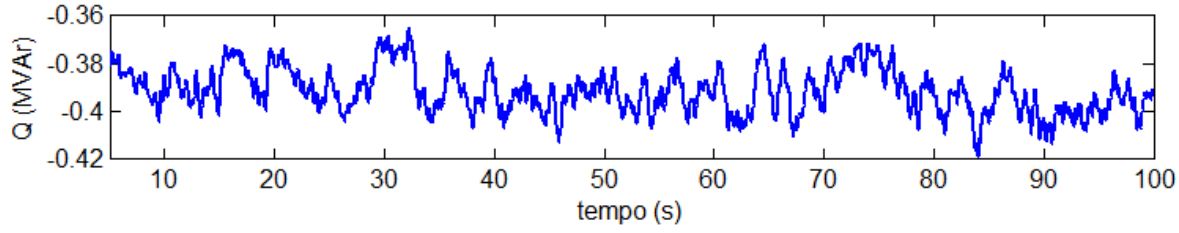


Figura 64 - Potência reativa do PEBE em cenário de vazio 2015

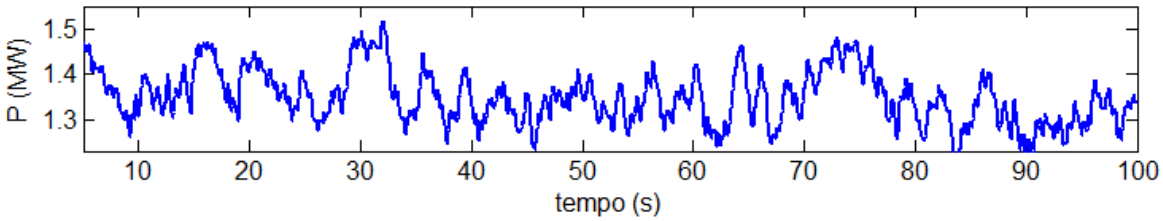


Figura 65 - Potência ativa do CC em cenário de vazio 2015

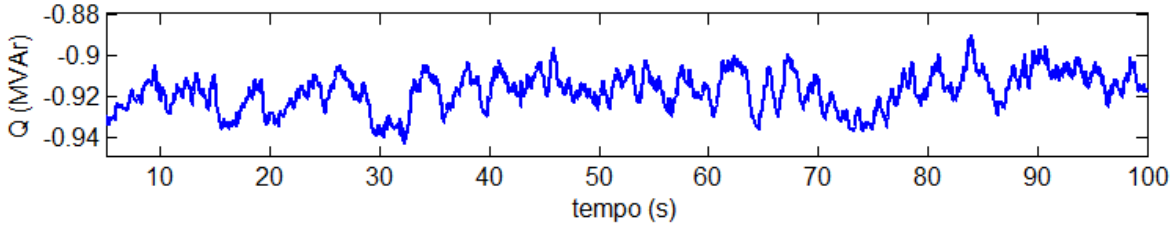


Figura 66 - Potência reativa do CC em cenário de vazio

Como se pode verificar, os geradores da central CL estiveram desligados de acordo com tabela de despacho em anexo A2. Estiveram na produção apenas as centrais PEBE e CC, em que estas produziram aproximadamente a mesma quantidade de potência ativa para o abastecimento da rede elétrica neste período.

De acordo com as figuras 67 e 68, estão representados o nível de tensão da produção *diesel* e eólica da rede para este cenário respetivamente, nota-se também que está dentro do limite para o normal funcionamento do SE, embora com uma oscilação maior do que no período de ponta devido a uma menor constante de inércia no sistema.

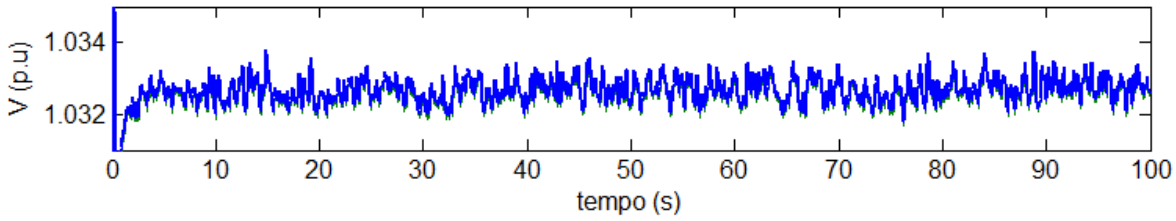


Figura 67 - Nível de tensão no PEBE em cenário de vazio 2015

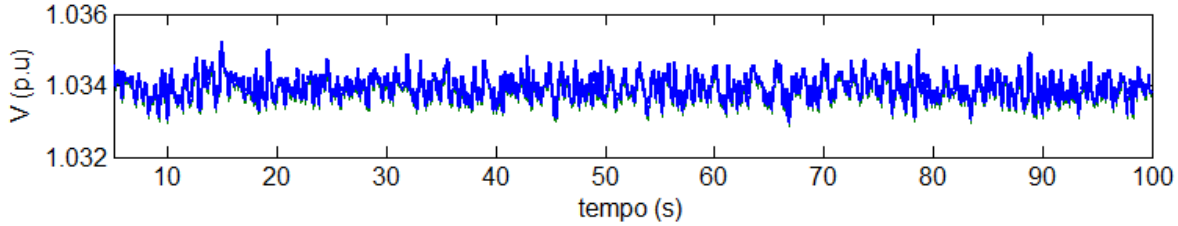


Figura 68 - Nível de tensão no CC em cenário de vazio 2015

6.2 Cenário 2020

O cenário 2020 é o principal foco da pesquisa, nesta etapa será estudada a penetração de potência eólica na rede com a mesma metodologia do cenário 2015, apresentando os cenários de ponta e vazio com as respectivas potências, de acordo com o relatório da PERCV (Tabela 3) e a velocidade de vento de acordo com as figuras 53 e 63 respectivamente. Seguidamente serão apresentados os casos de perturbações na rede (Variação da velocidade do vento e análises dos curto-circuitos).

Como referido anteriormente no capítulo 4, serão integrados na rede elétrica da ilha da Boa Vista mais dois parques eólicos (PEM - Parque Eólico de Mesa e PEF - Parque Eólico de Falcão com as respetivas potências 7.65 MW e 2.55 MW). Para o transporte desta potência eólica existe a necessidade da construção de uma linha de 23 Km. Ainda para este trabalho admitiu-se a desativação do micro-central CL e a remodelação de uma central térmica única (Central de Chaves) conforme previsto [20]. Para este cenário prevê-se um consumo cerca de 98 GWh, atingindo 18.08 MW nos períodos de ponta e 8.8 MW nas horas de vazio conforme apresentado no anexo A4. No mesmo horizonte temporal pretende-se fazer o reforço da capacidade de produção em cerca de 14 MW de potência térmica (4x 3500 kW) contabilizando no total, 27040 kW de potência térmica instalada e 12750 kW de potência eólica, perfazendo no total 39790 kW de potência instalada na rede conforme se indica na tabela 10.

Tabela 10 - Constituição do sistema electroprodutor da ilha para o cenário 2020

Centrais	Geradores	Potência [KVA]
CC	Wartsila 1	2000
	Wartsila 2	2000
	Caterpillar 1	810
	Caterpillar 2	810
	Caterpillar 3	810
	Caterpillar 2000	2000
	Mitsubishi	2000
	G1	900
	G2	900
	G3	810
	G4	3500
	G5	3500
	G6	3500
	G7	3500
PEBE	AEG 1	850
	AEG 2	850
	AEG 3	850
PEF	AEG 1	850
	AEG 2	850
	AEG 3	850
PEM	AEG 1	850
	AEG 2	850
	AEG 3	850
	AEG 4	850
	AEG 5	850
	AEG 6	850
	AEG 7	850
	AEG 8	850
	AEG 9	850
TOTAL		39790

Em que:

CC - Central de Chaves;

PEBE - Parque Eólico de Boa Esperança;

PEF - Parque Eólico de Falcão;

PEM - Parque Eólico de Mesa;

6.2.1 Período de ponta

O cenário de ponta para o ano de 2020 corresponde ao cenário em que a potência das cargas a serem alimentadas nos PT´s é de 18.08 MW e 4.5 MVAr conforme a tabela em anexo A4.

O PEF por ter a mesma potência instalada do que o PEBE e com o mesmo regime de vento, como é de esperar fornecem aproximadamente a mesma quantidade de potência ativa. Nas figuras seguintes são apresentadas as potências ativa e reativa desses dois parques eólicos.

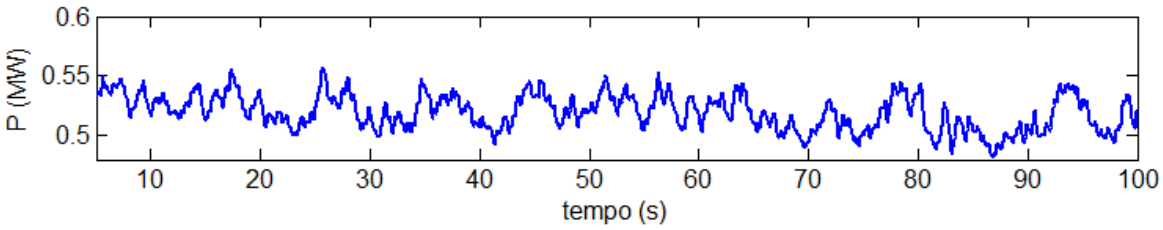


Figura 69 - Potência ativa do PEBE e PEF em cenário de ponta 2020

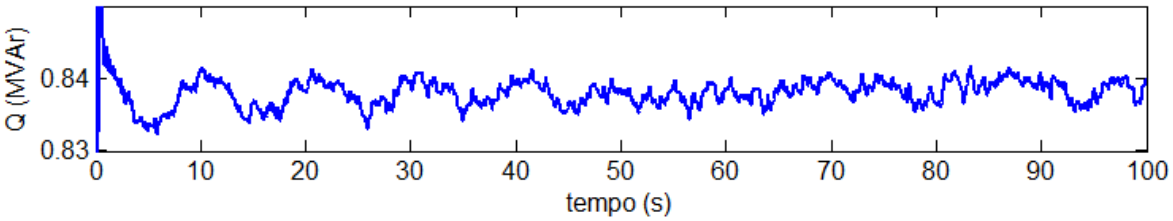


Figura 70 - Potência reativa do PEBE em cenário de ponta 2020

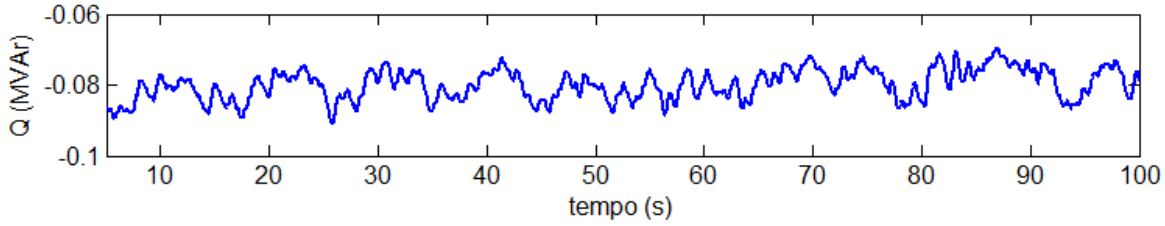


Figura 71 - Potência reativa do PEF em cenário de ponta 2020

Como se pode verificar, os dois parques eólicos embora fornecem a mesma quantidade de potência ativa, se deferem na quantidade de potência reativa cedida à rede, isto porque estão distantes a mais de 30 Km. O PEF produz potência reativa negativa devido a quantidade da componente C, (condensadores) existente nos cabos de transmissão, enquanto o PEBE produz energia reativa positiva por ter à jusante maiores quantidades de carga da rede (com FP indutiva) e é usada menor quantidade de cabos.

Nas figuras seguintes apresenta-se a resposta do restante sistema electroprodutor (Parque Eólico de Mesa (PEM) e Central Chaves (CC) respectivamente).

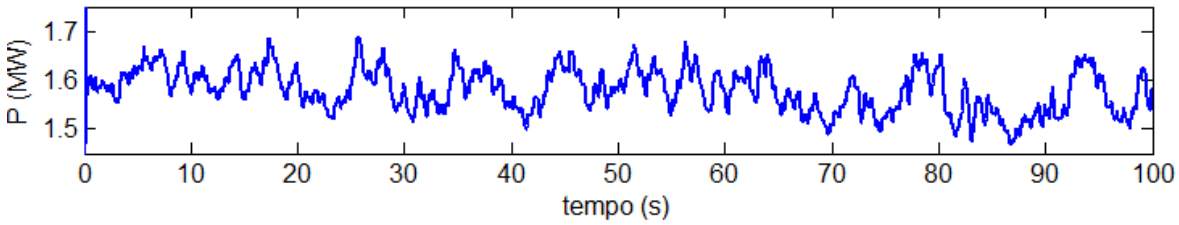


Figura 72 - Potência ativa do PEM em cenário de ponta 2020

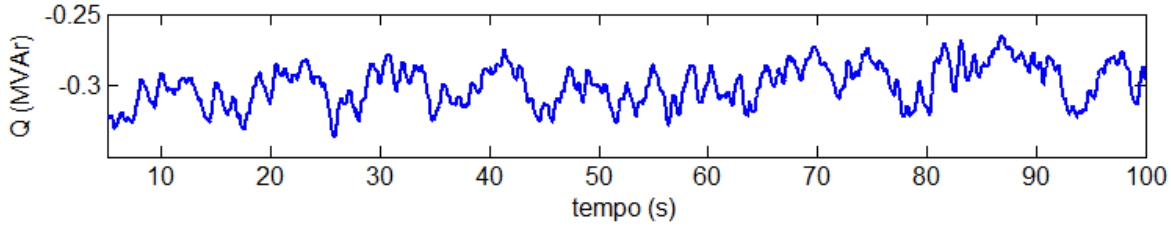


Figura 73 - Potência reativa do PEM em cenário de ponta 2020

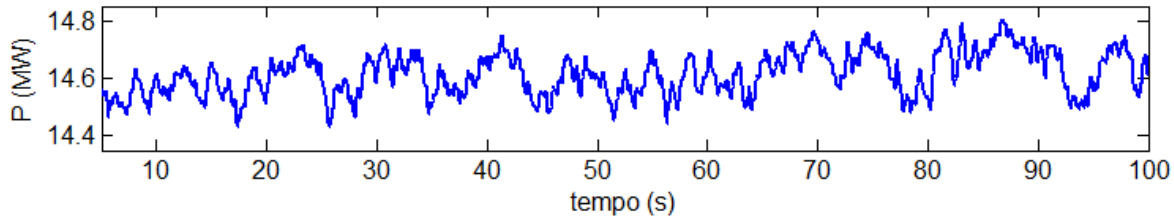


Figura 74 - Potência ativa do CC em cenário de ponta 2020

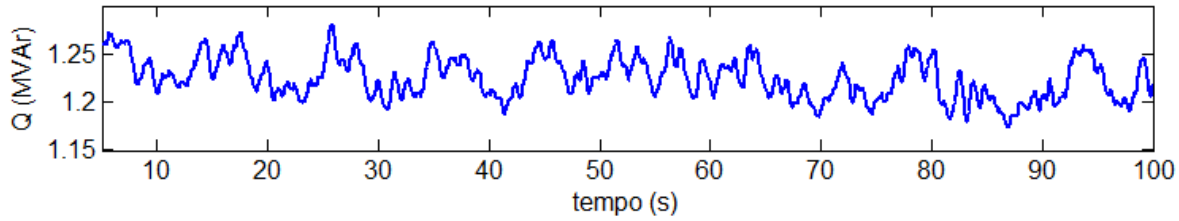


Figura 75 - Potência reativa do CC em cenário de ponta 2020

Como se pode observar nas figuras acima, o sistema consegue fornecer a quantidade de potência solicitada dando uma resposta positiva ao sistema neste cenário. Verifica-se praticamente que todo o sistema *diesel* esteve ligado conforme o anexo A3, fornecendo 14.8 MW de potência ativa e os parques eólicos de 2.55 MW (PEBE e PEF) contribui com apenas 20 % da potência nominal dado a velocidade do vento nestas épocas.

