

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE PARQUES EÓLICOS MISTOS COMPOSTOS
POR AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL

HELLESON JORTHAN BRITO DA SILVA

DM 32 / 2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE PARQUES EÓLICOS MISTOS, COMPOSTOS
POR AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL

HELLESON JORTHAN BRITO DA SILVA

DM 32 / 2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE PARQUES EÓLICOS MISTOS, COMPOSTOS
POR AEROGERADORES DE VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL

HELLESON JORTHAN BRITO DA SILVA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Silva, Helleson Jorthan Brito da, 1988-
Análise estática e dinâmica de parques eólicos mistos
compostos por aerogeradores de velocidade fixa e variável /
Helleson Jorthan Brito da Silva. - 2014.

Orientadora: Carolina de Mattos Affonso.
Dissertação (Mestrado) - Universidade
Federal do Pará, Instituto de Tecnologia,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Belém, 2014.

1. Força eólica. 2. Turbinas eólicas -
estabilidade. 3. Sistemas de energia elétrica -
estabilidade. I. Título.

CDD 22. ed. 621.312136

**“ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE PARQUES EÓLICOS
MISTOS COMPOSTOS POR AEROGERADORES DE
VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL”**

AUTOR: HELLESON JORTHAN BRITO DA SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

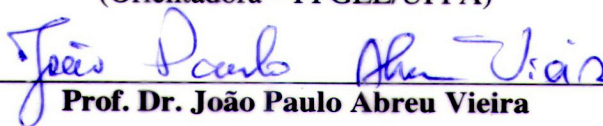
APROVADA EM: 21/11/2014

BANCA EXAMINADORA:



Prof.ª Dr.ª Carolina De Mattos Affonso

(Orientadora – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)


Prof. Dr. Raidson Jenner Negreiros de Alencar

(Avaliador Externo – IFPA)

VISTO:


Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus em primeiro lugar, pela saúde, perseverança e por todas as bênçãos que tornam possíveis o desenvolvimento de minha vida.

A minha orientadora, Prof.^a Dr.^a Carolina de Mattos Affonso, por me conceder a oportunidade de realizar o mestrado, pela motivação, paciência, orientações acadêmicas e de vida.

Ao Prof. Dr. Raidson Jenner Negreiros de Alencar, pelos ensinamentos, pelas orientações acadêmicas e de vida e por acreditar em meu potencial.

Ao Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira, pelos ensinamentos e pelas valiosas contribuições para redação dessa dissertação de mestrado.

A equipe de professores de Eletrotécnica do Instituto Federal do Pará, em especial o Prof. Dr. André Maurício Damasceno Ferreira e Prof. Dr. André Cavalcante do Nascimento, alicerces do conhecimento que adquiri enquanto aluno, que neste trabalho se faz presente.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, pelos bons serviços e condições prestados para a condução do meu mestrado.

Aos meus pais, José Ramos da Silva e Elza de Fátima Brito da Silva, pelo amor e apoio incondicional e irrestrito, por transformarem esforço, dedicação e abnegações em estrutura para minha formação humana e profissional e realização pessoal.

As minhas tias Eliana Maria dos Santos Neves e Maria Luiza de Brito, por todo zelo, carinho, atenção, apoio e ensinamentos de vida.

Aos meus irmãos Denyson Guthan de Brito e Hillana Dayene Brito da Silva, pelo afeto e palavra amiga.

A minha namorada Ruth Silva Bezerra, por todo carinho, paciência, incentivo e apoio concedido durante o período em que realizei o mestrado.

Aos amigos Janaína Maria Rodrigues Medeiros e Luiz Rodrigues Texeira Júnior, pelo companheirismo, compreensão, apoio e momentos de descontração.

Ao Grupo de Engenharia em Sistemas Elétricos e Instrumentação, em especial aos colegas Rafael Rorato Londero, Zaire de Assis Ferreira Souza e Marcel Augusto Alvarenga Viegas, pelo compartilhamento de ideias e experiência acadêmica.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (Cnpq) por fomentar o desenvolvimento desta pesquisa.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o desfecho com êxito do meu mestrado.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	VI
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DAS PRINCIPAIS ABREVIATURAS / SIGLAS.....	XIII
RESUMO.....	XIV
ABSTRACT.....	XV
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO E PROBLEMÁTICA.....	1
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
1.3 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO.....	9
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	10
CAPÍTULO 2 – GERAÇÃO EÓLICA.....	11
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	11
2.2 BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA.....	11
2.3 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	13
2.4 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	15
2.5 HISTÓRICO DO AEROGERADOR.....	17
2.6 COMPONENTES DE AEROGERADORES.....	19
2.7 TECNOLOGIAS DE SISTEMAS EÓLICOS.....	21
2.7.1 Turbina eólica a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo.....	23
2.7.2 Turbina eólica a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado.....	24
CAPÍTULO 3 – MODELAGEM COMPUTACIONAL DOS SISTEMAS EÓLICOS.....	26
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	26
3.2 MODELAGEM DA TURBINA EÓLICA.....	27
3.3 MODELAGEM DO SISTEMA MECÂNICO DO AEROGERADOR.....	34
3.4 GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO.....	39
3.4.1 Princípio de funcionamento.....	39

3.4.2	Modelo de regime permanente.....	41
3.4.3	Modelo dinâmico.....	48
3.4.4	Modelo dinâmico reduzido e com a dinâmica da tensão interna	54
3.5	GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO	56
3.5.1	Princípio de funcionamento	56
3.5.2	Modelo de regime permanente.....	57
3.5.3	Modelo dinâmico.....	62
3.5.4	Modelo dinâmico reduzido e com a dinâmica da tensão interna	62
3.5.5	Considerações sobre o Elo de tensão em CC.....	63
3.5.6	Estratégia de controle dos conversores.....	66
3.5.7	Limite de potência reativa para o conversor do lado do rotor	69
3.5.8	Considerações sobre o modelo da proteção <i>Crowbar</i>	70
3.6	CONVERSÃO DOS MODELOS DOS GERADORES PARA A REFERÊNCIA DA REDE ELÉTRICA	72
CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS		74
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	74
4.2	ASPECTOS DA ESTABILIDADE DE GERADORES	74
4.2.1	Estabilidade transitória e geradores assíncronos	77
4.2.2	Estabilidade de velocidade dos geradores assíncronos	77
4.2.3	Estabilidade de tensão	79
CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS		82
5.1	INTRODUÇÃO	82
5.2	SISTEMA TESTE	83
5.3	DADOS DE INICIALIZAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS	85
5.4	VELOCIDADE INICIAL DO VENTO PARA OS ESTUDOS DE CASOS	87
5.5	ESTUDO DE CASOS	87
5.6	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	88
5.6.1	Tempo crítico de eliminação da falta.....	88
5.6.2	Resposta transitória sob falta	91
5.6.3	Resposta transitória sob curta variação de vento	96
5.6.4	Margem de Estabilidade de Tensão	101
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO		103

6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	103
6.2	TRABALHOS FUTUROS	105
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	107
	APÊNDICE A	113

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1.1 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA CUMULATIVA MUNDIAL.	2
FIGURA 2.1 – LISTA DOS DEZ MAIORES PRODUTORES DE ENERGIA EÓLICA DO MUNDO.	13
FIGURA 2.2 – CAPACIDADE INSTALADA MUNDIAL DE USINAS EÓLICAS OFFSHORE.....	14
FIGURA 2.3 – PREVISÃO DA CAPACIDADE INSTALADA CUMULATIVA NO MUNDO, NO PERÍODO 2013-2018.....	14
FIGURA 2.4 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA POR SUBMERCADO DE ENERGIA EÓLICA.	15
FIGURA 2.5 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE USINAS EÓLICAS INSTALADAS.	16
FIGURA 2.6 – PREVISÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL, DE 2013 A 2018.	16
FIGURA 2.7 – PRINCIPAIS COMPONENTES DO AEROGERADOR.....	20
FIGURA 2.8 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA EÓLICO A VELOCIDADE FIXA COM GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO.	23
FIGURA 2.9 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA EÓLICO A VELOCIDADE VARIÁVEL, COM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO.	24
FIGURA 3.1 – COMPARAÇÃO ENTRE A CURVA DISCRETA E A CURVA OBTIDA ATRAVÉS DA INTERPOLAÇÃO <i>SPLINE</i> CÚBICA.....	31
FIGURA 3.2 – CURVA DE DESEMPENHO DA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE VARIÁVEL.	32
FIGURA 3.3 – TRAJETÓRIA DE MÁXIMA POTÊNCIA.	33
FIGURA 3.4 – MODELO MECÂNICO DUAS MASSAS. ADAPTADO DE TARNOWSKI.....	36
FIGURA 3.5 – MODELO MECÂNICO UMA MASSA.	36
FIGURA 3.6 – CIRCUITOS DO ESTATOR E DO ROTOR DO MODELO DE MÁQUINA DE INDUÇÃO GENÉRICO.	42
FIGURA 3.7 – CIRCUITO EQUIVALENTE DO GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO.	45
FIGURA 3.8 – REPRESENTAÇÃO DE TRÊS BARRAS DO CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	45
FIGURA 3.9 – REPRESENTAÇÃO DE DUAS BARRAS DO CIRCUITO EQUIVALENTE DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	47
FIGURA 3.10 – CIRCUITOS DO ESTATOR E DO ROTOR DE UM GERADOR DE INDUÇÃO.....	50
FIGURA 3.11 – CIRCUITO EQUIVALENTE DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO.	58
FIGURA 3.12 – DIAGRAMA UNIFILAR DO CONVERSOR TIPO FONTE DE TENSÃO.....	64
FIGURA 3.13 – DIAGRAMA UNIFILAR DO MODELO DE GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO DO SOFTWARE ANATEM.....	66
FIGURA 3.14 – ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	67
FIGURA 3.15 – MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO NO CAPACITOR DO ELO CC.....	67
FIGURA 3.16 – MALHA DE CONTROLE DO FATOR DE POTÊNCIA DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	68
FIGURA 3.17 – ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO ROTOR.....	68
FIGURA 3.18 – MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.	68
FIGURA 3.19 – MALHA DE CONTROLE DA POTÊNCIA REATIVA DO ESTATOR DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.....	69

FIGURA 4.1 – CLASSIFICAÇÃO DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE.....	76
FIGURA 4.2 – CURVA DE TORQUE VERSUS VELOCIDADE.	78
FIGURA 4.3 – EXEMPLO DE CURVA TENSÃO VERSUS CARREGAMENTO.	81
FIGURA 5.1 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE COMPLEXO EÓLICO LIVRAMENTO.....	84
FIGURA 5.2 – PROCEDIMENTO PARA CÁLCULO DA POSIÇÃO INICIAL DA PÁ DA TURBINA EÓLICA DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.	87
FIGURA 5.3 – VELOCIDADE ANGULAR DO ROTOR DO GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA, PARA O CASO 1, CONSIDERANDO $T = T_{CRT}$ E $T > T_{CRT}$	91
FIGURA 5.4 – VELOCIDADE ANGULAR DO ROTOR DO GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA, PARA O CASO 2, CONSIDERANDO $T = T_{CRT}$ E $T > T_{CRT}$	91
FIGURA 5.5 – DESEMPENHO DO SISTEMA EÓLICO COM GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO (BARRA 9016).....	93
FIGURA 5.6 – DESEMPENHO DO SISTEMA EÓLICO COM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (BARRA 9017).	94
FIGURA 5.7 – COMPORTAMENTO DOS LIMITES DINÂMICOS DE POTÊNCIA REATIVA DO ESTATOR DO DFIG.	95
FIGURA 5.8 – PERFIL DA TENSÃO TERMINAL E DO FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA DO PCC.	96
FIGURA 5.9 – VARIAÇÃO DE VENTO DO TIPO DEGRAU POSITIVO.	97
FIGURA 5.10 – DESEMPENHO DO SISTEMA EÓLICO COM GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO (BARRA 9016).....	97
FIGURA 5.11 – DESEMPENHO DO SISTEMA EÓLICO COM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (BARRA 9017).	98
FIGURA 5.12 – COMPORTAMENTO DOS LIMITES DINÂMICOS DE POTÊNCIA REATIVA DO ESTATOR DO DFIG.	100
FIGURA 5.13 – PERFIL DA TENSÃO TERMINAL E DO FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA DO PCC.	100
FIGURA 5.14 – CURVAS P-V DA BARRA TERMINAL DO GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO, PARA TODOS OS CASOS SIMULADOS.	102

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – APROXIMAÇÃO DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA.....	32
TABELA 5.1 – DADOS DE PROJETO DOS AEROGERADORES UTILIZADOS NA PESQUISA.....	84
TABELA 5.2 – TEMPO CRÍTICO DE ELIMINAÇÃO DA FALTA.	89
TABELA A.1 – DADOS DE LINHA PARA TODOS OS CASOS SIMULADOS.....	113
TABELA A.2 – DADOS DE TRANSFORMADORES PARA TODOS OS CASOS SIMULADOS.....	113
TABELA A.3 – DADOS DE BARRA – CASO BASE PARA ESTUDO DA MODERNIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO.....	113
TABELA A.4 – DADOS DE DISPOSITIVOS <i>SHUNT</i> DE BARRA PARA ESTUDO DA MODERNIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO.....	113
TABELA A.5 – DADOS DE GERAÇÃO PARA O GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.....	114
TABELA A.6 – DADOS DE BARRA DO SISTEMA TESTE COM 2 GRUPOS EQUIVALENTES DE GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO.	114
TABELA A.7 – DADOS DA MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO NO CAPACITOR DO ELO CC.	114
TABELA A.8 – DADOS DA MALHA DE CONTROLE DO FATOR DE POTÊNCIA DO CONVERSOR DO LADO DA REDE.....	114
TABELA A.9 – DADOS DA MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.....	114
TABELA A.10 – DADOS DA MALHA DE CONTROLE DA TENSÃO TERMINAL DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.....	115
TABELA A.11 – DADOS DE AJUSTE DA PROTEÇÃO <i>CROWBAR</i> DO GERADOR DUPLAMENTE ALIMENTADO.....	115

LISTA DAS PRINCIPAIS ABREVIATURAS / SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
BTB	<i>Back-to-Back</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE-T	Companhia Estadual de Energia Elétrica Transmissora
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MPT	<i>Maximum Power Tracking</i>
MSC	<i>Mechanically Switched Capacitors</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Conexão Comum
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativa de Energia Elétrica
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
STATCOM	<i>Static Synchronounous Compensator</i>
SVC	<i>Static VAr Compensators</i>
ULTC	<i>Under-Load Tap Changing</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

RESUMO

Os sistemas eólicos de geração de energia elétrica se apresentam como uma solução adequada para o atendimento aos requisitos técnicos, econômicos, ambientais, sociais e governamentais, por isso eles têm sido largamente usados em diversos países. Dentre as tecnologias de aerogeradores disponíveis, os sistemas eólicos a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados são os mais populares. Com o aumento dos níveis de penetração eólica na rede elétrica e devido às desvantagens tecnológicas dos aerogeradores com gerador de indução em gaiola, uma tendência em substituir esse conceito pelo aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado na construção de novos parques eólicos é observada. No caso de usinas eólicas já instaladas, por razões econômicas, o processo de modernização gradativo é mais conveniente. Embora os dois sistemas eólicos sejam bem conhecidos, mas pouco se sabe sobre a operação conjunta de ambos. Dessa forma, o presente artigo propõe um estudo para avaliar os impactos ocorridos pela integração de um parque eólico misto na rede elétrica, com geradores de indução em gaiola de esquilo e duplamente alimentados. Aspectos relacionados à estabilidade de velocidade sob falta e curtas variações de vento e à estabilidade de tensão são analisados. A interação entre as tecnologias também é objeto de estudo. Casos com diferentes níveis de penetração dos sistemas eólicos são considerados, representando a substituição gradativa de parte dos aerogeradores de conceito antigo por outros do conceito mais moderno. Os resultados obtidos mostram que as características do gerador de indução duplamente alimentado aliadas com a redução da injeção de potência dos sistemas eólicos a velocidade fixa melhoram o comportamento do parque eólico, sugerindo que a operação conjunta dos aerogeradores pode ser uma solução de boa relação custo-benefício.

PALAVRAS-CHAVE: geração eólica, parque eólico misto, gerador de indução em gaiola de esquilo, gerador de indução duplamente alimentado, estabilidade transitória, estabilidade de tensão, estabilidade de velocidade do rotor.

ABSTRACT

The wind electric power generation systems are presented as an appropriate solution to meet the technical, economic, environmental, social and governmental requirements, therefore they have been largely used in several countries. Among the wind turbines technologies available, the speed-fixed with squirrel cage induction generator and variable-speed with doubly fed induction generator wind systems are the most popular. With increasing of the wind penetration levels in electrical grid and due the technologic drawbacks of the wind turbine with cage induction generator, a tend to replace this concept by wind turbine with doubly fed induction generator in the construction of new wind farms is seen. In the case of wind plant installed already, for economic reasons, the gradative modernization process is more convenient. Although both wind systems are well known, but about the combined operation of them is known a little. Thus, the present paper proposes a study to evaluate the impacts occurred by integration of a mixed wind farm in the electrical grid, with squirrel cage and doubly fed induction generators. Aspects related to transient stability under fault and short wind variations and voltage stability are analyzed. The interactions between the technologies are also object of study. Cases with different penetration levels of the wind systems are considered, representing the gradative replace of part of the old concept wind turbine by others of the concept more modern. The results obtained show that the characteristics of the doubly fed induction generator allied with the reduction of the power injection of the fixed-speed wind systems improve the wind farm behavior, suggesting that the combined operation of the wind turbines could be a more cost-effective solution.

