

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Ciências
ULisboa

Modelação dinâmica de rede com integração de centrais eólicas

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Egas Sidney Fernandes Mascarenhas

Dissertação orientada por:
Professora Doutora Ana Isabel Lopes Estanqueiro
Engenheiro Luís Carlos Rodrigues Júnior

Resumo

A integração das fontes renováveis e distribuídas nas redes de energia elétrica introduz uma complexidade adicional no que concerne à operação e ao planeamento do sistema electroprodutor devido a sua variabilidade no tempo e no espaço e às incertezas dos erros da previsão da sua produção.

A necessidade de garantir a qualidade de serviço requerida pelos clientes, faz da integração dessas novas centrais renováveis um tema de grande interesse e objeto de investigação no âmbito do planeamento energético.

O objetivo deste trabalho consiste em desenvolver um modelo (no ambiente Matlab/Simulink) que seja representativo de um sistema electroprodutor isolado (e.g. uma ilha) no qual existam, para além das centrais convencionais, parques eólicos integrados no sistema elétrico.

Com recurso a esse modelo serão avaliados as características mínimas para a ligação do parque eólico a rede (e.g. razão de curto circuito) e a integração de mais parques eólicos permitindo, assim, o estabelecimento de cenários do “mix energético”.

Quando aplicado a um caso real, como é o caso de Cabo Verde, em que a produção é baseada em centrais a *diesel* convencionais e que existe um plano de mudança de paradigma (Cabo Verde 100% renovável) este modelo pode assumir um papel importante no planeamento da integração de centrais renováveis na rede elétrica, uma vez que através dele é possível identificar, *a priori*, os desafios na integração crescente de produção renovável variável no tempo, bem como a eventual necessidade de reforço da rede de transporte e distribuição de energia.

Por último, é feita a apresentação e análise dos resultados da simulação do caso real de estudo - Cabo Verde (ilha de Santiago), que vão ao encontro do objetivo principal, i.e. maximizar a integração da geração renovável mantendo a qualidade de serviço do seu sistema electroprodutor.

Palavras-Chave: Modelos de sistemas elétricos, integração na rede elétrica de energia eólica, produção renovável, planeamento energético.

Abstract

The integration of renewable and distributed sources into the electric power distribution system imposes challenges regarding the operation and planning of an electric power system, due to its time and space variabilities and uncertainties associate with the prediction of those variabilities.

The demand to provide a quality service to the customers makes the integration of renewable power stations a research subject of great interest and within the field of energy planning.

The objective of this work is to develop a mathematical model of an isolated electric power station of an Island, for instance, using Matlab/Simulink, in which both conventional and wind power stations are integrated.

The model will allow the evaluation of minimal requirements for the integration of a wind farm to an energy network (e.g. ratio of short circuit), the integration of more wind farms, as well as the establishment of energy mix scenarios.

When applied to a real case, such as Cape Verde, in which the production is based on conventional diesel power stations and there is a paradigm shift plan (100% renewable Cape Verde), this model can have an important role, especially in the planning stage. Challenges that stem from the increasing integration of renewable energy production that varies through time, as well as the need to reinforce energy transportation and distribution can be pinpointed in advance.

Finally, simulation results will be presented and analyzed for the case study – Santiago Island, Cape Verde – in accordance the main purpose of this work which is maximizing the integration of renewable energy generation, assuring a quality service of the electric power station.

Keywords: Electric systems models, Wind farm integration in Power systems, Planning electric power station.

Índice

Resumo.....	ii
Abstract	iii
Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas.....	ix
Agradecimentos.....	xi
Simbologia e Notações.....	xiii
Capítulo 1 – Introdução.....	15
1.1. A evolução da energia eólica	16
1.2. Estrutura da Tese.....	19
Capítulo 2 – Contextualização: A integração de centrais eólicas na rede elétrica	20
2.1. Evolução do sector elétrico em Cabo Verde	20
2.2. Caracterização da ilha em estudo	22
2.3. Sistema isolado com integração de energia eólica	24
2.4. Estudos de integração das centrais renováveis em Cabo verde.....	26
Capítulo 3 – A problemática da integração de centrais eólicas.....	27
Capítulo 4 – Modelos de Simulação. Conceitos teóricos e matemáticos	29
4.1. Grupo <i>diesel</i>	29
4.1.1. Máquina <i>diesel</i> e Regulador de Velocidade	29
4.1.2. Máquina Síncrona	30
4.1.3. Sistema de Excitação.....	33
4.1.4. Regulador de tensão	34
4.2. Parque Eólico	35
4.2.1. Turbina Eólica	35
4.2.2. Máquina Assíncrona.....	37
4.3. Cargas e Baterias.....	40
4.4. Linhas de Transmissão	40
Capítulo 5 – Cenários de desenvolvimento do sistema electroprodutor de Santiago.....	41
5.1. Situação Base (2012).....	41
5.1.1. Variação 30% do vento (Degrau).....	46
5.2. Cenário para 2015 com extensão do Parque Eólico	47
5.2.1. Período de Ponta.....	47
5.2.2. Período de Vazio	49
5.3. Análise de Resultados	51
Capítulo 6 – Conclusões.....	52
Referências Bibliográficas	53
Anexos:	57
Anexo I: Aplicação do modelo ao caso de Santiago	57

A.	Grupo <i>diesel</i>	57
A.1.	Regulador de Velocidade	57
A.2.	Sistema de Excitação.....	58
A.3.	Máquina Síncrona.....	60
B.	Parque Eólico	61
B.1.	Turbina Eólica	62
C.	Carga	66
D.	Linhas de Transmissão	67
Anexo II Parâmetros da Simulação.....		69

Índice de Figuras

Figura 1: Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [6].....	16
Figura 2: Turbina de eixo Vertical e eixo Horizontal [9].....	16
Figura 3: Evolução da Potência Eólica Global Instalada [12].....	18
Figura 4: Capacidade instalada anualmente por região [14]	18
Figura 5: Taxa de cobertura da rede de energia [21].....	21
Figura 6: Evolução Histórica e previsão para 2015 e 2020. Fonte: Plano Energético Renovável Cavo verde, Estudo da procura [21].....	22
Figura 7: Diagrama Unifilar da rede de Santiago. Fonte [24, pp.25].....	23
Figura 8: Modelo simplificado do regulador de velocidade e da máquina primária <i>diesel</i>	29
Figura 9: Tipos de rotor; (a) polos salientes; (b) cilíndricos [44].....	31
Figura 10: Modelo elétrico equivalente da máquina síncrona no sistema de eixos d-q	31
Figura 11: Configuração do sistema de excitação [46]	33
Figura 12: Sistema de Excitação	34
Figura 13: Diagrama de blocos do Sistema de Regulação de Tensão [48]	34
Figura 14: Subsistemas de uma turbina eólica e as suas interações [50]	35
Figura 15: Curva característica da Turbina [52]	37
Figura 16: Modelo da Turbina	37
Figura 17: Constituição de máquinas de indução [44]	38
Figura 18: Modelo elétrico da máquina assíncrona eixo q.....	39
Figura 19: Modelo elétrico da máquina assíncrona eixo d.....	39
Figura 20: Configuração da carga (consumo)	40
Figura 21: Modelo dos parâmetros distribuídos pela linha	40
Figura 22: Exemplo de série de vento	42
Figura 23: Potência ativa e reativa da turbina #1	42
Figura 24: Potência ativa e reativa dos grupos <i>diesel</i>	43
Figura 25: Potência ativa e reativa à saída do parque eólico #1 [11 turbinas (11*850kW)].....	43
Figura 26: Perfil de Tensão em p.u. (<i>diesel</i> , parque eólico e carga)	44
Figura 27: Potência entregue à carga Gamboa.....	44
Figura 28: Vento (m/s) [Variação em degrau]	46
Figura 29: Resposta do parque eólico (11*850kW) à variação de 30% da velocidade de vento	46
Figura 30: Potência ativa e reativa dos grupos <i>diesel</i> (Período de ponta, 2015).....	47
Figura 31: Potência à saída dos parques eólicos	48
Figura 32: Potência entregue à carga (Período de ponta, 2015).....	48
Figura 33: Potência ativa e reativa dos grupos <i>diesel</i> (Período vazio, 2015).....	49
Figura 34: Potência à saída dos parques eólicos (Período de vazio, 2015).....	50
Figura 35: Potência entregue à carga (Período de vazio, 2015).....	50
Figura 36: Perfil de Tensão em p.u. (gerador <i>diesel</i> , parque eólico e carga).	51
Figura 37: Representação do Grupo <i>diesel</i> no Matlab	57
Figura 38: Interface do Regulador de Velocidade.....	58
Figura 39: Interface do Sistema de Excitação	59
Figura 40: Interface da Máquina Síncrona.....	60
Figura 41: Configuração esquemática do Parque Eólico	61
Figura 42: Esquema de Ligação da Turbina.....	62
Figura 43: Interfaces da Turbina eólica.....	62
Figura 44: Esquema de ligação entre os blocos da turbina	65
Figura 45: Interface da Carga.....	66
Figura 46: Interface da Linha elétrica	67
Figura 47: Representação do modelo para a rede de Santiago	68

Índice de Tabelas

Tabela 1:Potência de ponta e de vazio para 2012, 2015 e 2020.....	22
Tabela 2:Evolução da potência instalada na ilha de Santiago de 2006 a 2012 [54].....	41
Tabela 3:Potência para o período de Ponta e de Vazio (2012) [54].....	41
Tabela 4: Média e desvio padrão de tensão (p.u) nos principais barramentos	45
Tabela 5: Média e desvio padrão de tensão (continuação).....	45
Tabela 6: Valores médios e desvio padrão da corrente nas principais linhas de transmissão	45
Tabela 7:Potência para o período de Ponta e de Vazio (2015).....	47
Tabela 8: Produção Cenário de Vazio (2015)	49
Tabela 9 Anexo III: Parâmetros de entrada dos geradores diesel	69
Tabela 10 Anexo III: Parâmetros dos transformadores	69
Tabela 11 Anexo III: Parâmetros das linhas de transmissão e distribuição	70

Agradecimentos

Gostaria de expressar a minha enorme gratidão a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar, queria agradecer aos meus orientadores, Professora Doutora Ana Estanqueiro e Engenheiro Luís Rodrigues Júnior pelas valiosas sugestões, comentários muito pertinentes e incentivadores, disponibilidade, organização e pela forma muito interessada com que acompanharam este trabalho.

Aos meus pais, Angelina Fernandes Semedo e Adolfo Monteiro Mascarenhas e a minha irmã Kelly Anny Fernandes Mascarenhas, pessoas a quem devo todo o reconhecimento pela compreensão, apoio, grande esforço e amizade que foram fundamental para mim nesta dura e longa caminhada.

À minha família em geral por todo e incondicional apoio ao longo desses anos que contribuíram para que pudesse seguir esse caminho.

Simbologia e Notações

CO₂ - Dióxido de carbono

MW - Megawatt

m – metros

AC – Corrente contínua

DC – Corrente alternada

kW – kilowatt

USSR – União das Republicas Socialistas Soviéticas

USA – The United State of America

PIB – Produto Interno Bruto

Km – quilómetro

Km² – quilómetros quadrados

kWh – Quilowatt hora (unidade de energia)

GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)

(X/R) - relação de curto-circuito

F – frequência (Hz)

P – Potência (W)

P_{mec} – Potência mecânica

ω_{ref} – velocidade de referência

p.u – valores por unidade

rpm – rotação por minuto

DC – corrente contínua

AC – corrente alterna

V_{ref} – tensão de referência

V_{stb} – tensão de estabilização

RLC – Resistência, Indutância e Capacitância

Capítulo 1 – Introdução

A energia eólica é considerada uma das fontes de energia renováveis mais promissoras. No entanto, a sua integração nos sistemas de energia tem uma série de desafios técnicos em matéria de segurança de abastecimento, em termos de confiabilidade e disponibilidade.[1].

Vários fatores condicionam o aproveitamento das energias renováveis em geral e particularmente da energia do vento com a vista à produção de energia elétrica. Poder-se-á afirmar que o fator mais limitativo no aproveitamento da energia eólica é a irregularidade temporal do recurso e a sua forte variabilidade espacial. Embora a energia do vento não possa clamar ser a única forma de energia renovável negativamente afetada pelas propriedades da fonte, ela é, aquela cuja caracterização mais dificuldades pode introduzir [2].

O número de turbinas eólicas ligadas a sistemas de energia requer uma atenção especial por parte dos operadores da rede de transporte e distribuição de energia. Modelos avançados de parques eólicos são exigidos pelo operador do sistema de forma a fazer o planeamento e a operação do mesmo além dos modelos estacionários já existentes [2].

A nova tecnologia de turbinas eólicas integra eletrónica de potência e controle fazendo o possível para que a geração da energia eólica tenha uma participação no controlo de potência ativa e reativa [3].

Numa ilha onde o sistema elétrico é uma rede isolada baseado em combustíveis fósseis, a questão energética exerce uma forte pressão sobre a estabilidade macroeconómica do país comprometendo o seu próprio desenvolvimento, uma vez que o preço da eletricidade varia consoante a variação do preço do petróleo no mercado onde é feita a compra de combustível para produção de energia elétrica.

A integração no sistema electroprodutor de centrais renováveis, parques eólicos e centrais fotovoltaicas, foi a solução encontrada para contornar este problema e cumprir com os compromissos do país no que toca ao ambiente, emissões de CO₂ e outros poluentes.

Neste trabalho será estudada unicamente a integração de parques eólicos, visto que as centrais fotovoltaicas ainda representam uma parcela pouco significativa na produção em Cabo Verde, contando até a data com 7.5MW instalada em todo o território nacional. A energia eólica, por sua vez, segundo os dados da ADENE – Agência para a energia [4], conta com 26MW de potência instalada ocupando atualmente 18% da matriz energética do país, com perspectiva de aumento dessa percentagem, daí ser o foco do estudo.

Os estudos realizados pela Gesto Energia S.A [5], demonstram que é possível superar a taxa de 50% de penetração de energias renováveis na produção de eletricidade em Cabo Verde de forma tecnicamente viável e economicamente competitiva, desde que se cumpram um conjunto de requisitos ao nível das infraestruturas de suporte e do financiamento.

1.1. A evolução da energia eólica

A crise de petróleo no final do séc. XX, foi sem dúvida o impulso que foi necessário para a utilização da energia eólica na produção de energia elétrica, em grandes escalas sucedendo assim a criação de parques eólicos e de turbinas cada vez maiores e com maior capacidade (Figura 1).

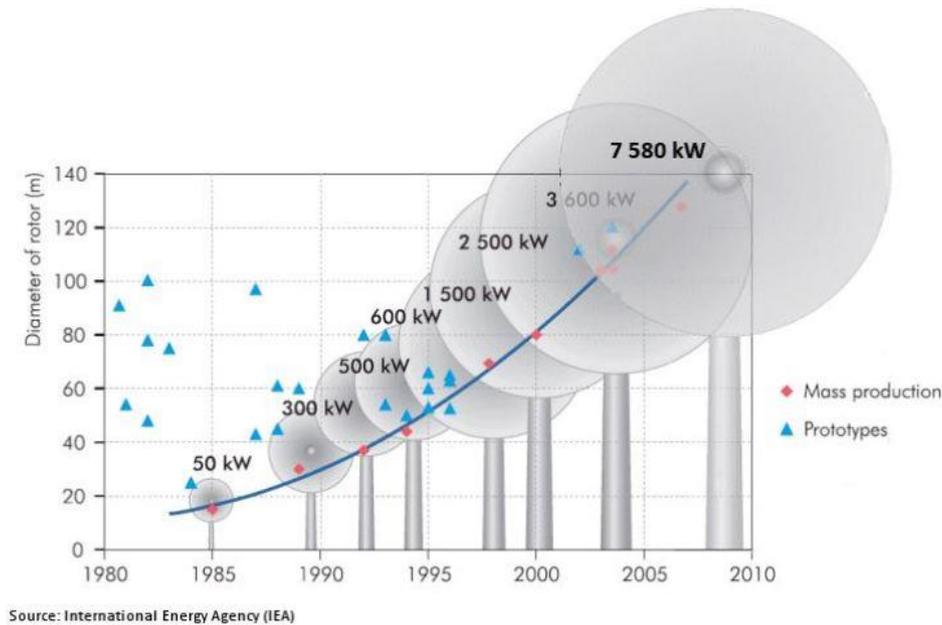


Figura 1: Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [6].

O enorme desenvolvimento tecnológico de forma a melhorar todos os aspetos e sobretudo aumentar a sua capacidade de produção que se tem verificado deve-se à garantia de qualidade de serviço dos equipamentos, das vantagens por ser uma fonte limpa de energia e dos incentivos institucionais que esse sector tem recebido [7].

As turbinas eólicas são responsáveis pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. A energia cinética do vento é captada e convertida pelas pás do rotor em energia mecânica que, acionando o gerador elétrico (acoplado ao rotor), a converte em eletricidade.

De acordo com o posicionamento do seu rotor, as turbinas eólicas podem ser divididas em dois tipos (Figura 2): turbina de eixo horizontal e turbina de eixo vertical [8].

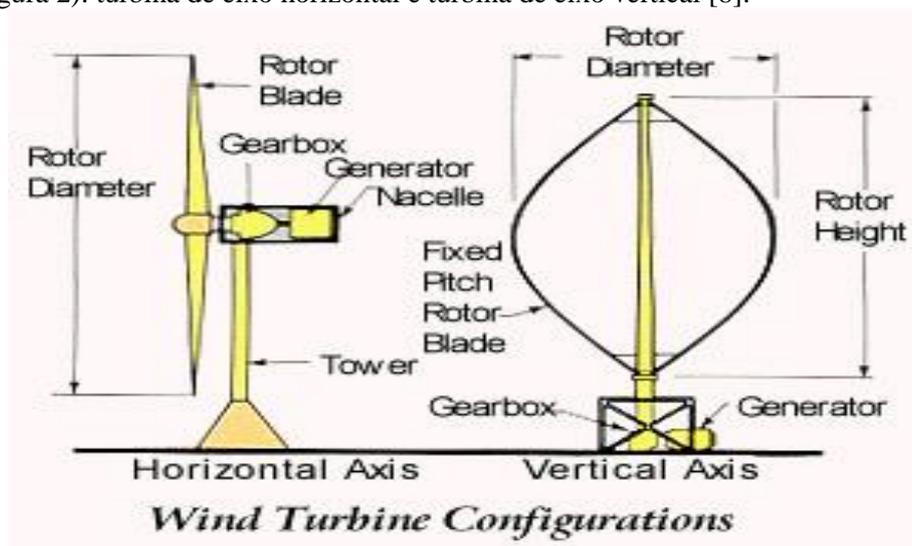


Figura 2: Turbina de eixo Vertical e eixo Horizontal [9]

As turbinas de eixo vertical são insensíveis à direção do vento, dispensando o mecanismo de orientação direcional; não necessitam de controlar o seu ângulo de ataque; e têm o seu equipamento de conversão da energia mecânica junto ao solo, facilitando a sua manutenção. No entanto, esta turbina não tem capacidade de auto arranque, necessita de espias de suporte; as pás são submetidas a forças alternadas, causando fadiga mecânica; as velocidades de vento junto à base são muito baixas, traduzindo-se numa menor eficiência. Assim, para aplicações de pequena escala, as turbinas de eixo vertical podem ser uma alternativa [10].

Contudo, o desenvolvimento tecnológico das grandes turbinas eólicas convergiu para uma certa uniformização da oferta comercial que, na sua maioria, apresenta turbinas de eixo horizontal com rotores de três pás colocados a montante da torre (*upwind*). Todavia, as opções tecnológicas adotadas pelos vários fabricantes são muito divergentes. Para além dos materiais utilizados no fabrico das pás e das torres, estas opções envolvem os seguintes aspetos principais [7]:

- Sistema de controlo da potência mecânica, nomeadamente a regulação do ângulo de passo (controlo de *pitch*) e a entrada em perda aerodinâmica (*stall*);
- Existência ou não de caixa de velocidades;
- Sistema de conversão da energia mecânica em energia elétrica.

Pelo que hoje temos diferentes tipos de turbinas [11]:

- Tipo I ou A: gerador de indução (gaiola de esquilo) diretamente ligado à rede. Foi a primeira configuração desenvolvida e por isso é a mais simples tecnologicamente. Possui uma caixa de velocidades para acoplamento do rotor eólico ao veio do gerador, permitindo a operação em uma gama estreita de velocidades do vento. Possui ainda um mecanismo de controlo das pás que age em velocidades de vento altas para garantir a sua operação segura. Este mecanismo pode ser passivo (controlo por *stall*) ou ativo (mudança do ângulo de passo). É completamente dependente de mecanismos externos de controlo da potência reativa e tensão.
- Tipo II ou B: gerador de indução (de rotor bobinado) diretamente acoplado à rede com controlo da resistência do rotor. Estes aerogeradores são muito semelhantes aos do tipo I, possuindo porém uma gama de velocidades (do vento) de operação um pouco mais alargada devido à sua capacidade adicional de controlo.
- Tipo III ou C: gerador de indução duplamente alimentado. Os geradores que possuem esta configuração têm o seu estator diretamente ligado à rede, enquanto as bobinas do rotor são ligadas à rede por meio de um inversor de potência, com uma capacidade de 20 à 30% da potência nominal da máquina. Através da utilização do inversor, é possível controlar a corrente no rotor do gerador, aumentando a gama de velocidades de operação do gerador e diminuindo os requisitos da caixa de velocidades, que pode então ser simplificada. São sempre equipadas com controlo de passo, para operação segura em altas velocidades de vento. Estes aerogeradores são capazes de realizar controlo de potência reativa por meio de seus inversores.
- Tipo IV ou D: gerador síncrono ligado à rede por meio de inversor. Esta é a tecnologia que permite a operação em uma gama mais alargada de velocidades. O inversor possui uma capacidade nominal igual à potência nominal do aerogerador, oferecendo excelentes capacidades de controlo da potência reativa e da qualidade da energia entregue à rede. Esta configuração geralmente não possui caixa de velocidades, não diminuindo no entanto o seu custo. O gerador síncrono utilizado é de grande complexidade construtiva (necessita de grande número de pares de polos apesar das restrições de peso e tamanho) e os inversores, além de constituírem uma das partes mais frágeis desta configuração, são ainda muito caros.

Neste momento a tecnologia para a produção da eletricidade com recurso a turbinas eólicas já está numa fase avançada de maturação como se pode comprovar com a evolução da potência instalada em todo mundo, desde 1997 a 2014 (MW) na Figura 3.