O PEM comparticipa com uma potência média de 1.6 MW conforme se pode observar na figura 72. Para esse cenário também não se verificou nenhum problema no fornecimento de potência reativa à rede, a quantidade solicitada é facultada pelas centrais, onde a mesma é regulada pela CC.

Nas figuras abaixo, observa-se também que os níveis de tensão cumprem os requisitos da norma Europeia versão portuguesa NP EN 50160, em que os níveis normais de tensão é aproximadamente 0.98 p.u.

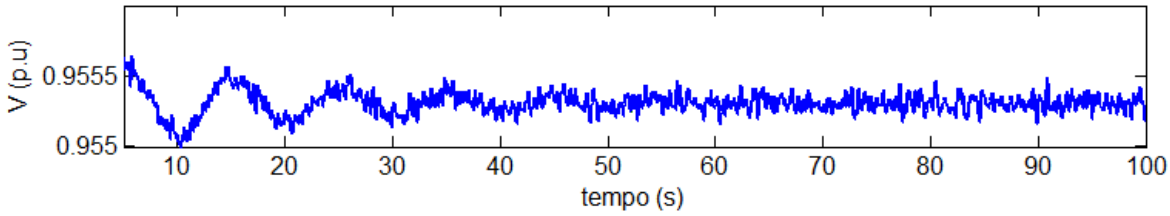


Figura 76 - Nível de tensão do PEBE em cenário de ponta 2020

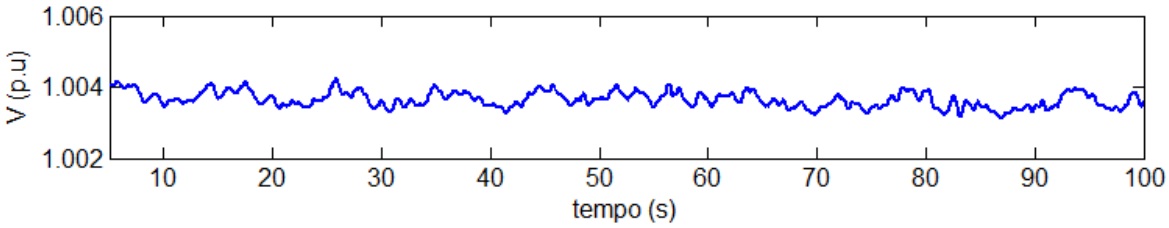


Figura 77 - Nível de tensão do PEF em cenário de ponta 2020

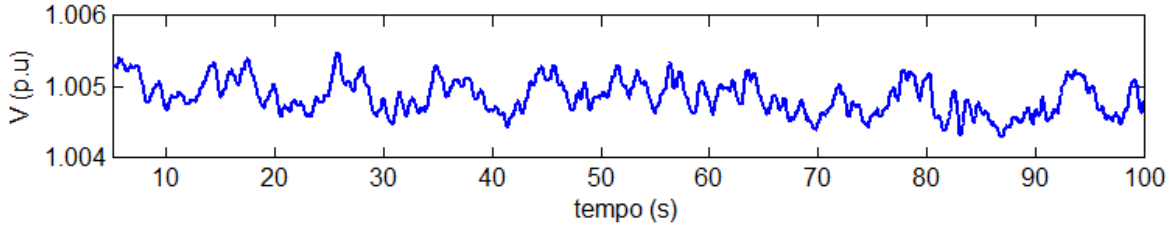


Figura 78 - Nível de tensão do PEM em cenário de ponta 2020

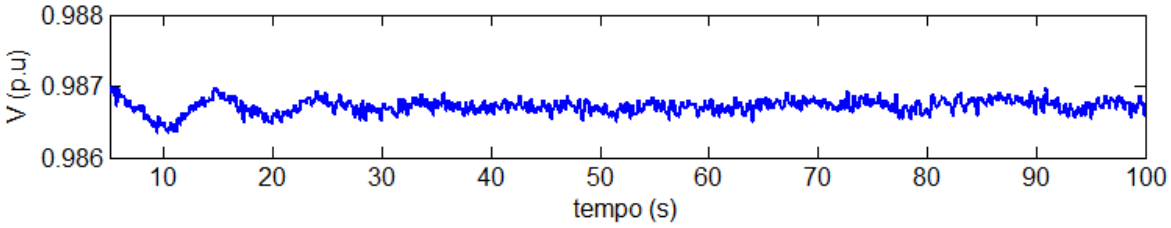


Figura 79 - Nível de tensão do CC em cenário de ponta 2020

6.2.2 Período de vazio

O período de vazio é caracterizado por um vento forte, conforme apresentado no cenário de 2015 (figura 62) e por uma carga muito baixo, na ordem dos 8.8 MW e 2.22 MVAr de potência reativa (anexo A4).

Assim como no cenário anterior (período de ponta), o PEBE comparticipa com a mesma potência ativa do que o PEF. Fez-se o pré-despacho conforme o anexo A3, respeitando o limite técnico e a reserva térmica do sistema. Os resultados obtidos são representados conforme as figuras seguintes:

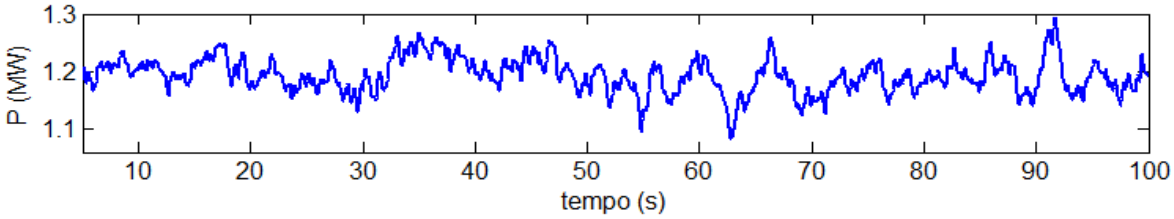


Figura 80 - Potência ativa do PEBE e PEF no cenário de vazio 2020

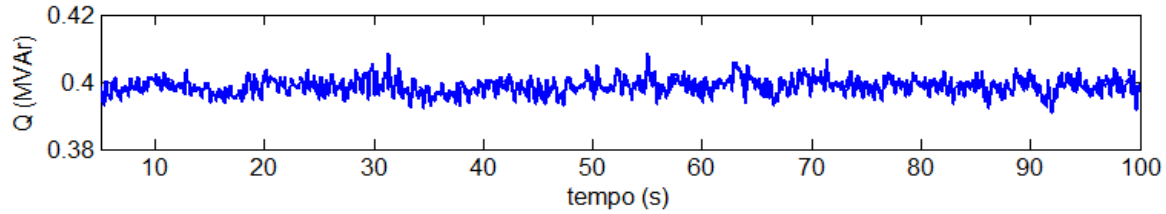


Figura 81 - Potência reativa da PEBE em cenário de vazio 2020

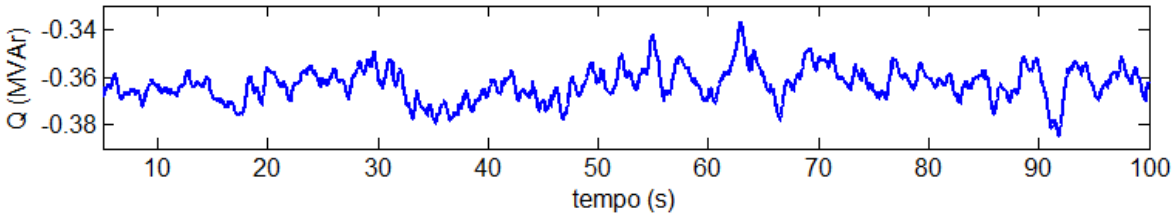


Figura 82 - Potência reativa da PEF em cenário de vazio 2020

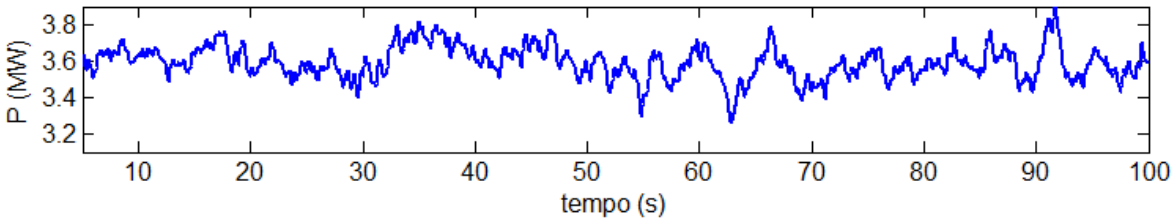


Figura 83 - Potência ativa do PEM em cenário de vazio 2020

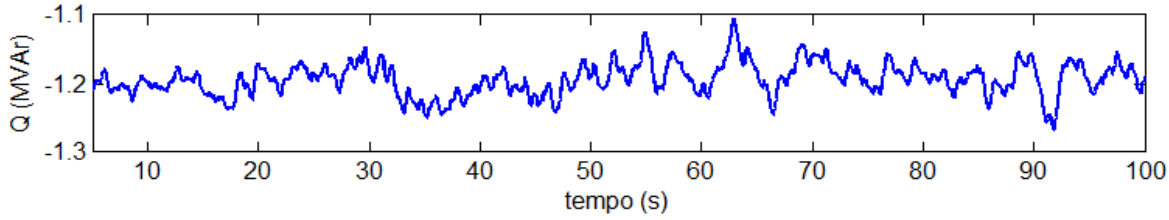


Figura 84 - Potência reativa do PEM em cenário de vazio 2020

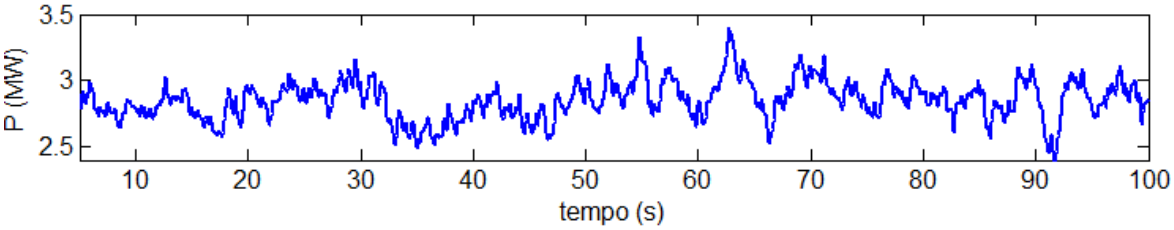


Figura 85 - Potência ativa do CC em cenário de vazio 2020

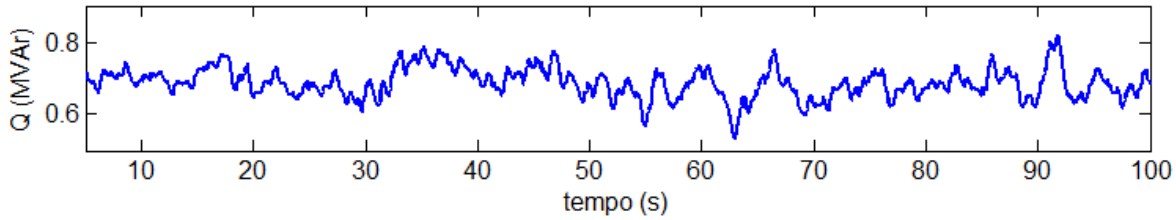


Figura 86 - Potência reativa do CC em cenário de vazio 2020

Embora com uma maior flutuação devido à pouca inércia do sistema e elevada disponibilidade do vento, para este cenário o modelo também conseguiu fornecer a quantidade de potência solicitada, dando uma resposta positiva ao sistema. A quantidade de potência eólica fornecida é muito maior que a quantidade térmica, o sistema *diesel* mais concretamente o CC, comparticipou apenas com 3 MW de potência ativa e os parques eólicos forneceram os restantes 60 % da potência solicitada pelas cargas.

Relativamente ao nível de tensão, os valores obtidos evidenciam um normal funcionamento do sistema, conforme apresentado nas figuras seguintes.