KEYWORDS: wind generation, mixed wind farm, squirrel cage induction generator, doubly fed induction generator, transient stability, voltage stability, rotor speed stability.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO E PROBLEMÁTICA

O Brasil e o mundo compartilham da necessidade de mitigar os problemas relacionados às crises de energia e ao desenvolvimento sustentável. Tais dificuldades interferem nos cursos do planejamento, construção, operação e expansão dos sistemas elétricos de potência. É imprescindível o constante reforço da capacidade de suprimento desses sistemas, para que se atenda o rápido crescimento do consumo de energia elétrica. No entanto, a poluição ambiental e demais implicações de caráter ecológico tem reduzido a tolerância quanto à ampliação dessa capacidade por intermédio de fontes de energia com altos níveis de poluição, como é o caso das termelétricas.

Uma das soluções para honrar os compromissos do desenvolvimento sustentável e diminuir a crise energética que acomete os sistemas elétricos em todo o mundo consiste no uso de fontes de energia renováveis. Dentre elas, a energia eólica tem atraído mais atenção, por apresentar melhor relação custo-benefício para geração de eletricidade com significativo crescimento da capacidade de potência (Truong, 2012). Além disso, ao longo das duas últimas décadas, novas tecnologias de sistemas eólicos de geração de energia elétrica e o aperfeiçoamento de outras foram consolidadas, no sentido de minimização das características operacionais indesejáveis, maximização do aproveitamento de energia eólica e diminuição dos custos para implementação.

Os sistemas eólicos têm sido utilizados em diversos países, aumentando consideravelmente a participação da energia eólica nas suas respectivas matrizes eletroenergéticas. No final do ano de 2013, a capacidade de geração eólica cumulativa no mundo aumentou para 318,105 GW, em relação aos 39,431 GW no ano de 2003 (GWEC, 2014), um crescimento próximo de 8 vezes ao longo de 10 anos. A Figura 1.1 ilustra o comportamento desse crescimento para referido período.

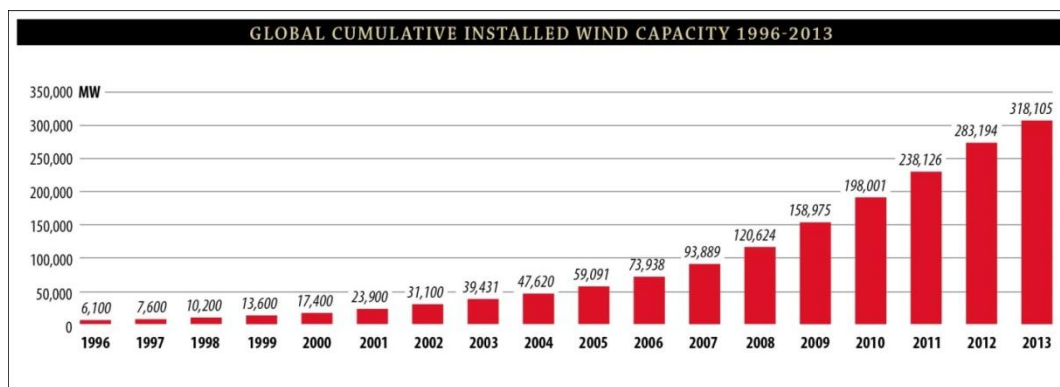


Figura 1.1 – Capacidade de geração eólica cumulativa mundial (GWEC, 2014).

No Brasil, a possibilidade de utilização de aerogeradores pode ser justificada, em parte, pelo grande potencial de vento existente na sua região costeira, além da solidificação tecnológica deste tipo de aproveitamento (Vieira et al, 2005). Atualmente, o país ainda busca tirar bastante proveito de seu generoso potencial eólico. Em 2014, entre os meses de Janeiro e Junho, a capacidade total instalada do conjunto de usinas eólicas foi de 2.211 MW para 3.388 MW, um crescimento correspondente a 53,23 %, valor apreciável, quando comparado ao crescimento próximo de 11 %, no mesmo período do ano de 2013 (CCEE, 2014, 2; CCEE, 2014, 1).

Embora o aumento da penetração eólica nos sistemas elétricos venha contribuir para ampliação da sua capacidade de potência, mas uma preocupação com respeito à manutenção de sua estabilidade se levanta. Enquanto os níveis de geração eólica eram baixos, isso não caracterizava um problema, pois se uma contingência acometesse a rede elétrica em áreas com usinas eólicas ocorreria o desligamento dos aerogeradores sem que estes provocassem grandes impactos no funcionamento do restante do sistema. No entanto, com o aumento dos níveis de penetração eólica, os sistemas eólicos ganharam notoriedade nos problemas de estabilidade de sistemas de potência.

Um exemplo claro da situação anteriormente descrita é o cenário do aproveitamento eólico na Espanha. Em janeiro de 2007, o país apresentava uma capacidade de potência eólica instalada de 11.615 MW (GWEC, 2012) e, no final de 2013, este valor já correspondia a 22.959 MW (GWEC, 2014). Com a maior contribuição da potência eólica na matriz energética da Espanha, foi necessária a adequação dos parques eólicos às regras e diretrizes de operação de um código de rede (documentos que regulamentam a integração de parques eólicos à rede elétrica), de maneira que a capacidade de controle e operação de parques eólicos tornou-se uma das tarefas mais importantes para o operador do sistema de transmissão espanhol (Amenedo et al, 2007).

O código de rede Espanhol não é uma exclusividade do país. Este documento é comum nos países com considerável nível de penetração eólica. No Brasil, os procedimentos de rede para conexão de parques eólicos no sistema de grande porte gerido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) são estipulados no documento “Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Eólicas na Rede Básica”, o Submódulo 3.6 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2009).

Segundo Tsili e Papathanassiou (2008), os códigos de rede exigem que os parques eólicos mantenham-se conectados aos sistemas elétricos, de forma estável, durante e depois de grandes perturbações, a fim de agilizar a restauração da potência ativa para os níveis pré-falta. Além disso, em alguns casos, as usinas eólicas devem ser capazes de contribuir para a recuperação das tensões da rede elétrica, por meio do fornecimento de potência reativa. Dependendo dos aspectos tecnológicos do sistema eólico, estas exigências podem ser cumpridas em diferentes graus.

Muito se tem feito para otimizar o desempenho de aerogeradores e de parque eólicos como um todo. Modos de operação otimizados dessas instalações estão substituindo outros de operação convencionais. Estes novos modos facilmente são aderidos quando se trata de projetos de instalações que ainda serão executadas, mas para instalações convencionais a modernização da tecnologia levará algum tempo. É certo que, no futuro, os sistemas eólicos a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados, ou geradores síncronos, ou ainda, com geradores síncronos de ímã permanente serão amplamente utilizados, mas não se pode desconsiderar o fato dos sistemas eólicos a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo terem sido abundantemente utilizados ao longo do desenvolvimento da tecnologia de geração eólica, o que significa que a influência desses sistemas em redes elétricas ainda é percebida e assim será por alguns anos (Feijóo et al, 2013). Portanto, é necessário que a análise e avaliação de sistemas elétricos de potência considerem a interação entre as soluções de geração eólica clássica e moderna.

Historicamente, as primeiras turbinas eólicas foram equipadas com geradores de indução em gaiola de esquilo, diretamente conectados a rede elétrica. De acordo com Truong (2012), o seu uso ampliado era devido à robustez do gerador, produção do sistema eólico relativamente simples e barata e controle estável da frequência do sistema elétrico (devido à operação em velocidade praticamente constante). Em contra partida, o gerador solicita grandes quantidades de potência reativa durante a operação normal e sob grandes perturbações, o trem de acionamento

sofre elevado estresse mecânico (devido forte acoplamento entre sistema eólico e rede elétrica) e o aerogerador tem limitado controle da qualidade de potência gerada (Gogdare et al, 2012). A menor tolerância às oscilações características dos sistemas eólicos imposta pelos códigos de rede fez com que a porção do mercado de aerogeradores com gerador de indução em gaiola diminuísse devido à dificuldade no cumprimento das novas exigências de conexão à rede elétrica (Truong, 2012).

Surgiram então os aerogeradores a velocidade variável, que têm sido amplamente utilizados por seus benefícios tecnológicos. Dentre estes dispositivos destaca-se o gerador de indução duplamente alimentado (*DFIG – Doubly Fed Induction Generator*). O DFIG é conectado parcialmente à rede elétrica por meio de conversores tipo fonte de tensão (*Voltage Source Converter – VSC*) ligados na de forma bidirecional (*Back-to-Back – BTB*). Esse tipo de aerogerador tem atraído mais a atenção no mercado de geração eólica, porque ele é capaz de otimizar a extração de potência às velocidades de vento abaixo do valor nominal e possui controle das potências ativa e reativa desacoplado, possibilitando fornecimento de potência ativa de forma suave e com baixa emissão de flicker e a compensação dinâmica de potência reativa à rede elétrica (Akmatov, 2005, apud Sulla, 2012). No entanto, seu custo é elevado por conta da utilização de mais componentes e das perdas nos circuitos de eletrônica de potência (Gogdare et al, 2012).

Devido às desvantagens tecnológicas dos aerogeradores com gerador em gaiola de esquilo, os aerogeradores a velocidade variável têm sido amplamente utilizados para a composição de novos parques eólicos. No entanto, quando se trata de parques eólicos já instalados, boa parte ainda é composta pela tecnologia mais antiga (Hansen e Hansen, 2007; Lin et al, 2008). Neste caso, uma boa solução para modernização do parque eólico consiste na migração da tecnologia de sistemas eólicos com geradores em gaiola de esquilo para a tecnologia de sistemas eólicos a velocidade variável, com geradores duplamente alimentados. No entanto, tal processo realizado de maneira imediata pode ser inviável economicamente, sendo mais adequada a realização da substituição de forma gradativa.

Para o processo de modernização gradativa de um parque eólico faz-se necessária a operação paralela entre aerogeradores com gerador de indução em gaiola de esquilo e duplamente alimentado, caracterizando o empreendimento como parque eólico misto. Dessa forma, é necessário o estudo e avaliação das interações entre esses sistemas eólicos e entender como essa

configuração irá afetar a rede elétrica, a fim de verificar o nível de segurança e a confiabilidade da nova configuração da usina eólica, observando as desvantagens existentes.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O sistema eólico a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado é um conceito amplamente aderido por donos de parques eólicos, pois utiliza conversores estáticos de potência com capacidade entre 25~30 % da capacidade de potência total do gerador, um aspecto atrativo do ponto de vista econômico (Li e Chen, 2008; Li et al, 2012). O uso dessa tecnologia em usinas eólicas com aerogeradores a velocidade fixa pode melhorar a condição da potência eólica disponível no ponto de conexão comum (PCC), a interface que liga o parque eólico ao sistema de potência. Como esses sistemas eólicos apresentam distintas características operacionais, para verificar a viabilidade da operação paralela, é necessário o estudo do impacto de um tipo de aerogerador sobre outro, bem como o estudo do impacto da penetração eólica de ambos na rede elétrica.

Um desafio recorrente envolvendo a operação de sistemas eólicos com geradores de indução em gaiola e duplamente alimentados acoplados em um ponto de conexão comum consiste em melhorar o comportamento transitório dos dois aerogeradores (minimizar as flutuações provenientes de perturbações no sistema elétrico) e, conseqüentemente, melhorar o comportamento da potência eólica fornecida à rede elétrica.

Foster et al (2007) propuseram uma estratégia de controle coordenado para a operação de um parque eólico composto por aerogeradores com gerador indução duplamente alimentado e aerogeradores a velocidade fixa. O artigo propõe o controle coordenado das potências ativa e reativa do gerador duplamente alimentado de acordo com a demanda de potência reativa do aerogerador a velocidade fixa, a fim de melhorar a estabilidade do sistema elétrico depois da ocorrência de faltas, além de dispensar o uso de compensadores estáticos extras. Os autores desenvolveram uma estratégia de controle que amplia a produção de potência reativa e diminui a produção de potência ativa no estator, enquanto a tensão terminal for inferior a 90 %, no período crítico imediatamente após a falta, caracterizado pelo elevado consumo de potência reativa do gerador de indução em gaiola. O maior suprimento de potência reativa da máquina duplamente alimentada para a máquina de indução em gaiola reduz o tempo de restabelecimento dos sistemas eólicos e elétrico. A recuperação é melhor ainda se a desativação da proteção contra

sobrecorrente no rotor, *Crowbar*, e a reabilitação da operação do conversor estático do lado rotor for realizada antes que a falta seja extinta, pois menor é o tempo de interrupção da operação normal do gerador duplamente alimentado, permitindo sua contribuição para o reestabelecimento das condições normais de operação do sistema elétrico ainda no período durante a falta e evitando o consumo de grande quantidade de potência reativa após a eliminação da falta.

Amenedo et al (2007) propuseram um sistema de controle coordenado para um sistema elétrico que concentra a penetração eólica de várias usinas, algumas compostas por aerogeradores a velocidade fixa e outras por aerogeradores a velocidade variável. O controle hierárquico possui duas malhas de controle separadas, que regulam, de maneira centralizada, a potência ativa e reativa resultante da contribuição dos diversos parques eólicos, conforme as referências de potência estabelecidas para o ponto de acoplamento comum entre os parques eólicos e o sistema elétrico. O sistema elétrico conta com ULTC (*under-load tap changing*) e cada unidade geradora da usina com sistemas eólicos a velocidade fixa possui capacitores chaveados mecanicamente (MSC – *mechanically switched capacitors*), o que melhora consideravelmente o comportamento do sistema. Simulações de mudanças nos valores de referência das malhas de controle foram realizadas para verificar o desempenho do sistema de controle em conjunto com o grande sistema eólico de configuração mista na regulação das potências ativa e reativa injetadas na rede elétrica. Os resultados mostram que é viável tecnicamente controlar parques eólicos compostos por diferentes tecnologias e que ambos os tipos de sistemas eólicos podem contribuir para o controle de tensão e potência.

Outra estratégia de controle da potência eólica fornecida por geradores de indução duplamente alimentados bastante utilizada atualmente consiste em controlar a potência reativa gerada a partir das variações da tensão terminal. A referência Zhang et al (2007) demonstra a aplicação de um método de controle da tensão terminal capaz de melhorar não apenas o seu comportamento transitório, mas também as demais características de operação transitória da máquina em gaiola de esquilo. Em vez de promover o fornecimento de potência reativa para a manutenção do fator de potência unitário, o método foca em corrigir as flutuações da tensão terminal, que é sensível às oscilações da potência reativa do gerador em gaiola de esquilo. As simulações foram realizadas em um sistema teste cuja penetração eólica dos sistemas eólicos com diferentes tecnologias é a mesma. Dois casos foram gerados, estando um deles com o método de controle ativado para o período durante e após a falta, e o outro com o método de controle

desativado. Os resultados do estudo mostram a eficácia do método de controle quando utilizado, que teve pouca influência no comportamento do gerador em gaiola de esquilo durante a falta, mas expressivo impacto depois que tal perturbação é extinta. Tempos depois, os autores propuseram ampliar a penetração eólica do gerador duplamente alimentado (Lin et al, 2008). Simulações similares a do estudo anterior foram realizadas. Eles perceberam que, a maior capacidade de potência do gerador duplamente alimentado aliada ao método de controle da sua tensão terminal, atuante durante e após a falta, implica na redução das variações durante e após a perturbação e na diminuição do tempo de recuperação das características elétricas dos dois grupos de aerogeradores.

A máquina duplamente alimentada também é capaz de contribuir para a estabilidade estática de sistemas de potência, suprindo a potência reativa exigida na operação de geradores em gaiola de esquilo durante o regime permanente. Para demonstrar a possibilidade desse modo de operação, Li e Yang (2009) realizaram uma simulação em que especificaram para o valor de referência da malha de controle da potência reativa no estator do gerador duplamente alimentado a quantidade correspondente a demanda de potência reativa do gerador de indução em gaiola. O resultado da simulação mostra que o suporte de potência reativa oferecido pelo gerador duplamente alimentado exclusivamente à máquina em gaiola de esquilo dispensa o fornecimento de potência reativa por parte da rede elétrica, tanto no regime transitório quanto no regime permanente. Esse modo de operação também torna dispensável o uso de dispositivos de compensação de reativos em condições normais de funcionamento do sistema elétrico.

O desempenho de parques eólicos também pode ser significativamente prejudicado por condições de desequilíbrio de tensão existentes na rede elétrica (assimetria das impedâncias das linhas de transmissão, das cargas interligadas no sistema elétrico etc.), principalmente a operação das usinas compostas por sistemas eólicos a velocidade fixa com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo. Tal desbalanceamento prejudica demasiadamente sistemas de distribuição, onde é previsto um aumento da penetração eólica por conta do crescimento da geração distribuída. Usinas eólicas que possuam aerogeradores com DFIG podem fornecer um suporte para a compensação de desbalanceamentos na rede e melhorar a operação de aerogeradores com gerador de indução gaiola interligados no mesmo ponto de acoplamento comum. Os autores Wang e Xu (2010) propuseram uma estratégia de controle implementada no conversor bidirecional do DFIG para eliminar oscilações no seu torque eletromagnético, na sua potência

gerada e na tensão do capacitor CC localizado no seu Elo CC, além de promover o rebalanceamento local das tensões das fases do ponto de acoplamento comum, para melhorar o desempenho dos geradores de indução com rotor em gaiola. Diversas simulações foram realizadas, envolvendo variações de vento, conexão de carga trifásica assimétrica, mudanças dos valores de impedância dos circuitos que conectam os sistemas eólicos ao ponto de conexão comum e do valor da relação de curto-circuito da rede elétrica. Os estudos demonstraram que o desempenho do parque eólico misto foi melhorado, assumindo que o sistema eólico com DFIG está operando com a estratégia de controle proposta.