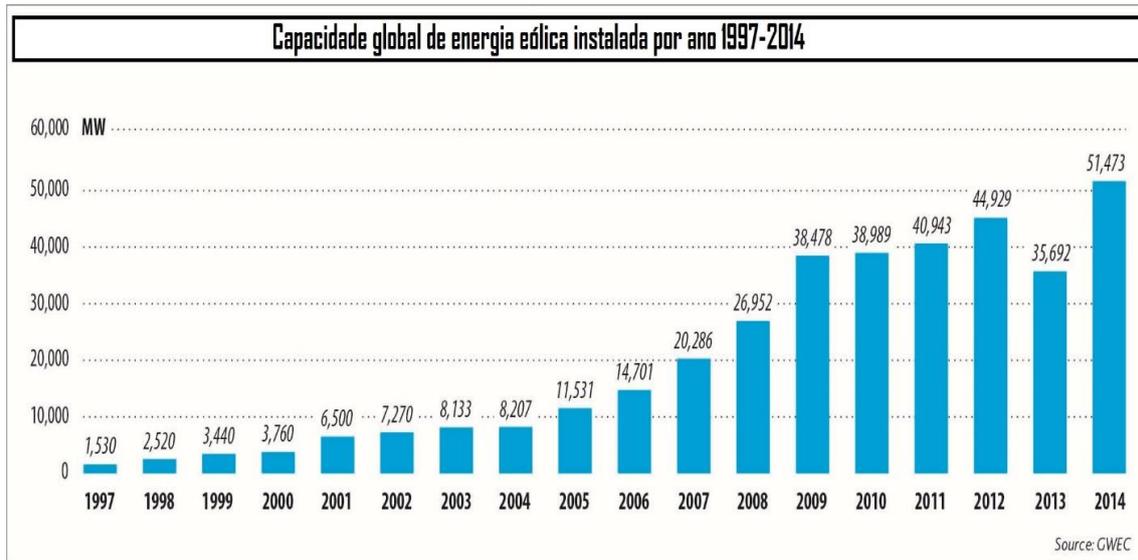


Figura 3: Evolução da Potência Eólica Global Instalada [12]

Através da Figura 4 pode-se ver que a aposta nessa tecnologia de geração ainda é muitíssimo baixa no continente africano quando comparando com os outros continentes, mas os motivos são sobretudo económicos.

Particularizando para Cabo Verde em que atualmente dispõe de uma potência instalada de 26 MW consta no grupo de países com maiores taxas de penetração de energia renovável na rede elétrica na ordem dos 18%. A capacidade total instalada é baixa mas para um país de baixo PIB como é o caso, é de louvar o esforço que tem sido feito nesse sector [13].

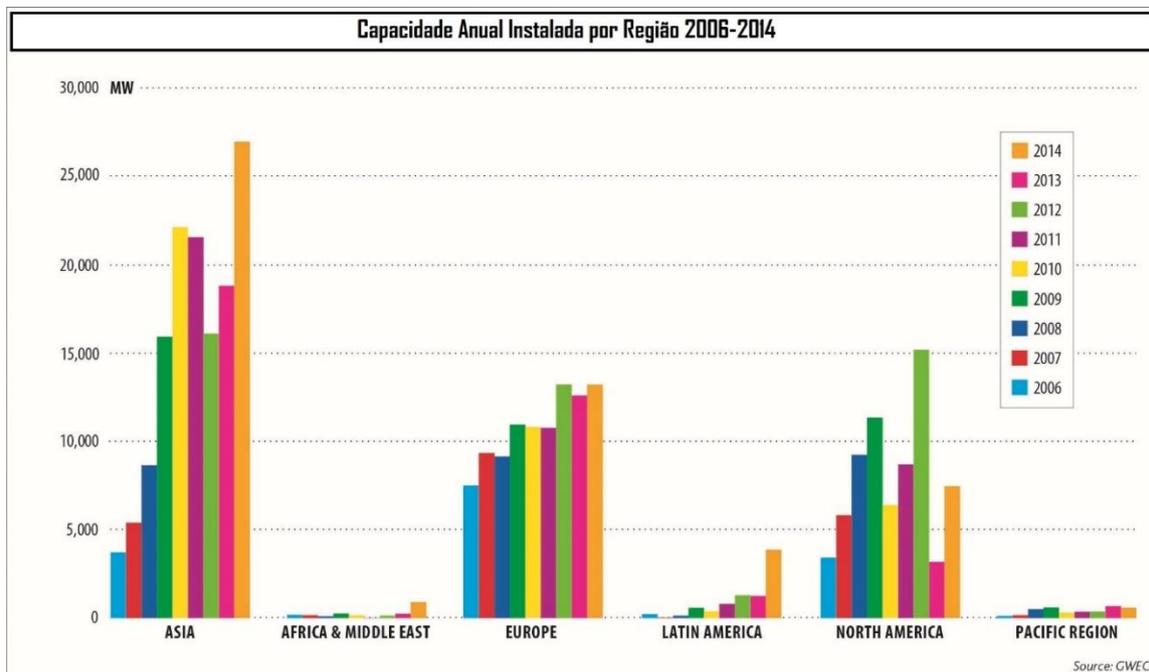


Figura 4: Capacidade instalada anualmente por região [14]

1.2. Estrutura da Tese

Capítulo 1

Apresentação dos aspetos introdutórios sobre a modelação dinâmica de rede com integração de parques eólicos. As particularidades de uma rede isolada para uma ilha e ainda um breve apanhado sobre a evolução da energia eólica.

Capítulo 2

No capítulo 2 são apresentadas algumas noções sobre o sistema de estudo (Sistema *diesel-eólico*) para uma rede isolada como é o caso da ilha de Santiago tratada no presente trabalho. Algumas características gerais desses sistemas estão expostos, a configuração do sistema e impacto da energia eólica na matriz de produção. Ainda neste capítulo é apresentado o estado da arte da energia eólica, particularizando para o caso de Cabo verde, a situação energética do país e por fim alguns estudos relacionados com o trabalho.

Capítulo 3

Aqui procede-se a formulação do problema. Apresentando os desafios da integração de parques eólicos na rede e a problemática do sector eléctrico em Cabo verde. Apresentam-se os contributos do trabalho para superar esses problemas e contribuir para a redução da dependência dos combustíveis fósseis.

Capítulo 4

Apresentam-se os conceitos teóricos e os modelos matemáticos completos dos constituintes da referida rede, implementadas em ambiente Matlab/Simulink. Pode se conhecer todos os blocos e modelos utilizados para a obter os resultados da simulação.

Capítulo 5

Expõe-se os cenários testado para o modelo e apresenta-se os resultados para cada caso de estudo e por fim um breve comentário sobre os resultados.

Capítulo 6

Aqui é exposto algumas conclusões sobre a rede da ilha de Santiago, as máquinas e todos elementos que compõe a rede bem como o uma breve conclusão sobre os cenários testados no modelos e os resultados de uma maneira geral.

Capítulo 2 – Contextualização: A integração de centrais eólicas na rede elétrica

O sistema de energia elétrica é normalmente constituído pelos serviços de produção, transmissão, distribuição e comercialização. Ao longo dos anos até então na maioria dos países, a produção de energia é feita em grandes centros electroprodutores (grandes centrais térmicas e hídricas tipicamente) e a energia é então transportada por grandes distâncias até aos consumidores.

A obtenção da energia elétrica apresenta custos a vários níveis para a sociedade entre eles a nível ambiental. O impacto ambiental gerado durante a produção de energia vem sendo discutido mundialmente, mediante a conscientização da gravidade da questão [15].

A necessidade de mitigação de impactos ambientais relacionados com a obtenção de energia e a busca por sustentabilidade geram discussões mundiais, que envolvem interesses ambientais, sociais, políticos e económicos [15].

O desenvolvimento com equilíbrio ecológico, social e económico tem levado o mundo à procura de uma nova solução e paradigma no que toca ao sector elétrico. Um dos grandes marcos até agora tendo em vista esse propósito foi a assinatura pelos vários países do protocolo de Quioto em que estabelece medidas para a redução de gases de efeito de estufa e emissões poluentes e ainda garantir a segurança de abastecimento de energia, promover a eficiência energética e aumentar a parcela de energias renováveis[16].

A literatura refere aos parques eólicos, centrais fotovoltaicas, hidroelétricas entre outras fontes de energias renováveis, uma vez que se apresentam como uma das melhores solução para o desenvolvimento sustentável assim como a geração distribuída [17].

A geração de energia distribuída que é a geração de energia elétrica de forma descentralizada no próprio local do uso da mesma (ou o mais próximo possível) reduzindo os custos de transmissão e distribuição de modo a proporcionar uma solução energética e economicamente melhorada para cada caso, têm tido um papel bastante ativo na diminuição das perdas na rede em que se inserem, bem como a possibilidade de contribuir para a redução de congestionamento em determinados ramos da rede e ainda reduzir um possível investimento nas redes de transporte [16].

Fatores como a dependência externa de fontes energéticas fósseis, o crescimento da procura interna, a política de proteção ambiental tornaram cada vez mais atrativa a exploração de energias renováveis [18]. A energia eólica é a que mais tem crescido ao longo desses anos e têm integrados todos os sistemas electroprodutores interligados e isolados, assumindo um papel importante no sector energético à escala mundial.

2.1. Evolução do sector elétrico em Cabo Verde

Situada a aproximadamente 570Km da costa da África Ocidental encontram-se as 10 ilhas do arquipélago de Cabo Verde. Descoberta em 1460 por exploradores portugueses, Cabo Verde dispõe de uma área de 4000 Km² situada na região central do oceano Atlântico e possui perto de 500.000 habitantes [19].

A história da implementação das energias renováveis em Cabo Verde, mais concretamente a energia eólica, começa em 1987 com a instalação de duas turbinas Vestas de 55 kW cada uma, ligadas à rede elétrica da Praia, que posteriormente foram desativadas segundo informação da Electra.

Posteriormente, deram-se passos na implementação da energia eólica nas ilhas de Cabo Verde. Em 1994 foram implementados três parques eólicos nas ilhas do Sal, Santiago e São Vicente, com potências de 600kW, 900kW, 900kW 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 [20].

Cabo Verde tem hoje alguns parques eólicos, contabilizando um total de 26 MW instalados e vários projetos futuros na área das energias renováveis.

A elevada dependência face aos combustíveis fósseis é uma das principais razões para as dificuldades sentidas no sector elétrico de Cabo Verde onde 95% da cobertura elétrica nacional é uma realidade muito recente (Figura 5).

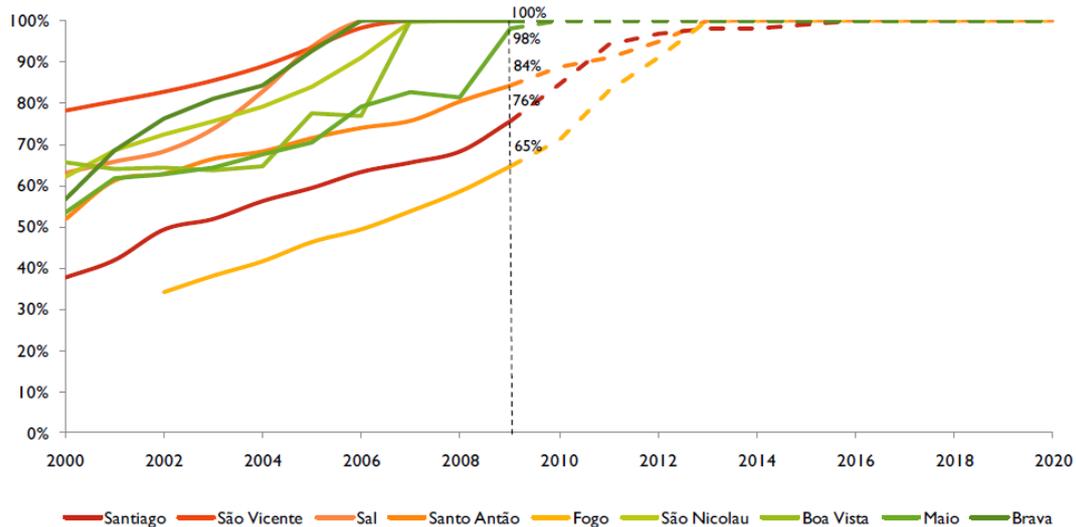


Figura 5: Taxa de cobertura da rede de energia [21]

Em 2011, 92.4% da eletricidade era produzida com recurso combustíveis fósseis como o *diesel* e gasóleo. O aumento do preço do petróleo representou um aumento significativo dos custos da concessionária do sector – a Electra [22].

Com a previsão do aumento do consumo para quase o dobro em 2020 e a necessidade de manter ou diminuir o consumo dos combustíveis fósseis só é possível com uma forte aposta nas energias renováveis, uma vez que Cabo verde reúne condições para isso (potencial estimado em 2.600 MW tendo sido estudados mais 650 MW em projetos concretos, segundo os dados da Gesto [5]).

Tendo como base a evolução do consumo entre o ano 2000 a 2009, a Gesto em parceria com o governo de Cabo Verde realizou um estudo que visa estabelecer cenários de evolução de consumo de eletricidade em Cabo Verde para o ano 2015, 2018 e 2020.

O estudo teve como principal objetivo estabelecer cenários de evolução de procura de energia elétrica. Para tal foi desenvolvida uma análise detalhada da procura para cada ilha e cada sector, tendo-se constatado que não só o comportamento da evolução para cada sector é diferenciada, assim como também variam de ilha para ilha [21].

As potências de ponta e de vazio constituem parâmetros essenciais para o planeamento energético e desenvolvimento de um sistema elétrico. Nesse sentido, a metodologia foi aplicada para estimar esses dois parâmetros. Nos últimos 10 anos, a procura total de energia elétrica em Cabo Verde registou um crescimento médio ligeiramente superior a 8%, tendo atingido os 302 GWh em 2009.

2.2. Caracterização da ilha em estudo

Para o âmbito desse trabalho optou-se por escolher uma ilha e realizar o seu estudo uma vez que cada uma das ilhas possuem um sistema elétrico próprio e isolado. A opção foi a ilha de Santiago por ser a maior de Cabo Verde e ainda a capital administrativa do país.

Com uma área de cerca de 991 km², 266.161 pessoas a necessidade de abastecimento energético é grande e requer muitos esforços técnicos. Devido ao ritmo do crescimento atual e às suas previsões, para além da aposta na eficiência energética há necessidade de apostar no aumento da capacidade de produção para acompanhar a evolução do consumo como se pode comprovar.

Partindo dos 159 GWh em 2009, através da Figura 6 podemos ver que o crescimento da procura de eletricidade vai ser significativo uma vez que aponta para valores de 209, 247 e 316,84 GWh para 2015, 2018 e 2020 respetivamente [21].

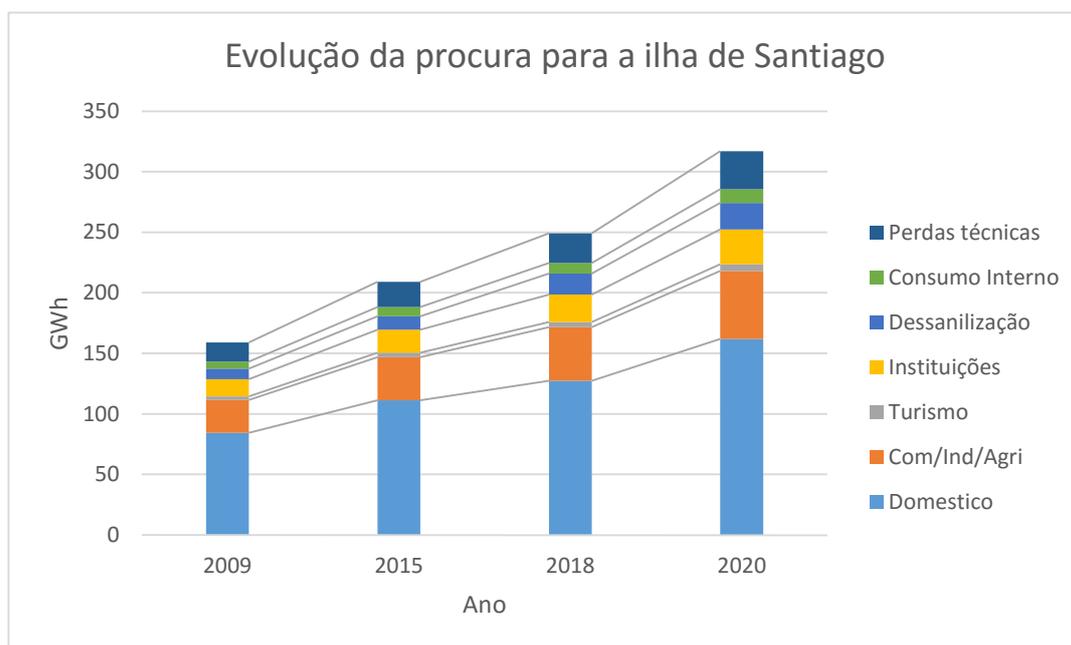


Figura 6: Evolução Histórica e previsão para 2015 e 2020. Fonte: Plano Energético Renovável Cavo verde, Estudo da procura [21]

Em termos de potência é registado um aumento ao longo dos anos, como pode se comprovar na Tabela 1:

Tabela 1: Potência de ponta e de vazio para 2012, 2015 e 2020

2012		2015		2020	
Potência Ponta	Potência Vazio	Potência Ponta	Potência Vazio	Potência Ponta	Potência Vazio
37697	17100	44901	20268	56948	25687

A eletricidade em Santiago como nas restantes das ilhas exceto Boavista está fortemente ligada a Electra que é a empresa concessionária que controla todo o ramo da eletricidade desde de 1982 [23]. O sistema elétrico de Santiago em particular tem mudado ao longo dos anos. Até 2010 a produção era descentralizada, feita através de grupos *diesel* distribuídos em vários conselhos da ilha. No ano de 2011 depois de uma década de preparação deu-se início a construção do parque eólico (potência 9.35 MW, parque de Achada São Felipe, Praia) e a construção de central única para toda a ilha de Santiago em Palmarejo, ficando, os grupos *diesel* que se encontravam espalhados pelos diversos concelhos da ilha para servir de sistema de apoio para a rede [24].

O sistema elétrico de Santiago tem hoje as características apresentadas na Figura 7.

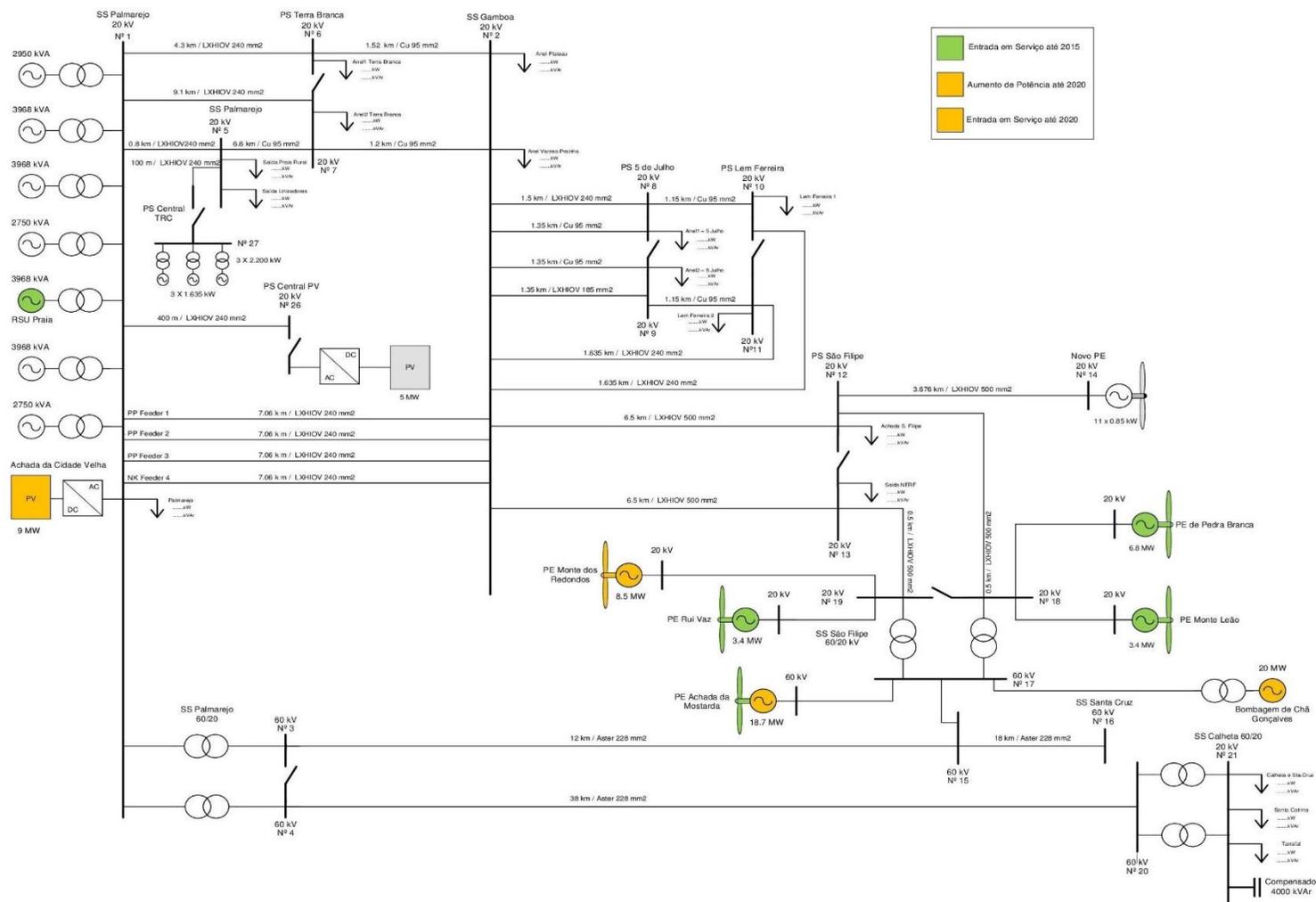


Figura 7: Diagrama Unifilar da rede de Santiago. Fonte [24, pp.25]

2.3. Sistema isolado com integração de energia eólica

Sistemas de produção isolados têm ao longo dos anos fornecido energia em zonas remotas, tipicamente através de geradores *diesel* ou outras fontes de energia convencional (e.g. central a gás). Devido ao aumento de custo de combustíveis fósseis e á atual necessidade de mitigação de emissões poluentes, tem-se procurado introduzir a energia eólica e outras fontes de energia renováveis que são capazes de reduzir o custo total de produção de energia [25].

A inclusão de energias renováveis é um potencial para a redução de preço de produção de energia e ao mesmo tempo reduzir a dependência da importação de combustíveis fósseis, contribuindo para a melhoria do meio ambiente e para o equilíbrio da balança comercial devido a redução da importação de combustíveis. As centrais renováveis (eólica, fotovoltaica e hídrica) são variáveis no tempo, o que resulta na necessidade de combinação das tecnologias renováveis com meios de armazenamento ou outra tecnologia de produção convencional, resultando em um sistema mais complexo. Os sistemas que têm diferentes fontes e tecnologias de produção são denominados de sistemas híbridos [25].

No caso da Ilha de Santiago, em Cabo Verde, grupos *diesel* têm sido utilizados ao longo desses anos (30 anos) para fornecer energia a comunidades remotas, uma vez que cumpre muito bem essa função. O combustível utilizado (*diesel*, gasóleo, *fuel* óleo 180 e 380, *jet A1*) possui uma alta densidade energética, o que torna mais fácil o seu transporte. A tecnologia *diesel* é amplamente disponível e a sua utilização é bem estudada e compreendida. Tudo isso levou se tornar o principal método para fornecer energia para sistemas de energia centralizados. Um sistema típico de gerador *diesel* isolado é caracterizado por [26]:

- Apenas um ou poucos geradores *diesel* tipicamente dimensionados exatamente para o consumo existente;
- Sistemas de controlo simples, com apenas um regulador de velocidade e regulador de tensão para o gerador *diesel*;
- O combustível normalmente é caro, e as vezes cria problemas de armazenamento;
- O grupo Diesel fornece energia com qualidade necessária para as necessidades;

Um sistema *diesel*-eólica é tecnicamente eficaz e consegue fornecer energia de forma segura, usando energia eólica para reduzir o consumo de *diesel* [25].