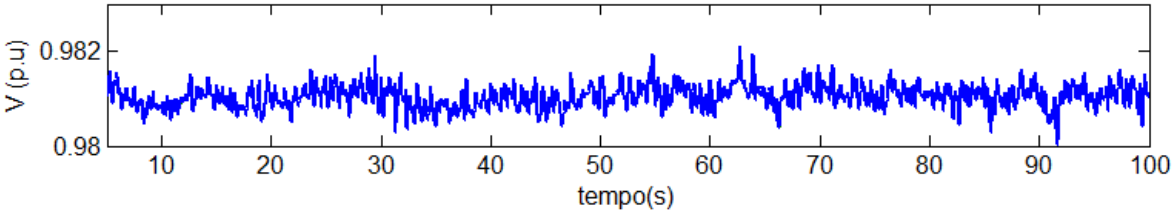


Figura 87 - Nível de tensão do PEBE em cenário de vazio 2020

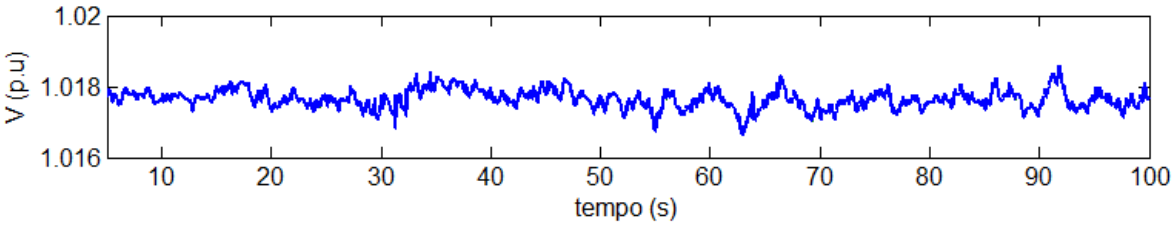


Figura 88 - Nível de tensão do PEF em cenário de vazio 2020

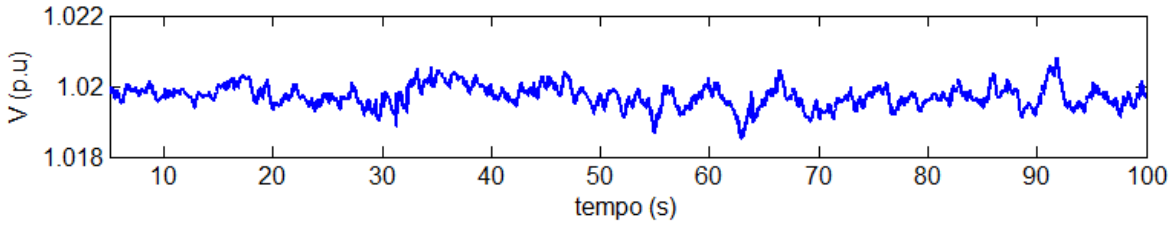


Figura 89 - Nível de tensão do PEM em cenário de vazio 2020

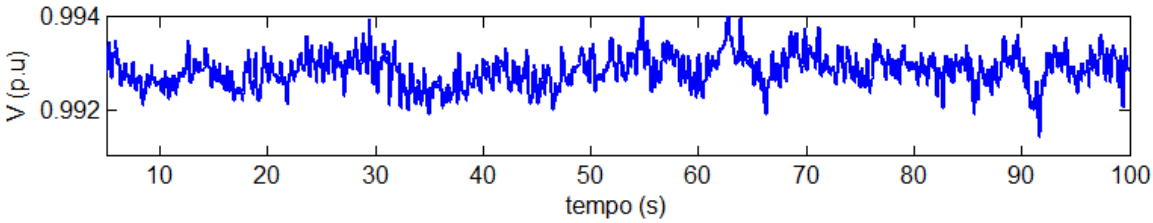


Figura 90 - Nível de tensão do CC no cenário 2020 período de vazio

A central CC e o PEBE por terem associados maiores cargas à jusante, conforme se pode verificar no esquema unifilar da rede elétrica na figura 26, fornecem um nível de tensão mais baixo do que os parques eólicos PEF e PEM. Estes fornecem um nível de tensão superior a 1 p.u, devido à quantidade de energia reativa capacitiva da linha de transmissão de 23 Km.

6.3 Variação do vento em 20%

Tal como referido foi, simulado no período de ponta uma variação de potência eólica na rede através da variação brusca da velocidade do vento. Para isso usou-se o sinal de velocidade do vento da figura 91 na entrada das turbinas eólicas que se traduz numa variação do vento de 8 m/s para 10 m/s.

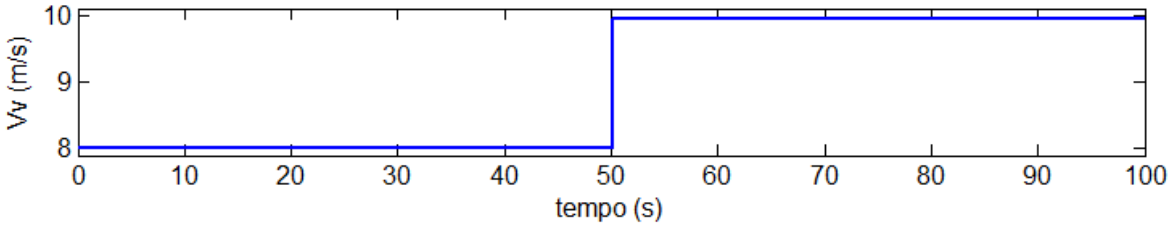


Figura 91 - Representação do aumento do vento em 20 %

Esta elevação brusca do vento representa uma perturbação na rede de pequena duração. Esta variação se traduz numa variação do binário mecânico entregue aos geradores eólicos e consequentemente numa variação da potência ativa produzida por estes. Neste cenário verifica-se uma alteração de potência entre os parques eólicos e o grupo *diesel* conforme representado nas figuras seguintes.

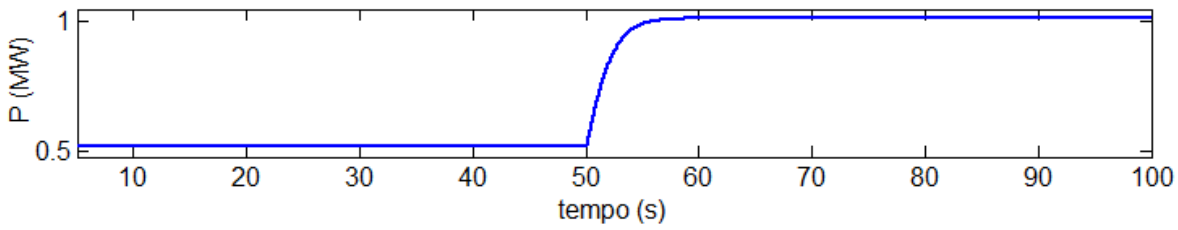


Figura 92 - Potência ativa do PEBE e PEF com a variação do vento

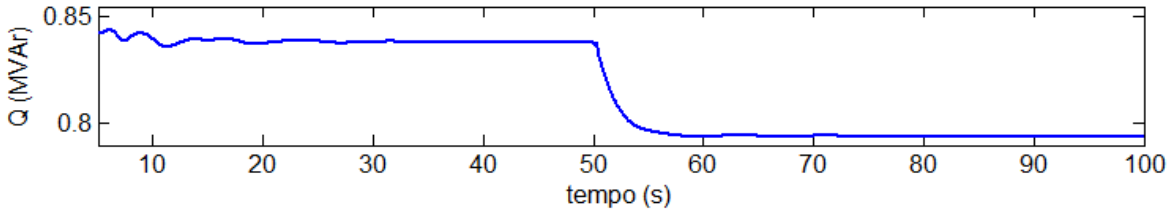


Figura 93 - Potência reativa do PEBE com a variação do vento

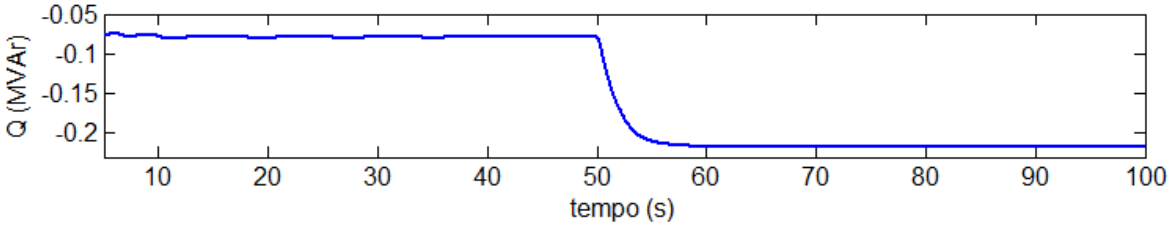


Figura 94 - Potência reativa do PEF com a variação do vento

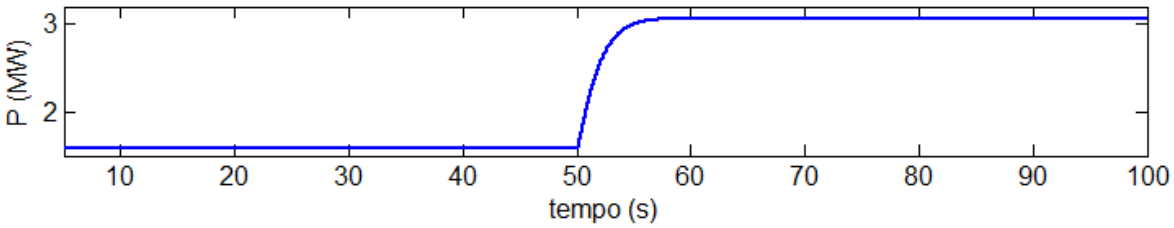


Figura 95 - Potência ativa do PEM com variação do vento

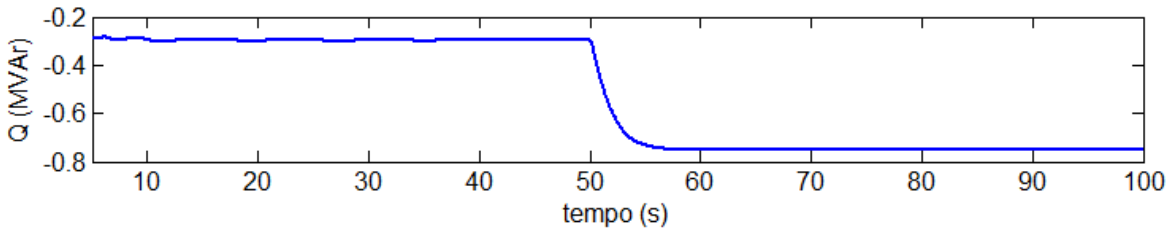


Figura 96 - Potência reativa do PEM com variação do vento

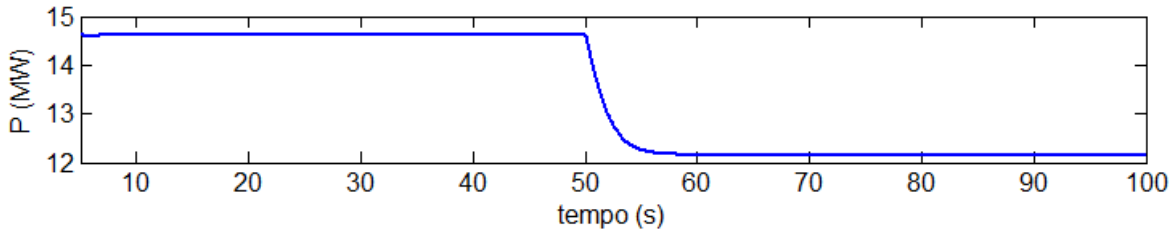


Figura 97 - Potência ativa do CC com variação do vento

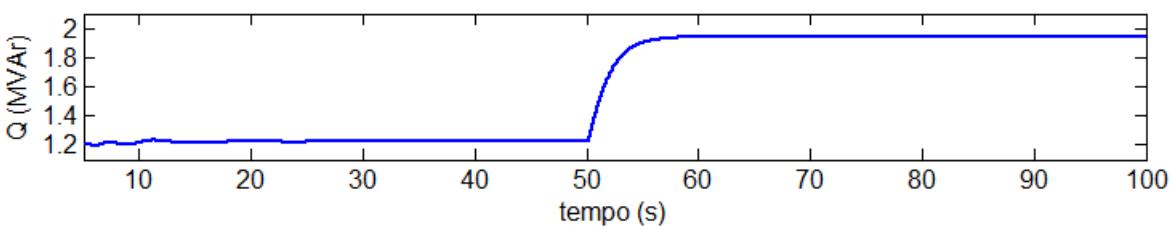


Figura 98 - Potência reativa do CC com variação do vento

No instante t=50 s, verificou-se uma inversão do nível de potência entre a central térmica e os parques eólicos. Também, se pode verificar nos gráficos que a potência reativa varia consoante o binário dos geradores, ou seja, existe um compromisso entre potência ativa e reativa em cada uma das máquinas. Este caso aplica-se, tanto aos geradores térmicos como também aos geradores eólicos.

Na figura 99 apresenta-se a variação da velocidade de rotor no gerador DFIG. Esta é uma particularidade desta topologia e conforme se pode verificar a variação da velocidade do vento traduziu-se numa variação de velocidade no rotor, por isso é denominado de gerador de velocidade variável (topologia III – DFIG).

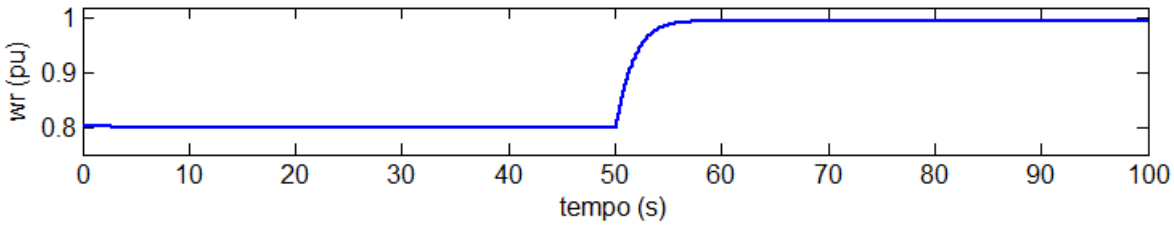


Figura 99 - Velocidade de rotação (wr) do gerador eólico

Também se pode verificar que após o aumento da velocidade do vento e consequentemente o aumento da potência nas produções eólicas, o gerador *diesel* de modo a manter o equilíbrio produção/consumo diminuiu a quantidade de potência ativa fornecida.

Conforme a figura 100, pode-se verificar a diminuição da excitação de uma das máquinas *diesel* com o aumento da velocidade do vento e consequentemente o binário na máquina de acordo com a figura 101.