No tocante a modelos agregados de parques eólicos de grande escala, Li et al (2012) propuseram um método de agregação de modelos de unidades de geração eólica próprio para aplicação em parques eólicos mistos, compostos por sistemas eólicos de mesmo conceito, mas com diferentes parâmetros elétricos. Os resultados das simulações do modelo agregado proposto mostraram-se mais precisos quando comparados aos resultados de modelos que não consideram usinas eólicas com a configuração mista mencionada. Os autores aproveitaram o modelo desenvolvido para analisar as características de operação transitória de parques eólicos com geradores de indução em gaiola de esquilo e duplamente alimentados, por intermédio de simulações de falta em um caso com diferentes níveis de penetração dos dois tipos de gerador e em um caso considerando a mesma capacidade de potência, simulações de falta para diferentes valores de capacidade de curto-circuito do parque eólico e diferentes valores de relação de impedância da linha de transmissão da rede elétrica. Os resultados mostraram que o desempenho dinâmico da usina eólica é melhor quanto menor for a penetração eólica do grupo de geradores em gaiola de esquilo, e, no caso dos sistemas eólicos possuírem níveis de penetração idênticos, quanto menor for a capacidade de curto-circuito da usina eólica e a relação de impedância de linha de transmissão do sistema de potência. Observou-se também que, a operação instável do grupo de geradores em gaiola de esquilo poderia acontecer com mais facilidade caso não existisse o grupo de geradores duplamente alimentados.

Com o aumento da penetração eólica na rede elétrica, a influência de sistemas eólicos na qualidade da energia é também uma importante questão a ser tratada. Gogdare et al (2012) estudaram os níveis de emissão de flutuações de tensão (*flicker*) de tempo curto de parques eólicos compostos exclusivamente por geradores em gaiola de esquilo e parques eólicos mistos, com geradores em gaiola de esquilo e duplamente alimentados, considerando os fatores de

velocidade média de vento, intensidade da turbulência, capacidade de curto-circuito e ângulo de impedância da linha de transmissão da rede elétrica. Em todos os resultados dos estudos realizados verificou-se que a variação da severidade do *flicker* de tempo curto era menor na usina eólica mista. Dessa forma, os autores concluíram que, os elevados níveis de emissão de *flicker* de um parque eólico composto exclusivamente por aerogeradores com geradores em gaiola de esquilo podem ser reduzidos, a partir do acréscimo de unidades com geradores duplamente alimentados ou da troca da tecnologia mais antiga pela tecnologia moderna.

Existem vários trabalhos que realizam uma abordagem sobre o comportamento em separado dos aerogeradores com geradores de indução em gaiola de esquilo e duplamente alimentados, mas a literatura apresenta poucos estudos correlatos ao funcionamento de parques eólicos mistos. A análise das poucas referências bibliográficas existentes evidenciou algumas vantagens do uso de turbinas eólicas com geradores duplamente alimentados em parques eólicos constituídos inteiramente por sistemas eólicos com geradores de indução em gaiola de esquilo. Embora os fabricantes de aerogeradores a velocidade fixa tenham se esforçado para minimizar os impactos desse conceito de sistema eólico na rede elétrica, adotando turbinas eólicas de ângulo de passo controlado e compensadores dinâmicos de reativo, mas o custo-benefício do uso de aerogeradores com gerador duplamente alimentado mostra-se melhor, pois lança-se mão de uma solução semelhante aos geradores síncronos convencionais, capaz de fornecer potência ativa e realizar a compensação *shunt* de reativos com um custo relativamente menor, já que dispensa gastos com a instalação de compensadores *shunt* exclusivos (SVC e STATCOM).

1.3 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Segundo as perspectivas das discussões apresentadas nas seções precedentes, este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos na rede elétrica ocasionados pela integração de parques eólicos mistos, compostos por turbinas eólicas a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e turbinas eólicas a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados. A interação entre os distintos sistemas eólicos também é objeto de estudo da pesquisa. Serão realizadas análises do comportamento do sistema sob faltas, da estabilidade do sistema sob curtas variações de vento, da estabilidade de tensão e avaliação do tempo crítico de eliminação da falta. Será realizada também a análise do comportamento transitório do sistema para diferentes níveis de penetração do parque eólico, visando à

substituição gradativa de unidades de geração em gaiola de esquilo por unidades de geração duplamente alimentadas, demonstrando a possibilidade de execução do processo de modernização gradativo do parque eólico.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos assim constituídos:

O Capítulo 1 apresenta o cenário da geração eólica que conduziu à proposta de implementação de usinas eólicas de configuração mista, com aerogeradores de diferentes conceitos, e a problemática ligada à necessidade de investigar melhor esses empreendimentos.

No Capítulo 2 é realizada uma abordagem geral a respeito da geração eólica, a partir da apresentação do cenário nacional e mundial e das considerações iniciais sobre sistemas eólicos (componentes de um aerogerador, características gerais e principais conceitos de aerogeradores), destacando os conceitos de turbina eólica a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo e turbina eólica a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado.

No Capítulo 3 faz-se a apresentação da modelagem computacional dos sistemas eólicos em estudo aderida para a realização das simulações estática e dinâmicas, cujos resultados serão usados para análise do parque eólico misto.

O Capítulo 4 apresenta os aspectos gerais das análises estática e dinâmica realizadas no presente trabalho para avaliação do desempenho do parque eólico misto.

No Capítulo 5 os resultados obtidos com as simulações computacionais são apresentados.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas com esta pesquisa além de propostas de trabalhos futuros. Ao final é apresentada uma listagem detalhada de bibliografia relevante.

CAPÍTULO 2

GERAÇÃO EÓLICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia elétrica é produzida por geradores a partir da energia mecânica provida por turbinas. A força que move essas turbinas é obtida de diversos tipos de fontes de energia primária, tais como combustíveis fósseis, fissão nuclear e queda de água. Atualmente os combustíveis fósseis e a fissão nuclear são as fontes de energia primária mais utilizadas em todo mundo, no entanto, elas emitem elevadas quantidades de dióxido de carbono (CO_2), provocando a intensificação do efeito estufa, além do aumento do lixo nuclear (no caso da fissão nuclear). Outro aspecto importante que também deve ser observado diz respeito à finitude das reservas de combustíveis fósseis e de urânio usado no processo de fissão nuclear.

A preocupação com a escassez dos recursos relacionados aos combustíveis fósseis e os impactos causados ao meio-ambiente, além da crescente demanda por energia elétrica, levou à necessidade de busca por fontes de energia primária renováveis e adequadas ao desenvolvimento sustentável. Dentre as fontes de energia renováveis tem-se a energia dos ventos, também chamada de energia eólica, a qual é o foco dessa dissertação de mestrado. A geração de energia eólica consiste na capacidade de captar e transformar a energia cinética do movimento das massas de ar em energia elétrica. O presente capítulo faz um breve apanhado dos assuntos acerca do aproveitamento da energia dos ventos para geração de energia elétrica.

2.2 BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA

O vento é uma expressiva fonte de energia renovável a nível mundial. Os seres humanos têm aproveitado o seu potencial desde os tempos antigos. O uso da energia eólica mais antigo que se tem conhecimento é o veleiro. De acordo com Muyeen et al (2008) embarcações movidas por energia eólica subiram o rio Nilo contra a corrente já em 5000 a.C. e, por volta de 1000 d.C., tal tecnologia permitiu os Vikings explorarem e conquistarem o Atlântico Norte. Outras grandes expedições ao longo da história utilizaram a força dos ventos para transportar suas tripulações. O vento também foi muito utilizado para fornecer energia mecânica útil aos moinhos de vento por

pelo menos 1000 anos. O uso dos ventos para obtenção de energia elétrica a partir de turbinas eólicas tem ocorrido desde 1888.

A perspectiva anteriormente apresentada mostra que, a utilização da energia eólica não é uma tecnologia nova, contudo, o retorno do crescimento do uso deste recurso baseia-se na redescoberta de uma longa tradição de seu uso. De acordo com Hau (2006) a propagação dos combustíveis como o carvão e o petróleo – por serem de simples manipulação para a produção de energia elétrica – foi tão intensa que os moinhos de vento só sobreviveram em nichos econômicos de menor importância. Hoje, enquanto a produção de energia baseada na queima de carvão e petróleo ou por fissão nuclear tem encontrado bastante resistência, independentemente das diversas razões, é uma consequência quase inevitável o novo crescimento da energia eólica.

O crescimento da geração eólica foi alimentado pela consciência da finitude dos recursos combustíveis fósseis, existência de fontes de vento com considerável densidade de energia em todo o mundo e sofisticação tecnológica de aerogeradores, mas pode-se dizer que, os maiores pilares do jeito moderno de aproveitamento dos recursos eólicos se deram principalmente pelo desenvolvimento do conhecimento técnico que tornou a geração eólica uma realidade, resultado da contribuição Poul La Cour, Albert Betz, Palmer Putnam, Johannes Juul, William Heronemus, entre muitos outros (Manwell et al, 2009).

Por volta de 1960 apareceram os primeiros sinais do novo crescimento do uso da energia dos ventos, por meio da geração eólica. No início da década de 90, o uso da energia com esta finalidade era aparente. Essa década não só é marcada pelo ressurgimento da indústria da energia eólica mundial, mas também pela consolidação dos fabricantes de turbina eólica e pelo aparecimento dos primeiros aerogeradores com capacidade da ordem de MW e das usinas eólicas *offshore* (Manwell et al, 2009). Durante o início do século 21 esta tendência permaneceu, refletindo no fortalecimento do mercado de energia eólica europeu, fomentado pelos incentivos dos governos, que com o objetivo de desenvolver o aproveitamento de recursos renováveis e reduzir a emissão de poluentes, apoiaram diversas pesquisas e experimentos do setor e regulamentaram a conexão de aerogeradores em sistemas elétricos. A realidade anteriormente descrita também se repetiu em países como Estados Unidos, Índia e China, atingindo algum tempo depois o resto do mundo.

2.3 ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

O crescimento da utilização da energia eólica é uma tendência mundial. A pressão provocada pelas questões ambientais e a boa relação custo-benefício para geração de grandes quantidades de potência elétrica tem estimulado os países a adotarem amplamente as usinas eólicas como reforço da capacidade de potência de seus respectivos sistemas elétricos.

China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia respondem por boa parte do rápido crescimento da capacidade eólica global instalada *onshore*, somando no ano de 2013 229,862 GW, o correspondente a 72,26 % do montante contabilizado no ano. A Figura 2.1 mostra os dez maiores produtores de energia eólica no mundo.

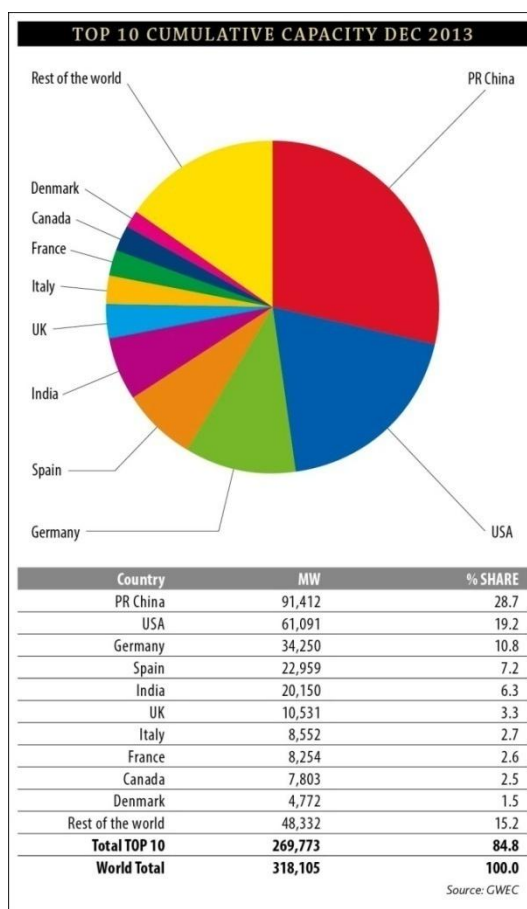


Figura 2.1 – Lista dos dez maiores produtores de energia eólica do mundo (GWEC, 2014).

Em países densamente povoados, próximo a mares de águas rasas (a exemplo dos países no noroeste da Europa) é observada a construção de diversos parques eólicos *offshore* (da Silva, 2006, 2), que oferecem menor poluição visual e sonora, além de maior produção de energia, por

contarem com ventos mais estáveis e com elevadas médias anuais (da Silva, 2006, 2). Durante o período de 2011 a 2013 houve um crescimento de aproximados 71,14 % da capacidade instalada global oferecida por este tipo de empreendimento, conforme o mostrado na Figura 2.2.



Figura 2.2 – Capacidade instalada mundial de usinas eólicas *offshore* (GWEC, 2014).

Como perspectivas futuras de geração eólica, a referência GWEC (2014) estima que, no ano de 2018, a capacidade instalada terá aumentado em 87,43 %, o equivalente a 278,2 GW, em relação ao ano de 2013, tendo como principal produtor mundial o mercado asiático, que terá ultrapassado o mercado europeu em 43,4 GW. A Figura 2.3 apresenta os respectivos dados.

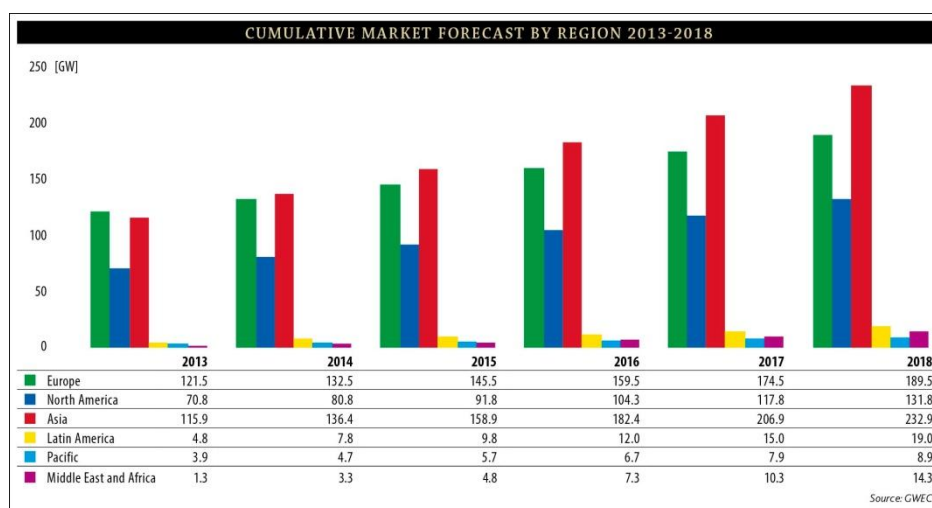


Figura 2.3 – Previsão da capacidade instalada cumulativa no mundo, no período 2013-2018 (GWEC, 2014).

2.4 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O Brasil como um todo possui características climáticas e geográficas bastantes favoráveis para geração e renovação de recursos de vento. O potencial eólico disponível ao longo do seu território pode torná-lo futuramente um dos países com elevada capacidade instalada de usinas eólicas. A prova disso é a rápida evolução da capacidade de potência eólica instalada na região Nordeste do Brasil. Essa região é a maior contribuinte do aproveitamento eólico para geração de energia elétrica, apresentando um crescimento da capacidade instalada próximo de 73,5 %, de Dezembro de 2013 e a Junho de 2014. A participação do submercado Nordeste no Sistema Interligado Nacional (SIN), em Junho de 2014, corresponde a aproximados 74,3 %. A Figura 2.4 apresenta esses dados (CCEE, 2014).

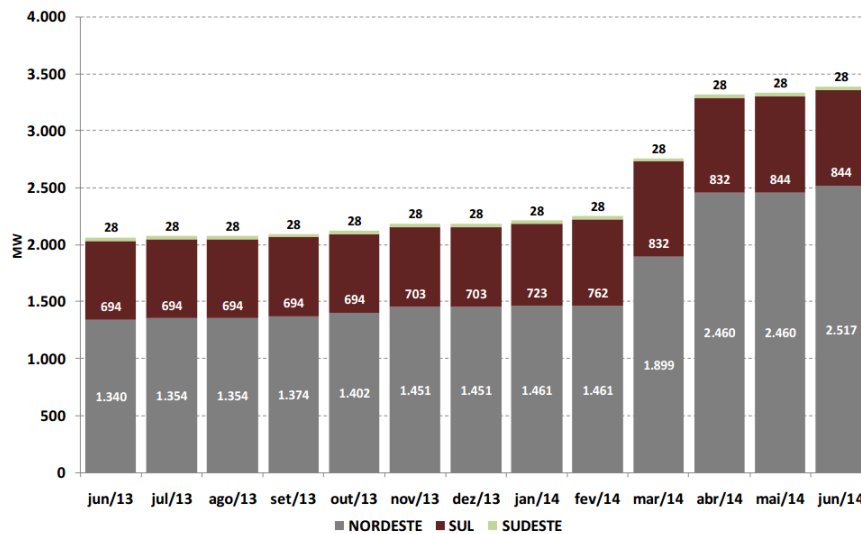


Figura 2.4 – Evolução da capacidade instalada por submercado de energia eólica (CCEE, 2014).

O rápido crescimento do mercado de energia eólica brasileiro se deve aos incentivos governamentais, motivados pelo cenário de rápido desenvolvimento econômico, consequente aumento da demanda de energia elétrica, pela operação dos sistemas elétricos nos limites de suas capacidades, diversificação da matriz eletro-energética brasileira como estratégia de renovação dos recursos hídricos na geração de eletricidade, pelo desenvolvimento tecnológico de aerogeradores e pela compatibilidade com as questões de caráter ambiental (Tsuchida, 2012; MME e EPE, 2013). Os investimentos no setor são oriundos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (Proinfa), dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e da comercialização da energia eólioelétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que

fomentaram a instalação de 965 MW, 1794 MW e 630 MW, respectivamente, até Junho de 2014. A Figura 2.5 mostra uma evolução do número de usinas eólicas instaladas no Brasil, ressaltando as usinas eólicas com e sem garantia física¹ da capacidade instalada.