Uma vez que a produção eólica é difícil de ser prevista e não oferece garantia de potência [20], a sua inclusão na rede não implica uma redução da capacidade *diesel*. O custo de inclusão de produção eólica é compensado com a diminuição de consumo de combustível, redução de sistemas de armazenamento de combustível e redução dos impactos ambientais, provocados pela produção convencional [27].

Em termos técnicos, um sistema isolado de uma grande comunidade que incorpora a energia eólica poderá ser definida como um sistema *diesel*-eólica se a sua disposição e operação são significativamente influenciadas pela presença de turbinas eólicas. Essas influências são normalmente demonstradas em termos de [26]:

- Necessidade de aumento de controlo da frequência, estabilidade de tensão e limite da distorção da harmónica;
- A condição de operação dos geradores *diesel*, especialmente com a passagem de funcionamento para cargas mínimas e mais rápidas mudanças na potência de saída consoante a variação da quantidade de energia renovável disponível;
- Disposição para o uso de qualquer energia excedente, quer de turbinas eólicas, quer dos geradores *diesel* que são obrigados a operar na carga mínima;
- Potencial para fluxo de potência bidirecional nas linhas de transmissão ligado às diferentes fontes de produção, renovável e convencional;

- Operação, manutenção e reparação dos componentes de sistemas incluindo turbinas eólicas;

O desafio do uso da energia eólica é o seu carácter intermitente e a obrigação de fornecer o serviço desejado. É espectável que exista uma grande relação entre a quantidade de energia eólica fornecida e a dificuldade de manter o nível de serviço [25]. Níveis de penetração elevados de energia eólica num sistema requer muitas vezes a implementação de sistema de controlo, fora a do grupo *diesel* para assegurar o bom funcionamento do sistema [25].

Embora os avanços de eletrónica de potência tem permitido ao sistemas elétricos suportar mais turbinas eólicas, o aumento desse número trás consigo muitos impactos [25]:

- Aumento da variação dos níveis e rampas de potência, pois a variação da energia eólica é adicionada à variação da carga;
- O gerador *diesel* vai operar a cargas mais baixas, como a outra parte da energia requerida é fornecida pelas turbinas eólicas;
- Mais ciclos no gerador *diesel*;
- Um aumento nos componentes e sofisticação técnica do sistema;

Os grupos *diesel* têm, normalmente, a capacidade de assegurar esses requisitos de funcionamento do sistema, mas dependem da quantidade de energia eólica e da sua percentagem no sistema, existe a necessidade de reforçar sistemas de controlo como [25]:

- Grupos *diesel* com sistema de controlo avançado;
- Controlo e gestão de cargas;
- Sistema de armazenamento;
- Dispositivo de controlo de potência ativa;
- Controlo de energia produzida por fonte renovável;
- Sistema de armazenamento hídrico;
- Banco de baterias;

A variabilidade do vento, associada aos outros fatores dinâmico das turbinas eólicas, pode ocasionar, em algumas circunstâncias, distúrbios nos padrões de qualidade da rede elétrica local. Variação cíclica diária do vento são apontadas como a causa principal das variações lentas de tensão, também chamadas variações estáticas da tensão [28].

As variações da velocidade do vento em escalas de tempo de milissegundos a minuto, também chamadas de turbulências atmosféricas aliadas à aspetos dinâmica estruturais das turbinas eólicas são responsáveis pelas variações dinâmicas de tensão, normalmente contabilizadas através do fenómeno de cintilação (*flicker*) [28].

A implementação de energia eólica em sistemas de energias remotas, especialmente se o nível de penetração for alto, não é uma tarefa fácil pois requer compreensão dos detalhes, do comportamento dinâmico, da interação entre a carga e a fonte, entre outros fatores, e por isso existem modelos que ajudam a prever os impactos e deste modo proceder de forma segura, a uma evolução na rede.

2.4. Estudos de integração das centrais renováveis em Cabo verde

Ao longo dessas duas décadas tem sido realizados esforços para a integração de energia eólica em redes chamadas fracas (redes de pequenas e média dimensão) em que a ilha de Santiago é um perfeito exemplo.

De forma a avaliar a capacidade de integração de fontes de recurso renovável em Cabo verde, têm-se realizado análises que envolve a execução de estudos em regime permanente, com a caracterização e modelização detalhada em ambiente PSS/E® da Siemens PTI, ferramenta de referência na análise de sistemas elétricos para cada uma das ilhas como os trabalhos desenvolvido pelo Lopes e Vasconcelos [29].

O processo de análise para cada uma das ilhas em estudo foi dividido nas seguintes etapas [30]:

- Definição dos cenários de ponta e vazios de consumo das redes;
- Definição de configurações típicas de exploração para cada sistema e especificação de parâmetros elétricos dos seus componentes;
- Identificação dos pontos de preferência de interligação à rede elétrica existente dos novos projetos renováveis, tendo em consideração a sugestão da Gesto, complementada com a análise de compromisso entre a capacidade recetora da rede e a extensão do condutor de interligação.
- Definição do escalonamento das máquinas em serviço, incluindo sistemas de conversão de fonte renovável
- Estudos de trânsito de potências tendo em vista a caracterização do comportamento da rede em regime estacionário, considerando os valores de integração de renováveis definidas como limite nos estudos dinâmicos
- Análise do resultado do trânsito de potência, incluindo ajustes nas tensões de referência, regime de potência reativa dos parques eólicos, tomadas de transformadores e colocação/ajuste de bateria de condensadores
- Avaliação de eventuais sobrecargas e violação de tensão

Silva et al. [31] realizaram um estudo dinâmico que visa fornecer uma descrição dos resultados obtidos para os estudos sobre o comportamento dinâmico resultante da integração de produção renovável nas ilhas de Cabo Verde. Os estudos efetuados referem-se ao comportamento em regime dinâmico, tendo incidido sobre as configurações das redes para o cenário de 2012.

Os modelos matemáticos utilizados para a representação dos sistemas de conversão de energia são modelos convencionais disponíveis na plataforma de simulação Matlab Simulink e os sistemas de conversão de energia renovável (nomeadamente, o eólico) utilizados, recorreram a modelos típicos, conforme definido no estado-da-arte, cujos parâmetros foram validados por curvas reais fornecidos pelo fabricante de geradores eólicos (Vestas).

Muitos trabalhos sobre a integração da energia eólica na rede elétrica e sistemas de geração *diesel*-eólico têm sido publicados como por exemplo Jensen [32], Baring-Gould e Cordus [33].

Uma série de questões foram identificadas que devem ser consideradas no desenvolvimento de um projeto de energia eólica como parte de um sistema de energia isolado, seja ele um pequeno sistema de alguns quilowatts ou um grande sistema de centenas de megawatts. Estudos sobre sistemas com integração de energia eólica tem evoluído de forma contínua assim como os avanços registados no estado da arte, sendo que cada estudo é geralmente construído sobre os estudos anteriores [34]. Hoje temos muitos projetos de sucesso como é o caso de Cabo Verde, Toksook Bay, Alasca, St Paul, Alasca e Austrália em Denham e Baía de Coral.

Capítulo 3 – A problemática da integração de centrais eólicas

A influência dos parques eólicos na rede elétrica tem revelado ser o facto condicionante mais importante no projeto de parques eólicos a seguir ao próprio recurso eólico, sobretudo quando a dimensão do parque é considerável e a rede é “fraca”, ou seja, a relação entre a potência de curto-circuito da rede e a potência eólica injetada é pequena no ponto de interligação [35].

Até ao início dos anos noventa, a integração de parques processou-se sem dificuldades relevantes, mas à medida que os melhores lugares foram ocupados e as zonas isoladas (rede elétrica fracas) passaram a ser interessantes para instalação de sistemas eólicos começou a surgir alguns problemas e desafios para os operadores da rede elétrica [35].

Na maior parte dos casos, as redes elétricas fracas não tem capacidade para absorver a forte variabilidade temporal da potência elétrica produzida pelos parques eólicos, sem apresentar efeitos negativos na energia entregue ao consumidor. [35]

Desse modo podem identificar-se alguns fatores com maior influência no desempenho de um parque eólico e por isso a ter em conta na integração destas unidades no Sistema de Energia Elétrica (SEE) [2]:

- 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 local e razão (X/R);
- Variabilidade do recurso eólico (turbulência) e da potência elétrica;
- Trânsito de potências ativa e reativa e potência de perdas;
- Compensação local da potência reativa;
- Qualidade da potência produzida: flutuações de tensão (estacionárias e transitórias);
- Flutuações de tensão nos consumidores (nível de flicker²); distorção harmónica da tensão da rede;
- Estabilidade e coordenação das proteções;
- Sistema de ligação à terra;

As dificuldades da integração de parques eólicos no sistema electroprodutor de uma ilha são acrescidas, quando comparadas à integração em sistemas electroprodutores interligados onde as oscilações provocadas pelos parques são facilmente mitigadas. Desta forma, as redes isoladas exigem maiores precauções relacionadas com a frequência da rede, a segurança de abastecimento e a gestão de reservas [36].

O objetivo principal é controlar as oscilações no sistemas, ou seja, garantir o normal funcionamento do sistema electroprodutor face às variações introduzidas pelas fontes de produção renovável nomeadamente os parques eólicos. Essas variações podem ser devido a variações súbitas de velocidades de vento ou ocorrência de velocidade de vento superior ao de funcionamento das turbinas eólicas, o que provoca a saída de serviço do parque eólico.

Uma das piores situações possíveis se refere à perda em cascata de centrais eólicas quando estas não oferecem suporte à tensão em caso de curto-circuito. Nesta situação, a ocorrência de um curto-circuito resulta na ativação dos sistemas de proteção de subtensão dos parques eólicos próximos eletricamente desta falha, levando a um maior volume de perda de potência de produção, resultando em graves desvios de frequência em regime de transição [37]. Assim é importante dispor no sistema, sobretudo quando isolado, de centrais convencionais e centrais renováveis que ofereçam suporte transitório de tensão suficientes para fazer face a estas ocorrências de forma a garantir o normal funcionamento do sistema [38].

Na análise em regime estacionário verifica-se o cumprimento dos limites técnicos estipulados, tanto dos níveis de tensão nos barramentos, como dos níveis de congestionamento nos diversos elementos da rede, atendem aos critérios estabelecidos pelas normas de energia [39]. Como ficou claro na secção anterior os problemas e desafios da integração de centrais na rede eléctrica é muito mais abrangente. Daí a necessidade de desenvolver modelos que permitam estudar a integração de parques eólicos no sistema de energia eléctrica, tendo em vista ajuizar, *a priori*, a influência que estes vão exercer no SEE existente, bem como analisar os efeitos que manobras do próprio sistema têm no funcionamento e estabilidade de um parque eólico.

A grande mais-valia dos trabalhos de modelação é o fato de permitir avaliar, na fase de planeamento de uma central, todos os fatores que podem influenciar a integração do parque eólico no SEE fornecendo assim a possibilidade de trabalhos de preparação e atualização da rede para integração de novas turbinas eólicas. Desse modo, torna-se numa ferramenta indispensável para os operadores da rede, como meio de estudo e observação dos efeitos transitórios e alguns casos que podem colocar em risco o normal funcionamento do sistema eléctrica.

Capítulo 4 – Modelos de Simulação. Conceitos teóricos e matemáticos

De forma a avaliar o impacto da geração eólica na rede elétrica de ilha de Santiago (Cabo verde), é indispensável uma plataforma de simulação do comportamento dinâmico do sistema que inclua os modelos das máquinas que compõe a rede em estudo.

Apresentam-se aqui os conceitos teóricos e os modelos matemáticos completos dos constituintes da referida rede, implementadas em ambiente Matlab/Simulink. Sendo que, alguns destes modelos se encontram disponíveis na biblioteca do Simulink (SimPowerSystems).

4.1. Grupo *diesel*

4.1.1. Máquina *diesel* e Regulador de Velocidade

O motor *diesel* dá uma descrição da taxa de consumo de combustível em função da velocidade e da potência mecânica na saída do motor [40].

A frequência do sistema é dependente do balanço de potência ativa. Um desvio entre a potência ativa gerada e a consumida reflete uma variação no valor da frequência [41]. Por isso, é necessário haver um regulador de velocidade em cada grupo gerador para poder fazer o controlo primário da frequência.

No normal funcionamento, a frequência do sistema elétrico deve ser mantida dentro de uma estreita gama de valores o quão próximo possível do valor na frequência da rede (50 Hz). Quando a produção é superior ao consumo temos um aumento de frequência e quando a produção é inferior ao consumo temos uma diminuição da frequência. Para a validação dos resultados do presente trabalho foi considerado que a frequência se mantém constante durante o período de simulação.

A máquina *diesel* e o regulador de velocidade é modelada por uma simples função de primeira ordem relacionando o consumo do combustível com a potência mecânica. Nota-se que a função transferência tem um pequeno mas, significativo atraso temporal associado ao tempo de disparo. Este valor representa o tempo morto associado ao intervalo entre explosões nos cilindros, traduzindo-se num atraso desde que o efeito de uma alteração na válvula que regula o fluxo de combustível (saída do controlador) se propaga até à saída [42].

O modelo utilizado (Figura 8) é um modelo simplificado descrito por Stavrakakis e Kariniotakis [40] que existe na biblioteca do Simulink.

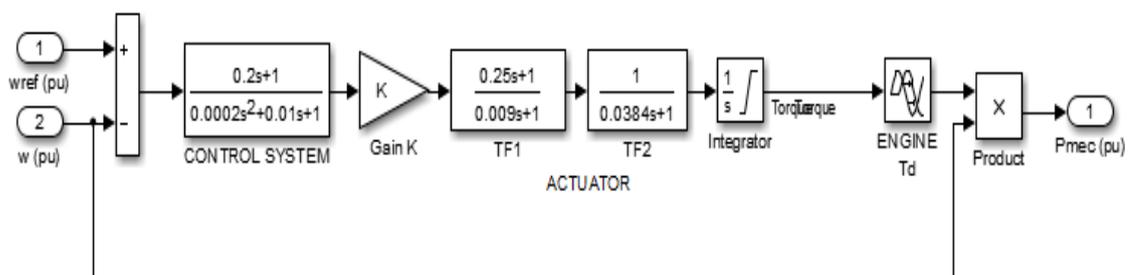


Figura 8: Modelo simplificado do regulador de velocidade e da máquina primária *diesel*

Este bloco implementa um sistema de motor *diesel* e o seu controlo de velocidade com duas entradas: a velocidade de referência e a velocidade real da máquina, sendo que a saída é a potência mecânica. A inércia do motor deve ser combinada com o gerador.

A função transferência do controlador e do atuador são apresentados a seguir:

$$H_c = \frac{K (1 + T_3 \cdot s)}{(1 + T_1 \cdot s + T_1 \cdot T_2 \cdot s^2)} \quad (1)$$

$$H_a = \frac{K (1 + T_4 \cdot s)}{[(s(1 + T_5 \cdot s)(1 \cdot T_6 \cdot s)]} \quad (2)$$

Em que K (40) é o ganho integral do controlador, os T's [T₁=0.01, T₂=0.02, T₃=0.2, T₄=0.25, T₅=0.009, T₆=0.038] são as constantes de tempo associados ao controlador e ao motor *diesel* em segundos (s), P_{mec} a potência mecânica de saída.

O regulador de velocidade é um dispositivo mecânico ou eletromecânico, utilizado para controlar automaticamente a velocidade do motor *diesel* através da injeção de mais ou menos combustível.

É um controlador do tipo proporcional-integral que apresenta como entrada o desvio de frequência relativamente ao valor de referência (diferença entre “w_{ref} (p.u)” e “w (p.u)”). O objetivo é manter a igualdade entre a potência mecânica fornecida ao gerador e a potência elétrica fornecida por este. E o objetivo do controlo integral é manter a frequência no seu valor nominal.

4.1.2. Máquina Síncrona

Um gerador síncrono é composto pelo estator no qual está instalado o enrolamento induzido e pelo rotor no qual está o enrolamento indutor. O rotor gira a velocidade angular (ω) no seio de um campo magnético uniforme, caracterizado pelo vetor de indução B, que é criado por uma corrente contínua fornecida por uma fonte auxiliar (Regulador de Tensão/ Excitação) [43].

De acordo com a lei geral de indução será induzida nas bobinas do estator uma força eletromotriz sinusoidal.

Estas máquinas são caracterizadas por existir uma relação constante entre a velocidade de rotação do rotor, n, e a frequência, f, das tensões induzidas. Sendo assim, em regime estacionário, com velocidade e frequência constantes funcionam em sincronismo com a frequência da rede [44].

Dependo da aplicação, o rotor pode ser de polos salientes ou cilíndricos (Figura 9); no caso de ter polos salientes, existe um núcleo central sobre o veio da máquina em torno do qual são montadas as bobinas indutoras.

No caso de polos cilíndricos, os condutores do indutor são montados em cavas. Para máquinas de grande velocidade (por exemplo, 3000 rpm centrais térmicas) os polos salientes são desvantajosos porque exigem maior resistência mecânica face às forças a que são submetidos e nesse caso utilizam-se normalmente rotores cilíndricos.



Figura 9: Tipos de rotor; (a) polos salientes; (b) cilíndricos [44]

Em regime transitório, no qual a velocidade do rotor difere da de sincronismo, as correntes que nele são induzidas dão lugar a um amortecimento que contribui para a estabilidade da marcha síncrona.

O modelo utilizado foi o disponibilizado na biblioteca SimPowerSystems do Matlab/Simulink [46, pp. 5,270-5,287]. Este modelo pode operar como gerador ou motor, dependendo disso, do sinal da potência mecânica aplicada. Como no presente trabalho a máquina síncrona funciona sempre como gerador, o referido sinal é sempre positivo.

O modelo leva em conta a dinâmica dos enrolamentos do estator, de campo e de amortecimento. O circuito equivalente do modelo é representado no quadro de referência do rotor (quadro q-d). Todos os parâmetros de rotor e de grandezas elétricas são vistas do estator. Eles são identificados por variáveis do primário. Os índices usados são definidos como se segue:

- d, q : grandezas nos eixos d e q;
- R, s : grandezas do rotor e estator;
- l, m : indutâncias de fuga e magnetização;
- f, k : grandezas dos enrolamentos de campo e amortecedores

O modelo elétrico da máquina[45] é apresentado na Figura 10:

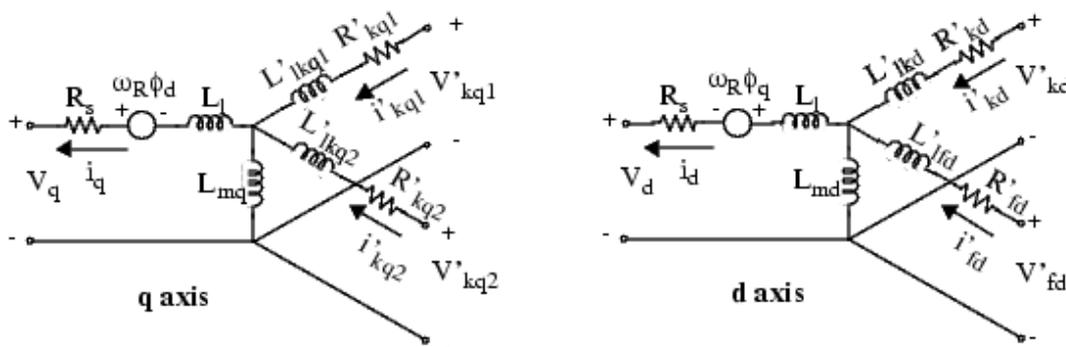


Figura 10: Modelo elétrico equivalente da máquina síncrona no sistema de eixos d-q [45]

As equações do sistema:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \varphi_d - \omega_R \varphi_q \quad (3)$$

$$V_q = R_S i_q + \frac{d}{dt} \varphi_q - \omega_R \varphi_d \quad (4)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kd} \quad (5)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \varphi'_{fd} \quad (6)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq1} \quad (7)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \varphi'_{kq2} \quad (8)$$

$$\varphi_d = L_d i_d + L_m d (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (9)$$

$$\varphi_q = L_q e u_q + L_m q i'_{kq} \quad (10)$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_m d (i_d + i'_{kd}) \quad (11)$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_m d (i_d + i'_{fd}) \quad (12)$$

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_m q e u_q \quad (13)$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_m q e u_q \quad (14)$$

Como todas as máquinas elétricas rotativas, para além do comportamento elétrico, o modelo terá de incluir uma parte que descreve também o comportamento mecânico. O comportamento mecânico da máquina síncrona é dada por:

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d * \Delta\omega(t) \quad (15)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \quad (16)$$

Em que:

$\Delta\omega$: Desvio de velocidade (p.u)

H: Constante de inércia (s)

T_m : Binário eletromecânico (p.u)

K_d : Coeficiente de atrito (p.u)

$\omega(t)$: Velocidade do rotor (p.u)

ω_0 : Velocidade síncrona (tipicamente 1 p.u.)

As equações apresentadas aqui foram as implementadas no bloco da biblioteca SimPowerSystems que foi utilizada neste modelo.

4.1.3. Sistema de Excitação

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada [46].

Configuração física dos componentes do sistema de excitação é apresentada na Figura 11:

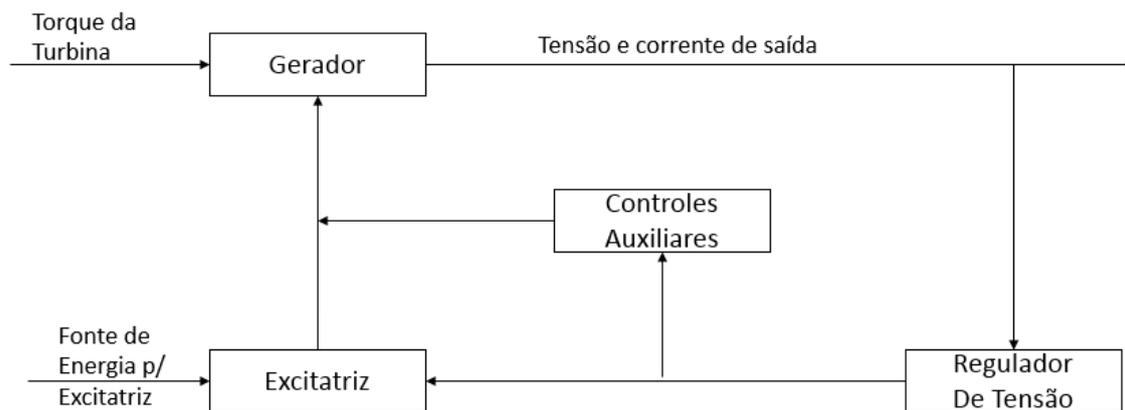


Figura 11: Configuração do sistema de excitação [46]

Até bem recentemente, a excitatriz da maioria dos sistemas era um gerador de corrente contínua montada no eixo do gerador. Atualmente, outros sistemas mais rápidos e que exigem menos manutenção vão aos poucos substituindo o sistema clássico [46].