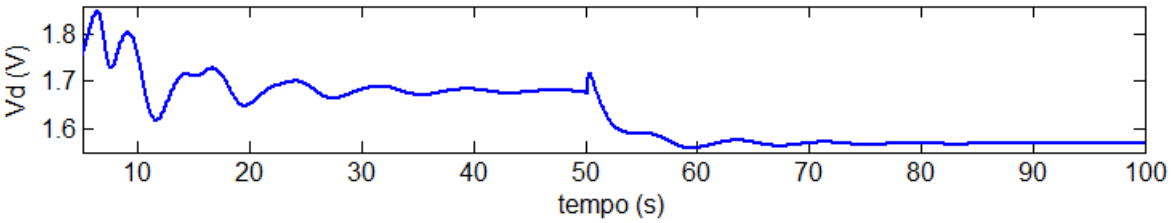


Figura 100 - Tensão de excitação numa das máquinas *diesel* do CC

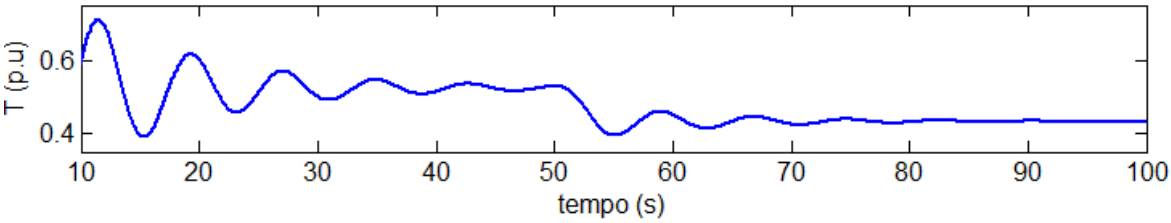


Figura 101 - Binário numa das máquinas *diesel* no CC

Também foi simulado uma perda de potência eólica na rede devido à queda da velocidade do vento verificando-se a situação inversa do caso apresentado. Ou seja, a perda de potência dos parques eólicos é compensado pelas unidades *diesel*.

Relativamente ao nível de tensão, como se pode observar nas figuras seguintes, respeita as regras para o normal funcionamento.

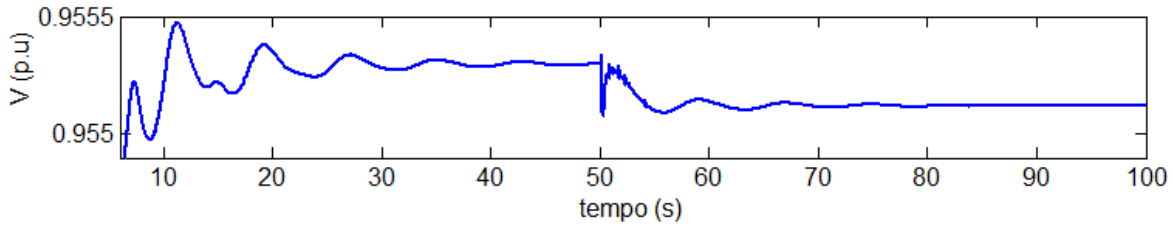


Figura 102 - Nível de tensão no PEBE com variação do vento

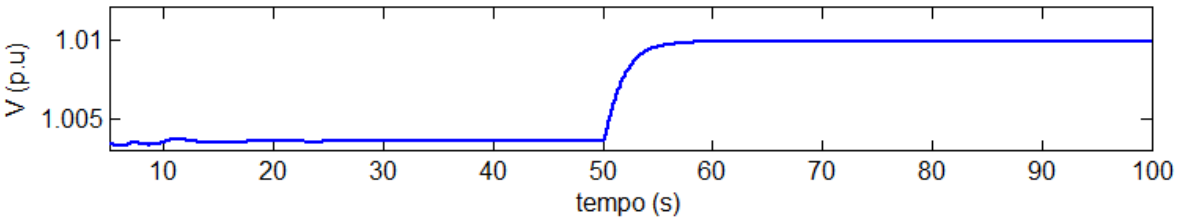


Figura 103 - Nível de tensão no PEF com variação do vento

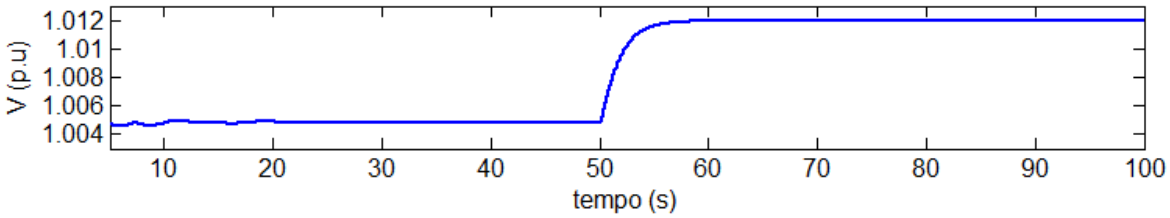


Figura 104 - Nível de tensão no PEM com variação do vento

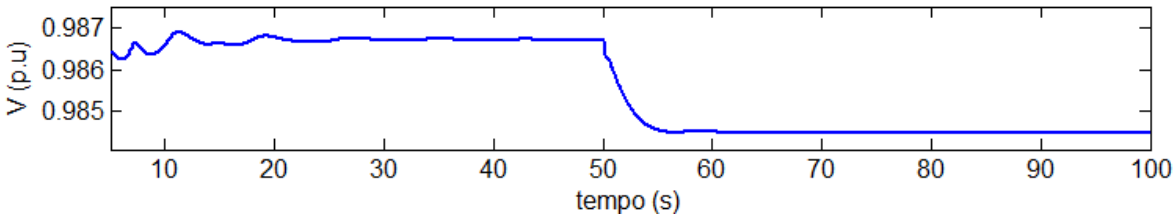


Figura 105 - Nível de tensão no CC com variação do vento

Nos parques eólicos um aumento da velocidade do vento faz-se também aumentar o nível de tensão nos barramentos. Isto é devido à diminuição da produção da potência reativa. Na central térmica CC, a situação é contrária, ou seja, o aumento de potência reativa causou uma diminuição no nível de tensão.

Embora as cargas não tenham sido objeto de estudo deste trabalho, na figura 106 apresenta-se o nível de tensão de um dos PT´s da rede.

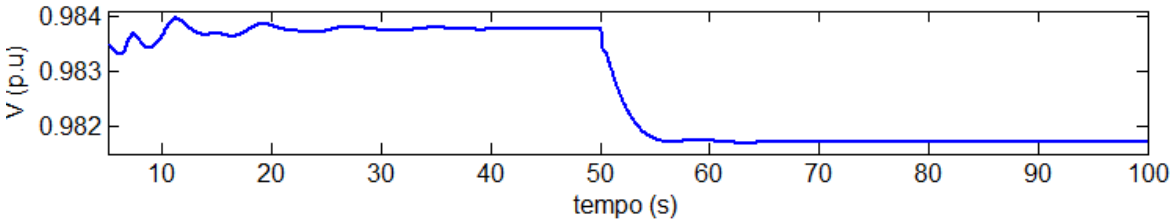


Figura 106 - Nível de tensão no PT (Aeroporto) com variação do vento

Como se pode verificar a variação da nível do vento traduz-se também numa variação do nível de tensão das cargas, mas nada que não seja aceitável para o normal funcionamento da rede.

Ainda neste estudo foi simulado a rede elétrica do cenário 2020 com um FP de 0.8, não se registando qualquer problema em termos de qualidade de energia, ou seja, o modelo consegue fornecer a quantidade de energia reativa solicitada e o nível de tensão nos principais barramentos respeita a norma adotada (NP EN 50160).

6.4 Curto-circuito na produção eólica

Para avaliar o comportamento da produção eólica durante e após um curto-circuito foi assumido que todos os geradores eólicos (topologia III - DFIG) têm nas suas máquinas as curvas FRT (proteção de minino de tensão - U<, ANSI 27) conforme apresentadas no capítulo 3.2.
Para esta análise de caso foram aplicados dois tipos de defeitos: Curto-circuito trifásico simétrico e curto-circuito fase-terra.
Como referido anteriormente os curto-circuitos fase-terra são mais frequentes representando cerca de 70 a 85% das falhas num SE, enquanto os curto-circuitos trifásicos simétricos são mais graves e menos frequentes com probalidade de cerca de 8 a 15% das falhas num SE, porém devido à sua magnitude de representar o pior caso, também é tida em conta nesta dissertação.
Em todos os casos foram realizados uma análise comparativa com a curva FRT, e caso não respeita a curva da sobrevivência imposta ao operador de rede, o gerador desconecta automaticamente por atuação do sistema de proteção de mínimo de tensão nas turbinas eólicas (U<).

6.4.1. Curto - circuito trifásico simétrico

Foi simulado um curto-circuito trifásico simétrico com uma duração de 300 ms na linha de transmissão entre o PEM e o PEF no instante t = 50 s da simulação conforme se encontra representado no diagrama da rede da figura 107.

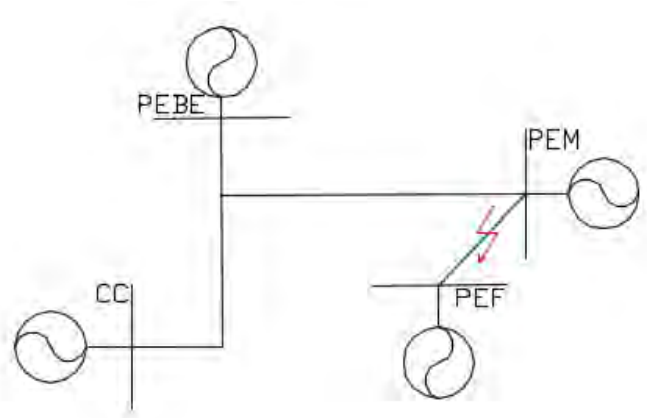


Figura 107 - Diagrama da rede com o curto-circuito entre PEM e o PEF

Considerou-se que a rede se encontra no cenário de ponta e de acordo com o despacho conforme apresentado no anexo A3. Nas figuras seguintes apresenta-se o comportamento do SE.