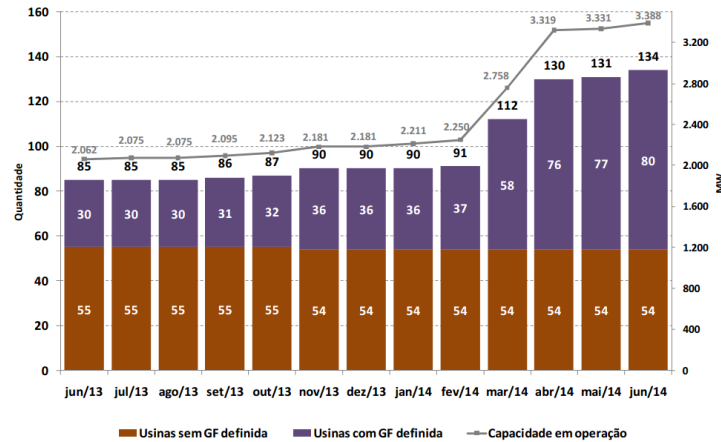


Figura 2.5 – Evolução do número de usinas eólicas instaladas (CCEE, 2014).

No tocante a perspectivas futuras da geração eólica brasileira, a expansão do aproveitamento eólico já contratado e em construção, com previsão de entrada em operação comercial no período de 2013 a 2018, poderá colocar o Brasil num patamar acima dos 10 GW de geração de potência em um futuro próximo, como pode ser observado na Figura 2.6 (EPE e MEE, 2013).

Tipo	Região	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		Potência (MW)					
Biomassa	Sudeste/Centro-Oeste	693	99	0	0	100	397
	Sul	4	0	0	0	0	0
	Nordeste	78	0	0	0	0	350
	Norte	80	0	0	0	0	0
	TOTAL	855	99	0	0	100	747
PCH	Sudeste/Centro-Oeste	202	99	26	0	90	162
	Sul	229	25	0	0	30	68
	Nordeste	0	0	0	0	0	5
	Norte	0	19	38	0	33	30
	TOTAL	431	143	64	0	153	265
Eólica	Sudeste/Centro-Oeste	0	0	0	0	0	200
	Sul	330	565	174	526	528	400
	Nordeste	1763	2098	2362	1099	552	400
	Norte	0	0	0	58	203	0
	TOTAL	2.093	2.663	2.536	1.683	1.283	1.000
TOTAL	3.379	2.905	2.600	1.683	1.536	2.012	

Notas: (1) Os valores da tabela indicam o acréscimo de potência instalada entre os meses de janeiro e dezembro de cada ano.
(2) Inclui a capacidade contratada nos leilões de energia de reserva.
(3) Inclui os projetos sinalizados como sem impedimento para entrada em operação comercial pela fiscalização da ANEEL.

Figura 2.6 – Previsão da capacidade instalada no Brasil, de 2013 a 2018 (GWEC, 2014).

¹ A garantia física consiste na quantidade máxima de potência que usinas de energia elétrica podem comercializar via contratos, com vista à adequação dos cálculos de produção da usina apresentados no momento da venda de energia ao desempenho real do empreendimento.

2.5 HISTÓRICO DO AEROGERADOR

Em consonância com Hau (2006), as primeiras tentativas para gerar corrente elétrica por meio do uso da potência eólica foram feitas num período em que pequenos sistemas elétricos já atendiam grandes cidades, mas cobriam pouquíssimos usuários em áreas rurais.

O primeiro desenvolvimento sistemático focado na utilização da energia eólica para geração de potência elétrica ocorreu na Dinamarca, no século XIX, com uma louvável contribuição de Poul La Cour, um professor que, através de seus experimentos, forneceu parte dos princípios básicos da tecnologia moderna dos aerogeradores. O conceito de aerogerador que ele desenvolveu na instituição *Askov Folk High School*, em *Askov*, chamou a atenção da empresa Lykkegard, que se interessou em desenvolver seu sistema eólico em escala industrial. Em 1918, cerca de 120 aerogeradores já encontravam-se em operação no país. A unidade do sistema eólico *La-Cour-Lykkegard* era capaz de gerar potência elétrica entre 10 e 35 kW, com um rotor de até 20 m de diâmetro e quatro pás, operando a uma velocidade de vento próximo de 12 m/s. Outro conceito dinamarquês desenvolvido neste período foi projetado pela empresa F. L. Smidth. O sistema eólico, denominado *Aeromotor*, era capaz de gerar potência elétrica próxima de 50 kW, utilizando um rotor com cerca de 17,5 m de diâmetro e com duas pás, operando a uma velocidade de vento de próxima de 11 m/s. Tempos depois, a mesma tecnologia foi modificada, chegando a alcançar uma capacidade de 70 kW, com um rotor de 24 m de diâmetro, três pás e velocidade nominal do vento cerca de 10 m/s. Esse conceito possuía limitação de velocidade por freio aerodinâmico (*stall*). Muitas das características de seu projeto aerodinâmico e mecânico constituem a base do conceito dinamarquês de aerogerador da atualidade.

Na Alemanha, as primeiras tentativas para o desenvolvimento de aerogeradores ficaram mais no campo teórico e de planos ambiciosos, num período que inicia na década de 30 e se estende até início da década de 40. Uma das grandes contribuições nesse sentido foi desenvolvida pelo físico Albert Betz, quem formulou a base teórica atualmente utilizada para construção do perfil aerodinâmico das lâminas do rotor de uma turbina eólica atual. Também é creditada a estudiosos e fabricantes alemães a proposta de construir turbinas eólicas de grande porte, com dimensões e capacidades de geração ainda desafiadoras para a indústria da energia eólica moderna, tais como rotores entre 130 e 160 m de diâmetro e capacidades entre 10000 e 20000 kW. O período da Primeira Guerra Mundial acabou por interromper a tentativa de execução deste e de outros planos (Hau, 2006).

Na década de 40, um grande projeto piloto que merece menção é conhecido como turbina eólica *Smith-Putnam*. Essa foi a primeira turbina da ordem de MW cujo projeto foi executado. Ela possuía uma capacidade de 1250 kW, com rotor de 53 m de diâmetro (Heier, 2014).

No início da década de 50, a construtora Alemã Allgaier deu início a primeira produção em massa de usinas eólicas, para atendimento de fazendas distantes da rede elétrica pública. Estas unidades possuíam rotor de 10 m de diâmetro e capacidade entre 6 e 10 kW, contando com a regulagem de potência através de um mecanismo de variação do ângulo de passo (Heier, 2014).

Durante a década de 60, os combustíveis fósseis apresentavam preços bastante competitivos para a produção de energia elétrica, provocando redução do interesse em tecnologia para aproveitamento eólico. Já na década de 70, os preços destes recursos subiram, fazendo com que as pesquisas e o desenvolvimento das tecnologias para sistemas eólicos fossem retomadas. Esse período é marcado pelo surgimento de diversos projetos pilotos, com os mais diferentes níveis de capacidade. Embora os referidos projetos apresentassem diversos problemas, mas já sinalizavam a possibilidade da operação confiável de turbinas eólicas de grande porte, com capacidades da ordem de MW. Na década de 80, algumas unidades das turbinas MOD-2 (modelo norte americano, com capacidade nominal de 2,5 MW, rotor de 91 m de diâmetro e altura em relação ao cubo de 61 m) e GROWIAN (modelo alemão, com capacidade nominal de 3 MW, rotor com 100 m de diâmetro e altura em relação ao cubo de 100 m) representavam os projetos sucessores aos pilotos que confirmaram a expectativa.

Ainda nos anos 80 começaram os esforços para a construção de parques eólicos de grande porte. Um projeto pioneiro e promissor desenvolveu-se no estado da Califórnia, nos Estados Unidos, composto inicialmente por turbinas eólicas com 50 kW de capacidade. No final da década de 80 início dos anos 90, ele foi expandido gradativamente com o uso de turbinas de 100, 150, 250, 500 e 600 kW, atingindo uma capacidade total instalada de 1,5 GW. Este projeto fomentou a ideia da produção de turbinas eólicas em grande escala. Desde então, o desenvolvimento progressivo e a passos largos das dimensões, desempenho e capacidade de turbinas eólicas foi alcançado (Heier, 2014).

A empresa NEG Micon, que tempos depois tornou-se a empresa Vestas, ficou bastante conhecida pelo clássico conceito dinamarquês de sistema eólico, que consiste numa turbina eólica de velocidade fixa, regulada por *stall*, com gerador de indução em gaiola de esquilo, diretamente

conectado a rede elétrica, com capacidades de até 1,5 MW. Outras empresas, como a Bonus, Nordex e General Electric/Tacke buscaram desenvolver turbinas eólicas com as mais diversas dimensões, capacidades, os mais diferentes projetos de regulação de potência (*stall* ou *pitch angle*), de velocidade do rotor (velocidade fixa ou velocidade variável com conversores estáticos de potência) e de acionamento do gerador elétrico (acionado pelo uso de caixa de engrenagens ou diretamente acionado), com o objetivo de melhorar cada vez mais o processo de conversão da energia eólica em elétrica e se firmarem em mercado altamente competitivo. Foi a partir deste cenário que a empresa DeWind começou o desenvolvimento da turbina eólica a velocidade variável, regulada por *pitch angle*, com gerador de indução duplamente alimentado, com capacidade inicial de 600 kW. Atualmente, esse conceito de sistema eólico possui capacidades de 1 ou 2 MW, boa relação custo-benefício e é uma topologia adotada por diversos fabricantes. Outra empresa que se consagrou na fabricação de um determinado conceito de sistema eólico foi a Enercon, construindo aerogeradores com geradores diretamente acionados por suas turbinas eólicas, dispensando o uso de trem de acionamento e rolamentos independentes, permitindo a operação das máquinas por mais tempo (Heier, 2014).

Algumas empresas, procurando atender outros segmentos do mercado de energia eólica, desenvolveram aerogeradores com turbinas eólicas de eixo vertical e trem de acionamento com geradores elétricos instalados ao nível do solo, conhecidos como turbinas *Darrieus*, um conceito relativamente simples, mas com boa capacidade de geração, atingindo os 300 kW.

Atualmente, conforme o crescimento do uso da energia eólica e da necessidade de reforço da capacidade de suprimento dos sistemas elétricos, não se pode dizer a que limite a tecnologia da geração eólica pode chegar, pois os esforços para otimizar a captação dos ventos, a conversão da energia e o controle da potência elétrica gerada têm proporcionado soluções cada vez mais engenhosas e inovadoras.

2.6 COMPONENTES DE AEROGERADORES

Um sistema eólico é composto por equipamentos mecânicos destinados à captação da energia eólica, condicionamento da energia mecânica para o gerador elétrico, o gerador propriamente dito, para a conversão da energia mecânica em elétrica, sensores de vento para monitoração das condições do recurso de energia primário, mecanismo de frenagem do gerador e

estruturas de acomodação do aerogerador. Essas partes principais estão ilustradas na Figura 2.7 e são descritas a seguir (Guerrero, 2014):

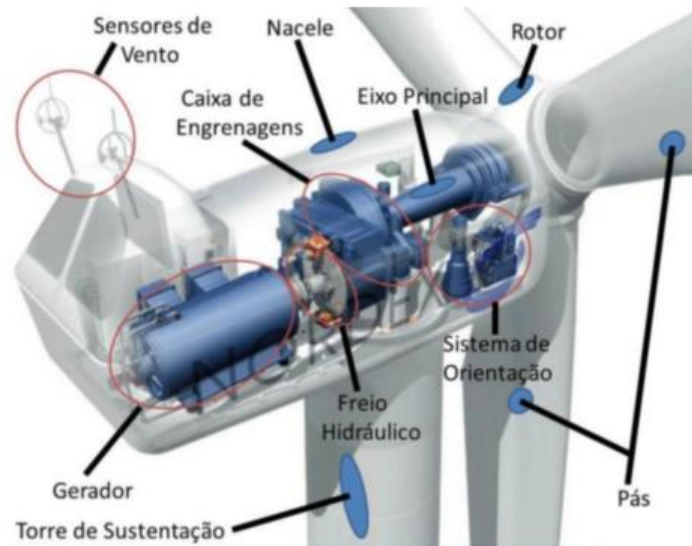


Figura 2.7 – Principais componentes do aerogerador (Guerrero, 2014).

- Rotor: consiste de um conjunto de pás unidas por meio do cubo (*hub*), que giram pela passagem do vento, transformando a energia cinética contida no movimento das massas de ar em energia mecânica. O rotor pode ser de eixo vertical ou eixo horizontal sendo mais utilizado esse último, devido ao seu rendimento aerodinâmico.
- Pás: são elementos projetados com forma aerodinâmica para melhor capturar a energia cinética do vento e fazer o rotor girar.
- Gerador: conversor eletromecânico, isto é, equipamento que transforma a energia mecânica em energia elétrica. Ele pode ser do tipo síncrono ou assíncrono e pode ser ligados em diferentes formas com outros elementos mecânicos ou eletrônicos.
- Caixa de engrenagens: esse elemento eleva a baixa velocidade angular obtida pelo rotor para valores típicos da operação de geradores elétricos. É um elemento essencial para sistemas eólicos com geradores de indução e opcional para sistemas eólicos com geradores do tipo síncrono com vários polos magnéticos (a elevada quantidade de polos faz o gerador síncrono gerar energia elétrica a baixas velocidades, o que permite conectá-lo diretamente à turbina eólica).

- Nacele: estrutura onde estão instalados os componentes mecânicos e elétricos do aerogerador (gerador elétrico, caixa de engrenagens, conversores estáticos, servomecanismos etc.).
- Sensores de vento: um conjunto de sensores de vento consiste de um sistema de medição, composto basicamente por um sensor de direção do vento, o qual toma a direção do vento para o controle do servomecanismo responsável pelo direcionamento do rotor na posição adequada para captura da energia eólica, e pelo anemômetro, o medidor de velocidade do vento cujo sinal fornecido é essencial para efetuar a regulação da potência elétrica gerada pelo aerogerador.
- Torre de sustentação: é uma estrutura de sustentação para a nacele. Tal estrutura deve ficar na maior altura possível, onde os ventos são mais intensos e uniformes.

A passagem do vento sobre o aerogerador movimenta a turbina eólica (conjunto pás mais o cubo), encontra-se montada sobre o eixo principal, responsável pela transferência da potência mecânica gerada até a caixa de engrenagens, a qual é destinada a intensificar a velocidade de rotação recebida para o gerador elétrico. A potência mecânica é transferida ao eixo do gerador, que através de princípios eletromagnéticos entra em conexão com o sistema elétrico para o fornecimento de energia elétrica.

2.7 TECNOLOGIAS DE SISTEMAS EÓLICOS

Diversas tecnologias de sistemas eólicos foram rapidamente desenvolvidas nas duas últimas décadas do século passado. Quando a velocidade de rotação é levada em conta, os conceitos de sistemas eólicos são classificados em velocidade fixa e velocidade variável. Quando a regulação de velocidade é considerada, eles podem ser classificados em controle por estol (*stall*), controle por variação do ângulo de passo (*pitch angle*), ou ainda, controle por estol ativo (*active stall*). Quando se fala em trem de acionamento, os conceitos de sistemas eólicos podem ser classificados em acionados por caixa de engrenagens ou acionados diretamente pela turbina. A literatura dispõe de algumas referências sobre uma visão geral dos conceitos de aerogeradores mais presentes no mercado da energia eólica, tais como Li e Chen (2008), Kadam e Kushare (2012) e Pereira et al (2010).

No caso de turbinas eólicas que operam com a velocidade em valor fixo, o conceito do aerogerador acompanha basicamente a caixa de engrenagens de múltiplos estágios e gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, podendo a velocidade ser limitada por *stall*, *active stall*, ou ainda, por *pitch angle*. Já no caso de turbinas eólicas que operam segundo uma faixa de velocidades, o conceito do aerogerador acompanha caixa de engrenagens com múltiplos estágios e diferentes tecnologias de geradores, tais como o gerador de indução duplamente alimentado, gerador síncrono com rotor a imã permanente, entre outros. Sua limitação e regulação de velocidade são realizadas por controle do ângulo de passo.

Entre os vários conceitos de aerogeradores, os mais populares e aderidos por fabricantes foram os sistemas eólicos a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e sistemas eólicos a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados. O primeiro dominou as décadas de 80 e 90 por ser uma tecnologia com significativa capacidade de potência para época, com operação robusta e boa estabilidade de velocidade em condições normais de operação. Com o andamento do desenvolvimento da eletrônica de potência, aumento da capacidade dos parques eólicos e mudança nas diretrizes dos códigos de rede como forma de melhorar a qualidade da potência gerada pelos empreendimentos conectados aos sistemas elétricos, a tecnologia a velocidade variável começou a ganhar espaço, por adequar-se muito mais facilmente aos novos desafios impostos pelo setor elétrico.

Atualmente, a fim de reduzir as falhas e perdas mecânicas e aumentar a vida útil dos sistemas eólicos, tem-se investido amplamente nos estudos e desenvolvimento de aerogeradores a velocidade variável com geradores sendo acionados diretamente por suas turbinas eólicas. Geradores síncronos convencionais e com rotores de imã permanente, compostos por um número elevado de pólos (a fim de promover elevado torque e compatibilização da velocidade do rotor com a velocidade da turbina) são as máquinas elétricas utilizadas nestes conceitos.

Por serem os sistemas eólicos objetos de estudo deste trabalho, a tecnologia a velocidade fixa com gerador em gaiola de esquilo e a velocidade variável com gerador duplamente alimentado serão apresentadas com mais detalhes a seguir.

2.7.1 Turbina eólica a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo

A Figura 2.8 apresenta o esquema do sistema eólico a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator - SCIG*). Basicamente, o estator do gerador é ligado de forma direta à rede elétrica e a turbina eólica é acoplada indiretamente ao gerador (interligação com o eixo do rotor), por meio de caixa de engrenagens, visto que as velocidades de operação dessas máquinas são distintas.