Três tipos distintos de sistemas de excitação são definidas com base na fonte de energia de excitação [47]:

1. Sistemas de excitação DC, o qual utiliza um gerador de corrente contínua com um comutador como a fonte de corrente para o circuito de campo do gerador síncrono;
2. Sistemas de excitação AC, o qual utiliza um alternador com retificadores rotativo ou estático como fonte de corrente para o circuito de campo do gerador síncrono;
3. Sistemas de excitação estática, o qual utiliza um transformador com retificador estático como fonte de corrente para o circuito de campo do gerador síncrono;

O modelo utilizado (Figura 12) existe na biblioteca do Simulink e para corrente contínua que é descrito detalhadamente por IEEE Standard 421.5-2005 [47].

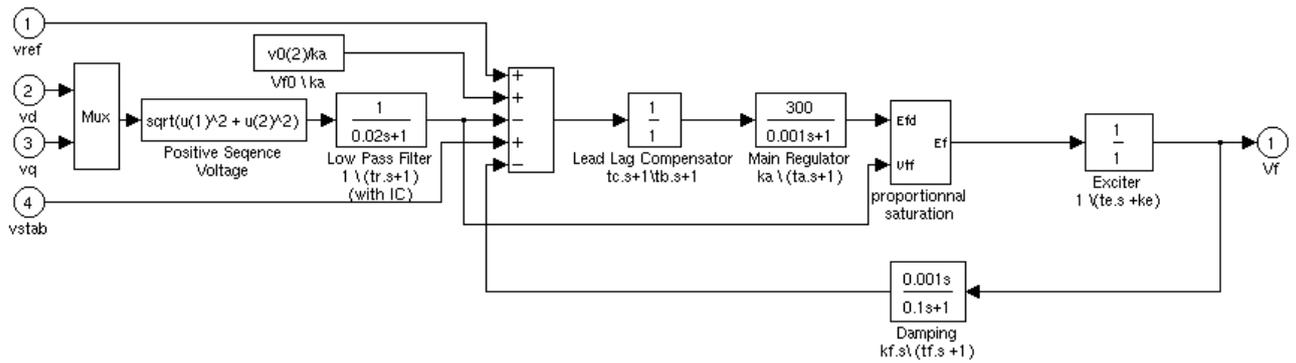


Figura 12: Sistema de Excitação

A tensão V_{ref} é a tensão de referência e V_{stab} representa a tensão que pode ser disponibilizado por um PSS (Power System Stabilizer). O compensador lead lag, caracterizado pelas constantes de tempo T_b e T_c , destina-se a reduzir o ganho a altas frequências, minimizando desse modo a influencia negativa do regulador no amortecimento do sistema.

A malha de realimentação definida pelo ganho k_f e constante de tempo T_f , também denominada malha de estabilização, é responsável por assegurar a estabilidade da regulação de tensão. O amplificador é caracterizado pelo ganho K_a e a constante de tempo T_a , em conjunto com valores máximos e mínimos de saída [42].

De acordo com o modelo disponível na biblioteca SimPowerSystems, a excitatriz pode ser representada pela equação seguinte equação:

$$\frac{V_{fd}}{ef} = \frac{1}{k_e + sT_e} \quad (17)$$

A equação representa a função de transferência entre a entrada do regulador E_f e a saída V_f . A tensão de saída do gerador, após retificação e filtragem, é conduzida ao regulador que a compara com o valor de referência. 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 em regime transitório, mediante o amortecimento das oscilações do rotor resultante de desequilíbrios entre as potências mecânicas e elétricas [41].

4.1.4. Regulador de tensão

A função do regulador de tensão é controlar a saída da excitatriz tal que a tensão gerada e a potência reativa variem da maneira desejada.

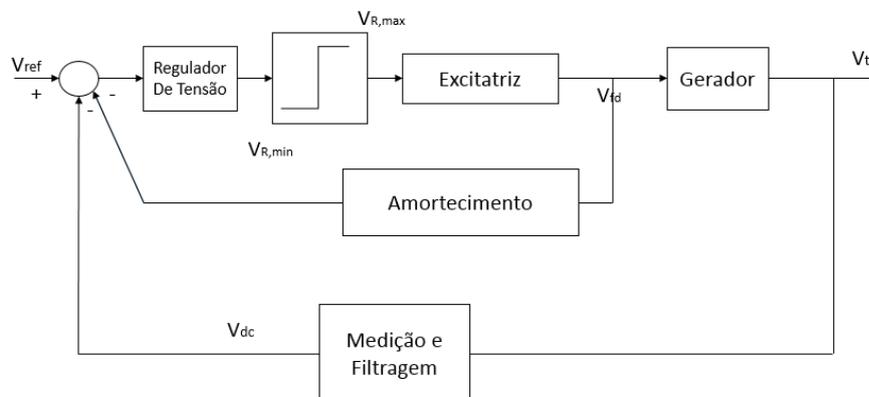


Figura 13: Diagrama de blocos do Sistema de Regulação de Tensão [48]

Na Figura 13 apresenta um diagrama de blocos típico de um sistema de regulação de tensão para geradores. As principais funções de um regulador automático de tensão são [48]:

1. Controlar a tensão terminal da máquina, dentro dos limites prescritos;
2. Regular a divisão de potência reativa entre máquinas que operam em paralelo, particularmente quando estas estão em barra comum, gerando a mesma tensão terminal, isto é, sem transformador;
3. Controlar de perto a corrente de campo, para manter a máquina em sincronismo com o sistema, quando esta opera a fator de potência unitário ou adiantado;
4. Aumentar a excitação sob condições de curto-circuito no sistema, para manter a máquina em sincronismo com os demais geradores do sistema;
5. Amortecer oscilações de baixa frequência que podem trazer problemas de estabilidade dinâmica.

Os reguladores são necessários em compensadores síncronos (cuja finalidade é controlar tensão).

A qualidade de um regulador de tensão é influenciada pela zona morta, que é a faixa de tensão na qual não se espera nenhuma resposta do regulador. Em outras palavras, a sensibilidade de um regulador pode ser insuficiente para permitir resposta a pequenas variações de tensão. Um regulador de tensão com zona morta não cumprirá à função descrita no ponto 3, a grandes valores de ângulo de carga. Igualmente, a função descrita no ponto 4, requer grande sensibilidade e rapidez de resposta [49].

4.2. Parque Eólico

4.2.1. Turbina Eólica

Para modelar uma turbina eólica todos os componentes tem que ser modelados bem como as entradas do sistema, o vento, o modelo do rotor que converte a energia cinética do vento em energia mecânica, modelo gerador, do conversor bem como controlador da velocidade do rotor, do ângulo de ataque e os sistemas de seguranças que cortam a corrente em casos de emergências como por exemplo, quando a frequência sai fora da banda de funcionamento da turbina [50].

A Figura 14 mostra melhor os componentes e as ligações e os diferentes blocos.

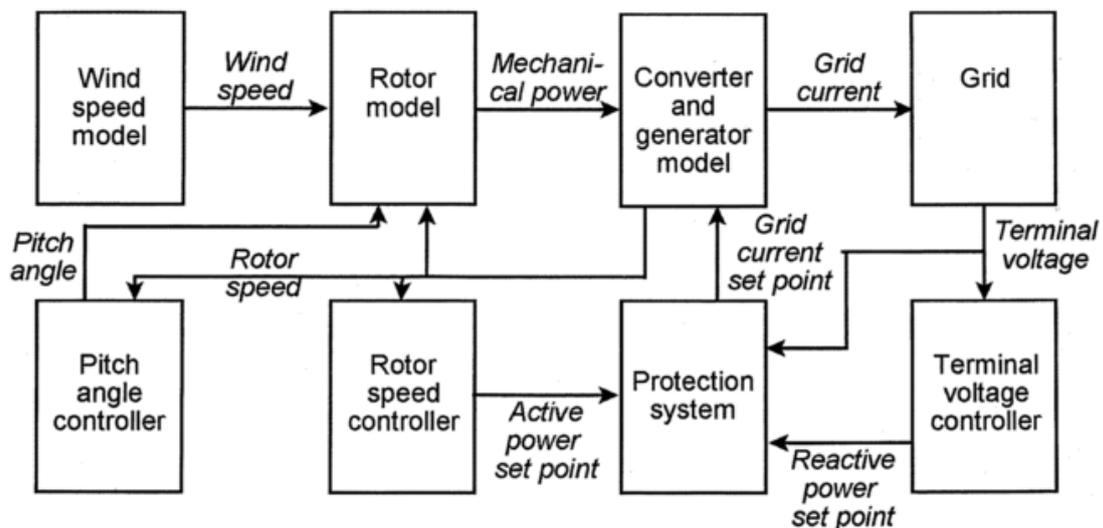


Figura 14: Subsistemas de uma turbina eólica e as suas interações [50]

A Maioria das turbinas existente no mercado tem na sua composição rotor, caixa de velocidades, o gerador, o transformador e a eletrónica de potência.

A capacidade de uma turbina eólica em extrair energia a partir do vento é uma função de três fatores principais: a energia eólica disponível, a curva de potência da máquina, e a capacidade da máquina para responder a flutuações de vento [40].

O modelo utilizado é baseado nas características de potência no estado estacionário. A potência da turbina é dado pela seguinte expressão:

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} v_{vento}^3 \quad (18)$$

Onde P_m é a potência mecânica, C_p Coeficiente de performance da turbina, ρ a densidade do ar, A a área varrida pela turbina, v a velocidade do vento, λ a velocidade que mede a relação entre a velocidade na ponta da lâmina do rotor e a velocidade do vento e o β é a o ângulo de inclinação da pá.

A equação anterior pode ser normalizada em valores por unidade.

$$P_{m_pu} = K_p c_{p_pu} v_{vento_pu}^3 \quad (19)$$

A equação genérico que é usado para modelar $c_p(\lambda, \beta)$.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{-\frac{c}{\lambda} 5i} + c_6\lambda \quad (19)$$

Com

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\rho^3 + 1} \quad (20)$$

Os coeficientes de C_1 a C_2 , são: $C_1 = 0,5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$ e $C_6 = 0,0068$. O C_p varia para diferentes valores do campo ângulo β . O valor máximo de C_p ($C_{pmax} = 0,48$) é conseguida por $\beta = 0$ grau e para $\lambda = 8,1$. Este valor particular de λ é definido como o valor nominal [51], Figura 15.

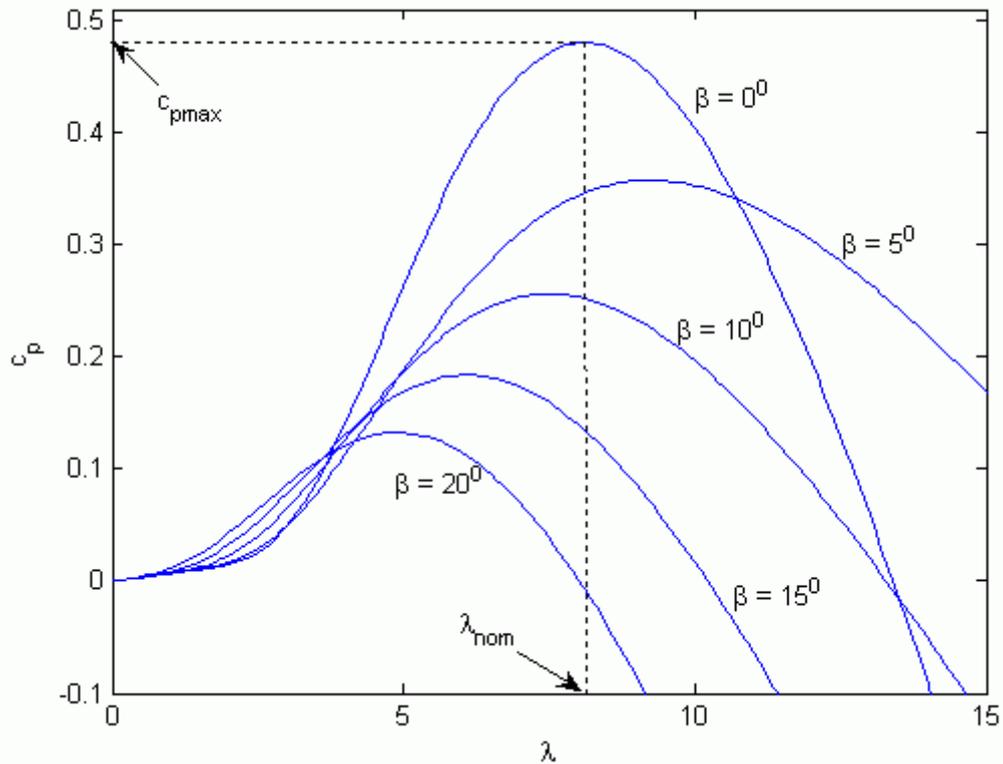


Figura 15: Curva característica da Turbina [52]

O modelo do Simulink da turbina é ilustrado na Figura 16. As três entradas são a velocidade do gerador, o ângulo de inclinação e a velocidade do vento em m/s. A saída é o binário aplicado ao veio do gerador.

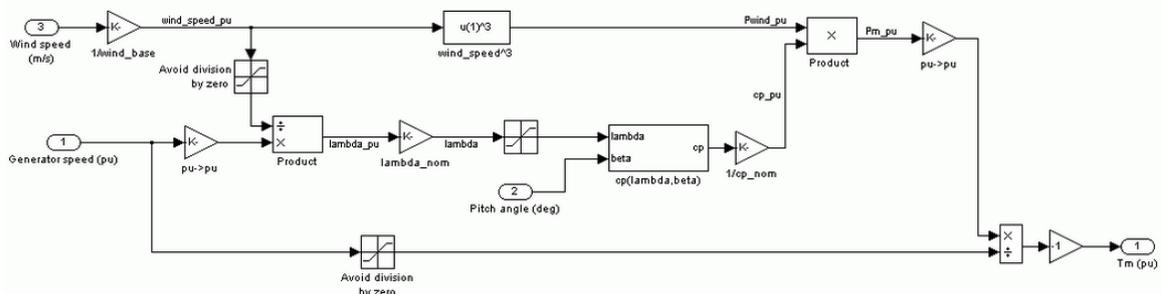


Figura 16: Modelo da Turbina

O modelo completo ainda inclui a máquina assíncrona e os conversores e o sistema de controlo.

4.2.2. Máquina Assíncrona

A máquina assíncrona (ou de indução) é a máquina elétrica mais utilizada industrialmente, funcionando sobretudo como motor, porque é uma máquina robusta, tem baixo custo e pouca manutenção. Em comparação com as máquinas síncronas, estas caracterizam-se por não possuírem um campo de excitação e por operarem a uma velocidade diferente das do sincronismo.

A máquina assíncrona pode ser também utilizada como gerador, embora com menor rendimento, mas com a vantagem de ser facilmente interligada com a rede elétrica. O gerador assíncrono é muito utilizado na produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, como sejam os sistemas eólicos, mini hídricos, energia das ondas, e os que utilizam o biogás como combustível.

Nestes casos quando funcionam como gerador a velocidade do rotor é superior à velocidade síncrona e então o escorregamento é negativo [44].

Quanto a configuração do rotor, os geradores de indução podem ter, rotor em gaiola de esquilo e rotor bobinado ilustrado na Figura 17:

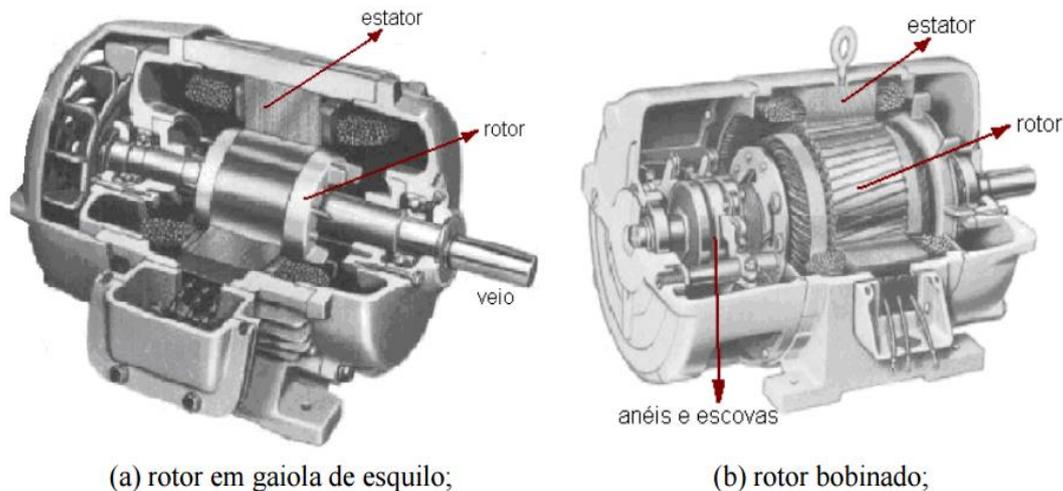


Figura 17: Constituição de máquinas de indução [44]

Os enrolamentos do rotor podem ser de dois tipos [44]:

1. Rotor em curto-circuito (ou rotor em gaiola de esquilo) que é formado por barras de alumínio unidas por anéis em ambas as extremidades. Este enrolamento forma uma espécie de gaiola de esquilo que não é acessível do exterior. Os anéis nas extremidades garantem a rigidez mecânica do conjunto e possuem normalmente aletas para ventilação forçada. A forma das barras de alumínio tem influência sobre as características de binário.
2. Rotor bobinado, constituído por enrolamentos de fio de cobre isolado semelhantes aos do estator. Os seus terminais são ligados a anéis coletores e escovas, sendo acessíveis do exterior. Os motores de rotor bobinado são mais caros, necessitam de maior manutenção e são menos robustos. Todavia, permitem controlar as correntes do rotor e as características de binário e de velocidade da máquina. Através dos anéis e escovas, podem-se ligar resistências variáveis externas para regular a corrente no rotor, principalmente na fase de arranque do motor. Em funcionamento normal as resistências são curto-circuitadas e a máquina funciona com o rotor em curto-circuito.

As máquinas com rotores em gaiola representam a esmagadora maioria de máquinas de indução, são muito robustas e suportam elevados esforços eletromecânicos.

Modelo matemático da máquina assíncrona

O circuito elétrico equivalente de uma máquina assíncrona segundo um referencial d-q encontra-se ilustrado na Figura 18 e Figura 19, assim como todas as grandezas do estator e do rotor [53]:

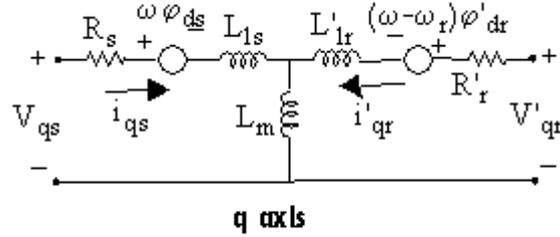


Figura 18: Modelo elétrico da máquina assíncrona eixo q

As equações do comportamento elétrico da tensão e do binário elétrico.

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega \phi_{ds} \quad (21)$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} + \omega \phi_{qs} \quad (22)$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + \frac{d\phi'_{qr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \phi'_{dr} \quad (23)$$

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + \frac{d\phi'_{dr}}{dt} + (\omega - \omega_r) \phi'_{qr} \quad (24)$$

$$T_e = 1.5p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad (25)$$

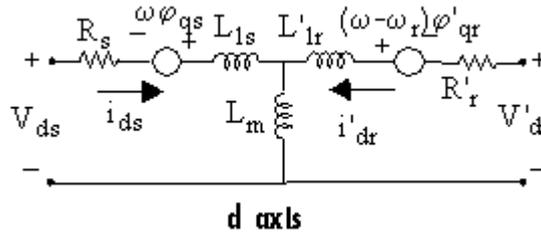


Figura 19: Modelo elétrico da máquina assíncrona eixo d

Os fluxos são calculados do seguinte modo:

$$\phi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \quad (26)$$

$$\phi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{qr} \quad (27)$$

$$\phi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \quad (28)$$

$$\phi'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \quad (29)$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (30)$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad (31)$$

Em que:

R_s, L_s : resistência e indutância do estator

R'_r, L'_r : resistência e indutância do rotor

L_m : indutância de magnetização

L_s, L'_r : indutância total do rotor e do estator

V_{qs}, i_{qs} : tensão e corrente do estator, eixo q

V'_{qr}, i'_{qr} : tensão e corrente do rotor, eixo q

V_{ds}, i_{ds} : tensão e corrente do estator, eixo d

$V_{dr}^{\prime}, i_{dr}^{\prime}$: tensão e corrente do rotor, eixo d

$\varphi_{qs}, \varphi_{ds}$: fluxo no estator, eixo d e q

$\varphi_{qr}^{\prime}, \varphi_{dr}^{\prime}$: fluxo no rotor, eixo d e q

ω_m : velocidade angular do rotor

4.3. Cargas e Baterias

A carga que representa o consumo na rede elétrica e o condensador foi modelada pelo bloco trifásico RLC do SimPowerSystems [46, pp. 5,330-5,333], Figura 20 em que para carga foram apenas atribuídos valores para a resistência e a indutância. No caso do condensador esses parâmetros ficaram a zero e foi atribuído um valor a capacitância.

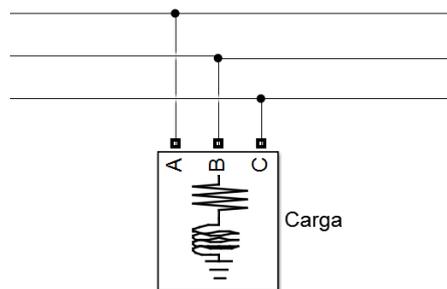


Figura 20: Configuração da carga (consumo)

4.4. Linhas de Transmissão

Para representar as linhas de transmissão foi utilizado um bloco existente na biblioteca do Simulink/SimPowerSystems “PI Section Line” [46, pp. 5,166-5,170].

O modelo implementa uma linha de transmissão de monofásica com os parâmetros concentrados na secção PI (Figura 21). Para a linha de transmissão, a resistência, indutância e capacitância são uniformemente distribuídas ao longo da linha para uma determinada frequência.

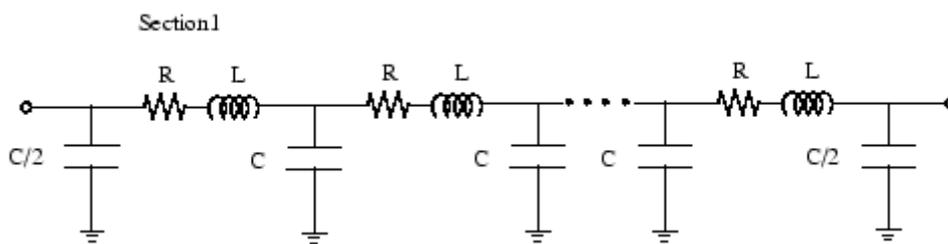


Figura 21: Modelo dos parâmetros distribuídos pela linha

Na escolha dos modelos procurou-se conseguir um equilíbrio entre os modelos utilizados de forma a não optar por modelos muito elaborados desde que a escolha não comprometessem os resultados. Os parâmetros necessários para os modelos mais detalhados são difíceis de obter para a aplicação em simulações de redes concretas, existentes na realidade.