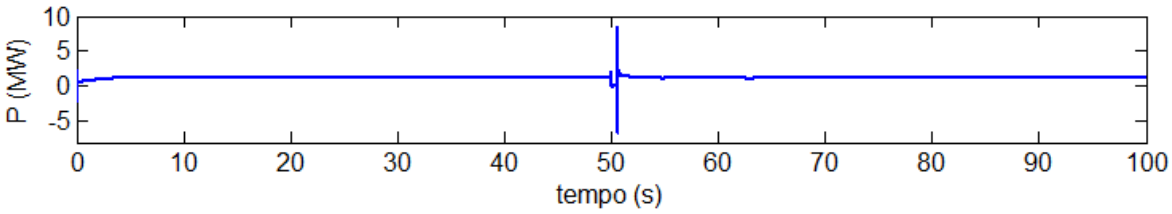


Figura 108 - Potência ativa do PEBE com o curto-circuito trifásico simétrico

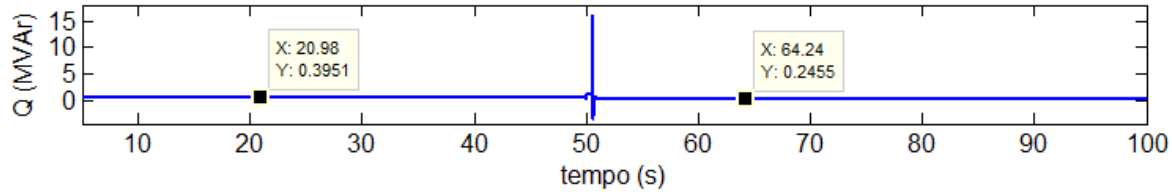


Figura 109 - Potência reativa do PEBE com o curto-circuito trifásico simétrico

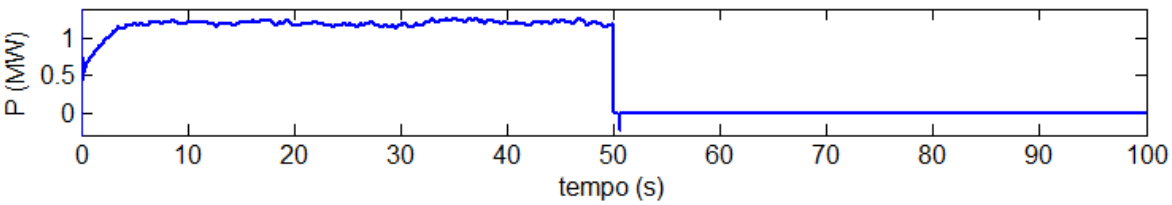


Figura 110 - Potência ativa do PEF com o curto-circuito trifásico simétrico

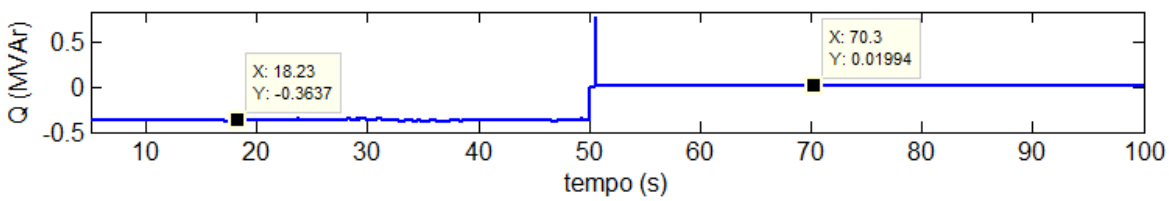


Figura 111 - Potência reativa do PEF com o curto-circuito trifásico simétrico

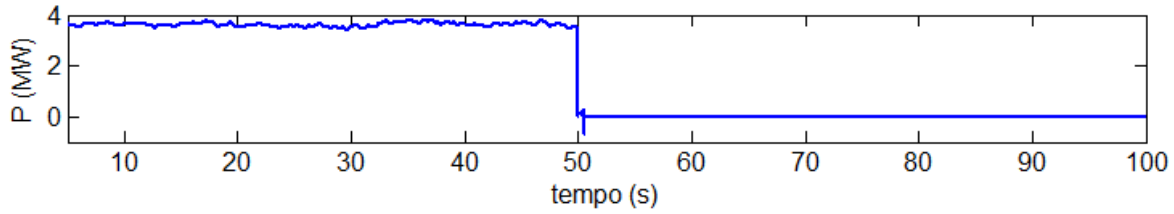


Figura 112 - Potência ativa do PEM com o curto-circuito trifásico simétrico

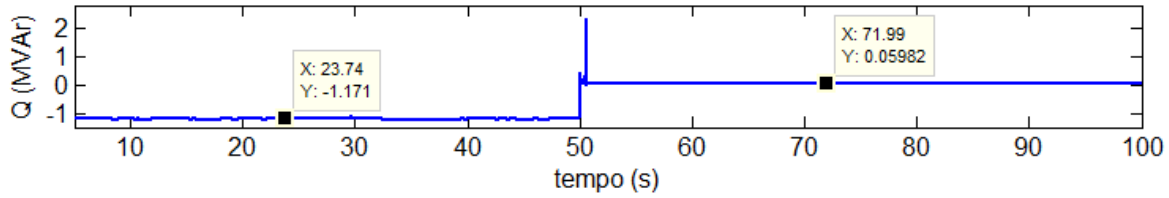


Figura 113 - Potência reativa do PEM com o curto-circuito trifásico simétrico

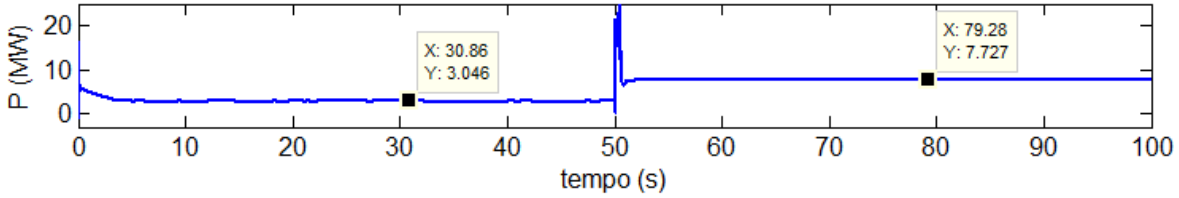


Figura 114 - Potência ativa do CC com o curto-circuito trifásico simétrico

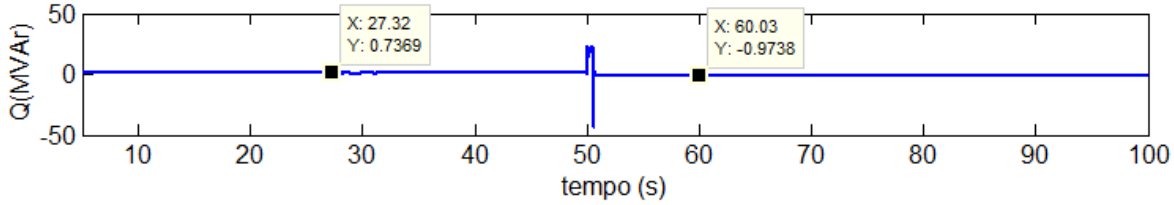


Figura 115 - Potência reativa do CC com o curto-circuito trifásico simétrico

Como se pode constatar nas figuras acima, com a simulação do curto-circuito trifásico simétrico entre o PEM e o PEF houve a atuação das proteções de mínimo de tensão (U<, ANSI 27) e a abertura do disjuntor da interligação neste dois parques aos 50,3 s (300 ms após a ocorrência do curto-circuito), ou seja o defeito conduziu a um abaixamento suficiente dos níveis de tensão levando à saída de serviço dos parques (PEM e PEF) por atuação das suas proteções.

O PEBE por estar mais distante (aproximadamente 30Km) do defeito sobreviveu à cava de tensão. Observa-se também que a CC apresenta a partir de t = 50.3 s, um aumento na produção da potência ativa e uma diminuição na produção da potência reativa devido à necessidade de compensar a potência perdida pelos parques PEM e PEF após a ativação do sistema de proteção uma vez que não respeitaram a curva FRT.

Nas figuras seguintes é apresentado o comportamento de tensão do SE.

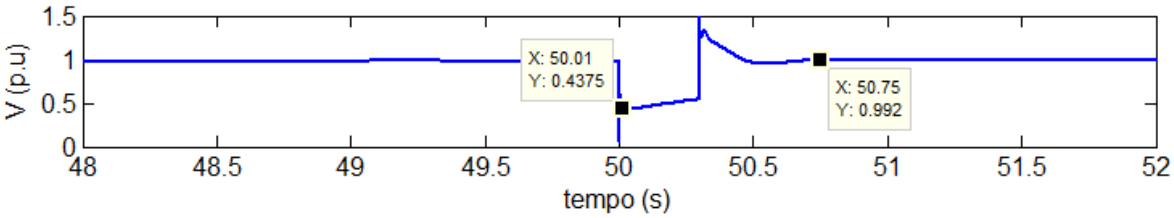


Figura 116 - Nível de tensão no PEBE com curto-circuito trifásico simétrico

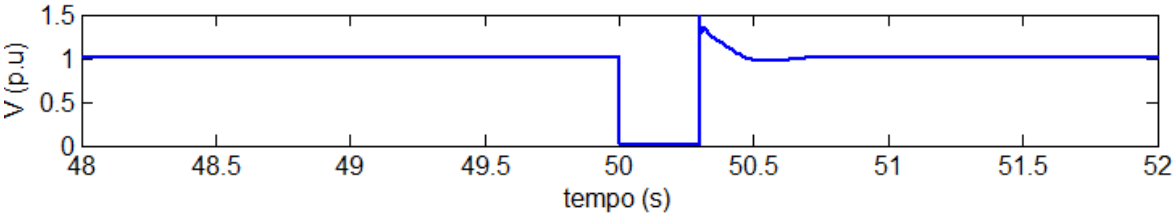


Figura 117 - Nível de tensão no PEF com curto-circuito trifásico simétrico

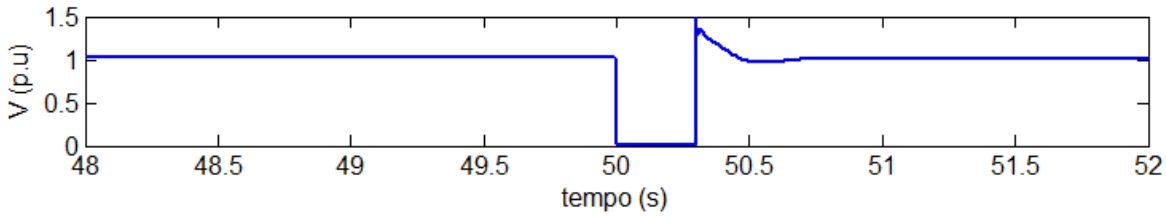


Figura 118 - Nível de tensão no PEM com curto-circuito trifásico simétrico

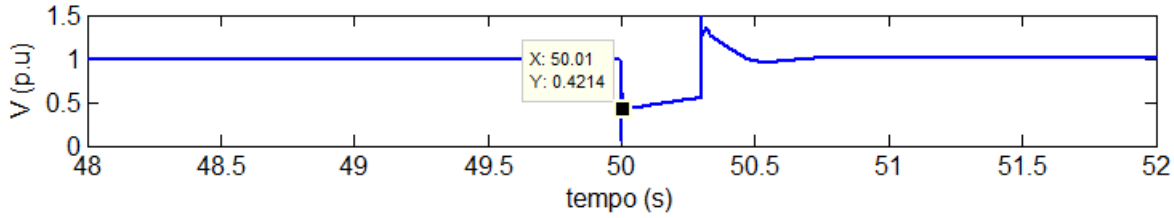


Figura 119 - Nível de tensão CC com curto-circuito trifásico simétrico

Observa-se facilmente que a perturbação analisada é efetivamente severa, provocando um desvio de tensão que não respeita a respetiva curva FRT. Após a ocorrência da referida perturbação t = 50 s, assim como era esperado houve uma queda de tensão aos terminais dos geradores dos parques eólicos (PEM e PEF) devido ao fraco desacoplamento entre a tensão e a potência ativa e à não predominância da reactância sobre a resistência na rede elétrica.

Também foi simulado o mesmo tipo de curto-circuito no barramento do PEBE e constatou-se que a situação é contrária ao caso apresentado. Aquando do defeito e posterior saída de serviço do PEBE, é a CC a responsável pela manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo e consequentemente a estabilidade na rede elétrica da Boa Vista.

Como se constata nas figuras acima, que representam o nível de tensão do SE durante o defeito, não há benefício com a injeção de corrente reativa, continuando a verificar-se praticamente a mesma cava de tensão. No entanto, observa-se que com a injeção da mesma, após a extinção do defeito, a tensão tende a atingir o seu valor nominal mais rapidamente.

6.4.2. Curto-circuito fase-terra

Também foi simulado um curto-circuito fase-terra com impedância nula (franco) e uma duração de 300 ms no barramento do PEBE no instante t = 50 s da simulação, conforme representa o diagrama da rede da figura 108, de modo a analisar o comportamento da rede com esta perturbação.

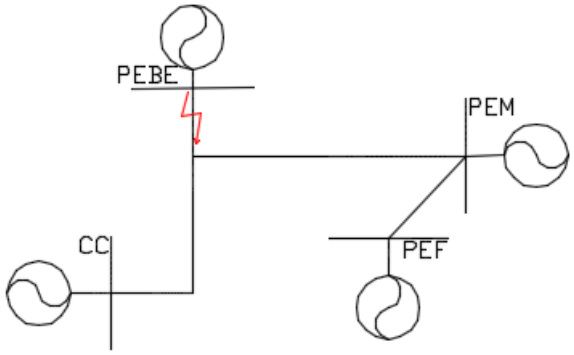


Figura 120- Diagrama da rede com o curto-circuito no PEBE

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos do cenário descrito.

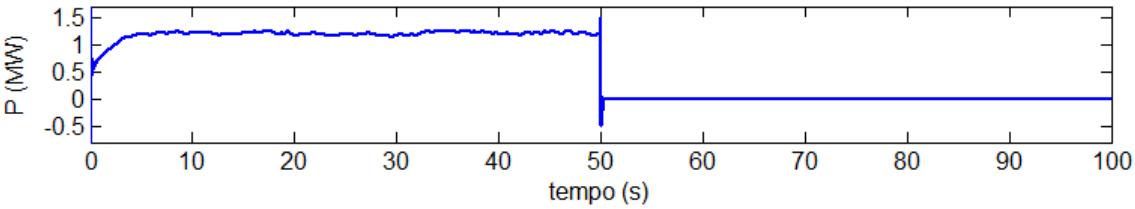


Figura 121 - Potência ativa do PEBE com o curto-circuito fase-terra

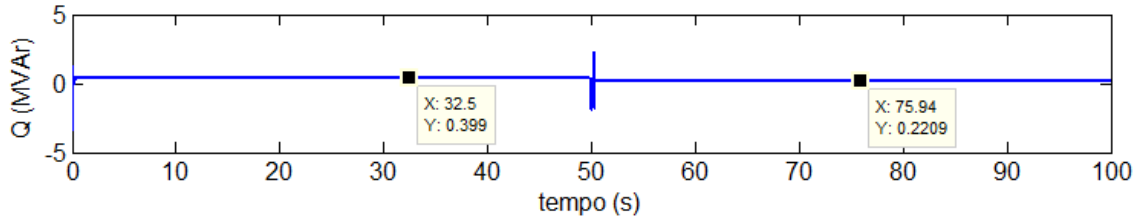


Figura 122 - Potência reativa do PEBE com o curto-circuito fase-terra

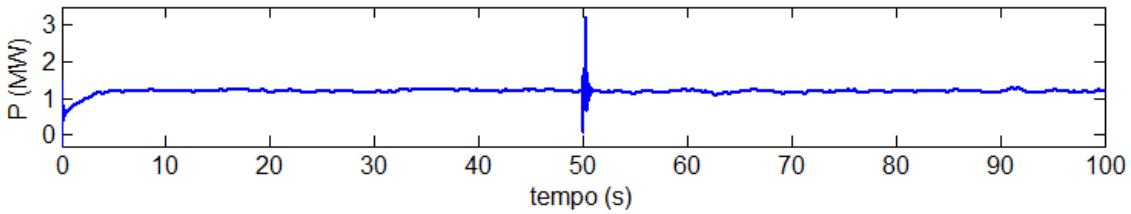


Figura 123 - Potência ativa do PEF com o curto-circuito fase-terra

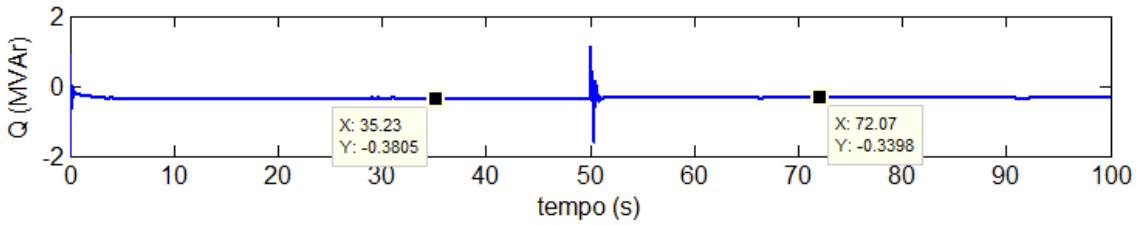


Figura 124 - Potência reativa do PEF com o curto-circuito fase-terra

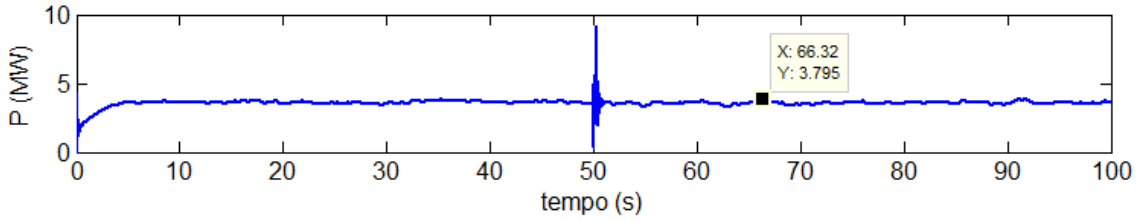


Figura 125 - Potência ativa do PEM com o curto-circuito fase-terra

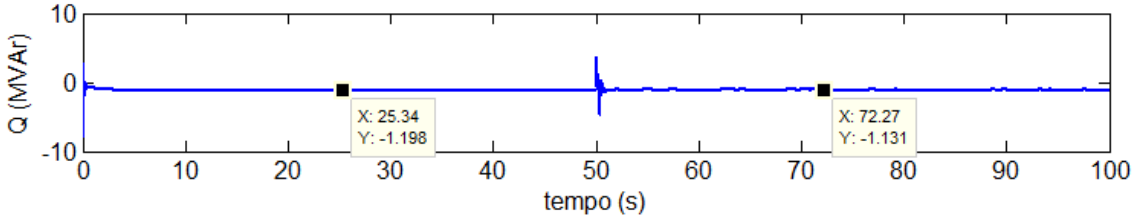


Figura 126 - Potência reativa do PEM com o curto-circuito fase-terra

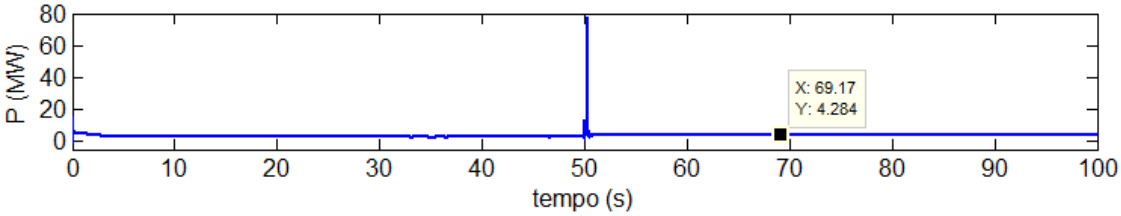


Figura 127 - Potência ativa do CC com o curto-circuito fase-terra

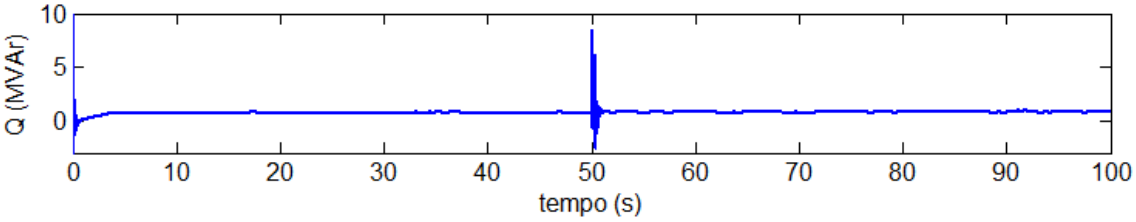


Figura 128 - Potência reativa do CC com o curto-circuito fase-terra

Como se pode verificar, 300 ms após a ocorrência do defeito, houve um abaixamento de tensão no local do defeito levando à saída do PEBE da rede por atuação das suas proteções. Enquanto os outros dois parques eólicos por estarem mais distante (aproximadamente 30Km do defeito) sobreviverem à cava de tensão. Verifica-se também que a partir de t = 50.3 s, a CC apresenta um aumento na produção da potência ativa e uma diminuição na produção da potência reativa devido à necessidade de compensar a potência perdida pelo PEBE