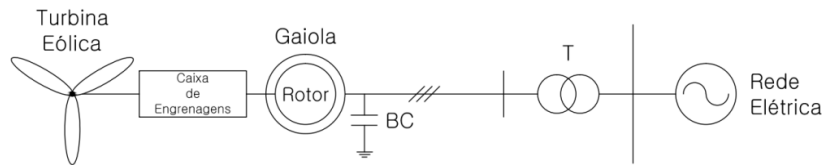


Figura 2.8 – Diagrama unifilar do sistema eólico a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo.

De acordo com Li e Chen (2008), como o gerador de indução em gaiola de esquilo opera em uma estreita faixa de velocidade bastante próxima da velocidade síncrona, diz-se que ele é uma máquina que opera a velocidade fixa. Como mencionado na seção anterior, foi o conceito de aerogerador mais adotado por fabricantes e aplicado durante os anos 80 e 90, principalmente por dinamarqueses. A preocupação com a demanda de potência reativa do gerador em gaiola de esquilo fez com que os fabricantes estendessem o conceito adicionando-o um banco de capacitores para a compensação de reativos. Para a conexão suave com a rede elétrica, alguns fabricantes incorporaram um soft-starter ao projeto e para oferecer flexibilidade quanto à velocidade de operação, alguns geradores eram compostos por dupla gaiola de esquilo. Para a limitação da velocidade da turbina normalmente os fabricantes lançam mão do método *stall*, que é capaz de fornecer ao gerador relativa estabilidade de frequência, quando conectado a rede elétrica. Contudo, os métodos *active stall* e *pitch angle* também podem ser aplicados.

O sistema eólico a velocidade fixa é robusto, simples e de custo relativamente baixo para a produção em grande escala. No entanto, além do gerador consumir grandes quantidades de potência reativa para seu funcionamento, o aerogerador trabalha em uma faixa altamente restrita de velocidades, possibilita geração de potência somente se o rotor operar em velocidade supersíncrona e as flutuações na velocidade do vento são integralmente transferidas ao sistema de potência.

2.7.2 Turbina eólica a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado

A Figura 2.9 corresponde ao diagrama do sistema eólico a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (*Doubly Fed Induction Generator - DFIG*). Nesse esquema percebe-se que o estator está conectado de forma direta à rede elétrica e o rotor de maneira indireta, por meio de um circuito conhecido como Elo CC, composto por dois conversores estáticos, responsáveis pelos controles da máquina. O acoplamento entre a turbina eólica e o gerador também é realizado por intermédio da caixa de engrenagens.

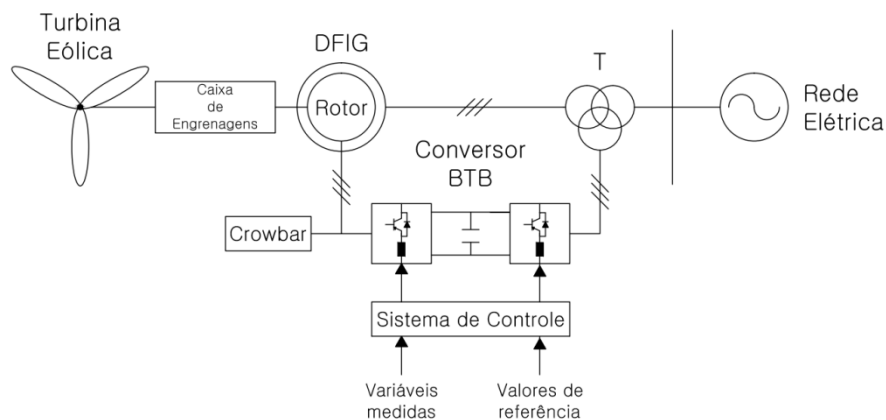


Figura 2.9 – Diagrama unifilar do sistema eólico a velocidade variável, com gerador de indução duplamente alimentado.

De acordo com Li e Chen (2008). O conversor que opera do lado do rotor controla a frequência da tensão nele aplicada, o que possibilita a operação da máquina para uma expressiva faixa de velocidades de vento. Esta faixa de velocidades depende da capacidade do conversor estático, contudo, tipicamente seus limites encontram-se em $\pm 30\%$ em torno da velocidade síncrona. O sistema elétrico necessita de um Elo CC composto por conversores que suportem um fluxo de potência de 25 a 30 % da potência nominal do gerador, o que fez o conceito ser popularizado no mercado de energia eólica, do ponto de vista econômico. A energia disponível no rotor do gerador por conta da operação assíncrona pode ser extraída e entregue ao sistema elétrico através de um dos conversores de potência. O modo de operação do gerador duplamente alimentado também permite a compensação de potência reativa em algum ponto do sistema de potência e controle suave da potência ativa gerada.

Como desvantagens, o conceito necessita utilizar anéis deslizantes para o intercâmbio de potência entre o rotor do gerador e o Elo CC. Esse tipo de interface exige manutenção regular, ou

a máquina poderá apresentar expressivas perdas de energia e falhas constantes. Além disso, o conversor estático é sensível a algumas correntes de operação sob falta, sendo necessária a aplicação de dispositivo de proteção para atuação nestas condições. O aerogerador possui elevada capacidade de controle da potência eólica por ele produzida, no entanto, espera-se que ele mantenha essa capacidade sob determinadas condições de falta e isso pode significar uma estratégia de controle bastante complexa.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM COMPUTACIONAL DOS SISTEMAS EÓLICOS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os modelos matemáticos que reproduzem os comportamentos estático e dinâmico dos componentes dos sistemas eólicos a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados.

O modelo matemático de qualquer componente do sistema elétrico consiste de um conjunto de expressões matemáticas que viabiliza a obtenção de dados relevantes (respostas) para análise e/ou avaliação do comportamento do respectivo componente, por meio de sua aplicação em métodos ou metodologias computacionais (algoritmos) projetados especificamente para a sua resolução ou a do sistema o qual está inserido. Ele é composto por equações algébricas, quando se destina a representação de estados instantâneos do componente (suas variáveis são independentes do tempo), e constituído de equações algébrico-diferenciais, a fim de retratar a mudança de estado do componente com a mudança do tempo da simulação computacional (algumas de suas variáveis são dependentes do tempo).

Os modelos devem apresentar confiabilidade adequada ao estudo de interesse (seus dados devem corresponder a um comportamento aproximado da realidade). A precisão do modelo matemático está ligada a diversos fatores, cujos principais são o esforço computacional (tempo de processamento e memória usada) para execução da simulação e o tipo de estudo a ser realizado (grau de complexidade do problema).

As respostas das simulações computacionais estáticas e dinâmicas, embora sejam aproximações das respostas do modelo real do componente ou sistema, orientam projetistas e usuários no planejamento, operação e tomada de decisão de sistemas elétricos de potência, na mitigação de problemas ou na proposição de soluções para alcance de comportamentos desejáveis.

3.2 MODELAGEM DA TURBINA EÓLICA

A turbina eólica é o componente primário de um aerogerador. Ela é um conversor de energia, que transforma a energia cinética contida no movimento da massa de ar em energia mecânica, através de uma área de varredura em forma de disco, produzida por suas pás (Hau, 2006).

O crédito pelo reconhecimento do princípio da conversão eolioelétrica é dado a Albert Betz, que entre 1922 e 1925 publicou escritos mostrando por meio de leis elementares da física como a energia eólica era extraída a partir de uma de secção transversal, não importando a natureza do conversor de energia eólica. Embora a abordagem de sua teoria fosse simples, a mesma é muito utilizada até hoje para a realização de cálculos na engenharia, já que é capaz de proporcionar a compreensão e operação de turbinas eólicas dos mais diversos projetos (Hau, 2006). Sua “teoria elementar do momentum” fornece o modelo para calcular a potência disponível no vento, cujo resumo, disponível em (Hau, 2006), será apresentado a seguir.

A energia cinética contida em um fluxo de ar é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

Onde:

E_c – energia cinética contida no vento (Nm);

m – massa de ar (kg);

v – velocidade do vento (m / s).

Esta energia cinética é extraída do ar que se desloca em um tubo, cuja secção transversal é a área de varredura da turbina eólica. O fluxo de volume de ar por unidade de tempo é:

$$\frac{d}{dt}V = vA \quad (3.2)$$

Onde:

V – volume (m³ / s);

A – área de varredura formada pelas pás do rotor da turbina eólica (m²).

O fluxo da massa de ar contida no tubo de vento é:

$$\frac{d}{dt} m = \rho v A \quad (3.3)$$

Onde:

ρ – densidade do ar (kg / m³).

A densidade do ar equivale a 1,225 kg / m³, à temperatura de 25 °C e pressão 1 atm .

A equação que expressa a energia cinética do ar em movimento e o fluxo de massa que carrega a quantidade desta energia que atravessa o tubo de vento fictício, por unidade de tempo, fornece a potência eólica disponível.

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (3.4)$$

Onde:

P – potência total disponível no vento (W).

Como o fluxo de ar não é extinto após atravessar a turbina eólica, então, de um modo simples, conclui-se que tal conversor de energia não é capaz de extrair toda a energia cinética disponível no movimento de uma determinada quantidade de massa de ar. Albert Betz foi o primeiro a demonstrar matematicamente tal fato. De acordo com sua teoria, matematicamente resumida em Hau (2006), somente 0,593 da potência total disponível no vento incidente na turbina eólica é capaz de ser convertido em potência mecânica, isto é, o desempenho máximo que uma turbina eólica pode desenvolver em operação é de aproximadamente 60 %. A relação entre a potência mecânica extraível do vento e a potência total disponível no vento incidente no rotor do aerogerador é a seguinte:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,593$$

Onde:

C_p – coeficiente de potência da turbina eólica.

Por ter sido Albert Betz o primeiro a derivar este valor, ele ficou conhecido como “Fator de Betz” ou “Limite de Betz”.

Em situações práticas, o valor máximo alcançado pelo coeficiente de potência é de 0,48, um valor bem menor que o limite de Betz, justificado por perdas de fluxo de vento por força de arrasto (*drag loss*), associadas à ponta da pá (*tip loss*), devido ao estolamento das pás da turbina eólica (*stall loss*), entre outras (Burton et al, 2001). Ainda que a análise do desempenho da turbina eólica seja feita desconsiderando as perdas, o limite de Betz não é alcançado por causa das imperfeições no projeto das pás do rotor da turbina eólica (Burton et al, 2001).

Em virtude das perdas e imperfeições associadas à turbina eólica, o coeficiente de potência é dado por:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P} \quad (3.5)$$

Onde:

P_{mec} – potência mecânica extraída pela turbina eólica (W).

Unindo as Equações (3.4) e (3.5) chega-se a relação algébrica que permite calcular qualquer potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica:

$$P_{mec} = C_p(\lambda, \beta) \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (3.6)$$

O coeficiente de potência, indicador da eficiência de conversão de energia da turbina eólica, é uma função não-linear de λ e β , denominados relação de velocidade de ponta (*tip speed ratio*) e ângulo de passo (*pitch angle*), formado a partir do eixo que representa a direção do movimento das pás e o plano de rotação. Essas são as variáveis associadas ao projeto aerodinâmico da turbina eólica (Tarnowski, 2006). Tais variáveis acabam por influenciar no modelo algébrico da potência mecânica no eixo do rotor do aerogerador. Vale frisar que, se a limitação da velocidade do rotor da turbina eólica e potência mecânica em seu eixo forem

realizadas por efeito *stall*, o desempenho da turbina eólica será expresso apenas por uma curva $C_p(\lambda)$, em que o parâmetro β é fixo em 0° (a turbina eólica apresenta o melhor desempenho para este valor), enquanto que, se tal limitação for feita por ajuste do ângulo de passo (*pitch angle*), então o comportamento da turbina será representado por um conjunto de curvas $C_p(\lambda)$ com diferentes valores de β (Tarnowski, 2006). Turbinas com ângulo de passo das pás variável também permitem o controle da potência mecânica no seu eixo.

No tocante a relação de velocidade de ponta. Essa variável expressa o relacionamento entre a velocidade do vento e a velocidade de rotação do rotor:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (3.7)$$

Onde:

ω_t – velocidade angular das pás da turbina eólica (rad-mec / s);

R – raio do rotor (m).

Se o rotor gira vagarosamente ele irá permitir a passagem de vento pelos espaços entre suas pás sem qualquer perturbação, no entanto, se sua rotação for elevada, acabará por produzir um efeito de “muro sólido”, promovendo maior resistência à passagem do vento. Portanto, é necessário um projeto de turbina eólica que combine a velocidade angular do rotor à velocidade do vento para que se obtenha a máxima eficiência do rotor (Ragheb, 2014), isto é, que se obtenha o maior valor de C_p possível.

As curvas $C_p(\lambda, \beta)$ podem ser obtidas experimentalmente (medição direta na turbina em operação e uso de métodos de interpolação adequados para encontrar pontos da curva entre aqueles medidos), analiticamente (por meio da teoria do “Momento de Elemento de Pá”), ou ainda, pelo uso de métodos de aproximação numérica (aplicação de métodos numéricos para encontrar modelos matemáticos aproximados a dados obtidos por medições). Os modelos matemáticos propostos para $C_p(\lambda, \beta)$ podem ser polinomiais ou não polinomiais (da Silva, 2006, 2).

De acordo com os procedimentos para preparação de casos de simulação de sistemas eólicos ligados à rede elétrica no ANATEM (Rangel et al, 2012), a curva $C_p(\lambda)$ usada no modelo

do aerogerador a velocidade fixa, que se encontra no diretório de arquivos do software, foi obtida a partir de dados discretos (medições) e de um software auxiliar para aplicação do método de interpolação *spline* cúbica. A curva resultante pode ser observada na Figura 3.1.

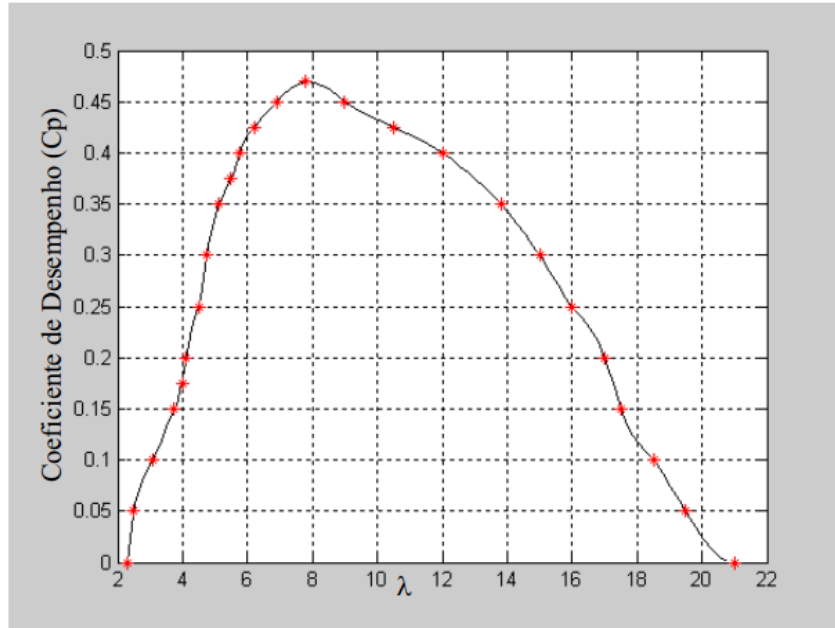


Figura 3.1 – Comparação entre a curva discreta e a curva obtida através da interpolação *spline* cúbica (Rangel et al, 2012).

Para o aerogerador a velocidade variável, a equação que descreve o comportamento da curva $C_p(\lambda, \beta)$, apresentada a seguir, encontra-se em Sloodweg (2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (3.8)$$

com

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_8\beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1}} \quad (3.9)$$

Sloodweg desenvolveu o modelo genérico anterior para que a função se aproximasse aos dados das curvas $C_p(\lambda)$ de um fabricante. Ele teve como base a representação matemática que pode ser vista em (Heier, 2014). Os valores das constantes de C_1 a C_9 , de sua equação correspondem aos da Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Aproximação do coeficiente de potência (Slootweg, 2003).

C_p - Sistema eólico a velocidade variável	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

A partir da aproximação genérica de Slootweg foram produzidas outras 39 curvas, para compor a família de curvas $C_p(\lambda)$ da turbina eólica implementada no software ANATEM e que será utilizada junto com o modelo do gerador de indução com dupla alimentação. Para cada variação de β em 0,5 (de uma curva para outra) foi definida uma combinação de valores de C_1 a C_9 . A Figura 3.2 mostra a função $C_p(\lambda, \beta)$ da turbina eólica de velocidade variável.

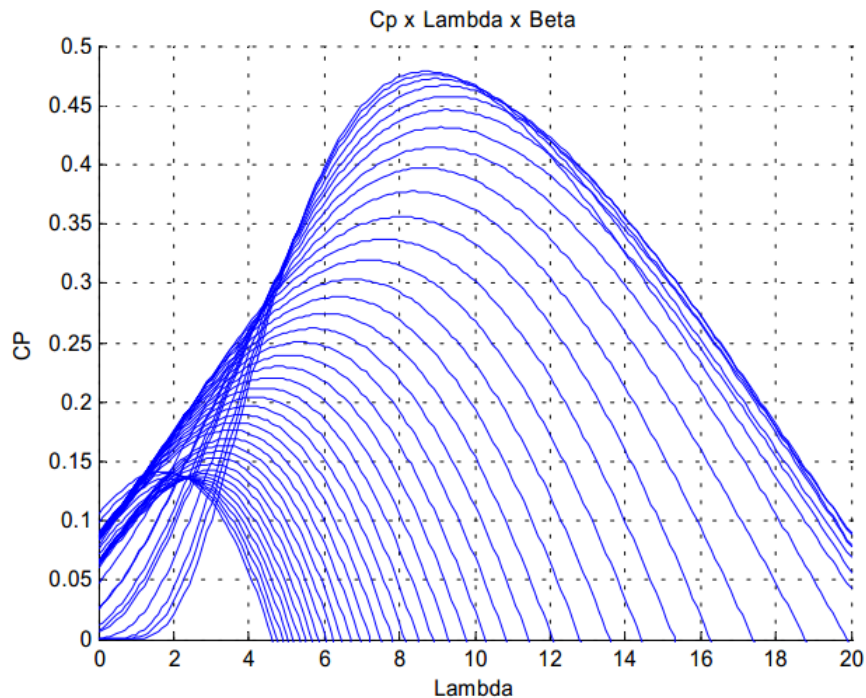


Figura 3.2 – Curva de desempenho da turbina eólica de velocidade variável (Rangel et al, 2012).