A maioria dos modelos utilizados encontra-se bem documentado, usando conceitos conhecidos, por isso, a abordagem no âmbito desta dissertação não foi exaustiva.

Capítulo 5 – Cenários de desenvolvimento do sistema electroprodutor de Santiago

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações, para os diferentes cenários. É de salientar que as escalas dos gráficos são diferentes uma vez que foram alteradas consoantes os valores, de forma a tornar mais fácil a leitura dos valores.

Os cenários foram definidos conforme as informações que foram possíveis recolher com base no consumo e na produção. Os parâmetros utilizados nas simulações foram as potências definindo para período de ponta e período de vazio.

5.1. Situação Base (2012)

O último relatório e contas apresentadas pela Electra (Empresa de electricidade e água, SARL) relativos ao ano de 2012 foi a base para definição da situação atual (base) energética da ilha de Santiago neste trabalho. É importante ainda referir que desde final de 2012 até então, não houve alterações significativas na rede elétrica em estudo bem como na sua gestão.

Na Tabela 2 pode-se ver a evolução da capacidade de produção ao longo dos últimos anos e a repartição atual para as diferentes fontes.

Tabela 2: Evolução da potência instalada na ilha de Santiago de 2006 a 2012 [54]

Potência (kW)			
Ano	diesel	Eólica	Solar
2006	27770	900	0
2008	42053	900	0
2010	40975	900	5000
2012	62855	9350	5000

Assim, para o cenário atual, a capacidade térmica instalada é de 62855kW, 5000kW de potência fotovoltaica e 9350 kW de potência eólica distribuídas em onze (11) turbinas Vestas V52 – 850 kW [55].

Por outro lado o consumo para o ano 2012 foi de 103.703.070 kWh. Para a simulação os parâmetros usados são as de potência para o período de ponta e para o período de vazio 37.697kW e 17100kW respetivamente (Tabela 3).

Tabela 3: Potência para o período de Ponta e de Vazio (2012) [54]

2012		
Consumo (MWh)	Ponta (kW)	Vazio (kW)
208708	37697	17100

Com os dados conhecidos sobre o sistema elétrico em questão (a rede elétrica da ilha de Santiago), e os dados de vento para ilha que foram estimados com recurso a *método de Shinozuka* para a geração de séries sintéticas de parâmetros físicos a partir da função de densidade espectral [56], foram gerados onze séries de ventos para cada uma das turbinas do parque eólico.

A seguir apresenta-se na Figura 22 uma série de vento como exemplo:

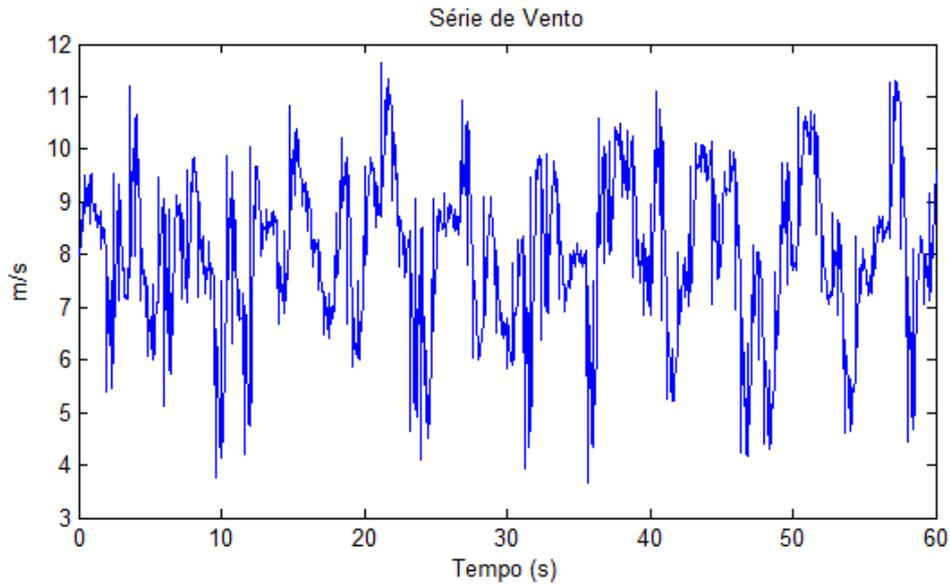


Figura 22:Exemplo de série de vento

A resposta da turbina (Figura 23), ou seja a potência à saída da turbina, para as condições imposto pela rede e a série de vento é a seguinte:

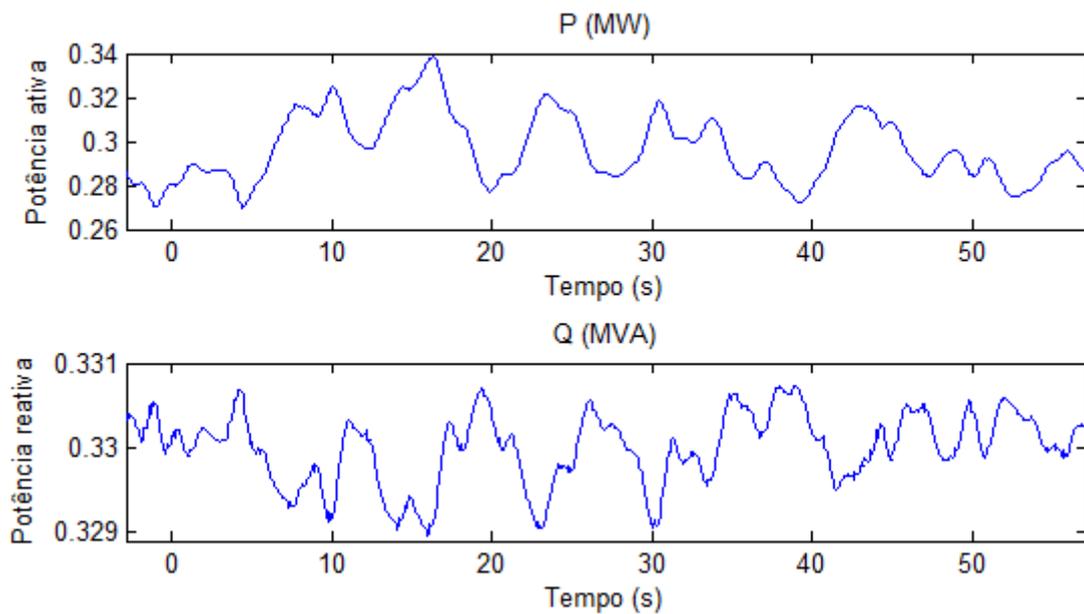


Figura 23: Potência ativa e reativa da turbina #1

Procedeu-se à simulação do periodo de ponta em que carga total é de 37.697 kW. O modelo fornece uma resposta positiva do sistema, em termos de produção têm se todos os grupos *diesel* em funcionamento a fornecerem uma potência média de 33.48 MW e a eólica a compartilhar com uma potência média de 3.03 MW como pode se vereficar na Figura 24 e Figura 25. As simulações efectuadas são de 80 segundos em que os primeiros 20 segundos foram eliminados uma vez que corresponde ao transitório numérico.

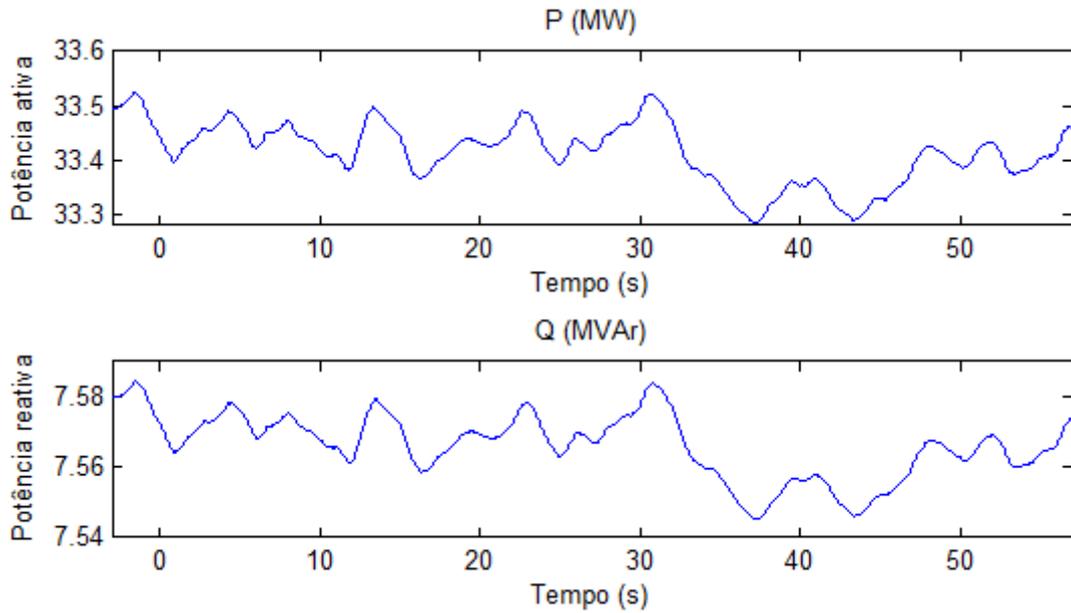


Figura 24: Potência ativa e reativa dos grupos *diesel*

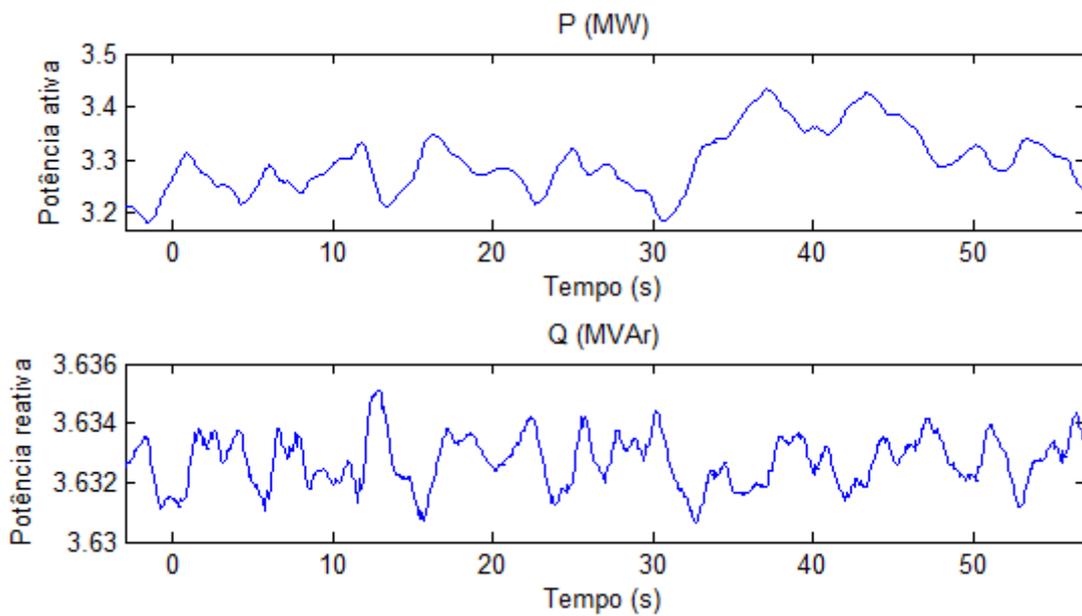


Figura 25: Potência ativa e reativa à saída do parque eólico #1 [11 turbinas (11*850kW)]

No que toca a tensão, como seria de esperar, estão dentro do limite que permite o normal funcionamento do sistema como se pode comprovar na Figura 26 onde estão representados para produção (diesel e eólica) e para o consumo. Em que V_{base} é de $20e^3$ V para o parque eólico e carga e para o *diesel* V_{base} é de 2400V.

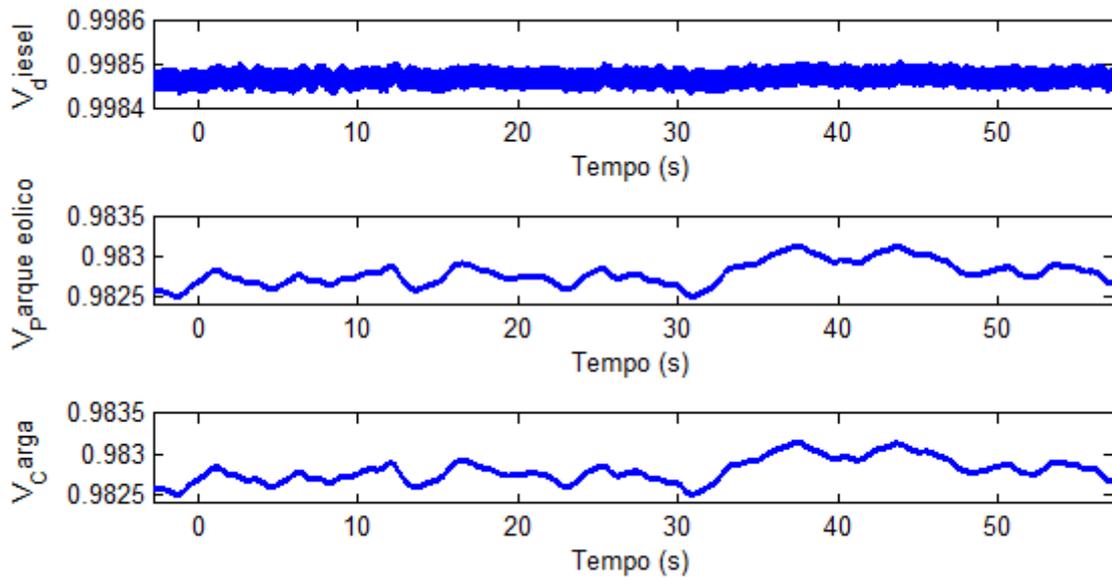


Figura 26: Perfil de Tensão em p.u. (*diesel*, parque eólico e carga)

Quanto ao consumo (carga) que são modelados pelas resistências recorrendo ao bloco RLC em que foram atribuídos valores á potência ativa (12.7 MW) e reativa (4 MVA) apenas. O comportamento da carga é mostrado na Figura 27. A escolha foi Gamboa que se encontra ligada ao barramento n°2 de forma a representar todas as outras cargas uma vez que ambas apresentam comportamento semelhante.

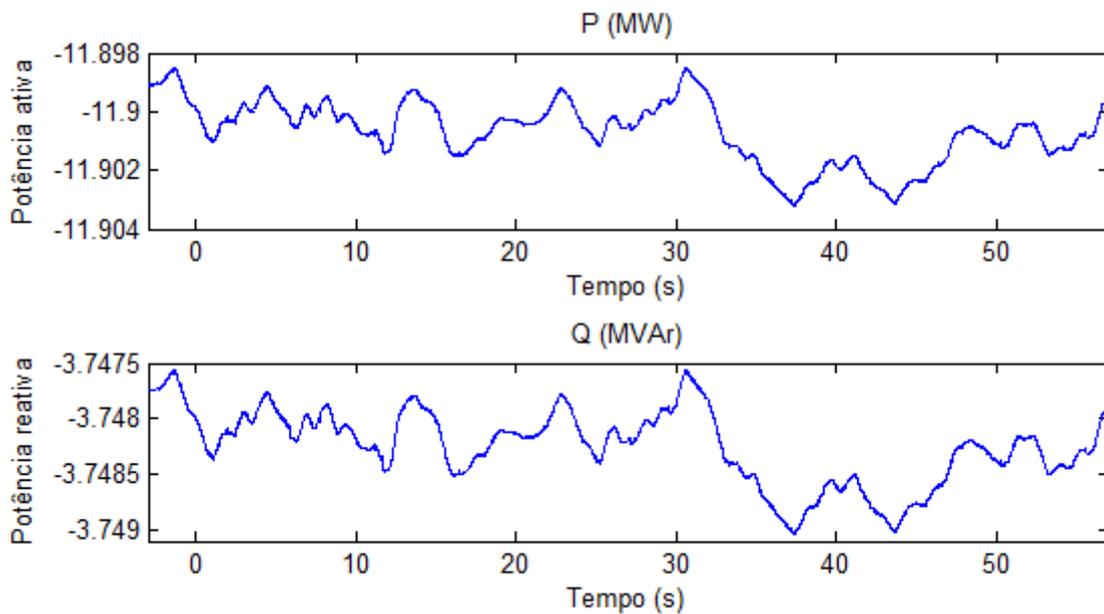


Figura 27: Potência entregue à carga Gamboa

De forma a avaliar a tensão nos barramentos do sistema, calculou-se a média e o desvio padrão da tensão nos principais barramento da rede e a Tabela 4, Tabela 5 apresentam o resumo de valores.

Tabela 4: Média e desvio padrão de tensão (p.u) nos principais barramentos

		Barramento 1	Barramento 2	Barramento 4	Barramento 7
Valores Médios	Tensão	0,983	0,97	0,982	0,972
Desvio Padrão	Tensão	0,018	0,017	0,018	0,018

Tabela 5: Média e desvio padrão de tensão (continuação)

		Barram_17	B_Palmarejo	B_Conselhos	B_Gamboa
Valores médios	Tensão	0,976	0,983	1,021	0,97
Desvio Padrão	Tensão	0,018	0,018	0,002	0,017

Os valores médios da tensão ($V_{base}=20\ 000\ V$) estão dentro do esperado ou seja muito próximo de 1 p.u respeitando o limite dentro do normal funcionamento e o desvio padrão é aceitável, uma vez que, não é da mesma ordem de grandeza (Tabela 6).

Tabela 6: Valores médios e desvio padrão da corrente nas principais linhas de transmissão

		Linha B12-14	Linha B6-B7	Linha B12-B13	Linha B1-Palma	Linha B20-B21	Linha B2-Plateau
Valores Médios	Corrente	0,07	0,013	0,012	0,01	0,123	0,215
Desvio Padrão	Corrente	0,011	0,001	0,001	0,000	0,000	0,004

Os valores de corrente estão em valores por unidade em que $V_{base}=20\ 000\ v$ e $P_{base}=60\ e^6\ MW$. Os valores fazem sentido, e os baixos valores do desvio padrão mostra que os valores de corrente estão próximos do valor médio.

5.1.1. Variação 30% do vento (Degrau)

Aqui o teste efetuado ao sistema, foi uma variação súbita do vento, uma variação da velocidade do vento de 7 m/s para 10 m/s com 30 segundos de simulação decorrido como se pode ver na Figura 28.

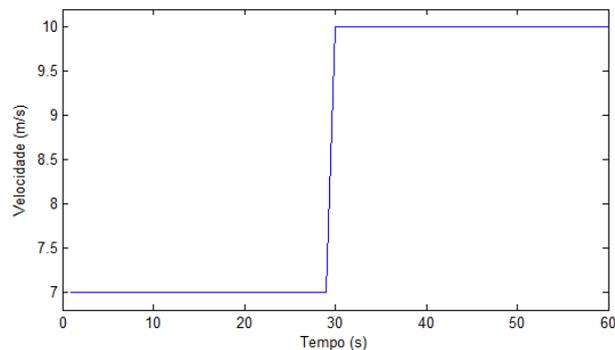


Figura 28: Vento (m/s) [Variação em degrau]

Apesar da variação da velocidade ocorrer instantaneamente a variação da potência de saída da turbina é mais lenta como seria de esperar e como se pode comprovar na Figura 29. A produção *diesel* apresenta também uma diminuição de forma a compensar o aumento da produção eólica e a potência entregue a carga regista uma ligeira diminuição na ordem dos 0.06MW para a potência ativa e 0.02 MVar para a reativa.

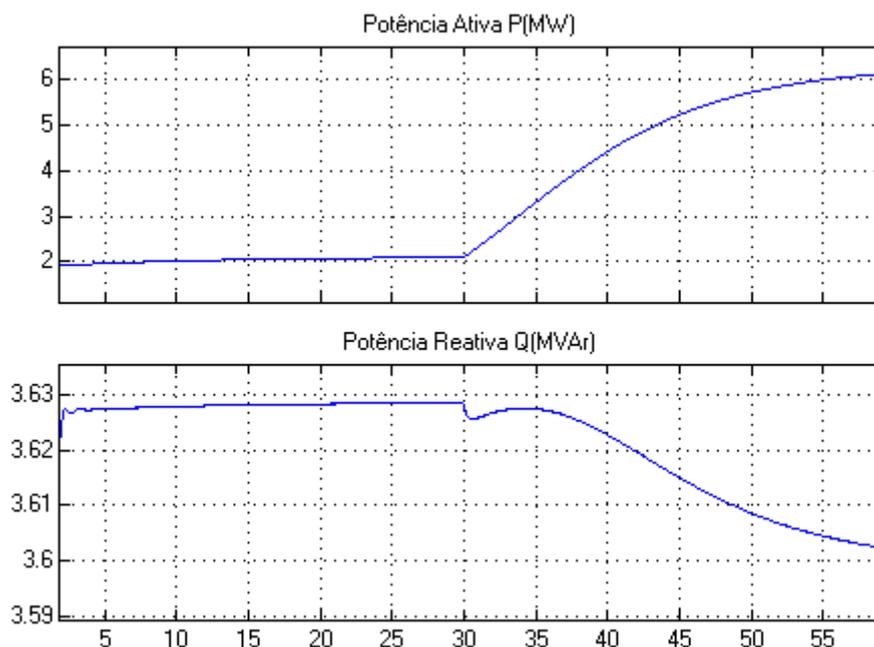


Figura 29: Resposta do parque eólico (11*850kW) à variação de 30% da velocidade de vento

Também se realizaram ensaios em que a partir de um certo momento, instantaneamente não tínhamos mais ventos para ver o que acontecia ao sistema. Começou-se uma simulação em que o vento era constante de 7 m/s mas que a partir dos 30 segundos já não tínhamos vento ou seja a velocidade do vento passou a ser 0 m/s. Verificou-se que demora alguns segundos até a potência à saída do parque ser zero e para os grupos *diesel* aumentarem a produção e compensar essa perda sem que o fornecimento às cargas seja afetado.

5.2. Cenário para 2015 com extensão do Parque Eólico

Cabo Verde ciente dos benefícios da produção de eletricidade com recurso a energias renováveis nomeadamente a eólica, tem em carteira projetos que visam a construção de novos parques eólicos na ilha de Santiago.

Segundo o planeamento energético, em 2015 o sistema electroprodutor da ilha de Santiago terá integrado mais dois parques eólicos uma de 3.4 MW e outra de 6.8 MW elevando para cerca de 19.55 MW de potência eólica instalada e assim aumentar a penetração da energia eólica no país.

Neste cenário tendo como base o relatório para “Cabo Verde 100% Renovável” e os estudos de evolução de consumo para a ilha de Santiago, que foram referidos nos primeiros capítulos, para proceder à simulação com os dados que são especulados par o ano de 2015.

Segundo as previsões da Gesto [21], em 2015 consumo energético seria de 247.222 MWh, em que a potência para o período de ponta e vazio seria 44901 e 20268 kW respetivamente (Tabela 7).