Relativamente ao nível de tensão, nas figuras seguintes é apresentado o comportamento da tensão do SE após o defeito.

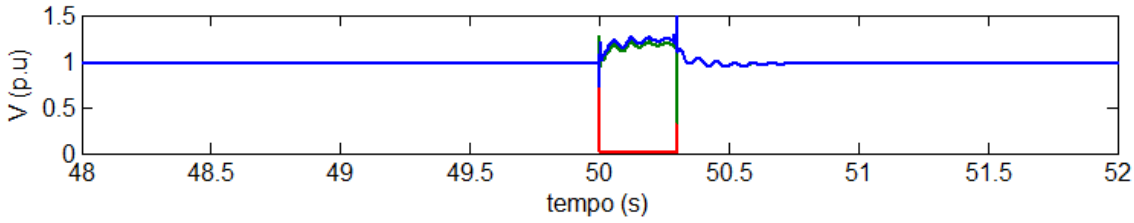


Figura 129 - Nível de tensão PEBE com curto-circuito fase-terra

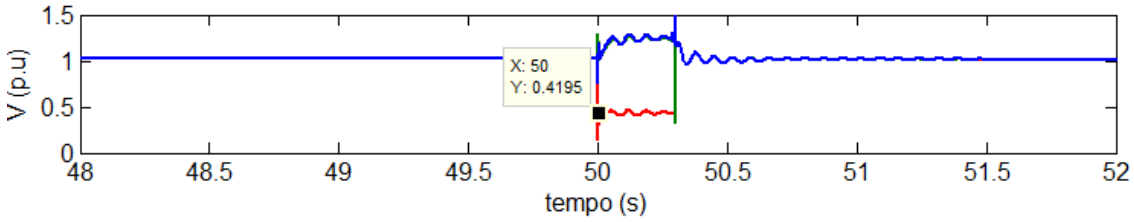


Figura 130 - Nível de tensão PEF com curto-circuito fase-terra

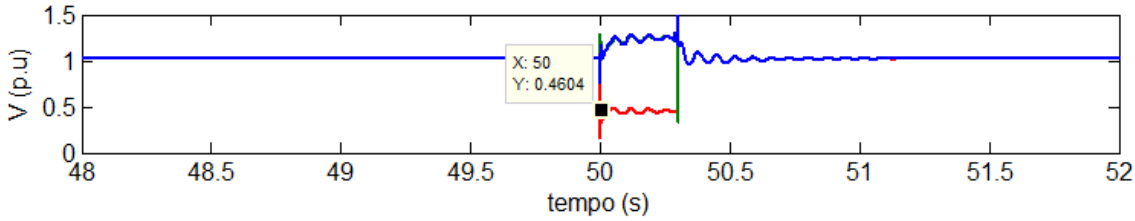


Figura 131 - Nível de tensão PEM com curto-circuito fase-terra

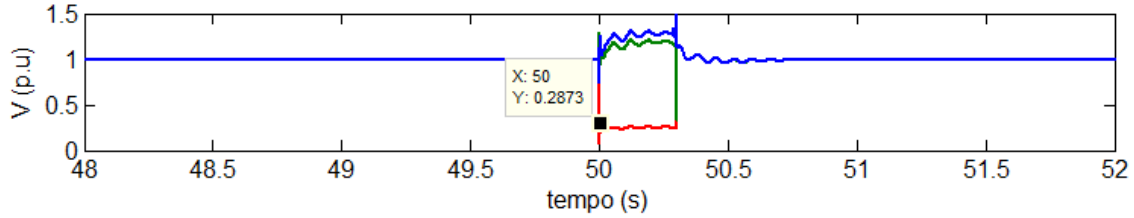


Figura 132 - Nível de tensão CC com curto-circuito fase-terra

Como se pode verificar nas figuras acima, o nível da tensão no local do defeito, (barramento PEBE) é zero durante 300 ms, o que levou à atuação das proteções de mínimo de tensão (U<, ANSI 27) e à abertura do disjuntor da interligação do parque no instante 50,3 s.

6.5 Análise dos resultados

De uma forma geral, os resultados evidenciaram uma resposta positiva, onde todos os cenários analisados, inclusive as perturbações, evidenciam que o sistema eletroprodutor da ilha da Boa Vista tem atualmente um normal funcionamento e a penetração de potência eólica prevista na rede (10,2 MW), dadas as condições e limites estipulados até 2020 não traz problemas de estabilidade e segurança dinâmica a nível de tensão na rede. Portanto em todos os casos, verifica-se o cumprimento da norma NP EN 50160, que refere que os valores eficazes médios devem situar-se na gama de $U_N \pm 10\%$.

A avaliação da capacidade de penetração de potência eólica na rede elétrica de ilha da Boa Vista foi realizada com base em características reais e teve em conta as contingências atuais da referida rede, a qual foi representada numa plataforma de simulação dinâmica no ambiente *Matlab/Simulink*® com o objetivo de estudar a estabilidade da rede a nível de tensão e que para tal foram analisados os seguintes cenários de estudo:

Cenário 2015 - (período de ponta e vazio), este é o cenário base e de referência para o caso de estudo, onde mostra nitidamente que o modelo construído na plataforma de simulação testemunha as situações reais de diagrama atual da ilha da Boa Vista conforme os dados disponibilizados pela AEB (Empresa gestora da rede), em que comprova o normal estado de funcionamento atual da rede elétrica. Neste cenário a capacidade térmica de geração é de 13040 kW e 2550 kW de potência eólica, perfazendo no total 15590 kW de potência instalada. No período de ponta regista-se um consumo de 6.13 MW e 1.5 MVAr de potência reativa e durante as horas de vazio a rede consome 2.2 MW de potência ativa e 0.55 MVAr de potência reativa. Registou-se uma participação positiva da turbina, comparticipando aproximadamente com a mesma quantidade de energia apresentada nos dados disponibilizados pelo operador da rede em estudo. Apresenta o normal funcionamento a nível de tensão nos principais barramentos, com uma média de 0.97 p.u durante o período de ponta e 1.03 p.u durante o vazio devido ao maior nível de flutuação na rede.

Cenário 2020 - Objeto de estudo deste trabalho, onde foram analisados os próximos investimentos da rede MT de 20 kV da ilha da Boa Vista. Neste cenário são integrados mais 2 parques eólicos PEM e PEF com as respetivas potências, 7.65 MW e 2.55 MW. Também são integrados mais 4 geradores *diesel* de 3.5 MW, num total de 14 MW de forma a poder dar resposta à ponta prevista no sistema, que é aproximadamente 18 MW. Neste período, (período de ponta) a central térmica contribuiu com uma potência de 14.8 MW e 5 MVAr de potência reativa, enquanto as turbinas contribuíram com os restantes 20% do consumo de energia da rede neste cenário. No período de vazio como a velocidade do vento é maior, a potência eólica teve uma participação de 60 % no diagrama de carga, e mesmo assim houve o normal funcionamento da rede, não tendo sido verificados problemas de estabilidade a nível de tensão nos barramentos da rede.

Entretanto com a penetração desses dois parques eólicos (10.2 MW), como se tinha previsto registaram-se maiores flutuações de potência na rede. Para o período de ponta a complementaridade entre a potência do *diesel* e dos parques eólicos é notório. Enquanto no período de vazios verificaram-se algumas particularidades, entre os quais, o baixo consumo, elevada produção eólica e a saída de funcionamento de alguns geradores *diesel* que levaram inevitavelmente a uma diminuição da capacidade de controlo e estabilização face as flutuações de potência introduzidas pela produção eólica. Os resultados são claros, as figuras entre 80 a 86 evidenciam neste cenário maiores flutuações de potência das produções eólicas e da produção *diesel* e consequentemente maiores flutuações nos seus respetivos níveis de tensão representado nas figuras 87, 88, 89 e 90. Embora as cargas não foram o objeto de estudo da presente dissertação também verificou-se maiores níveis de flutuações de potência neste período.

Perturbações na rede - Atendendo às perturbações da rede elétrica definidos para este caso de estudo foi avaliado o impacto que estes podem causar na mesma, (Variação da velocidade do vento e analise de curto-circuitos). Tal como esperado a variação da velocidade do vento, traduz-se numa variação do binário e consequentemente a potência ativa/reativa produzida na máquina, onde em todos os casos analisados as unidades *diesel* são complementares às potências eólicas produzidas, independentemente da quantidade de energia procurada.

Em particular na simulação do caso apresentado (aumento da velocidade do vento em 20%), os parques eólicos aumentarem a potência ativa e diminuírem a quantidade de potência reativa. Isto deve-se ao facto das máquinas assíncronas estarem a produzir maiores quantidades de potência ativa e por conseguinte necessitam de menos energia reativa. Esta variação do nível de vento traduz-se também numa variação do nível de tensão, tanto nas produções assim como nas cargas, mas nada que não seja aceitável para o normal funcionamento da rede elétrica. Também foi simulado a situação inversa do caso apresentado (queda da velocidade do vento em 20%), verificando-se a perda de potência eólica na rede devido à diminuição da velocidade do vento, sendo esta perda de potência compensada pelas unidades *diesel* e os níveis de tensão da rede são aceitáveis para o normal funcionamento da rede elétrica.

Quando os parques eólicos foram submetidos aos curtos-circuitos, tanto para curto-circuitos trifásicos simétricos e curto-circuitos fase-terra, houve uma queda de tensão aos terminais dos geradores no local do defeito devido ao fraco desacoplamento entre a tensão e a potência ativa e à não predominância da reactância sobre a resistência na rede e por conseguinte a abertura das proteções de mínima tensão (U<). Os curto-circuitos tiveram uma duração de 300 ms, suficientemente severos para provocar a saída de serviço dos parques eólicos próximos da zona de defeito.

Devidas as características dos geradores eólicos conduzem à perda de quantidades significativas de produção da potência ativa, que por sua vez provocam a queda súbita de tensão aos terminais dos geradores no instante da perturbação, sendo zero na zona do defeito e valores

próximos de zero nos barramentos circundantes ao local de defeito, variando a intensidade consoante a distância. Após a ocorrência, as velocidades angulares dos rotores, as diferenças dos desvios angulares e a transferência de potência sofrem grandes alterações, cuja amplitude depende da localização e da severidade da perturbação.

No entanto, não houve problemas de estabilidade e segurança dinâmica na rede, tendo os geradores reagidos às cavas de tensão após o aparecimento do curto-circuito através da atuação da malha de controlo de velocidade, que tende a seguir o balanço de potência, mantendo a estabilidade e contribuindo para a recuperação da tensão. Em relação à potência reativa injetada pela máquina, esta sofre um aumento brusco no instante do curto-circuito, voltando perto do seu valor inicial alguns segundos após a eliminação do defeito.

Para todos os casos atrás mencionados a rede foi simulada com um FP de 0.97 (indutivo), no entanto, também foi simulado com um FP de 0.8, porém não houve nenhum problema em termos de qualidade de energia elétrica fornecida em relação aos níveis de tensão nos barramentos do SE, ou seja, o modelo consegue fornecer a quantidade de energia reativa solicitada e o nível de tensão nos respetivos barramentos está de acordo com a norma adotada (NP EN 50160).

Portanto, ficou evidente que mesmo com a perda total das produções eólicas, a central térmica tem capacidade de suportar a carga de ponta prevista no sistema (18 MW). E que para o horizonte temporal “2020” dadas as condições e limites estipulados os investimentos de produção eólica não trazem problemas técnicos em termos de segurança dinâmica e estabilidade do nível de tensão da rede elétrica da ilha da Boa Vista.

Capítulo 7
Conclusões e trabalhos futuros

7.1 Síntese e conclusões

A energia eólica em particular na ilha da Boa Vista é bastante intermitente com variações do vento inversa à necessidade das cargas e dado que não existem recursos hídricos para armazenamento de energia, nem projetos para equipamentos específicos de controlo para a garantia da segurança e estabilidade no abastecimento de energia, aconselha-se o limite técnico de penetração de produção eólica em função da ponta do sistema. A energia fotovoltaica que ocorre durante os períodos de maior consumo com características mais constante e previsíveis, pode ser uma fonte com maior facilidade de penetração nesta rede, no entanto não tira espaço à energia eólica, pois esta dá uma resposta ao investimento em menor tempo. A topologia do gerador eólico utilizado na rede estudada oferece uma boa integração com desempenho um pouco semelhante às unidades *diesel* em termos de estabilidade de tensão, com uma rápida resposta sob situações transitórias e dinâmicas independentes da energia procurada na rede. Por outro lado possui também melhorias na qualidade de energia elétrica com benefícios na redução do nível de *flicker*, filtragem de harmônicas de baixa ordem e limitação na corrente de arranque [6].