Observando a família de curvas de desempenho da turbina eólica de velocidade variável disponível no ANATEM nota-se que, para cada curva, o valor de C_p é máximo ao atingir um valor de relação de velocidade de ponta ótimo ($\lambda_{\text{ótimo}}$). A mudança de velocidade do vento retira a relação de velocidade de ponta de seu valor ótimo, fazendo com que o coeficiente de desempenho também saia da sua condição ótima. Para obter um novo $C_{p\text{ótimo}}$ será necessário trocar de curva

$C_p(\lambda)$, através da alteração do ângulo β . Aerogeradores a velocidade variável possuem um sistema de controle do ângulo de passo que opera segundo a “Trajetória de Máxima Potência” (*Maximum Power Tracking – MPT*), trocando a curva $C_p(\lambda)$ no sentido de fazer a turbina eólica extrair o máximo de potência eólica para uma ampla faixa de vento. A Figura 3.3 demonstra a MPT para uma dada função $C_p(\lambda, \beta)$.

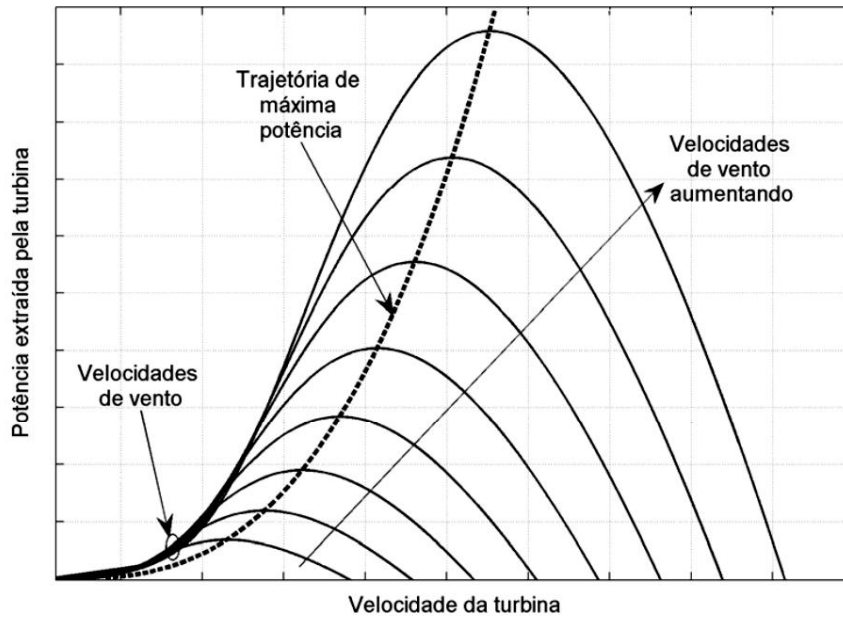


Figura 3.3 – Trajetória de máxima potência (Voltolini, 2007).

Com o modelo matemático da potência mecânica oferecida pelo rotor do aerogerador em mãos é possível determinar o valor do torque mecânico desenvolvido correspondente. A Equação (3.10) relaciona a potência mecânica disponível no eixo do rotor do aerogerador com o torque por ele realizado.

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}}{\omega_t} \quad (3.10)$$

Onde:

T_{mec} – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (Nm).

Fazendo a combinação das Equações (3.6), (3.7) e (3.10) reescreve-se a equação do conjugado mecânico disponível no eixo da turbina eólica da seguinte forma:

$$T_{mec} = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \frac{1}{2} \rho v^2 \pi R^3 \quad (3.11)$$

3.3 MODELAGEM DO SISTEMA MECÂNICO DO AEROGERADOR

O sistema mecânico rotativo de um aerogerador, também conhecido como trem de acionamento (*drive train*), é projetado para que a potência mecânica extraída por sua turbina seja entregue ao rotor do gerador para a conversão em potência elétrica. Ele é basicamente composto pelo rotor da turbina eólica (pás mais cubo), eixo de baixa velocidade, caixa de engrenagens, eixo de alta velocidade e rotor do gerador.

Basicamente, as interações eletromecânicas entre seus componentes promovem modos de oscilação torcionais nos eixos do conjunto turbina-gerador, além de variações nas velocidades do rotor do aerogerador e do gerador propriamente dito. As variações de velocidade ocorrem devido à diferença entre os torques mecânico e elétrico do sistema, enquanto que as oscilações torcionais estão ligadas à diferença entre as velocidades da turbina eólica e do gerador. A causa de ambas pode estar relacionada às variações na velocidade do vento, faltas na rede elétrica, à desconexão acidental de gerador e mudanças nos valores de *setpoint* de um sistema de controle associadas ao deficiente ajuste de suas malhas (Tarnowski, 2006).

As oscilações torcionais e variações de velocidade são observadas principalmente na forma de flutuações na potência elétrica gerada, tensão terminal, corrente e velocidade do rotor do gerador. A depender do conceito do sistema eólico, elas podem ser transmitidas a rede elétrica, de modo que a modelagem do sistema mecânico faz-se importante, haja vista que ele impacta na estabilidade transitória do sistema elétrico, podendo inclusive comprometê-la.

A literatura apresenta diversos estudos sobre a transmissão de potência mecânica no conjunto turbina-gerador e seus impactos nos sistemas elétricos de potência (Slootweg, 2003; Akhmatov, 2003; Nunes, 2003; Salman e Teo, 2003; Tarnowski, 2006). De acordo com Mueen et al (2008), existem quatro tipos de modelos de trem de acionamento disponíveis para a análise de sistemas de potência, conhecidos como:

- modelo seis massas;
- modelo três massas;
- modelo duas massas;

- modelo uma massa ou massa concentrada.

De um modo geral, os elementos mecânicos, a distribuição de momentos de inércias associados ao sistema mecânico composto e demais parâmetros podem originar variações dos referidos modelos. Isso depende das características construtivas do aerogerador e de sua potência nominal (Tarnowski, 2006). Para estudos da interação entre sistemas eólicos e a rede elétrica é comum o uso dos modelos duas massas e massa concentrada. Abaixo são apresentadas a figura e as equações do modelo duas massas genérico, desconsiderando as perdas por atrito no sistema mecânico (Tarnowski, 2006):

$$\frac{d}{dt} \omega_t = \frac{1}{2H_1} (T_{mec} - T_m) \quad (3.12)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H_2} (T_m - T_{ele}) \quad (3.13)$$

$$\frac{d}{dt} \varphi = \frac{\omega_b}{\frac{p}{2}} (\omega_t - \omega_m) \quad (3.14)$$

$$T_m = K_m \varphi + F_m (\omega_t - \omega_m) \quad (3.15)$$

Onde:

ω_m – velocidade angular do rotor do gerador (p.u.);

T_m – torque de torção mecânico (p.u.);

T_{ele} – torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador (p.u.);

K_m – constante de rigidez torcional do sistema mecânico (p.u.);

F_m – constante de amortecimento do sistema mecânico (p.u.);

ω_b – velocidade angular base (rad / s);

p – número de pólos magnéticos do gerador;

φ – ângulo de torção mecânico (rad);

H_1 – constante de inércia equivalente da massa equivalente 1 (s);

H_2 – constante de inércia equivalente da massa equivalente 2 (s).

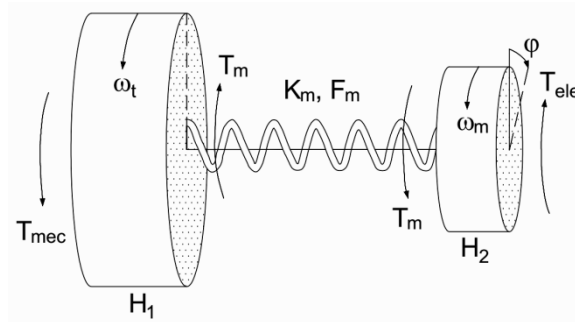


Figura 3.4 – Modelo mecânico duas massas. Adaptado de Tarnowski (2006).

Na modelagem anteriormente apresentada, ω_t e T_{mec} também são dados em p.u.

Essa representação pode ser aplicada em boa parte dos conceitos de aerogeradores, mas existem situações em que há a possibilidade de sua simplificação, considerando o sistema mecânico suficientemente rígido (condições de operação que praticamente não excitam os modos de oscilação eletromecânicos) para agrupar as inércias equivalentes do modelo duas massas, originando dessa forma o modelo massa concentrada. A Figura 3.5 e as Equações (3.16) e (3.17) correspondem ao modelo simplificado do trem de acionamento (Tarnowski, 2006; da Silva, 2006, 2).

$$\frac{d}{dt} \omega_t = \frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_{mec} - T_{ele}) \quad (3.16)$$

$$\omega_m = K_{eng} \omega_t \quad (3.17)$$

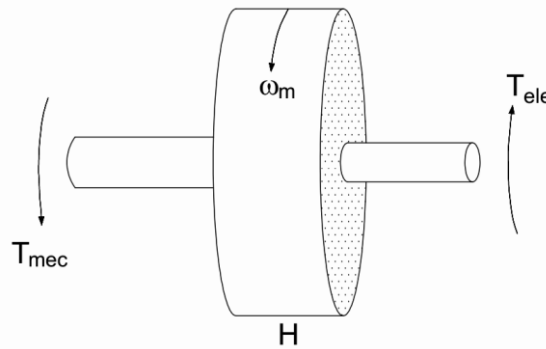


Figura 3.5 – Modelo mecânico uma massa.

Nesse modelo, a constante de inércia equivalente H corresponde à soma das constantes de inércia equivalentes do modelo duas massas e as velocidades do eixo do gerador e da turbina são relacionadas apenas pela relação de engrenagem K_{eng} .

O modelo duas massas requer mais dados para sua utilização, normalmente fornecidos por fabricantes de aerogeradores, além de exigir maior esforço computacional para seu processamento, por isso, quando possível, o modelo massa concentrada é aderido para a representação de sistemas mecânicos. No entanto, para alguns conceitos de aerogeradores, o uso do modelo mais simples pode comprometer a confiabilidade dos resultados de alguns estudos ou omitir informações importantes de outros, como mostram os trabalhos de Nunes (2003) e Akhmatov (2003).

A recomendação de uso do modelo duas massas de trem de acionamento é principalmente para o sistema eólico a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo, que é ligado diretamente à rede elétrica (Akhmatov, 2003; Nunes, 2003; Rangel et al, 2005). Compreende-se de Akhmatov (2003) que, o gerador de indução desse sistema é caracterizado pelo forte acoplamento entre o escorregamento de seu rotor e suas potências ativa e reativa. Os modos de oscilação torcionais no sistema de eixos do aerogerador serão refletidos em flutuações no escorregamento do gerador, que por sua vez serão transmitidas para seus fluxos de potência ativa e reativa e para sua tensão terminal, justificando a representação do sistema mecânico pelo modelo duas massas. Contudo, se o sistema de eixos possuir rigidez torcional suficientemente alta, então os modos de oscilação torcionais serão suficientemente baixos para serem desprezados, possibilitando a aplicação do modelo massa concentrada sem perda de precisão nas simulações computacionais.

A expressão “suficientemente alta” remete ao fato da decisão do uso do modelo de sistema mecânico mais simples ou mais complexo está atrelado ao valor da rigidez torcional do sistema de eixos. Para uma situação ideal, se $K_m \rightarrow \infty$, então o sistema mecânico não irá acumular energia potencial na forma de torção, portanto, a dinâmica da torção no sistema de eixos poderá ser desprezada e o modelo massa concentrada ser utilizado. Na prática, é definido por experiência que, um trem de acionamento com K_m no mínimo 3 p.u. / radianos elétricos apresenta flutuações na velocidade do rotor do gerador com magnitudes muito baixas (Akhmatov e Knudsen, 2002, apud Akhmatov, 2003), de modo a pouco influenciar na estabilidade transitória do sistema eólico e/ou elétrico.

No que diz respeito ao sistema eólico a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado, ainda que existam modelos cujos sistemas de transmissão tenham eixos relativamente rígidos, mas seu sistema de controle possibilita o uso do modelo massa concentrada

para representação, pois o controle desacoplado dos fluxos de potência ativa e reativa do gerador por parte dos conversores estáticos possibilita desvincular o comportamento oscilatório do escorregamento do DFIG do comportamento dinâmico da sua tensão terminal (Akhmatov, 2003). No entanto, ainda existe o risco de determinadas condições de operação promoverem a excitação de modos de oscilação torsionais no trem de acionamento, tais como nos períodos em que a proteção crowbar for ativada (as potências ativa e reativa não estarão mais desacopladas) ou quando ocorrerem grandes perturbações (principalmente variações de vento, afundamentos de tensão e faltas), de forma que a opção por um modelo mais complexo de sistema mecânico depende da investigação a ser realizada.

De acordo com (Rangel et al, 2012), os modelos genéricos de sistemas eólicos disponíveis no ANATEM tem seus sistemas mecânicos representados pelo modelo massa concentrada. Embora a dinâmica do sistema mecânico influencie nos resultados do desempenho de um aerogerador, a proposta dessa dissertação é analisar a interação entre sistemas eólicos de diferentes tecnologias e o impacto dessa interação na rede elétrica, sem aprofundamento em estratégias de controle, oscilações torsionais ou estratégias de atuação de dispositivos de proteção. Os sistemas de eixos dos dois conceitos de sistemas eólicos serão considerados suficientemente rígidos para aplicação do modelo massa concentrada, sem comprometer a análise proposta.

A equação de balanço no manual do ANATEM encontra-se em termos do escorregamento.

$$\frac{d}{dt} s = \frac{1}{2H} (T_{mec} - T_{ele}) \quad (3.18)$$

Onde:

s – coeficiente de escorregamento do gerador de indução (p.u.).

Essa é uma das equações diferenciais que compõe o modelo de terceira ordem dos sistemas eólicos que serão utilizados no presente trabalho.

Sabendo que a relação entre o sistema elétrico e o sistema mecânico para um gerador de indução ocorre através do escorregamento, então o comportamento mecânico do rotor do gerador, em termos da sua velocidade angular, será determinado do seguinte modo:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = 1 - \frac{1}{\omega_s} \omega_m \quad (3.19)$$

$$\frac{d}{dt} s = -\frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \omega_m \quad (3.20)$$

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \omega_s \left[\frac{1}{2H} (-T_{mec} + T_{ele}) \right] \quad (3.21)$$

Onde:

ω_s – velocidade angular síncrona (p.u.).

3.4 GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO

A seguir serão apresentados os modelos de regime permanente e dinâmico dos geradores dos sistemas eólicos a velocidade fixa e variável objetos de estudo desta pesquisa. As expressões mostradas nesta seção consideram a máquina elétrica operando como motor.

3.4.1 Princípio de funcionamento

O gerador de indução em gaiola de esquilo é uma máquina elétrica assíncrona, composta por um estator trifásico (três fases), conectado diretamente ao sistema elétrico trifásico, e um rotor polifásico (superior a três fases), formado por um conjunto de barras condutoras curto-circuitadas nas extremidades por anéis condutores, o que o torna inacessível eletricamente. O estator e o rotor da máquina são separados por um *gap* denominado entreferro. As correntes de linha senoidais provenientes da rede elétrica, de frequência f_s , excitam os enrolamentos do estator, de modo a formar um campo magnético girante, distribuído senoidalmente ao longo do entreferro e rotacionando a uma velocidade síncrona, dada em rad / s através da equação a seguir:

$$\omega_s = \frac{120 f_s}{p} \quad (3.22)$$

Onde:

f_s – frequência síncrona (Hz).

O fluxo magnético do estator atravessa o enrolamento do rotor em gaiola de esquilo, induzindo força eletromotriz em cada barramento curto-circuitado, originando respectivas correntes, que se arranjam de tal modo a produzir um campo magnético reativo à causa que o produziu. O campo magnético do rotor gira a uma velocidade ω_r , correspondente a uma frequência f_r . A interação entre o campo do rotor e o campo do estator promove um torque eletromagnético que acelera o rotor na direção do segundo campo. Sem a aplicação de torque mecânico externo no eixo do gerador, a velocidade do rotor (ω_m) atinge um valor inferior e muito próximo do valor da velocidade síncrona (ω_s).

Até então, a máquina elétrica está operando como um motor, com o escorregamento e o torque eletromagnético positivos, facilitando o acionamento do gerador (para fins de interpretação do comportamento da máquina elétrica, no modo de operação motor, a velocidade síncrona possui valor positivo ao girar no sentido anti-horário, o torque eletromagnético tem valor positivo ao girar no mesmo sentido do campo do estator e o escorregamento é positivo quando a velocidade do rotor for inferior a velocidade síncrona). Contudo, após alguns instantes, a turbina eólica ligada ao eixo do rotor do gerador faz com que sua velocidade supere a velocidade do campo magnético do estator, tornando o escorregamento negativo. Esse procedimento acaba invertendo a polaridade das forças eletromotrizes nas barras condutoras curto-circuitadas do rotor, que por sua vez inverte o campo magnético e o torque eletromagnético. Neste momento, a máquina elétrica finalmente está operando como gerador.

A velocidade relativa entre o rotor e o campo do estator é motivo pelo qual o gerador de indução também é denominado de gerador assíncrono. Ela pode ser fornecida a partir da equação do escorregamento em regime permanente:

$$\omega_{slip} = \omega_s - \omega_m = s\omega_s \quad (3.23)$$

Onde:

ω_{slip} – velocidade angular de escorregamento (rad / s).