Tabela 7:Potência para o período de Ponta e de Vazio (2015)

2015		
Consumo (MWh)	Ponta (kW)	Vazio (kW)
247222	44901	20268

5.2.1. Período de Ponta

Para este cenário, pretendia-se verificar o impacto do aumento da produção eólica no sistema elétrico da ilha. Como seria de esperar o aumento de cerca de 52% da capacidade da energia eólica permitiu uma diminuição da contribuição dos grupos *diesel* no sistema (Figura 30).

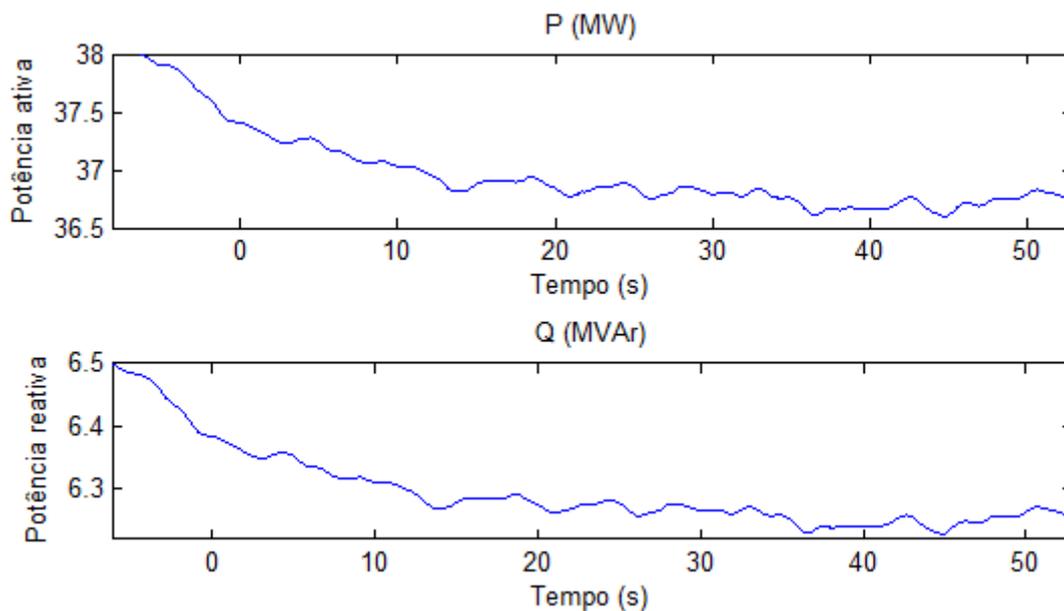


Figura 30: Potência ativa e reativa dos grupos *diesel* (Período de ponta, 2015)

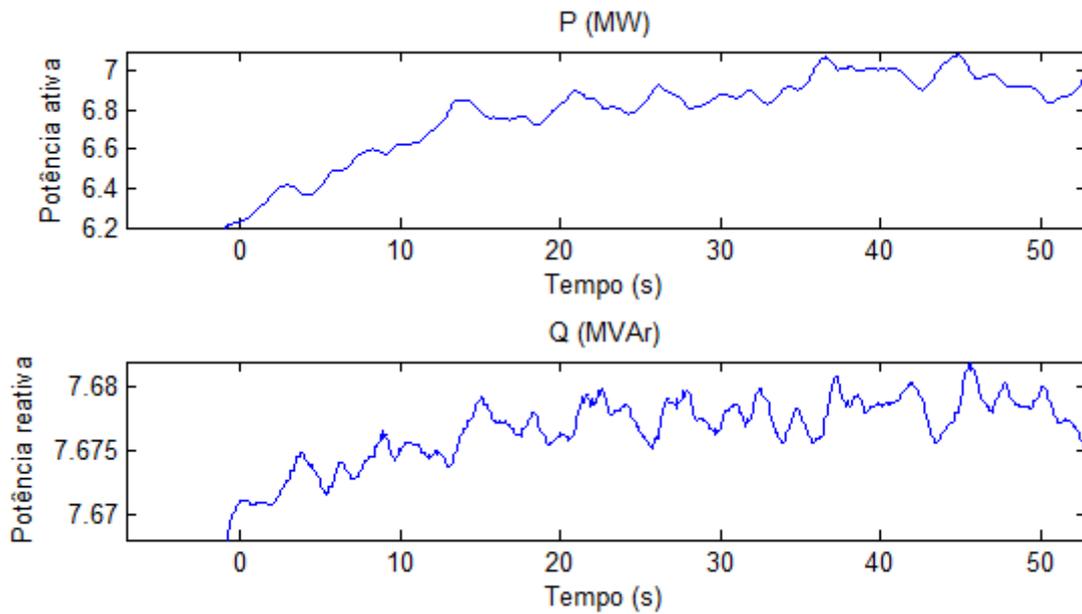


Figura 31:Potência à saída dos parques eólicos

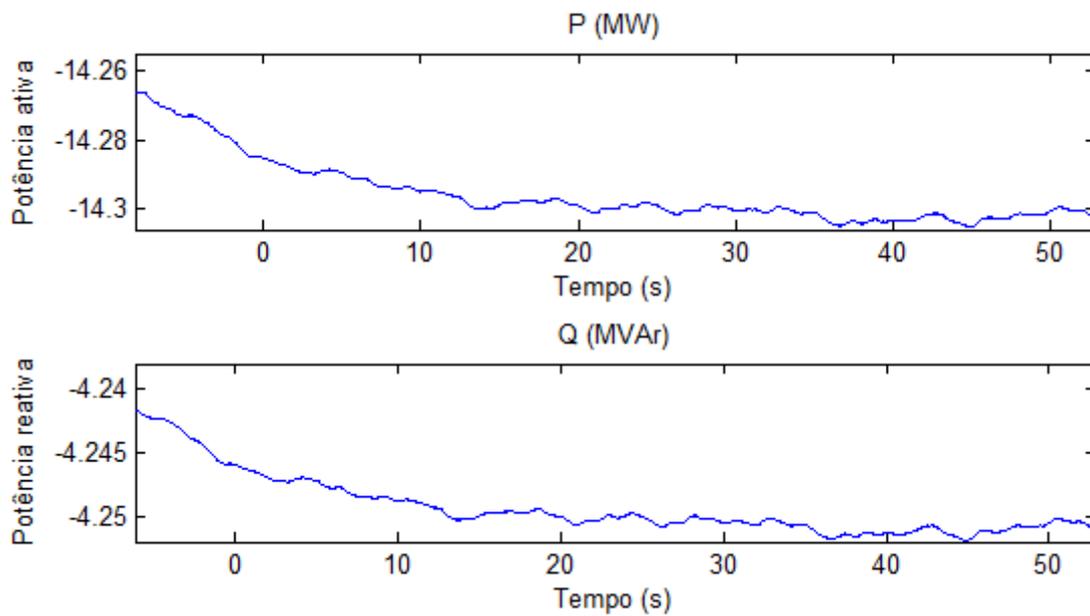


Figura 32: Potência entregue à carga (Período de ponta, 2015)

Neste cenário o sistema demorou mais tempo a estabilizar, pelo que, nos gráficos é possível ver uma diminuição da produção *diesel* (Figura 30) que é compensada pelo aumento da produção eólica (Figura 31).

5.2.2. Período de Vazio

O presente cenário é o que, à partida, apresenta maiores desafios para o sistema em estudo, uma vez que temos uma carga de vazio de 20.268 MW e por outro lado temos uma grande quantidade de potência eólica instalada, i.e. 19.55 MW. Perante essas características do sistema, optou-se por desligar alguns grupos *diesel* uma vez que o funcionamento dos grupos a uma potência muito inferior da nominal não é aconselhável porque a eficiência do processo é extremamente baixa. Na Tabela 8 pode ver-se escalonamento dos grupos em funcionamento.

Tabela 8: Produção Cenário de Vazio (2015)

	Produção	Potência	Estado
Diesel	Grupo 1	6.977 MVA	Ligado
	Grupo 2	6.977 MVA	Ligado
	Grupo 3	9.286 MVA	Ligado
	Grupo 4	9.286 MVA	Ligado
	Grupo 5	12.500 MVA	Desligado
	Grupo 6	12.500 MVA	Desligado
Eólica	Parque 1	9.35 MW	Ligado
	Parque 2	8.5 MW	Ligado
	Parque 3	3.4 MW	Ligado

A potência dos grupos que estão em serviço é superior ao da carga, mas isto tem o propósito de suprir a totalidade do consumo caso ocorra alguma falha que leva a perda total da produção eólica ou um aumento de carga inesperado. O parque eólico produz cerca de 7.8 MW no pico de produção.

Na Figura 33 e Figura 34 pode se ver a contribuição de cada fonte, nomeadamente, a térmica e a eólica:

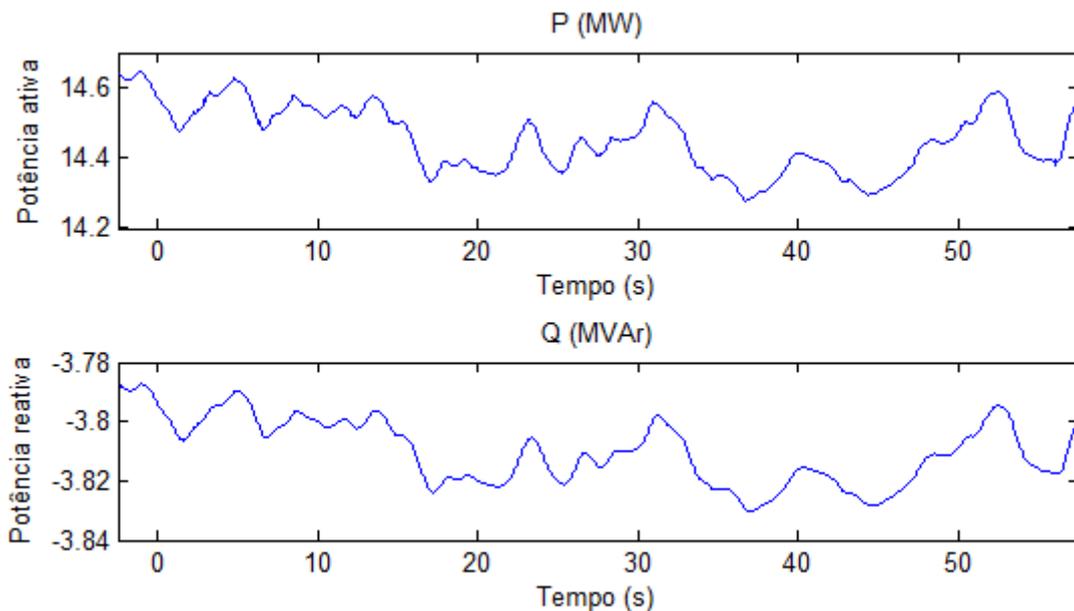


Figura 33: Potência ativa e reativa dos grupos *diesel* (Período vazio, 2015)

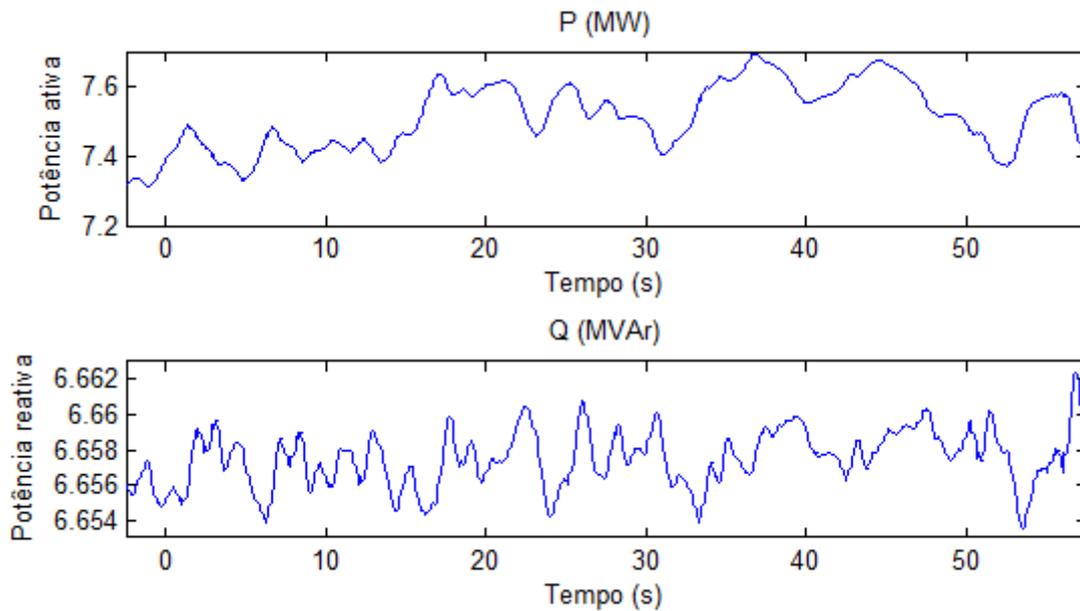


Figura 34: Potência à saída dos parques eólicos (Período de vazio, 2015)

A Figura 35 mostra a potência entregue à carga.

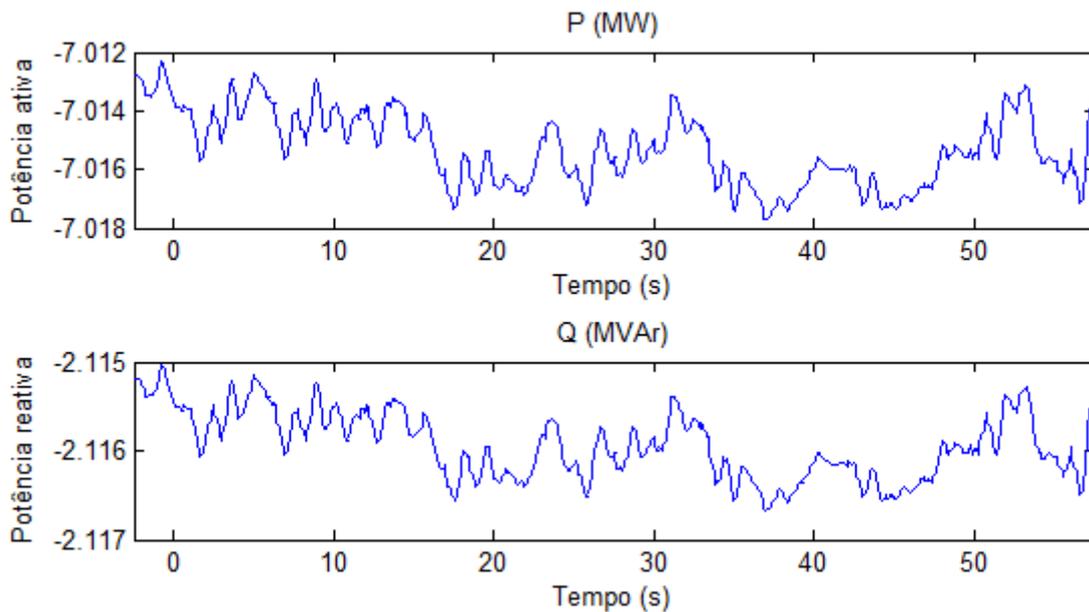
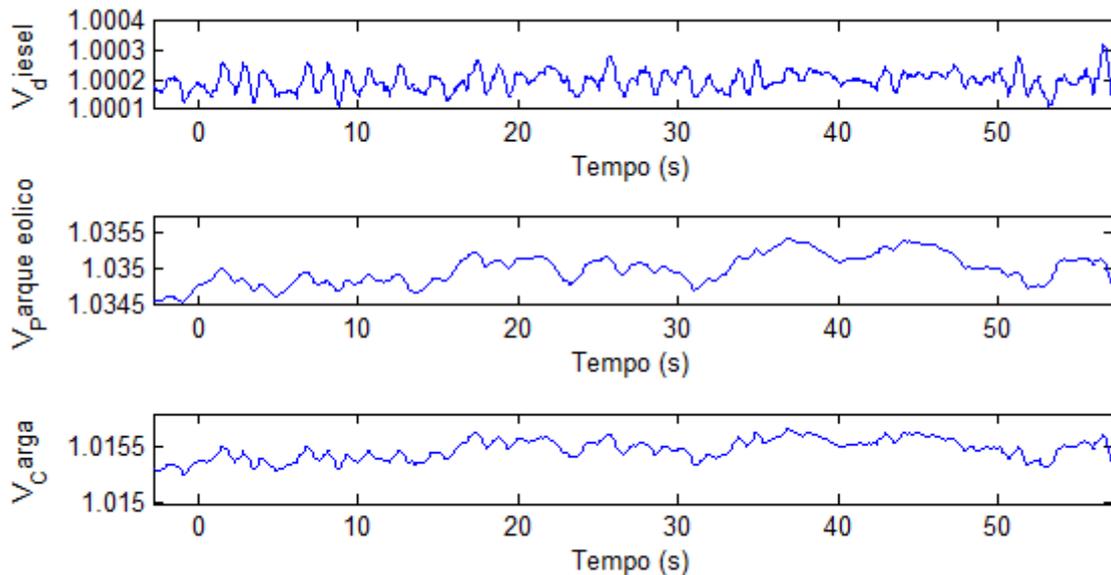


Figura 35: Potência entregue à carga (Período de vazio, 2015)

Para este cenário verificou-se mais perturbações no período de estabilização do modelo, na tensão o que não se verificou nos cenários anteriores.

Na Figura 36, podemos ver que os valores da tensão dos grupos *diesel*, do parque eólico e ainda da carga, estão dentro do limite normal do funcionamento da rede.

Figura 36: Perfil de Tensão em p.u (gerador *diesel*, parque eólico e carga).

5.3. Análise de Resultados

De uma forma geral, os resultados estão dentro do que era expectável, uma vez que para todos os cenários testados os resultados evidenciam um normal funcionamento do sistema electroprodutor.

Para a situação base, as flutuações de potência que o parque eólico introduz no sistema, não instabilizam a rede, o que indica a capacidade dos grupos *diesel* no controlo e estabilização da rede. Com recurso a Figura 24 e Figura 25, podemos ver que existe uma complementaridade entre a produção *diesel* e eólica. Os valores de tensão medidos nos principais barramentos estão dentro do limite ($\pm 5\%$ do valor nominal) esperado, o que garante um normal funcionamento da rede.

Os resultados do teste da estabilidade transitória foram igualmente satisfatório uma vez que não causa instabilidade no sistema e os grupos *diesel* conseguiram dar uma resposta positiva ao aumento da produção diesel provocada pelo aumento instantâneo da velocidade do vento.

Para o cenário de 2015, o aumento de 52% da capacidade eólica instalada fazia prever maiores flutuações de potência eólica injetada na rede o que acabou por se confirmar. Para o período de ponta a complementaridade entre a potência do *diesel* e dos parques eólicos é notório. A Figura 32 mostra poucas flutuações de potência entregue à carga o que é considerado um bom indicador.

Por último, a simulação do período de vazio para o ano de 2015, o cenário que mais dificuldades pode criar na rede. As particularidades para este cenário são claras, o baixo consumo, aliada a grande produção eólica e ainda a saída de funcionamento de dois grupos *diesel* levam inevitavelmente a uma diminuição da capacidade da rede no controlo e estabilização face as flutuações de potência introduzidas pela produção eólica. Os resultados são claros, a Figura 33, Figura 34 e Figura 35 evidenciam que é neste cenário em que se verificam maiores flutuações de potência da produção eólica, da produção *diesel* e ainda na potência entregue à carga.

Capítulo 6 – Conclusões

A modelação dinâmica da rede de energia eléctrica da ilha de Santiago foi orientada no sentido de avaliar os impactos da integração de centrais eólicas na rede, assim como as ocorrências passíveis de colocar em risco o funcionamento estável do sistema. De forma a apoiar o desenvolvimento da rede, foram estudados os cenários para o ano de 2015 em conformidade com o planeamento energético.

Considera-se que foram superadas as principais dificuldades no desenvolvimento deste trabalho. Na modelação das máquinas *diesel*, ressalta-se a dificuldade na obtenção de alguns parâmetros reais do funcionamento da máquina que foram substituídos por valores fornecidos nos catálogos das máquinas. O mesmo sucedeu para a modelação das turbinas eólicas, em que se assumiram como parâmetros reais das máquinas, dados fornecidos nas *datasheet* das turbinas eólicas.

O primeiro cenário testado, (situação base) 2012, ano em que se tem acesso aos dados da operação da Electra S.A. como esperado, a injeção na rede de produção renovável nomeadamente a eólica, não traz nenhum tipo de problema ao sistema eléctrico de Santiago. A capacidade eólica instalada é de 9.35 MW sendo que a potência média injetada é de 3.09 MW, os grupos *diesel* fornecem ao sistema uma potência média de 33.48 MW.

Foi testado um cenário em que se pretendia estudar a resposta do sistema electroprodutor de Santiago a variações na produção eólica, introduzindo uma variação súbita na velocidade do vento de 7m/s para 10m/s. Esse aumento de 30% da velocidade do vento resultou num aumento de produção eólica de 4 MW, o qual é compensado por uma descida de produção *diesel* de mesma ordem, sem que tenham sido detetados problemas de operação no sistema.

Em conformidade com o planeamento energético para a ilha de Santiago, estudou-se a integração de mais dois parques eólicos (6.8MW e 3.4 MW) no sistema electroprodutor. Os resultados mostram que a integração destas novas centrais eólicas não criam problemas na rede, nem provocam instabilidade no sistema.

O aumento de nível de penetração das renováveis é, a todos os níveis, extremamente importante para o desenvolvimento de Cabo Verde. Contudo, esse aumento da parcela de renováveis conduz, necessariamente, a uma diminuição das fontes de energia convencionais, os quais assumem um papel ativo no garante do funcionamento estável do sistema eléctrico, devendo, por isso, estas situações serem objeto de um planeamento e estudo cuidadoso. A metodologia aplicada nesse trabalho evidencia facilidade em ampliar esse estudo para as outras ilhas de Cabo Verde - também elas sistemas eléctricos isolados - e para a inclusão de outras fontes renováveis não controláveis e variáveis no tempo (e.g. energia solar fotovoltaica) e ainda integrar no modelo sistemas de armazenamento de energia.