Em conformidade com o planeamento energético para a ilha da Boa Vista até 2020, os resultados obtidos evidencia que a penetração de potência eólica prevista não cria problemas técnicos em termos de nível de tensão. Esta análise do comportamento dinâmico da rede foi realizada para os cenários mais severos em termos da estabilidade - cenário de ponta e vazio. Sendo este último, o cenário de exploração mais critica, caracterizada por uma carga reduzida e uma menor constante de inércia e reserva girante presentes no sistema é mais vulnerável às variações de produção eólica. Porém as unidades *diese*l demostraram ter capacidade para manter a estabilidade de tensão na rede mesmo em cenários de perturbações com elevada produção eólica. A grande mais-valia dos trabalhos de modelação é o fato de permitir avaliar na fase de planeamento todos os fatores que podem influenciar a penetração de fontes de energias renováveis numa rede, fornecendo assim a possibilidade de trabalhos de preparação e atualização das redes elétricas com integração de novas formas de energia. Desse modo, torna-se numa ferramenta indispensável e um meio de estudo e prevenção dos efeitos transitórios que podem colocar em risco o normal funcionamento do SE.

7.2 Trabalhos futuros e perspetivas

A presente dissertação constitui uma abordagem integrada à modelação dinâmica de redes isoladas com penetração de energia eólica e que abre perspetivas para desenvolvimento de trabalhos futuros quer nos temas nela abordada, quer em temas com ela relacionados, assim como com questões que lhe são próximas. Nos pontos seguintes apresentam-se alguns tópicos considerados interessantes e promissores para trabalhos futuros:

- Efetuar estudos dinâmicos na referida rede com novas formas de produção distribuída, como por exemplo, a energia fotovoltaica e energia das ondas, de modo a avaliar o impacto destas na estabilidade de tensão ao nível do sistema eletroprodutor.
- Aplicar este estudo a outras redes isoladas de Cabo Verde, tendo em conta o panorama de penetração de 50 % de energias renováveis até 2020 e outros cenários e/ou perturbações possíveis numa rede elétrica.
- Aplicar modelos matemáticos conveniente para analisar a rede em termos de estabilidade de frequência.
- Desenvolver modelos da rede em outros programas computacionais, como por exemplo, o Homer Energy, EUROSTAG, PSAPAC e o PSS/E para efetuar uma análise comparativa com os resultados obtidos no *Matlab/Simulink*® de forma a retirar outras conclusões de interesse para o planeamento energético nacional.
- Aplicar outras metodologias com possibilidade de avaliação da capacidade de penetração de energia eólica com adoção de medidas de controlo preventivo e corretivo e/ou equipamentos específicos, como por exemplo volantes de inércia, STATCOM, etc. que possibilitem uma exploração de uma forma ainda mais segura.
- Desenvolver algoritmos que permitem efetuar o deslastre de cargas por mínimo de tensão (controlo *fuzzy*) em caso de instabilidade. E determinar a quantidade de cargas e definir quais a deslastrar (cargas prioritárias e não prioritárias).
- Construir modelos de parques eólicos com outras tecnologias (ex: PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*) com conversores eletrónicos dinâmicos que realizem a regulação de tensão e frequência e/ou também com grupos *diesel* com aplicação da maquina assíncrona, de modo a efetuar estudos de estabilidade na redes isoladas em Cabo Verde, inclusive a da Boa Vista.
- Estudar o impacto de armazenamento de energia nas redes elétricas de Cabo Verde, em particular na rede elétrica da ilha da Boa Vista

7.3 Estratégias de Cabo Verde para maximizar a penetração das energias renováveis

A implementação de uma política energética que envolve a administração pública, a sociedade civil e os sectores privados constitui o elemento crucial para a realização da agenda de transformação de Cabo Verde para abastecimento energético seguro e sustentável. Esta política dever-se a enquadrada de modo manter o equilíbrio macroeconómico, e nesta perspetiva deve-se agir sobre os seguintes instrumentos chaves: reforço da capacidade institucional, política de preços com reestruturação do setor energético, política fiscal e adoção de novas tecnologias. Para o cumprimento desta pretensão considera-se urgente a necessidade de garantia da fiabilidade e segurança na exploração das redes elétricas com penetração de energias renováveis no sentido de reforçar as linhas MT de forma a evitar sobrecarga devido ao trânsito de potência gerado por fontes renováveis, automatização das unidades *diesel* de forma a responder às flutuações nas redes e criar sistemas de despacho para gestão das redes elétricas em cenários de elevada penetração das energias renováveis. A meta assumida requer a concretização de um plano ambicioso de investimentos, além de prever Cabo Verde como "*Custle*r" de energias renováveis de forma a minimizar os custos de transportes dos componentes de energia renovável, é importante que o país tenha a capacidade de importar e sobretudo formar recursos humanos nesta área. Por outro lado, reduzir as perdas técnicas, trabalhar na fiscalização das redes de distribuição de energia, e sobretudo aproveitar as potencialidades que Cabo Verde tem sobre a tecnologia NZEB (*Nearly Zero Energy Buildings*) de modo a maximizar a eficiência energética. E dado que o impacto ambiental que decorre no desenvolvimento das energias renováveis é muito positivo, embora o país não faça parte do grupo dos maiores poluentes a nível mundial, é importante juntar força com os que no plano internacional procuram combater o aquecimento global, na perspetiva de que cada tonelada de CO_2 que não é emitida para a atmosfera é um contributo valioso para a vida no planeta, além da economia gerada na venda de Créditos de Carbono (CDM).

Portanto, é recomendável que as futuras unidades geradoras de energia sejam preferencialmente de fontes renováveis, com destaque para a energia eólica, conforme refletido em [20] apresenta maior rentabilidade económica do que a energia fotovoltaica. Porém é importante continuar a investigação e avaliação dos custos das centrais fotovoltaicas e sobretudo sob o ponto de vista da sua expansão. Por fim deve-se salientar que é muito importante estudar cada rede isolada detalhadamente, pois só com um adequado planeamento é possível garantir a qualidade no fornecimento da energia elétrica a um menor custo.

Referências bibliográficas

[1] 1º DRAFT - Relatório de Base para Cabo Verde, “PLANO ESTRATÉGICO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS DE CABO VERDE 2011-2020,” Direção Geral de Energia & Centro para as Energias Renováveis e Eficiência Energética da CEDEAO (ECREEE), Praia, Cabo Verde, Outubro de 2014.

[2] Gesto Energy Solutions, A Part of MARTIFER, “Plano Energetico Renovavel de Cabo Verde - Plano Energetico Renovavel de Cabo Verde,” Lisboa, 2011.

[3] Thomas Ackermann, Wind Power in Power Systems, Second, Ed., Germany: Energynautics GmbH, WILEY, 2004.

[4] Prabha Kundur, “Power Systems Stability and Control,” Power Sistems Planning and Operations Program Eletric Systems Division, California, 1993.

[5] António Carvalho de Andrade, “"Análise de estabilidade de tensão em sistemas elétricos de energia", Ph.D Dissertation,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Setembro de 2005.

[6] Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira, “ESTUDO DA ESTABILIDADE DINÂMICA DE TENSÃO EM REDES COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA, Ph. D Dissertation,” Programa Doutoral em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, 2013.

[7] Lopes, J. A. Peças, “Impacto da integração da geração eólicas nas redes eléctricas,” FEUP, Porto, 2006.

[8] Carlos Coelho Leal Moreira, “IDENTIFICATION AND DEVELOPMENT OF MICROGRIDS EMERGENCY CONTROL PROCEDURES, Ph. D Dissertation,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, PORTO, 2008.

[9] Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos, “ Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática, Ph. D Dissertation,” FEUP, Porto, 2007.

[10] Ana Estanqueiro, “ "Modelação dinámica de parques eolicos", Ph. D Dissertation,” Instituto Superior Tecnico, Lisboa, 1997.

[11] Rogério Gaspar de Almeida, “ "Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente

Alimentados", Ph. D Dissertation," Faculdade Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2006.

[12] JOSÉ PEDRO SUCENA PAIVA, REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA. UMA ANÁLISE SISTÉMÀTICA, Lisboa: Colecção Ensino da Ciência e da Tecnologia, 2015.

[13] Luis Carlos Rodrigues Junior, ""Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais", M.S. Thesis," UNIVERSIDADE DE LISBOA- Faculdade de Ciencias, Lisboa, 2012.

[14] Mascarenhas, Egas Sidney Fernandes, "Modelação dinâmica de rede com integração de centrais eólicas, M.S. Thesis," UNIVERSIDADE DE LISBOA, Faculdade de Ciencias, Lisboa, 2015.

[15] José Autílio Moreira da Silva, "Avaliação do Impacto da Integração de Produção Dispesa de de Origem Renovavel na Rede Eletrica de Santiago -Cabo Verde, M.S Thesis," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Porto, Janiero de 2011.

[16] Nuno José Abreu e Sousa Cabeti Gil, "Elaboração de procedimentos e critérios para definição de limites de elegibilidade de aceitação de produção renovável em redes isoladas, M.S. Thesis," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Porto, 2003.

[17] Henrique Tiago Silva Teixeira, "Avaliação da Capacidade de Integração de Potência Eólica na Rede Eléctrica da Ilha de São Miguel, M.S. Thesis," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Porto, Julho de 2011.

[18] Jan MachoWski, janusz W. Bialek, James R. Bumby, Power Sistems Dinamics Stability and Control, Second Edition, United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd., 2008.

[19] M. Singh, E. Muljadi, J. Jonkman and V. Gevorgian, "Simulation for Wind Turbine Generators—With FAST and MATLAB-Simulink Modules," NREL - National Renewable Energy Laboratory, Nanyang Technological University, Nanyang Ave, Singapura, April 2014.

[20] Gesto Energy Solutions, A Part of MARTIFER, "Plano Energetico Renovavel CABO VERDE - Plano de Investimentos," Lisboa, 2011.

[21] Gesto Energy Solutions, A Part of MARTIFER, "Plano Energtico Reovavel de Cao Verde- Especificação Conceptual do modelo SIMRES®," Lisboa, 2011.

[22] Member IEEE, Victor Flores Mendes, Silas Yunghwa Liu e Selênio Rocha Silva, "Controle de Aerogeradores Duplamente Excitados Durante Afundamentos Momentâneos de Tensão Desequilibrados," FAPEMIG e CAPES/CNPQ.

[23] Tomás Perales Benito, Práticas de Energia Eólica, Lisboa: PUBLINDUSTRIA, LDA, 2012.

[24] Resolução do Conselho de Ministros, n.o 20/2013. Diário da República, 1.a série – N.o 70 – 10 de abril de 2013, pp. 2022., “https://dre.pt/,” [Online]. [Acedido em 25 08 2016].

[25] IRENA, “Agência Internacional para as Energias Renováveis,” Renewable capacity statistic 2016, Març 2016. [Online]. Available:

http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf. [Acedido em 2016 04 29].

[26] RESENDE, FERNANDA DE OLIVEIRA, “EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA,” *Engineering and Technology Journal,* 2011.

[27] Nuno Joaquim Preto Oliveira Barros, “Análise do Impacto da Integração de Energias Renovavies na Rede de Distribuição, M. S. Thesis,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, FEUP, Porto, janeiro de 2011.

[28] Portal Energias Renovaveis, “Os 10 maiores aerogeradores do mudo,” Agosto2015. [Online]. Available: http://www.portal-energia.com/os-10-maiores-aerogeradores-do-mundo/. [Acedido em 29 06 2016].

[29] Word Wind Energy Association, “Word Wind Energy Association,” 2015 10 23. [Online]. Available: http://www.wwindea.org/hyr2015/. [Acedido em 29 04 2016].

[30] Rui M.G. Castro, “INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA,” em *Energias Renováveis e Produção Descentralizada* , UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA -INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO/DEEC / Secção de Energia, Janeiro de 2003 (edição 1).

[31] Pedro Filipe Aires Eugénio, “Integração de Parques Eólicos Offshore nas Estratégias de Reposição de Serviço de Redes Continentais, M.S. Thesis,” Faculdade de Engenharia da univesidade do Porto, FEUP, Porto, Setembro de 2014.

[32] R. S. Leão, F. L. Antunes, T. M. Lourenço e K. R. Andrade Jr., “A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid,” IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 7, NO. 6, DECEMBER 2009.

[33] Walmir Freitas, André M. França, José Carlos M. V. Jr. e Luiz Carlos da Silva, “ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE GERADORES SÍNCRONOS E GERADORES DE INDUÇÃO COM ROTOR TIPO GAIOLA DE ESQUILO PARA APLICAÇÃO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” *Revista Controle & Automação/Vol.16 no.3/Julho, Agosto e Setembro 2005.*

[34] P. V. Silva, Member, IEEE, R. F. Pinheiro, A. O. Salazar, L. P. Júnior, Member, IEEE and C. C. Azevedo, “A Proposal for a New Wind Turbine Topology Using an Electromagnetic Frequency Regulator,” *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS,* vol. VOL. 13, p. 1, 2015.

[35] F. M. H. Garcia, M. Z. Fortes, Member, IEEE, J. E. V. Fassarela, F. B. Magalhães, F. Z. Fortes, and A. S. Delfino, “Undervoltage Effects Analysis in Soft-Starters,” *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, ,* vol. 14, 2016.

[36] Campbell, J. Bowerfind and S.J., “Application of Solid-State AC Motor,” IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 109-114.

[37] SDTIBM, Sociedade de Desenvolvimento Turístico das Ilhas da Boa Vista e Maio, [Online]. Available: httpwww.sdtibm.cv/index.php?option=com_content&view=article&id=85&Itemid=96&lang=pt. [Acedido em 05 05 2016].

[38] Brito, José, “Política Energética de Cabo Verde,” Ministério da Economia Crescimento e Competitividade, Praia, Junho de 2008.

[39] J. V. ESTEVES, Artist, *ANÁLISE COMPARATIVA DOS PERFIS ENERGÉTICOS DE CABO-VERDE E GUINÉ-BISSAU.* [Art]. IICT - Instituto de Investigação Científica Tropical e ISCSP-UTL - Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas da Universidade Técnica de Lisboa, Junho de 2012.

[40] Gesto Energy Solutions (A PART OF MARTIFER), “Plano Energetico Renovavel de Cao Vede - Evolução da procura de energia,” Lisboa, 2011.