A velocidade do campo magnético do rotor é igual à velocidade de escorregamento e possui a seguinte relação com a velocidade mecânica do rotor:

$$\omega_{slip} = \omega_r = \frac{P}{2} \omega_m \quad (3.24)$$

Onde:

ω_r – velocidade angular do campo magnético do rotor (rad-elét / s).

A partir das Equações (3.23) e (3.24) chega-se a seguinte conclusão:

$$\omega_s = \omega_m + \omega_{slip} = \omega_m + \omega_r \quad (3.25)$$

Com ω_m dado em rad / s. As relações observadas na Equação (3.25) mostram que o gerador assíncrono em gaiola de esquilo funciona sincronamente com a rede elétrica, mas com uma velocidade mecânica do rotor diferente da velocidade síncrona, de tal modo que a energia cinética contida no escorregamento, de velocidade ω_{slip} , é armazenada na forma de campo magnético no rotor, que gira a uma velocidade ω_r .

As relações entre as frequências existentes no gerador de indução em gaiola são similares às relações entre as velocidades, expressas pelas Equações (3.23), (3.24) e (3.25).

3.4.2 Modelo de regime permanente

As expressões mostradas nesta seção seguem a convenção da máquina elétrica operando como motor, o que significa que as correntes do estator e do rotor devem ser positivas quando estão entrando na máquina.

O modelo de regime permanente do gerador de indução em gaiola de esquilo pode ser derivado a partir do modelo dinâmico da máquina de indução mostrado em (Kundur, 1994). Contudo, será primeiramente apresentado, porque essa representação constitui o meio para determinação do modelo do gerador aplicado ao problema do Fluxo de Carga (Feijóo et al, 2013), cuja solução é usada para a inicialização (cálculo das condições iniciais) de variáveis do modelo dinâmico do gerador, aplicado em estudos de transitórios eletromecânicos.

Considerando o esquema da Figura 3.6, que representa os circuitos trifásicos, equilibrados, do tipo estrela, do estator e do rotor de um gerador de indução.

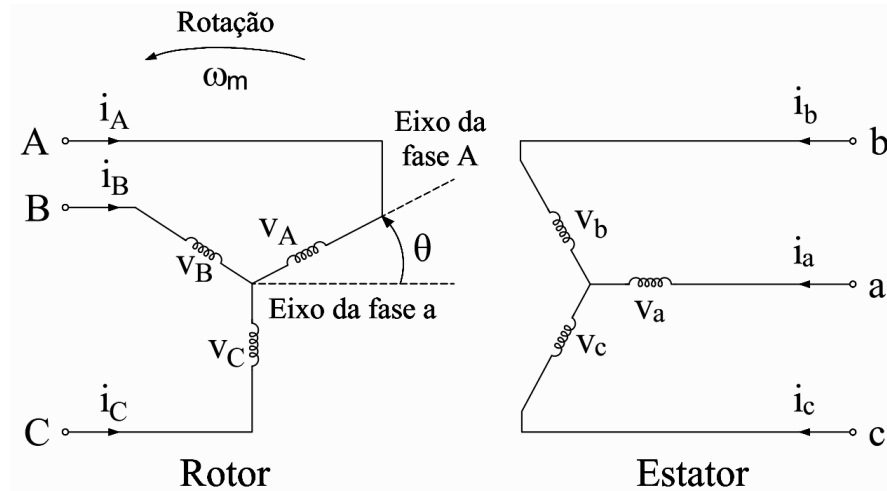


Figura 3.6 – Circuitos do estator e do rotor do modelo de máquina de indução genérico (Kundur, 1994).

As correntes do estator podem ser escritas em termos da expressão que determina seus valores instantâneos, tendo como base a corrente da fase a :

$$i_a = I_m \cos(\omega_s t + \alpha) \quad (3.26)$$

$$i_b = I_m \cos(\omega_s t + \alpha - 120^\circ) \quad (3.27)$$

$$i_c = I_m \cos(\omega_s t + \alpha + 120^\circ) \quad (3.28)$$

Onde:

α – ângulo da fase a em relação ao eixo real, quando $t = 0$ ($^\circ$);

I_m – amplitude da corrente da fase a (A);

i_a , i_b e i_c – as correntes de fase do estator (A).

Considerando um sistema de referência bifásico $d-q$, girando à velocidade síncrona, no sentido anti-horário, com o eixo d alinhado com o eixo da fase a quando $t=0$. As componentes de eixo direto e eixo em quadratura da corrente do estator, em termos da amplitude da corrente da fase a , são dadas por:

$$i_{ds} = I_m \cos \alpha \quad (3.29)$$

$$i_{qs} = I_m \sin \alpha \quad (3.30)$$

Onde:

i_{ds} e i_{qs} – componentes de eixo direto e em quadratura da corrente do estator (A).

Usando I_{ds} e I_{qs} para denotar o valor eficaz (RMS) das componentes anteriores, têm-se:

$$I_{ds} = i_{ds} / \sqrt{2} \quad (3.31)$$

$$I_{qs} = i_{qs} / \sqrt{2} \quad (3.32)$$

Os valores RMS dessas componentes são invariantes no tempo. Dessa forma, o valor instantâneo da corrente do estator, em termos das componentes d e q é igual a:

$$i_s = i_a = i_{ds} \cos \omega_s t - i_{qs} \sin \omega_s t = i_{ds} \cos \omega_s t - i_{qs} \cos(\omega_s t + 90^\circ) \quad (3.33)$$

A sua quantidade RMS pode ser expresso na forma de fasor:

$$\tilde{I}_s = I_{ds} + jI_{qs} \quad (3.34)$$

Onde:

i_s e \tilde{I}_s – corrente do estator (A).

Um procedimento similar ao mostrado anteriormente pode ser realizado para obtenção da tensão do estator, tensão do rotor e corrente do rotor do gerador, em termos das componentes d e q , na forma fasorial. Assim sendo, chegam-se as seguintes expressões:

$$\tilde{V}_s = (v_{ds} + jv_{qs}) / \sqrt{2} \quad (3.35)$$

$$\tilde{V}_r = (v_{dr} + jv_{qr}) / \sqrt{2} \quad (3.36)$$

$$\tilde{I}_r = (i_{dr} + ji_{qr}) / \sqrt{2} \quad (3.37)$$

Onde:

\tilde{V}_s – tensão terminal do estator (V);

\tilde{V}_r – tensão terminal do rotor (V);

\tilde{I}_r – corrente do rotor (A).

Conhecendo as relações entre as tensões e correntes características do gerador de indução em gaiola de esquilo trifásico, referidas em um sistema de coordenadas $d-q$, tomando como convenção o modo de operação motor (Kundur, 1994):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s (L_{ss} - L_m) i_{qs} + \omega_s L_m (i_{qs} + i_{qr}) \quad (3.38)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s (L_{ss} - L_m) i_{ds} - \omega_s L_m (i_{ds} + i_{dr}) \quad (3.39)$$

$$v_{dr} = 0 = -R_r i_{dr} + s \omega_s (L_{rr} + L_m) i_{qr} + s \omega_s L_m (i_{qs} + i_{qr}) \quad (3.40)$$

$$v_{qr} = 0 = -R_r i_{qr} - s \omega_s (L_{rr} + L_m) i_{dr} - s \omega_s L_m (i_{ds} + i_{dr}) \quad (3.41)$$

Onde:

v_{ds} e v_{qs} – componentes de eixo direto e em quadratura da tensão do estator (V);

v_{dr} e v_{qr} – componentes de eixo direto e em quadratura da tensão do rotor (V);

i_{dr} e i_{qr} – componentes de eixo direto e em quadratura da corrente do rotor (A);

R_s – resistência do estator (Ω);

R_r – resistência do rotor (Ω);

L_{ss} – indutância de dispersão do enrolamento do estator (H);

L_{rr} – indutância de dispersão do enrolamento do rotor (H);

L_m – indutância mútua entre os enrolamentos do estator e do rotor (H).

e utilizando as Equações (3.34) a (3.37), chegam-se as relações entre o fasores tensão e corrente do estator e tensão e corrente do rotor.

$$\begin{aligned} \tilde{V}_s &= -R_s \tilde{I}_s - j \omega_s (L_{ss} - L_m) \tilde{I}_s + j \omega_s L_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \\ &= -R_s \tilde{I}_s - j X_s \tilde{I}_s + j X_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} \tilde{V}_r = 0 &= -\frac{R_r}{s} \tilde{I}_r - j \omega_s (L_{rr} - L_m) \tilde{I}_r + j \omega_s L_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \\ &= -\frac{R_r}{s} \tilde{I}_r - j X_r \tilde{I}_r + j X_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \end{aligned} \quad (3.43)$$

As Equações (3.42) e (3.43) podem ser expressas em valores por unidade (p.u.), sem prejuízo das respectivas relações matemáticas. Para a simplificação dessas expressões foram utilizadas as seguintes relações:

$$X_s = \omega_s (L_{ss} - L_m) \quad (3.44)$$

$$X_m = \omega_s L_m \quad (3.45)$$

$$X_r = \omega_s (L_{rr} - L_m) \quad (3.46)$$

Onde:

X_s – reatância de dispersão do estator (Ω);

X_r – reatância de dispersão do rotor (Ω);

X_m – reatância de magnetização (Ω).

A Figura 3.7 mostra o circuito equivalente representativo do gerador de indução em gaiola de esquilo trifásico, construído a partir das Equações (3.42) e (3.43). O mesmo modelo pode ser representado por um sistema de barras, conforme mostrado na Figura 3.8.

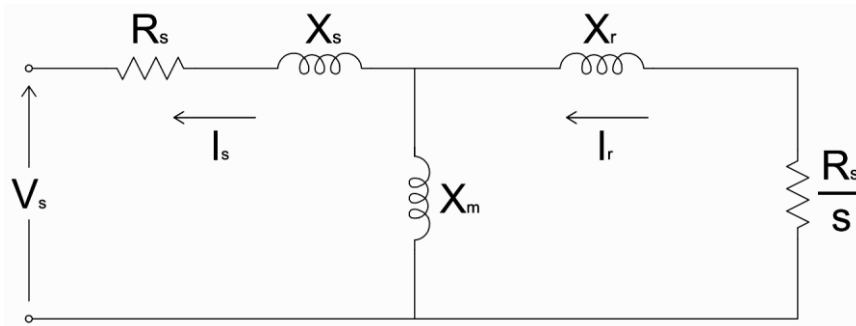


Figura 3.7 – Circuito equivalente do gerador de indução em gaiola de esquilo (Pereira, 2007).

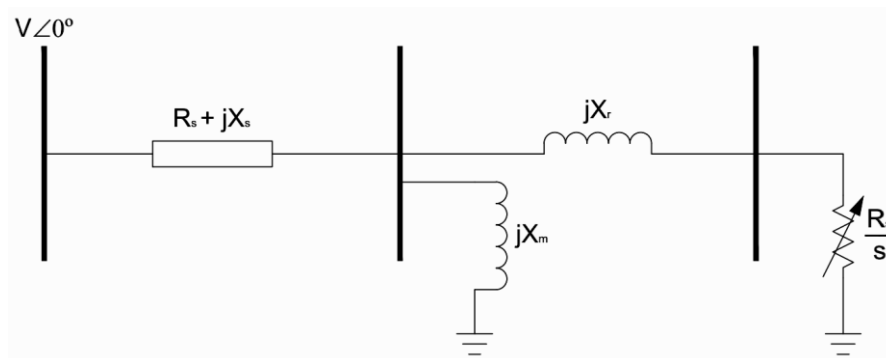


Figura 3.8 – Representação de três barras do circuito equivalente da máquina de indução (Rangel et al, 2005).

O gerador de indução em gaiola de esquilo fornece potência ativa e apenas absorve potência reativa. Os fluxos dessas potências, baseado no circuito equivalente em regime permanente descrito pelas Equações (3.42) e (3.43), podem ser calculados da seguinte forma (Pereira, 2007):

$$P_{ele} = \text{Re}\{\tilde{V}_s \tilde{I}_s^*\} = \frac{\tilde{V}_s^2}{D_1} \left[R_s \frac{R_r^2}{s^2} + R_s (X_m + X_r)^2 + X_m^2 \frac{R_r}{s} \right] - \tilde{I}_r^2 R_r \quad (3.47)$$

$$Q_{ele} = \text{Im}\{\tilde{V}_s \tilde{I}_s^*\} = \frac{\tilde{V}_s^2}{D_1} \left[(X_m + X_r)(X_s X_r + X_m(X_s + X_r)) + (X_m + X_s) \frac{R_r^2}{s} \right] - \tilde{I}_r^2 (X_m + X_r) \quad (3.48)$$

Onde:

P_{ele} – potência ativa do gerador (W);

Q_{ele} – potência reativa do gerador (VAr).

O torque eletromagnético pode ser calculado do seguinte modo:

$$T_{ele} = \frac{3p}{\omega_s(1-s)} \frac{X_m^2 \tilde{V}_s^2 R_s}{D_1 s} \quad (3.49)$$

A expressão de D_1 nas Equações (3.47), (3.48) e (3.49) corresponde a:

$$D_1 = \left(\frac{R_s R_r}{s} - X_s X_r + X_m (X_s + X_r) \right)^2 + \left(R_s X_r + \frac{R_r}{s} X_s + X_m \left(R_s + \frac{R_r}{s} \right) \right)^2 \quad (3.50)$$

No problema de Fluxo de Carga, não é comum a representação do gerador de indução usando o modelo 3 barras. Uma representação de regime permanente mais simples deriva do modelo dinâmico de terceira ordem do gerador de indução, que consiste de uma fonte de tensão controlada atrás de uma impedância transitória, semelhante ao circuito representativo da máquina síncrona. Essa representação estática facilita a inserção das características do gerador no problema de Fluxo de Potência, por constituir um problema com apenas 2 barras (da Silva, 2006, 1).

As referências (Rangel et al, 2005; Henriques et al, 2002; da Silva, 2006, 1) mostram as expressões matemáticas de onde o modelo 2 barras derivou. A Figura 3.9 mostra o circuito equivalente da representação.

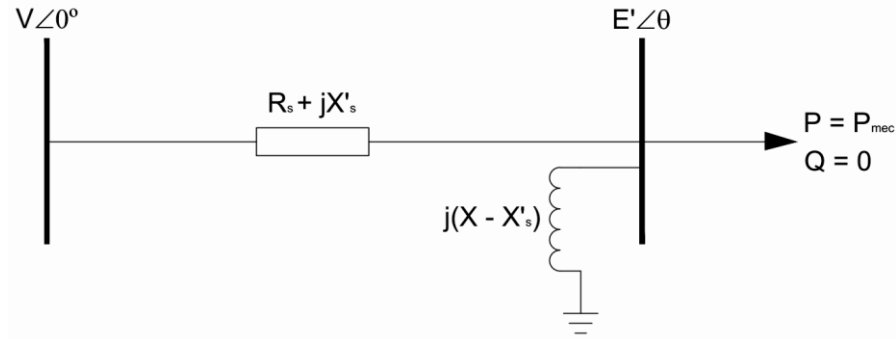


Figura 3.9 – Representação de duas barras do circuito equivalente da máquina de indução (Henriques et al, 2002).

O circuito equivalente é expresso matematicamente pela Equação (3.51):

$$\tilde{I}_s = \frac{\tilde{V} - \tilde{E}'}{R_s + jX'_s} = \tilde{E}' \frac{1}{R_e} + \tilde{E}' \frac{1}{Z_{sh}} = \tilde{E}' \frac{\omega_s s T_0'}{(X - X'_s)} + \tilde{E}' \frac{1}{j(X - X'_s)} \quad (3.51)$$

$$R_e = \frac{(X - X'_s)}{\omega_s s T_0'} = \frac{R_r (X - X'_s)}{s(X_r - X_m)} \quad (3.52)$$

$$Z_{sh} = j(X - X'_s) \quad (3.53)$$

$$X = X_s + X_m \quad (3.54)$$

$$X'_s = X_s + \frac{X_r X_m}{X_r + X_m}$$

$$T_0' = \frac{X_r + X_m}{\omega_s R_r} \quad (3.55)$$

$$Z' = R_s + jX'_s \quad (3.56)$$

Onde:

E' – tensão interna do gerador de indução (V);

R_e – resistência equivalente do rotor (Ω);

Z_{sh} – impedância *shunt* (Ω);

X – reatância de circuito aberto do rotor (Ω);

X'_s – reatância transitória do estator (Ω);

T_0' – constante de tempo transitória de circuito aberto (s);

Z' – impedância transitória entre tensão interna e tensão terminal do estator (Ω).

A resistência equivalente do rotor é representada pela carga de potência ativa constante ligada ao barramento interno do gerador. Essa carga corresponde à potência ativa gerada, cujo valor é definido como sendo o da potência mecânica disponível no eixo da turbina eólica. Ela também pode ser calculada pela Equação (3.57).

$$P_{ele} = P = P_{mec} = \frac{\tilde{E}^2}{R_e} \quad (3.57)$$

A impedância *shunt* ligada ao barramento interno do gerador representa a parcela de potência reativa consumida da rede elétrica pelo gerador de indução, para a realização da conversão eletromecânica de energia. Esta parcela de potência pode ser calculada através da Equação (3.58).

$$Q_{ele} = Q + j \frac{\tilde{E}^2}{Z_{sh}} = 0 + j \frac{\tilde{E}^2}{Z_{sh}} = j \frac{\tilde{E}^2}{Z_{sh}} \quad (3.58)$$

O modelo de regime permanente desta dissertação considera que, para cada gerador em gaiola de esquilo modelado, a rede elétrica deve ser aumentada de uma barra do tipo *PQ*, com $P = P_{mec}$ e $Q = 0$ (o gerador de indução em gaiola não produz potência reativa), com um elemento Z_{sh} acoplado (representado a potência reativa consumida da máquina), sendo esta barra *PQ* ligada a uma barra terminal (representa os terminais do motor) através de uma impedância Z' (Rangel et al, 2005).