Referências Bibliográficas

- [1] A. Junyent-Ferré, O. Gomis-Bellmunt, A. Sumper, M. Sala, and M. Mata, “Modeling and control of the doubly fed induction generator wind turbine,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 18, no. 9, pp. 1365–1381, Oct. 2010.
- [2] A. I. L. Estanqueiro, “Modelação Dinâmica de Parques Eólicos,” Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico, 1997.
- [3] A. Sudrià, M. Chindris, and A. Sumper, “Wind turbine operation in power systems and grid connection requirements,” *Icrepq*, 2005.
- [4] ADENE - Agência para a Energia, “PNAER 2020 - Plano Nacional de Ação para as Energias,” 2015.
- [5] Gesto Energia S.A, “Plano Energético Renovável Cabo verde,” Lisboa, 2011.
- [6] R. E. A. International Energy Agency, US Department of Energy, US National Energy Education Development Project (NEED), “How wind turbine work.” [Online]. Available: http://www.chemistryviews.org/details/ezone/1444481/How_Wind_Turbines_Work.html. [Accessed: 12-Jul-2015].
- [7] F. D. O. Resende, “Evolução Tecnológica dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica para Ligação à Rede.” pp. 22–36, 2011.
- [8] Y. Kumar, J. Ringenber, S. S. Depuru, V. K. Devabhaktuni, J. W. Lee, E. Nikolaidis, B. Andersen, and A. Afjeh, “Wind energy: Trends and enabling technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 209–224, Jan. 2016.
- [9] T. I. of G. and I. S. L. 2004-2015 Distribution, “Renewable energy: wind power,” 2008. [Online]. Available: <http://www.igd.com/Research/Sustainability/Energy/3696/Renewable-Energy--Wind-Power/>. [Accessed: 13-Jul-2015].
- [10] Portal das Energias Renováveis, “Eólica:Tecnologias de turbinas eólicas,” 2009. [Online]. Available: http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=63&ID_area=3&ID_sub_area=6.
- [11] Luís Carlos Rodrigues Junior, “Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais,” Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, 2011.
- [12] G. W. E. Council, “Global Annual Installed Wind Capacity-1997-2014.” [Online]. Available: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Global-Annual-Installed-Wind-Capacity-1997-2014.jpg>. [Accessed: 01-Sep-2015].
- [13] P. Santos, “Desafios e oportunidades no aproveitamento eólico em Cabo Verde,” *Portal Energia*, 2012. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/desafios-e-oportunidades-no-aproveitamento-eolico-em-cabo-verde/>. [Accessed: 15-Sep-2015].
- [14] Global Wind Energy Council, “Annual Installed Capacity by Region 2006-2014.” [Online]. Available: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual-Installed-Capacity-by-Region-2006-2014.jpg>. [Accessed: 15-Jul-2015].
- [15] T. Aya, H. Inatomi, M. Edgar, and M. Udaeta, “Análise Dos Impactos Ambientais Na Produção De Energia Dentro Do Planeamento Integrado De Recursos,” vol. 1, no. 1, p. 14, 2012.
- [16] Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, “(GDEE) Geração Distribuída de Energia Eléctrica,” Coimbra.
- [17] K. Shivarama Krishna and K. Sathish Kumar, “A review on hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 907–916, Dec. 2015.

- [18] N. J. P. O. Barros, “Análise do impacto da integração de energias renováveis em redes distribuição,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [19] Wikipédia, “Cabo Verde.” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Cabo_Verde. [Accessed: 13-Aug-2015].
- [20] L. M. Costa, “Previsão Da Energia Eólica -Santiago - Cabo Verde,” Faculdade de Economia, Universidade do Porto, 2013.
- [21] Gesto Energia S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde: Evolução da Procura,” Praia, 2011.
- [22] Electra - Empresa de Electricidade e Água, “ELECTRA - Relatório e contas 2011,” Praia, 2011.
- [23] Electra - Empresa de Electricidade e Água, “Electra: Empresa.” [Online]. Available: <http://www.electra.cv/index.php/2014-05-20-15-47-04/empresa>. [Accessed: 21-Oct-2015].
- [24] Gesto Energia S.A, “Plano Energético Renovável Cabo Verde - Plano de Investimento,” Praia, 2011.
- [25] Thomas Ackermann (Editor), “Isolated Systems with Wind Power,” in *Wind Power in Power Systems*, 2nd ed., T. Ackermann, Ed. Wiley, 2012, p. 1120.
- [26] Kenneth E. Okedu, “Application of Wind Power Generation in Grid Connected Power System .,” vol. 13, no. 2. pp. 87–102, 2012.
- [27] J. Painuly, N.-E. Clausen, J. Fenhann, S. Kamel, and Romeo Pacudan, “Emerging practices in developing wind power projects for the Clean Development Mechanism,” *Offshore (Conroe, TX)*, 2005.
- [28] P. C. Rosas and Ana Isabel Estanqueiro, *Guia de Projecto Eléctrico de Centrias Eólicas*, Volume I, . Recife, 2003.
- [29] J. P. Lopes and H. Vasconcelos, “Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas Redes Eléctricas da República de Cabo Verde – Caso de Santiago.” Porto, 1998.
- [30] B. Silva, F. J. Soares, L. Seca, and P. Barbeiro, “Integração fontes de energia renovável nas ilhas em Cabo Verde- Estudos em Regime Permanente,” Porto, 2011.
- [31] B. Silva, F. J. Soares, L. Seca, and P. Barbeiro, “Integração fontes de energia renovável nas ilhas em Cabo Verde- Estudos em Regime Dinâmico,” Porto, 2011.
- [32] J. Jensen, “Systems Performance Analyses of Alaska Wind-Diesel Projects.” 2004.
- [33] I. Baring-Gould and D. Corbus, “Status of Wind-Diesel Applications in Arctic Climates,” *Arct. Energy Summit Technol. Conf.*, no. December, 2007.
- [34] H. Holttinen, M. O’Malley, J. Dillon, D. Flynn, M. Milligan, L. Söder, A. Orths, H. Abilgaard, J. C. Smith, and F. van Hulle, “Recommendations for Wind Integration Studies,” *Proc. 11th Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst. as well as Transm. Networks Offshore Wind Power Plants*, 2012.
- [35] A. I. Estanqueiro, J. M. F. De Jesus, and J. G. Saraiva, “Um Modelo para a Integração de Parques Eólicos na rede eléctrica,” in *3º Encontro Luso-Afro- Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Energia*, 1996.
- [36] N. Hatziargyriou, P. Lopes, E. Karapidakis, and M. H. Vasconcelos, “On-line Dynamic Security Assessment of Power Systems in Large Islands with Power Penetration,” *Proc. 13th Power Syst. Comput. Conf.*, 1999.
- [37] M. H. O. P. d. Vasconcelos, “Avaliação e controlo de segurança de redes interligadas com

- grande penetração eólica com base em métodos de aprendizagem automática,” Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, 2007.
- [38] A. Estanqueiro, R. Castro, P. Flores, J. Ricardo, M. Pinto, R. Rodrigues, and J. P. Lopes, “How to prepare a power system for 15% wind energy penetration: the Portuguese case study,” *Wind Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 75–84, Jan. 2008.
- [39] Juan Lourenço Fandiño Landeira, “Estudos de regime permanente e curto-circuito para a integração de uma UTE ao SIN,” 2009.
- [40] G. S. Stavrakakis and G. Kariniotakis, “A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel Wind Turbines System Interaction. Part I A General Multimachine Power System Model,” *Energy Conversion, IEE Trans.*, vol. 10, no. 3, pp. 577–583, 1995.
- [41] P. KUNDUR, *POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL*. McGraw-Hill, 1993.
- [42] N. J. de A. e S. C. Gil, “Elaboração de Procedimentos e Critérios para a avaliação de limites de Elegibilidade de Aceitação de Produção Renovável em Redes Isoladas,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2003.
- [43] M. F. Alves, “ABC das Máquinas Eléctricas,” Porto, 2003.
- [44] J. D. Costa, “Apontamentos de Máquinas Eléctrica,” Escola Superior Náutica Infante D. Henrique, 2011.
- [45] The MathWorks, *SimPowerSystems for use with Simulink*, Version 3 . Natick, 2003.
- [46] Pctelecombr, “Sistemas de Excitação de Geradores Síncronos,” 2015. [Online]. Available: <http://pt.scribd.com/doc/269387261/Sistema-de-Excitacao-de-Geradores-Sincronos-pdf#scribd>. [Accessed: 14-Jul-2015].
- [47] IEEE Standard 421.5-2005, *{IEEE} Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. 2005.
- [48] L. Borges, “Capítulo 5 Sistemas de Excitação de Geradores Síncrono,” *Scribd*, 2015. [Online]. Available: <http://pt.scribd.com/doc/269387261/Sistema-de-Excitacao-de-Geradores-Sincronos-pdf#scribd>. [Accessed: 21-Jul-2015].
- [49] Ebah, “Sistema de Excitação de Geradores Síncronos.” [Online]. Available: <http://www.ebah.pt/content/ABAAAAIpoAF/geradores-sincronos>. [Accessed: 15-May-2015].
- [50] J. G. Slootweg, S. W. H. de Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, “General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 144–151, Feb. 2003.
- [51] J. G. Slootweg, H. Polinder, and W. L. Kling, “Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations,” *IEEE Trans. energy Convers.*, vol. 18, no. 4, pp. 516–524, 2003.
- [52] The MathWorks, “Implement model of variable pitch wind turbine - Simulink.” [Online]. Available: https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbine.html?s_tid=srchtitle. [Accessed: 15-Oct-2015].
- [53] The MathWorks Inc, “Asynchronous Machine.” [Online]. Available: https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/asynchronousmachine.html?s_tid=srchtitle. [Accessed: 16-Oct-2015].
- [54] Electra - Empresa de Electricidade e Água, “ELECTRA - Relatório e contas 2012 - Empresa de Electricidade e água, SARL,” Praia, 2012.

- [55] Vestas Wind Systems A/S, “V52-850 kW,” Randers, 2007.
- [56] M. Shinozuka and C.-M. Jan, “Digital simulation of random processes and its applications,” *J. Sound Vib.*, vol. 25, no. 1, pp. 111–128, 1972.
- [57] N. W. Miller, J. J. Sanchez-Gasca, W. W. Price, and R. W. Delmerico, “Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations,” *2003 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 3, no. July, pp. 1977–1983, 2003.

Anexos:

Anexo I: Aplicação do modelo ao caso de Santiago

Aqui descreve-se os parâmetros de entrada do modelo para a rede da ilha de Santiago de cada um dos componentes do sistema, assim como algumas das especificações técnicas do parque eólico que neste momento se encontra interligado no sistema elétrico.

A. Grupo *diesel*

A produção de eletricidade em Cabo verde é na sua maioria a cargo de geradores *diesel*. Como foi referido acima este grupo desempenha um papel fundamental neste modelo uma vez que é responsável pelo controlo da frequência e da tensão da rede

A Figura 37 mostra a representação do grupo *diesel* em ambiente Matlab Simulink.

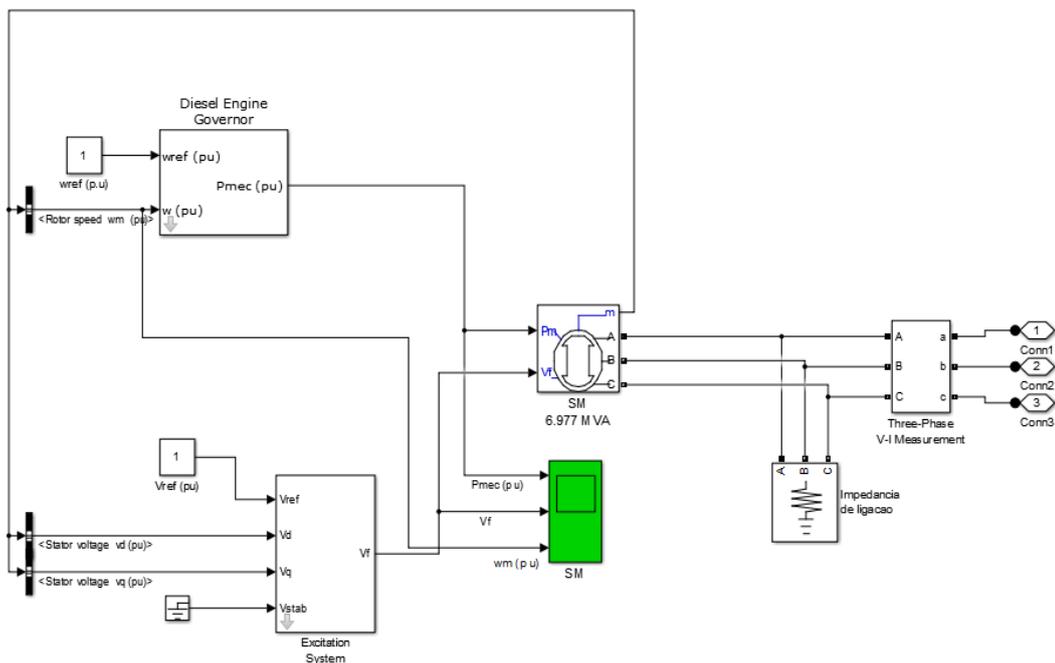


Figura 37: Representação do Grupo *diesel* no Matlab

O grupo *diesel* é composto pelo Governador/regulador de velocidade, sistema de excitação e pela máquina síncrona.

A.1. Regulador de Velocidade

O regulador de velocidade baseia-se num modelo clássico, recebendo como dados de entrada o ganho integral (K) e o atraso do motor. A ativação do regulador de velocidade depende do valor do desvio de velocidade ω (p.u.) em relação ao de referência.

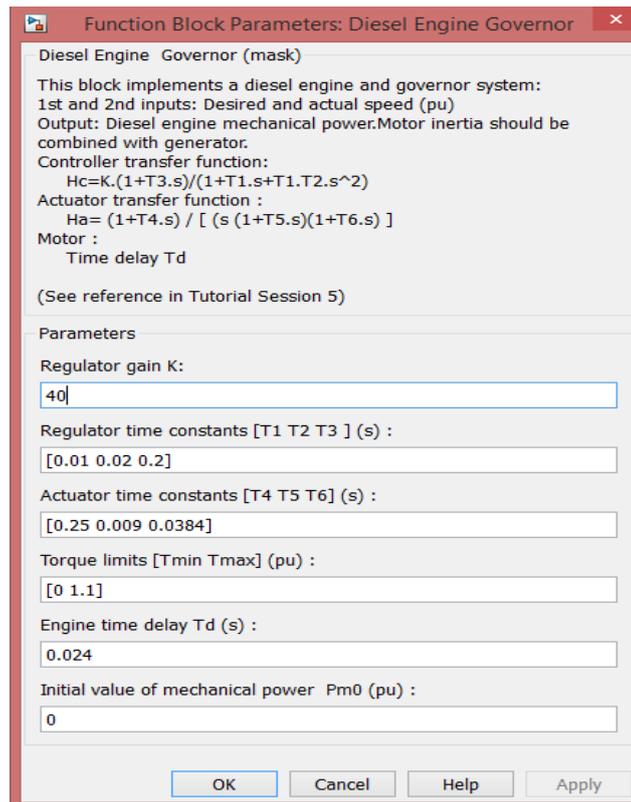


Figura 38:Interface do Regulador de Velocidade

Regulator gain K

Ganho integral K.

Regulator time constants

Constante de tempo para a função transferência do regulador.

Actuator time constants

Constante de tempo para a função transferência do atuador.

Torque Limits

Os limites do torque. Normalmente entre [0 1.1].

Engine time delay

Tempo de atraso do motor.

Initial value of mechanical power

Valor inicial da potência mecânica que pode ser calculada para o estado estacionário.

A.2. Sistema de Excitação

O modelo utilizado também é uma modelo da biblioteca SimPowerSystems que implementa sistema de excitação da máquina síncrona combinada com regulador de tensão.

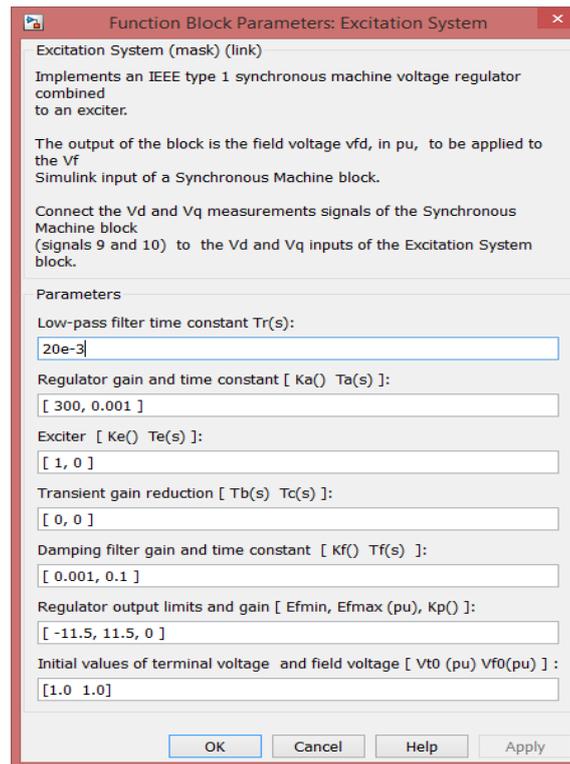


Figura 39: Interface do Sistema de Excitação

Low pass filter time constant

Constante de tempo T_r , em segundos (s), que representa o transdutor de tensão aos terminais de estator.

Regulator

O ganho K_a e a constante de tempo T_a , em segundos (s), que representa o regulador principal.

Exciter

O ganho K_e e a constante de tempo T_e , em segundos (s), que representa a excitatriz.

Transient gain reduction time constants

As constantes de tempo T_b e T_c , em segundos (s), que representa o compensador lead-lag.

Damping filter

O ganho K_f e a constante de tempo T_f , em segundos (s), que representa a realimentação diferencial.

Regulator output limits

Os limites E_{fmin} e E_{fmax} são impostos a saída do regulador de tensão.

Initial Conditions

Valores iniciais da tensão aos terminais do estator V_{t0} (p.u) e da tensão aplicada ao enrolamento de campo V_{f0} (p.u). Permitem, quando corretamente aplicados, iniciar a simulação em regime permanente. Tipicamente, a tensão inicial aos terminais deverá ser 1 p.u.

A.3. Máquina Síncrona

A máquina síncrona escolhida foi a que se encontra na biblioteca do Simulink (SimPowerSystems) um modelo muito utilizado em trabalhos neste ramo e nesta plataforma. Uma vez que tem alguns dos parâmetros da máquina em p.u. facilita muito o trabalho porque podemos alterar apenas a potência que serve de base para a conversão dos outros parâmetros para valores por unidade que temos todos os valores das máquinas coerentes. Os valores reais de alguns dos parâmetros do funcionamento da máquina não fáceis de encontrar.

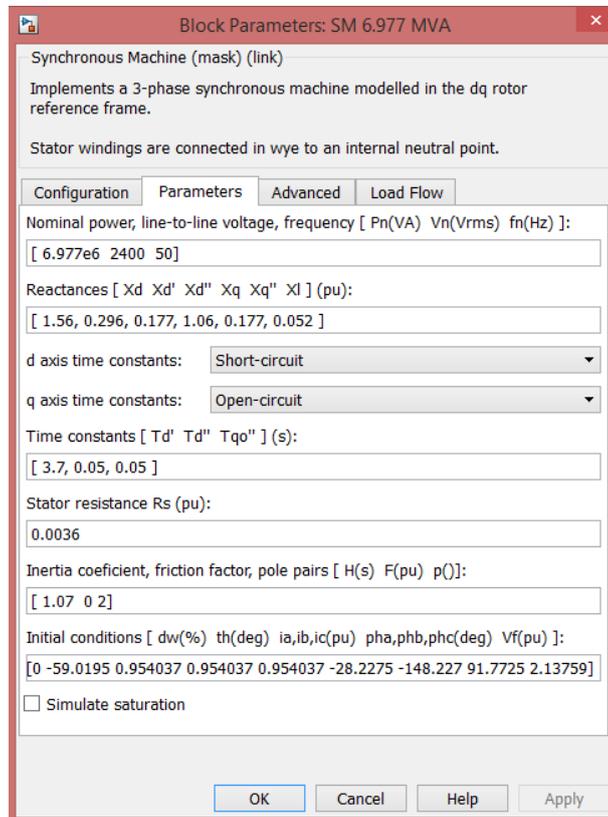


Figura 40: Interface da Máquina Síncrona

Este bloco do Simulink permite configurar o tipo de rotor.

Nominal

Potência aparente total trifásica (VA), tensão eficaz composta (V) e frequência (Hz). Como as grandezas do rotor são utilizadas referidas ao estator, irão ser convertidas em p.u. usando estas grandezas nominais como base.

Reactances

Reactâncias no eixo d: síncrona X_d , transitória X'_d e subtransitória X''_d .

Reactâncias no eixo q: síncrona X_q , transitória X'_q e subtransitória X''_q .

Reactância de fugas X_l .

d-axis time constante, q-axis time constante

Especifica o tipo de constantes de tempo que se pretende fornecer para cada eixo: em circuito aberto ou em curto-circuito.

Time constant

Constantes de tempo nos eixos d e q em segundos (s).

Constante de tempo transitória no eixo d em circuito aberto (T'_{d0}) ou em curto-circuito (T''_{d}), constante de tempo subtransitória no eixo d em circuito aberto (T'_{d0}) ou em curto-circuito (T''_{d}), constante de tempo transitória no eixo q em circuito aberto (T'_{q0}) ou em curto-circuito (T''_{q}), constante de tempo subtransitória no eixo q em circuito aberto (T'_{q0}) ou em curto-circuito (T''_{q}).

Stator resistance

A resistência dos enrolamentos do estator R_s (p.u.).

Mechanical

Coeficiente de inércia H (s), coeficiente de atrito F (p.u.), números de par de polos.

Initial conditions

Desvio de velocidade inicial $\Delta\omega$ (% da velocidade nominal), ângulo elétrico do rotor θ_e (graus), amplitudes iniciais das correntes de linha i_a, i_b, i_c , ângulos das fases ph_a, ph_b, ph_c (graus) e a tensão inicial aplicada ao enrolamento de campo V_f .

Simulate saturation

Especifica se a saturação do núcleo do rotor e do estator deverá ser mantida.

B. Parque Eólico

As turbinas foram ligadas em série à uma distância de $10 \cdot \text{diâmetro}$. Para o caso desse parque em particular as turbinas utilizadas são as Vestas V52-850 kW de 52 metros de diâmetro.