[41] Abrão Andrade, “PLANO ESTRATÉGICO PARA AS ENERGIAS RENOVAVEIS DE CABO VERDE 2011-2020,” Direção Geral de Energia - Republica de Cabo Verde, Praia, 2011.

[42] Anildo Costa, “Relatório de Base para CABO VERDE,” Dereção Geral de Energia, Centro para as Energias Renováveis e Eficiência Energética da CEDEAO (ECREEE), Praia, Cabo Verde, 03 Outubro 2014.

[43] CABEOLICA, SA, [Online]. Available: http://www.cabeolica.com/. [Acedido em 10 09 2016].

[44] International Workshop on Renewable Energy, “New framework for procurement of RE IPP projects in Cabo Verde,” Development in Macaronesia and West Africa, Praia – Cabo Verde, 30 de Maio de 2016.

[45] Ana David, “O Impacto das Energias Renováveis na Economia dos Países Emergentes – O Caso de Cabo Verde, M.S. Thesis,” ISCEE/ISCTE, Lisboa.

[46] Kátia Regina D´Assunção Ramos, Bióloga,, “VULNERABILIDADES SÓCIO AMBIENTAIS NA ILHA DA BOA VISTA, CABO VERDE, FRENTE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS,” Câmara Municipal da Boa Vista - Gabinete do Ambiente, Água e Saneamento, Boa Vista - Cabo Verde, 2015.

[47] Empresa SKM & Gabinete de Advocacia, Consultoria e Procuradoria Jurídica, “Estudo de Impacte Ambiental -Resumo Não Técnico,” Cape Verde Wind Farm Extension Project, Cabo Verde - Boavista, Fevereiro 2009.

[48] Rito Evora, Administrador da ARE, “Promoção das Energias Renovaveis em Cabo Verde,” III conferencia da RELOP,, Rio de Janeiro, Brazil, Novembro de 2010.

[49] Prabha Kundur (Canada, Convener), John Paserba (USA, Secretary), Venkat Ajjarapu (USA), Göran Andersson,(Switzerland), Anjan Bose (USA) , Claudio Canizares (Canada), Nikos Hatziargyriou (Greece), David Hil,(Australia), Alex Stankovic (USA), Carson Taylor, “Definition and Classification of Power System Stability”.*IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions-IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS.*

[50] Fernando Maciel Barbosa, “ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro de 2013.

[51] L. M. Peres, L. S. Marroques1, M. L. R. Chaves1, G. C. Guimarães, F. A. M.Moura, “ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA E SEUS CONTROLES EM UM SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VIA ATPDRAW,” *XI CEEL - ISSN 2178- 8308,* 25 a 28 de novembro de 2013.

[52] Branislav Dosijanoski, M.Sc. Student, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, University Ss., “Simulation of Doubly-Fed Induction Generator in a Wind Turbine,” XI International PhD Workshop OWD 2009, 17–20 October 2009.

[53] J. Caçote, “Jornadas Técnicas de Eng. Eletotecnica - Aspectos Gerais da Qualidade de Energia,” Universidade Algarve - I.S.E- Depatamento de Engeharia Eletrotecnica, Novembro de 2012.

[54] Agurtzane Etxegarai, Pablo Eguia, Esther Torres and Elvira Fernandez, “IEEE, Impact of wind power in isolated power systems,,” University of the Basque Country UPV/EHU, Dept. Electrical Engineering, ETSI Bilbao, 2012.

[55] Pedro José Franco Marques, “"Soluções para Melhoria da Segurança Dinâmica de Sistemas Interligados com Grande Integração de Produção Eólica", Ph. D Dissertation,” FEUP, Porto, Revista em Julho de 2009.

[56] Deepak Divan and Harjeet Johal, “Distributed FACTS—A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control,” IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 22, NO. 6, NOVEMBER 2007.

[57] E. V. Mgaya, Z. Müller, “The Impact of Connecting Distributed Generation to the Distribution System”.*Acta Polytechnica Vol. 47 No. 4–5/2007.*

[58] Pedro Miguel Silva da Costa, “"Risco de perda de potência eólica na ocorrência de curtos circuitos", M.S. Thesis,” FEUP, Porto, junho de 2010.

[59] Diário da República, 1.ª série — N.º 147 — 30 de Julho de 2010, “Portaria 596/2010 de 30 de julho,” Regulamentos das Redes de Transporte (RRT) e de Distribuição (RRD), Portugal, 2010.

[60] EDP Distribuição, “Qualidade da Energia Eléctrica - Experiência EDP como operador da rede distribuição,” Seminário – Qualidade da Energia Eléctrica, Coimbra – Lisboa – Porto, Maio 2007.

[61] Ríos A.; Guevara D.; Manzano S., “Respuesta Transitoria de Parques Eólicos equipados con STATCOMs ante Huecos de Tensión,” Universidade Técnica de Ambato, Facultade de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial Ambato, Tungurahua, Ecuador, REVISTA EPN, VOL. 34, NO. 1, OCTUBRE 2014.

[62] IEEE Member K. E Okedu, “A Study of Wind Farm Stabilization Using DFIG or STATCOM Considering,” *Journal of Engineering Science and Technology - Department of Electrical/Electronic Engineering, University of Port Harcourt,Nigeria,* 2010.

[63] Member IEEE, Romeu Reginatto, Alexandre S. Bazannela, Marcos G. Zanchettin, “REGIAO DE PENETRA¸CÃO SEGURA DE GERACÂO EÓOLICA COM AEROGERADORES DE INDUÇÃO,” UNIOESTE -Centro de Engenharias e Ciencias exatas, Porto Alegre, 2008.

[64] Power, The Wind, “Datasheet Vestas 52 850 KW,” 2005. [Online]. Available: http://www.thewindpower.net/turbine_en_27_vestas_v52-850.php. [Acedido em 28 05 2016].

[65] J. G. Slootweg, Member, IEEE, S. W. H. de Haan, Member, IEEE, H. Polinder, Member, IEEE, and W. L. Kling, Member, IEEE, “General Model for Representing Variable SpeedWind Turbines in Power System Dynamics Simulations,” IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 1, FEBRUARY 2003.

[66] Jorge Antonio Villar Alé, Cássia Pederiva de Oliveira, António Manuel Gameiro Lope, “CARACTERIZAÇÃO EÓLICA DE MICRORREGIÃO UTILIZANDO TORRE

METEOROLÓGICA E FERRAMENTA COMPUTACIONAL," *1º Semiário Nacional de Engenharia do vento, SENEV 2010,* Junho 2010.

[67] R. Melício, V. M. F. Mendes, J. P. S. Catalão, "Modeling and Simulation of Wind Energy Systems with Matrix and Multilevel Power Converters," *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 7, NO. 1, ,* MARCH 2009.

[68] João P. A. Vieira, Marcus V. A. Nunes, Member, IEEE, Ubiratan H. Bezerra, Walter Barra Jr., "Novas Estratégias de Controle Fuzzy Aplicadas ao Conversor do DFIG para Melhoria da Estabilidade Transitória em Sistemas Eólicos," *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS,* vol. 5, JUNE 2007.

[69] Marcos Guilherme Zanchettin, "Ánalise de inserção de geração eolica com aerogeradores de indução," Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz de Iguaçu, 2012.

[70] Sérgio de Salvo Brito, "Energia Eólica, Tecnologias e Principios," Maio 2008. [Online]. Available: http://www.cresesb.cepel.br. [Acedido em 25 08 2016].

[71] José Dores Costa, "Apontamentos de Máquinas Eletricas," Eacola Náutica Infante D. Henrique, Lisboa, 2010.

[72] Jorge Filipe da Silva Barros Ferreira, ""Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas", M.S. Thesis," UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA- FCT, Lisboa, 2009.

[73] MathWorks Support, "Makers of MATLAB and Simulink," © 1994-2016 The MathWorks, Inc.. [Online]. Available: http://de.mathworks.com. [Acedido em 2016 05 12].

[74] Members IEEE, Richard Gagnon, Gilbert Sybille, Serge Bernard, Daniel Paré, Silvano Casoria, Christian Larose, "Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine," *Presented at the International Conference on Power Systems,* Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on June 19-23, 2005.

[75] G. S. Stavrakakis G. N. Kariniotakis, "A GENERALS IMULATION ALGORITHMF OR THE ACCURATEA SSESSMENT OF ISOLATED DIESEL- WIND TURBINESSY STEMS INTERACTION.," *IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3,,* n.º Technical University of Crete, Greece, September 1995.

[76] Eletrical Engineering Design and Tuturials Resources, "Poles and Frequence of alternating Current (AC) Generators Basics and Tutorials," MOSTECH, 2009. [Online]. Available: http://electricalengineeringdesigns.blogspot.pt/search/label/Poles. [Acedido em 14 09 2016].

[77] Edward Wilson Kimbark, Power System Stability, Elements of stability calculations, New York: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995.

[78] Labspot, Simoes, “SISTEMAS DE EXCITAÇÃO DE GERADORES SINCRONOS,” 2015. [Online]. Available: http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/dc-cap5.pdf. [Acedido em 19 05 2016].

[79] “Sistema de excitação,” [Online]. Available:

http://alexandrecezar.vl1.net2.com.br/Sistemaexcitacao.pdf. [Acedido em 20 05 2016].

[80] Dinis da Canhota de Almeida Bucho, “A Computer Application for Power System Control Studies,” INSTITUTO SUPERIOR TECNICO, Lisboa, Junho de 2011.

[81] “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,” IEEE Power Engineering Society, New York, NY 10016-5997, USA, 21 April 2006.

[82] Máquinas Eléctricas -, “Máquinas Síncronas,” Leiria, 2001, pp. 1-21.

[83] Cabos de Energia, , “CABELTE Média Tensão,”

[Online]. Available: http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/. [Acedido em 15 08 2016].

[84] Site Official, Boa Vista, “Câmara Municipal da ilha da Boa Vista,” [Online]. Available: http://www.boavistaofficial.com/PO/previsao-meteo-clima-mar-boavista-cabo-verde.php. [Acedido em 2016 05 16].

[85] Claudino Franklim Pereira Mendes, “"Optimização do planeamento energético para um sistema insular integrando produção híbrida Diesel/eólico/FV", M.S. Thesis,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.

Anexos

Neste anexo são apresentados os parâmetros de simulação utilizados para representação da rede elétrica MT de 20 kV da ilha Boa Vista.

A1) – Tabela de despacho para o cenário 2015

Centrais	Geradores	Potência [KVA]	Cenário 2015	
			Ponta (6,13 MW)	Vazio (2,2 MW)
CC	Wartsila 1	2000	Ligado	Ligado
	Wartsila 2	2000	Ligado	Ligado
	Caterpillar 1	810	Ligado	Desligado
	Caterpillar 2	810	Ligado	Desligado
	Caterpillar 3	810	Desligado	Desligado
	Caterpillar 2000	2000	Ligado	Desligado
	Mitsubishi	2000	Ligado	Desligado
CL	G1	900	Ligado	Desligado
	G2	900	Ligado	Desligado
	G3	810	Desligado	Desligado
PEBE	AEG 1	850	Ligado	Ligado
	AEG 2	850	Ligado	Ligado
	AEG 3	850	Ligado	Ligado

A2) - Tabela de distribuição de cargas nos PT´s para o cenário 2015

Cenário 2015							
Cargas	PT´s	Periodo de Ponta			Periodo de Vazio		
		P [KW]	S [KVA]	Q [KVAr]	P [KW]	S [KVA]	Q [KVAr]
1	Pt central	400	412	100	144	148	36
2	Por Sol	700	722	175	252	260	63
3	Estoril	1600	1649	401	576	594	144
4	Aeroporto	400	412	100	144	148	36
5	Praia Chave	400	412	100	144	148	36
6	Serviços	400	412	100	144	148	36
7	Tecnica	400	412	100	144	148	36
8	Tuarego	600	619	150	216	223	54
9	Iberostar	750	773	188	270	278	68
10	Rabil	500	515	125	180	186	45
Total		**6150**	**6340**	**1541**	**2214**	**2282**	**555**

A3) - Tabela de despacho para o cenário 2020

Centrais	Geradores	Potência [KVA]	Cenário 2020	
			Ponta (18 MW)	Vazio (8,8 MW)
CC	Wartsila 1	2000	Ligado	Desligado
	Wartsila 2	2000	Ligado	Desligado
	Caterpillar 1	810	Desligado	Desligado
	Caterpillar 2	810	Desliigado	Desligado
	Caterpillar 3	810	Desligado	Desligado
	Caterpillar 2000	2000	Ligado	Desligado
	Mitsubishi	2000	Ligado	Desligado
	G1	900	Ligado	Desligado
	G2	900	Ligado	Desligado
	G3	810	Ligado	Desligado
	G4	3500	Ligado	Desligado
	G5	3500	Ligado	Ligado
	G6	3500	Ligado	Ligado
	G7	3500	Ligado	Ligado
PEBE	AEG 1	850	Ligado	Ligado
	AEG 2	850	Ligado	Ligado
	AEG 3	850	Ligado	Ligado
PEF	AEG 1	850	Ligado	Ligado
	AEG 2	850	Ligado	Ligado
	AEG 3	850	Ligado	Ligado
PEM	AEG 1	850	Ligado	Ligado
	AEG 2	850	Ligado	Ligado
	AEG 3	850	Ligado	Ligado
	AEG 4	850	Ligado	Ligado
	AEG 5	850	Ligado	Ligado
	AEG 6	850	Ligado	Ligado
	AEG 7	850	Ligado	Ligado
	AEG 8	850	Ligado	Ligado
	AEG 9	850	Ligado	Ligado

A4) - Tabela de distribuição de cargas nos PT´s para o cenário 2020

Cenário 2020							
Cargas	PT´s	Periodo de Ponta			Periodo de Vazio		
		P [KW]	S [KVA]	Q [KVAr]	P [KW]	S [KVA]	Q [KVAr]
1	Pt central	1176	1212	295	576	594	144
2	Por Sol	2058	2122	516	1008	1040	253
3	Estoril	4704	4849	1179	2305	2376	578
4	Aeroporto	1176	1212	295	576	594	144
5	Praia Chave	1176	1212	295	576	594	144
6	Serviços	1176	1212	295	576	594	144
7	Tecnica	1176	1212	295	576	594	144
8	Tuarego	1764	1819	442	864	891	217
9	Iberostar	2205	2273	553	1080	1114	271
10	Rabil	1470	1515	368	720	743	181
Total		**18081**	**18640**	**4532**	**8860**	**9134**	**2220**