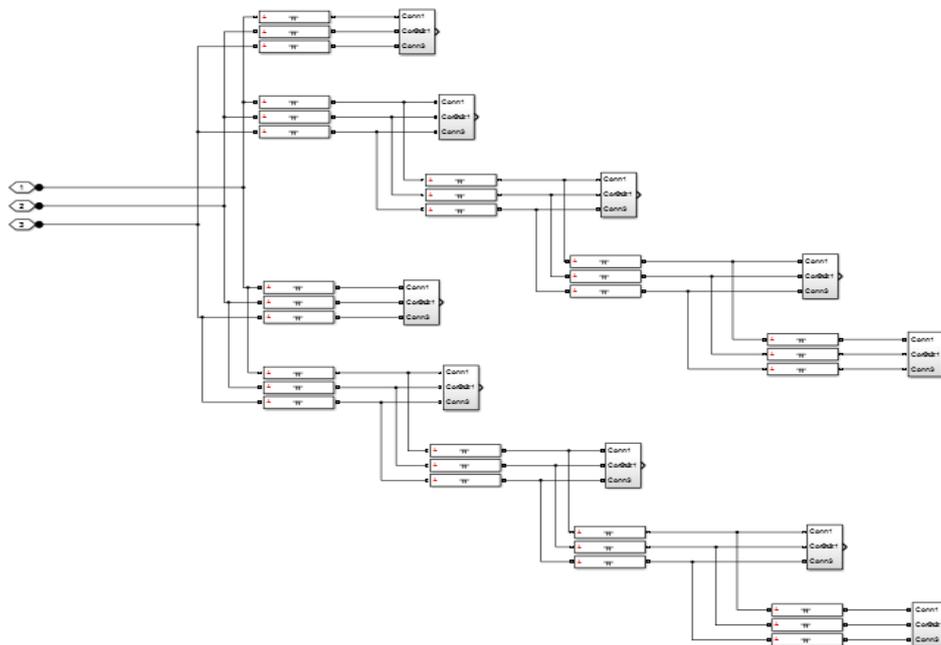


Figura 41: Configuração esquemática do Parque Eólico

Sendo que a ligação de cada turbina deu-se de seguinte forma:

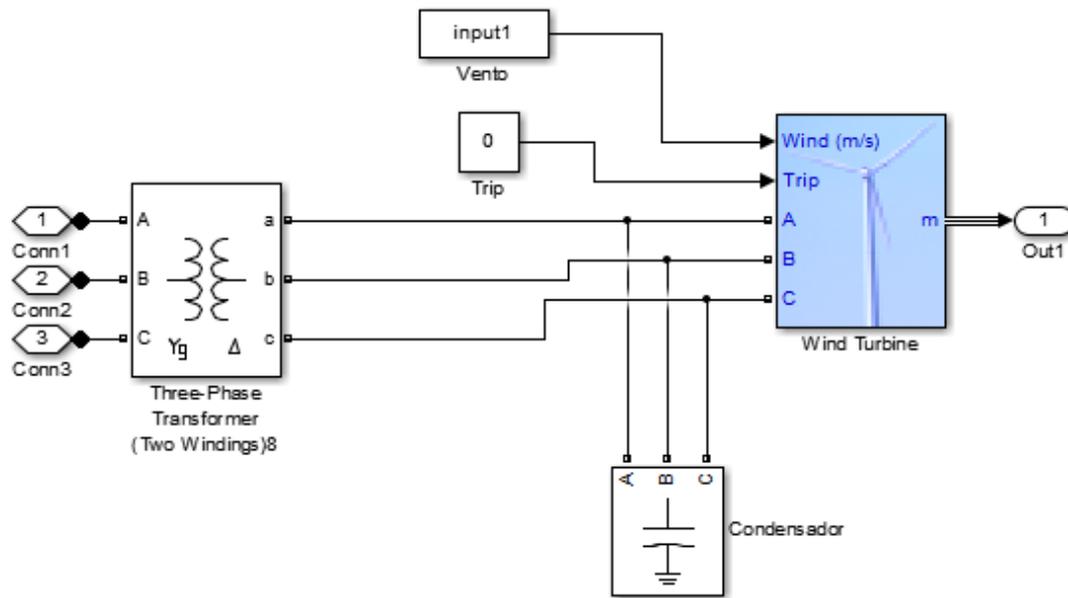


Figura 42:Esquema de Ligação da Turbina

B.1. Turbina Eólica

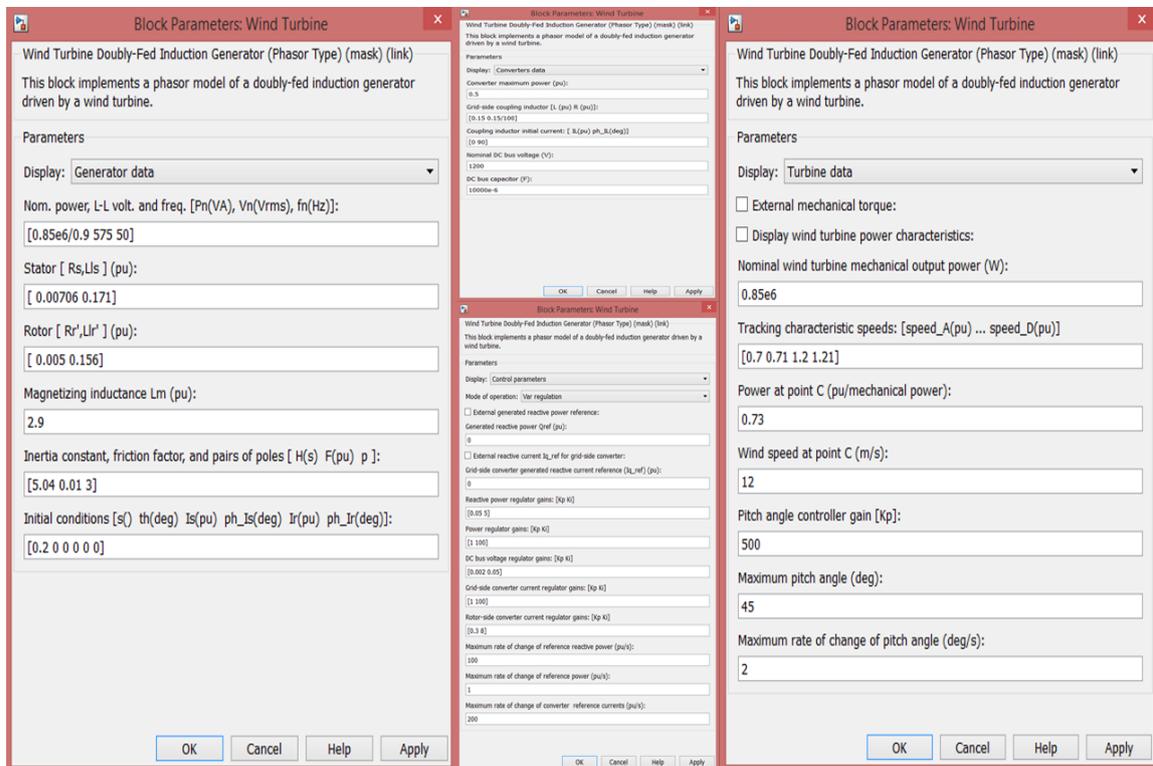


Figura 43: Interfaces da Turbina eólica

Em que se define:

Nominal Power, L-L volt and Frequency

Potência nominal, tensão linha a linha e a frequência do sistema (Hz).

Stator

Resistência do estator R_s (p.u) e indutância de fugas L_s (p.u).

Rotor

Resistência do rotor R'_r (p.u) e indutância de fugas L'_r (p.u).

Magnetizing inductance

Indutância de magnetização L_m (p.u).

Mechanical

Constante de inércia H (s) e coeficiente de atrito F (p.u).

Initial conditions

Condições iniciais do gerador.

Converters data

Converter maximum power

Potência máxima convertida (p.u).

Grid-side coupling inductor

Indutância L (p.u) e Resistência (p.u) do lado da rede.

Coupling inductor initial current

Corrente inicial do indutor (p.u) e a fase me graus.

Nominal DC bus voltage

Tensão nominal do barramento DC (V)

DC bus capacitor

Capacitância do barramento DC (F)

Turbine data

Nominal wind turbine mechanical output power

Potência mecânica nominal de saída (W)

Tracking Characteristic speeds

Seguimento característico da velocidade (p.u)

Power at point C

Potência no ponto C (p.u).

Wind speed at point C

Velocidade do vento no ponto C (m/s).

Pitch angle controller gain

Ganho do controlo de ângulo de inclinação K_p

Maximum pitch angle

Ângulo de inclinação máxima ($^\circ$)

Maximum rate of change of pitch angle

Taxa máxima de mudança de ângulo de inclinação ($^\circ/s$)

Control Parameters

Reactive power regulator gains

Ganho do regulador de potência reativa [K_p K_I]

Power regulator gains

Ganho do regulador de potência [K_p K_I]

DC bus voltage regulator gains

Ganho do regulador de tensão do barramento DC [K_p K_I]

Grid-side converter current regulator gains

Ganho do regulador de corrente do lado da rede [K_p K_I]

Rotor-side converter current regulator gains

Ganho do regulador de corrente do lado do rotor [K_p K_I]

Maximum rate of change of reference reactive power

Taxa máxima de mudança da potência reativa de referência (p.u/s).

Maximum rate change of reference power

Taxa máxima de mudança da potência de referência (p.u/s).

Maximum rate of change of converter reference currents

Taxa máxima de mudança de corrente de referência do conversor (p.u/s).

Como foi apresentado no capítulo anterior para construir um modelo completo de uma turbina eólica, quatro modelos de dispositivos são usados:

1. Gerador / Interface de Rede (Equivalente de gerador + conversor)
2. Controlo Elétrico da Turbina (inclui controles de fecho e abertura de malha de potência reativa, os limites de corrente e “trips” de alta/baixa tensão.)
3. Turbina (controles mecânicos, incluindo o controle de “Pitch” para velocidade a velocidade do vento)
4. Energia Eólica (mapas de velocidade do vento) [57]

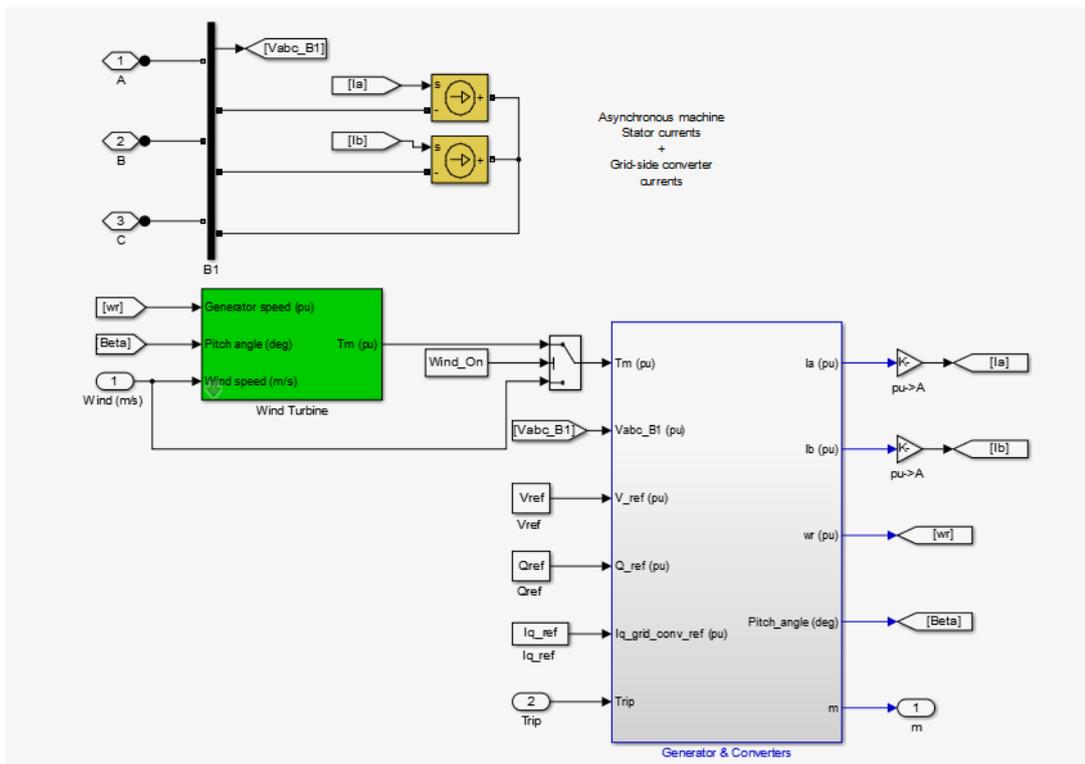


Figura 44: Esquema de ligação entre os blocos da turbina

C. Carga

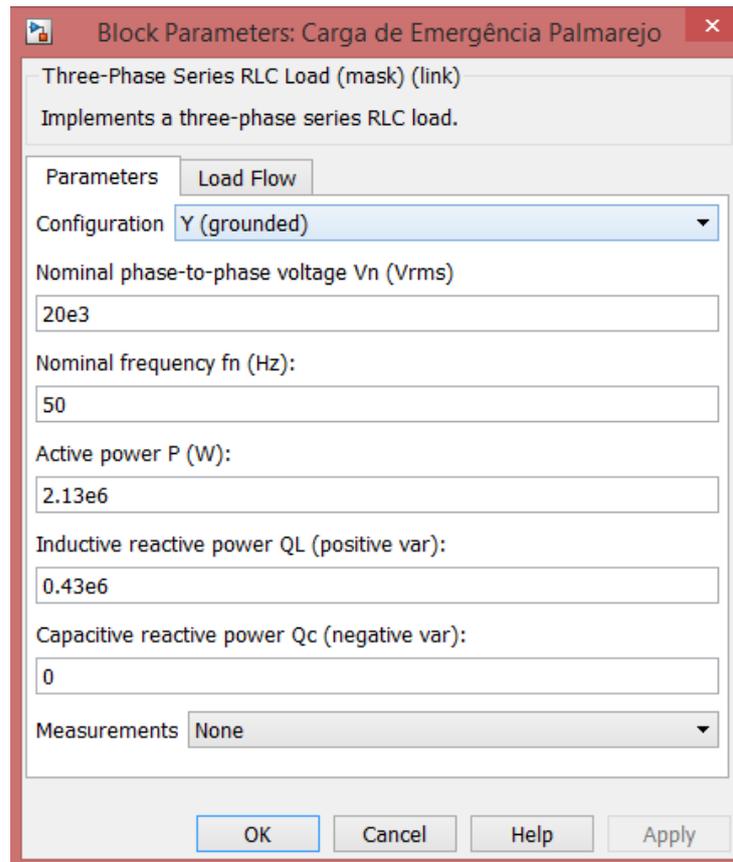


Figura 45: Interface da Carga

Em que se define os seguintes parâmetros:

Nominal

Tensão nominal V para carga em volts RMS e frequência em Hertz (Hz).

Active Power

Potência ativa (P)

Inductive reactive power Q_L

Potência reativa indutiva (var). Valores positivos ou zero.

Capacitive reactive power Q_c

Potência reativa capacitiva (var).

E se escolhe a configuração pretendida entre Y (terra) neutro à terra, Y (flutuante), Y (neutro) neutro é feito através de um quarto conector e Delta.

D. Linhas de Transmissão

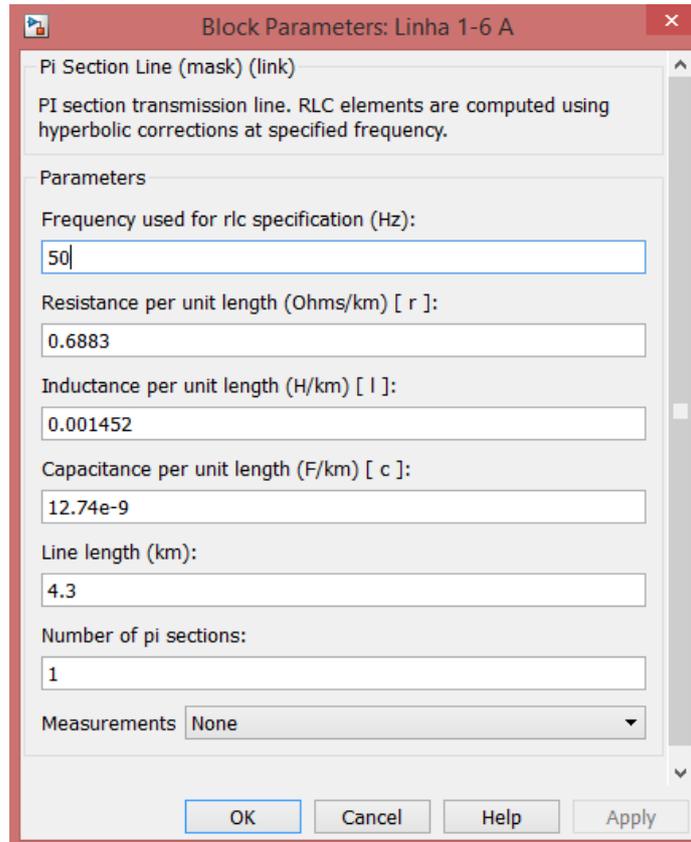


Figura 46: Interface da Linha elétrica

Em que se define:

Frequency used for rlc specification

Frequência para os parâmetros RLC em hertz.

Resistance per unit length

Resistência por unidade de comprimento da linha (Ω/km)

Inductance per unit length

Indutância por unidade de comprimento da linha (H/km). Este parâmetro não pode ser zero. Com o risco de ter erro de computação na simulação

Capacitance per unit length

Capacitância por unidade de comprimento da linha (F/km). Este parâmetro não pode ser zero pela mesma razão apontado acima

Line length

O comprimento da linha (km)

Number of pi sections

Número de secção.

O modelo com todos os blocos descritos anteriormente tem o seguinte aspeto:

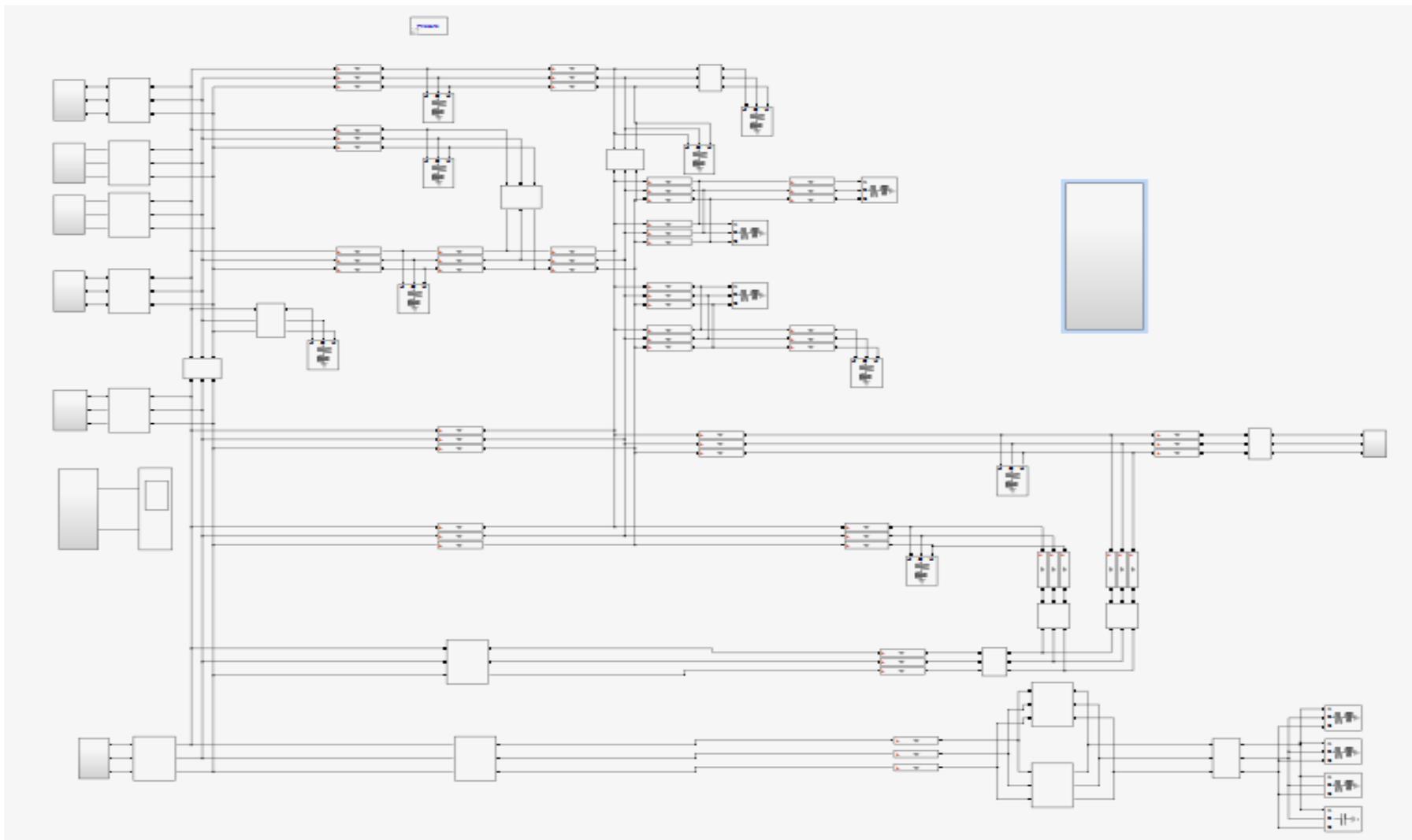


Figura 47: Representação do modelo para a rede de Santiago

Anexo II Parâmetros da Simulação

Tabela 9 Anexo III: Parâmetros de entrada dos geradores diesel

Geradores	Pn (MVA)	Vn(Vrms)	fn(Hz)	Xd (pu)	Xd' (pu)	Xd'' (pu)	Xq (pu)	Xq'' (pu)	Xl (pu)	Td' (s)	Td'' (s)	Tqo'' (s)	Rs (pu)	H (s)	F (pu)	p (l)
G1=G2	6.977	2400	50	1.56	0.296	0.177	1.06	0.177	0.052	3.7	0.05	0.05	0.0036	1.07	0	2
G3=G4	9.285	2400	50	1.56	0.296	0.177	1.06	0.177	0.052	3.7	0.05	0.05	0.0036	1.07	0	2
G5=G6	12.750	2400	50	1.56	0.296	0.177	1.06	0.177	0.052	3.7	0.05	0.05	0.0036	1.07	0	2

Tabela 10 Anexo III: Parâmetros dos transformadores

Transformador	Pn (MVA)	fn (Hz)	Parâmetros do enrolamento 1			Parâmetros do enrolamento 2			Rm (pu)	Lm (pu)
			V1 Ph-Ph (Vrms)	R1 (pu)	L1 (pu)	V2 Ph-Ph (Vrms)	R2 (pu)	L2 (pu)		
Transf-G1=G2	7	50	2,40E+03	0,002	0,08	2,00E+04	0,002	0,08	500	500
Transf-G3=G4	10	50	2,40E+03	0,002	0,08	2,00E+04	0,002	0,08	500	500
Transf-G5=G6	15	50	2,40E+03	0,002	0,08	2,00E+04	0,002	0,08	500	500
Transf-20/60 KV	10	50	2,00E+04	0,002	0,08	6,00E+04	0,002	0,08	500	500
Transf-60/20 KV	10	50	6,00E+04	0,002	0,08	2,00E+04	0,002	0,08	500	500

Tabela 11 Anexo III: Parâmetros das linhas de transmissão e distribuição

Tipo	Comprimento (km)	Ligação (barr. i-j)	F (Hz)	r (Ohms/km)	l (H/km)	c (F/km)
LXHIOV 240 mm2	4,3	1-6	50	0,16	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	9,1	1-7	50	0,16	3,42E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	0,8	1-5	50	0,16	3,37E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	6,6	5-7	50	0,246	3,90E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,2	7-2	50	0,245	3,90E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,52	6-2	50	0,245	3,90E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	7,06	1-2	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	7,06	1-2	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	7,06	1-2	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	7,06	1-2	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 240 mm2	1,5	2-8	50	0,0084	6,00E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,15	8-10	50	0,01	6,00E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,35	2-8	50	0,01	6,00E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,35	2-9	50	0,01	6,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 185 mm2	1,35	2-9	50	0,01	6,00E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,15	8-10	50	0,01	6,00E-04	12.74e-9
Cu 95 mm2	1,15	9-11	50	0,01	8,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 500 mm2	6,5	2-12	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 500 mm2	6,5	2-13	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 500 mm2	3,676	12-14	50	0,078	3,00E-04	12.74e-9
LXHIOV 500 mm2	0,5	12-18	50	0,025	1,86E-03	12.74e-9
LXHIOV 500 mm2	0,5	13-19	50	0,025	1,86E-03	12.74e-9
Aster 228 mm2	12	3-15	50	0,18	0,00166	12.74e-9
Aster 228 mm2	38	4-20	50	0,17	0,00153	12.74e-9