Para a modelagem anterior, uma vez obtida a solução do problema de Fluxo de Carga de interesse, o escorregamento do rotor para a unidade do gerador de indução em gaiola pode ser calculado por intermédio das Equações (3.52) e (3.57):

$$s = \frac{(X_s - X'_s)P_{mec}}{\tilde{E}^2 \omega_s T'_0} = \frac{(X_s - X'_s)P_{ele}}{\tilde{E}^2 \omega_s T'_0} \quad (3.59)$$

3.4.3 Modelo dinâmico

A representação do gerador de indução em gaiola de esquilo para análise de transitórios eletromecânicos constitui um conjunto de equações algébrico-diferenciais que permitem

descrever o comportamento dinâmico das características eletromecânicas da máquina, quando adequadamente aplicada em simulações no domínio do tempo. A construção do modelo matemático apresentado a seguir utiliza a transformada de Park (Kundur, 1994), que permite representar tais características de um modo mais simples e conveniente para implementação em programas para simulação de transitórios eletromecânicos.

A transformação de Park é um dos métodos algébricos usados para transferir o modelo da máquina elétrica de um espaço vetorial trifásico para um espaço vetorial bifásico. A origem da formulação matemática do método é apresentada sucintamente em Kundur (1994). As Equações (3.60) e (3.61) mostram a forma matricial das transformações direta e inversa, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = [T_{dq0}(\gamma)] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \gamma & \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen} \gamma & -\text{sen}(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\gamma + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = [T_{dq0}(\gamma)]^{-1} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \gamma & -\text{sen} \gamma & 1 \\ \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\gamma + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

Onde:

$[T_{dq0}(\gamma)]$ e $[T_{dq0}(\gamma)]^{-1}$ – Matriz direta e inversa de transformação de Park;

γ – ângulo usado na transformação de Park (°).

As transformações também podem ser aplicadas aos fluxos concatenados e tensões do estator e as grandezas elétricas do rotor.

O sistema de referência bifásico da transformação de Park é composto pelos eixos denominados direto – d – e em quadratura – q – visto que o primeiro eixo normalmente encontra-se alinhado com o referencial arbitrário e o segundo a 90° em avanço. O sistema de eixos deve ser referenciado para que se possa compreender o comportamento dos fasores da máquina elétrica. A transformação de Park dá liberdade para a escolha do referencial (o que

justifica o conceito de transformação no referencial arbitrário), que pode ser girante ou estacionário. Esta escolha normalmente está relacionada com a representação matemática de outros componentes envolvidos no estudo em questão. Neste trabalho o referencial adotado gira à velocidade síncrona.

Agora, será realizado um breve desenvolvimento do modelo dinâmico do gerador de indução para estudos de transitórios eletromecânicos em sistemas de potência. A modelagem considera os seguintes aspectos (Kundur, 1994; Barros, 2006):

- O efeito das ranhuras da máquina de indução é ignorado;
- Todas as características elétricas são independentes da posição angular do rotor;
- Os circuitos equivalente de eixo direto e eixo em quadratura são idênticos, devido a estrutura simétrica do rotor;
- As dinâmicas dos circuitos do rotor são determinadas pelo escorregamento, devido o enrolamento estar curto-circuitado;
- Enrolamento do rotor modelado por circuitos indutivos trifásicos com acoplamento trifásico (podendo ser ligação estrela ou triângulo);
- Perdas magnéticas e elétricas desprezíveis;
- Distribuição puramente senoidal do fluxo magnético no entreferro do gerador.

O esquema da Figura 3.10 mostra os circuitos do gerador de indução.

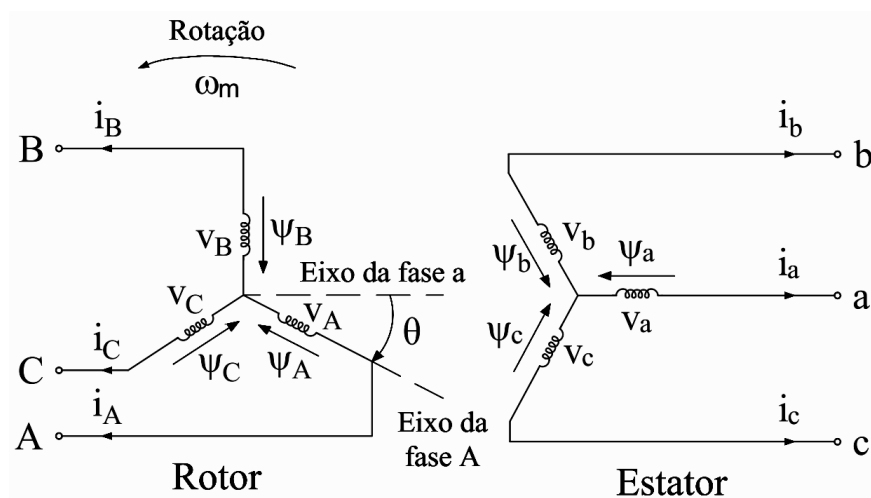


Figura 3.10 – Circuitos do estator e do rotor de um gerador de indução (Mota, 2006, apud Barros, 2006).

As fases de cada enrolamento estão defasadas de 120° e conectadas em estrela. No caso do enrolamento do rotor do gerador em gaiola de esquilo, as tensões de fase são nulas. O ângulo θ corresponde ao atraso da fase A em relação à fase a do estator, na direção de rotação do rotor. Este ângulo é expresso por:

$$\theta = \omega_s t = (1-s)\omega_s t \quad (3.62)$$

Do ponto de vista do modo de operação como motor, as equações que representam as variações das tensões, das correntes e dos fluxos concatenados dos enrolamentos do gerador são as seguintes:

$$v_a = -R_s i_a + \frac{d}{dt} \psi_a \quad (3.63)$$

$$v_b = -R_s i_b + \frac{d}{dt} \psi_b \quad (3.64)$$

$$v_c = -R_s i_c + \frac{d}{dt} \psi_c \quad (3.65)$$

$$v_A = -R_r i_A + \frac{d}{dt} \psi_A \quad (3.66)$$

$$v_B = -R_r i_B + \frac{d}{dt} \psi_B \quad (3.67)$$

$$v_C = -R_r i_C + \frac{d}{dt} \psi_C \quad (3.68)$$

Onde:

v_a, v_b e v_c – as tensões de fase do estator (V);

v_A, v_B e v_C – as tensões de fase do rotor (V);

ψ_a, ψ_b e ψ_c – fluxos concatenados do enrolamento do estator (Wb);

ψ_A, ψ_B e ψ_C – fluxos concatenados do enrolamento do rotor (Wb).

Tendo o rotor uma estrutura simétrica, então somente as indutâncias mútuas entre os enrolamentos do rotor e do estator são funções da posição do rotor, definida pelo ângulo θ .

Considerando as condições de balanceamento dos enrolamentos da máquina e o tipo de conexão estrela, então:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (3.69)$$

$$i_A + i_B + i_C = 0 \quad (3.70)$$

Onde:

i_a , i_b e i_c – as correntes de fase do rotor (A).

Sabendo que:

$$L_{ss} = L_{aa} - L_{ab} \quad (3.71)$$

$$L_{rr} = L_{AA} - L_{AB} \quad (3.72)$$

Onde:

L_{aa} e L_{AA} – indutâncias próprias da fase a e A , respectivamente (H);

L_{ab} e L_{AB} – indutâncias mútuas entre as fases a e b e entre as fases A e B , respectivamente (H).

As expressões para os fluxos concatenados das fases a do estator e A do rotor podem ser escritas como:

$$\psi_a = -L_{ss}i_a + L_{aA}[i_A \cos \theta + i_B \cos(\theta + 120^\circ) + i_C \cos(\theta - 120^\circ)] \quad (3.73)$$

$$\psi_A = -L_{rr}i_A + L_{aA}[i_a \cos \theta + i_b \cos(\theta - 120^\circ) + i_c \cos(\theta + 120^\circ)] \quad (3.74)$$

O procedimento é similarmente aplicado para o desenvolvimento das expressões de ψ_b , ψ_c , ψ_B e ψ_C .

O passo seguinte é aplicar a transformação de Park nas equações abc e ABC das tensões, correntes e fluxos concatenados. Uma demonstração da transformação para as correntes do estator e do rotor é apresentada em (Kundur, 1994). O ângulo γ , que define o referencial arbitrário para as grandezas elétricas em $d - q$, assume os seguintes valores para as grandezas do estator e do rotor, respectivamente:

$$\gamma_s = \omega_s t \quad (3.75)$$

$$\gamma_r = \omega_s t - \theta \quad (3.76)$$

Isso faz com que todas variáveis do gerador, no sistema de referência $d-q$, estejam referidas a um eixo que gira à velocidade síncrona.

As equações das tensões e dos fluxos concatenados dos enrolamentos, expressas em componentes de eixo direto e em quadratura, são:

$$\psi_{ds} = -L_{ss}i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.77)$$

$$\psi_{qs} = -L_{ss}i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.78)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr}i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (3.79)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr}i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (3.80)$$

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d}{dt} \psi_{ds} \quad (3.81)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d}{dt} \psi_{qs} \quad (3.82)$$

$$v_{dr} = 0 = -R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (3.83)$$

$$v_{qr} = 0 = -R_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (3.84)$$

Onde:

ψ_{ds} e ψ_{qs} – componentes d e q do fluxo concatenado com o estator (Wb);

ψ_{dr} e ψ_{qr} – componentes d e q do fluxo concatenado com o rotor (Wb).

As indutâncias características das equações de fluxo concatenado são expressas por:

$$L_m = \frac{3}{2} L_{aA} \quad (3.85)$$

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (3.86)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.87)$$

Onde:

L_s – indutância do enrolamento do estator (H);

L_r – indutância do enrolamento do rotor (H).

As equações que modelam o gerador de indução podem ser expressas em valores por unidade (p.u.), mas isso não modifica a forma delas. Uma demonstração de como reescrever as

equações das tensões e dos fluxos concatenados em valores p.u. pode ser visualizada em (Kundur, 1994).

O modelo de quinta ordem do gerador de indução em gaiola de esquilo é completado com a Equação (3.18) e com a equação do torque eletromagnético, dado por (Kundur, 1994):

$$T_{ele} = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \quad (3.88)$$

3.4.4 Modelo dinâmico reduzido e com a dinâmica da tensão interna

Normalmente, os transitórios do estator nas Equações (3.81) e (3.82) são desprezados. Dessa forma, têm-se:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} \quad (3.89)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} \quad (3.90)$$

O modelo do gerador é reduzido para terceira ordem. Em estudos de estabilidade transitória e de velocidade é comum o uso da representação mostrada na seção anterior na forma de uma fonte de tensão atrás de uma impedância transitória, que é mais simples e de fácil implementação em programas de simulação de transitórios eletromecânicos (Tarnowski, 2006). O desenvolvimento do modelo reduzido consiste em referir as variáveis do rotor para o circuito do estator. Isolando as componentes d e q da corrente do rotor presentes nas Equações (3.79) e (3.80), unindo os resultados às Equações (3.77) e (3.78) e, em seguida, aplicando a nova formulação nas Equações (3.89) e (3.90), obtém-se:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) i_{qs} - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{qr} \quad (3.91)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) i_{ds} + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{dr} \quad (3.92)$$

Fazendo:

$$X_s' = \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) \quad (3.93)$$

$$e_d' = -\omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{qr} \quad (3.94)$$

$$e_q' = \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{dr} \quad (3.95)$$

As Equações (3.91) e (3.92) passam a ser expressas na forma:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + X_s' i_{qs} + e_d' \quad (3.96)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - X_s' i_{ds} + e_q' \quad (3.97)$$

De onde se pode concluir que:

$$\tilde{V}_s = (v_{ds} + jv_{qs}) / \sqrt{2} \quad (3.98)$$

$$\tilde{I}_s = (i_{ds} + ji_{qs}) / \sqrt{2} \quad (3.99)$$

$$\tilde{E}' = (e_d' + je_q') / \sqrt{2} \quad (3.100)$$

Onde:

e_d' e e_q' – componentes de eixo direto e em quadratura da tensão interna (V).

Para encontrar as equações que representam os transitórios elétricos do rotor pode-se também isolar as componentes d e q da corrente do rotor presentes nas Equações (3.79) e (3.80) e aplicar o resultado nas Equações (3.83) e (3.84) (Barros, 2006):

$$0 = \frac{R_r}{L_{rr}} \psi_{dr} + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{ds} - s \omega_s \psi_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (3.101)$$

$$0 = \frac{R_r}{L_{rr}} \psi_{qr} + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{qs} + s \omega_s \psi_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (3.102)$$

Isolando os fluxos concatenados do rotor nas Equações (3.94) e (3.95) e substituindo nas equações anteriores, obtém-se:

$$0 = \frac{R_r}{\omega_s L_m} e_q' + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{ds} - s \frac{L_{rr}}{L_m} e_d' + \frac{L_{rr}}{\omega_s L_m} \frac{d}{dt} e_q' \quad (3.103)$$

$$0 = \frac{R_r}{\omega_s L_m} e_d' + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{qs} - s \frac{L_{rr}}{L_m} e_q' + \frac{L_{rr}}{\omega_s L_m} \frac{d}{dt} e_d' \quad (3.104)$$

Explicitando as variáveis de estado:

$$\frac{d}{dt} e'_q = -\frac{R_r}{L_{rr}} e'_q - \omega_s \frac{R_r L_m^2}{L_{rr}} i_{ds} - s \omega_s e'_d \quad (3.105)$$

$$\frac{d}{dt} e'_d = -\frac{R_r}{L_{rr}} e'_d + \omega_s \frac{R_r L_m^2}{L_{rr}} i_{qs} + s \omega_s e'_q \quad (3.106)$$

E estabelecendo as seguintes relações:

$$T_0' = \frac{L_{rr}}{R_r} \quad (3.107)$$

$$X = \omega_s L_{ss} \quad (3.108)$$

$$X - X_s' = \omega_s \frac{L_m^2}{L_{rr}} \quad (3.109)$$

Chega-se nas expressões que descrevem a dinâmica elétrica do rotor.

$$\frac{d}{dt} e'_q = -\frac{1}{T_0'} [e'_q + (X - X_s') i_{ds}] - s \omega_s e'_d \quad (3.110)$$

$$\frac{d}{dt} e'_d = -\frac{1}{T_0'} [e'_d - (X - X_s') i_{qs}] + s \omega_s e'_q \quad (3.111)$$

De onde se pode concluir que:

$$\frac{d}{dt} \tilde{E}' = -\frac{1}{T_0'} [\tilde{E}' - j(X - X_s') \tilde{I}'_s] + j s \omega_s \tilde{E}' \quad (3.112)$$

O modelo reduzido de terceira ordem do gerador de indução em gaiola de esquilo é composto pelas Equações (3.89), (3.90), (3.110), (3.111) e (3.18) e a equação do torque eletromagnético, dado por (Kundur, 1994):

$$T_{ele} = e'_d i_{ds} - e'_q i_{qs} \quad (3.113)$$

3.5 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

3.5.1 Princípio de funcionamento

O gerador de indução duplamente alimentado também é uma máquina elétrica assíncrona, composta por um estator trifásico, conectado diretamente ao sistema elétrico, contudo, seu rotor é trifásico e bobinado, de modo que os seus terminais são acessíveis.

O processo de produção do campo magnético girante do estator é igual ao observado no gerador de indução em gaiola de esquilo, todavia, o processo de produção do campo magnético do rotor e sua interação com o campo magnético do estator são diferentes. Os terminais do rotor são ligados no lado CA de um conversor tipo fonte de tensão trifásico (VSC), que fornece tensão à frequência variável, permitindo o controle da amplitude e frequência das grandezas elétricas do enrolamento do rotor. Modificando a frequência do campo eletromagnético do rotor, f_r , é possível a operação do gerador assíncrono com dupla alimentação esteja o rotor girando a uma velocidade sub-síncrona (quando a turbina eólica ligada no seu eixo o mantém girando a uma velocidade inferior do campo magnético do estator) ou super-síncrona (quando a turbina eólica o faz girar a uma velocidade superior a do campo do estator), dentro dos limites da máquina, desde que a frequência do campo do estator seja mantida num valor f_s fixo (Tarnowski, 2006). Em outras palavras, dada uma frequência de excitação no enrolamento do estator f_s , imposta pelo sistema elétrico, pode-se aplicar uma tensão no enrolamento do rotor a uma frequência f_r e assim controlar sua velocidade na frequência f_m desejada (da Silva, 2006, 2). Isso acontece porque a mudança na velocidade do campo magnético girante do rotor interfere no conjugado eletromagnético oriundo da interação entre os fluxos magnéticos estatórico e rotórico, que se opõe ao conjugado mecânico imposto pela turbina eólica.

As relações entre as velocidades angulares características da máquina são as mesmas vistas nas Equações (3.23), (3.24) e (3.25).

3.5.2 Modelo de regime permanente

O modelo de regime permanente do gerador duplamente alimentado é similar ao modelo do gerador em gaiola de esquilo, apresentado na Seção 3.4.2 (Equações 3.41 e 3.42), no entanto, as tensões nos terminais do enrolamento do rotor não são nulas, visto que suas bobinas não são curto-circuitadas, mas conectadas a um VSC. Sabendo que a tensão aplicada no circuito do rotor pulsa na frequência de escorregamento e considerando o modo de operação da máquina como motor, então:

$$\tilde{V}_s = -R_s \tilde{I}_s - jX_s \tilde{I}_s + jX_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \quad (3.114)$$

$$\frac{\tilde{V}_r}{s} = -\frac{R_r}{s} \tilde{I}_r - jX_r \tilde{I}_r + jX_m (\tilde{I}_s + \tilde{I}_r) \quad (3.115)$$

A representação do modelo na forma de circuito equivalente é mostrada na Figura 3.11.

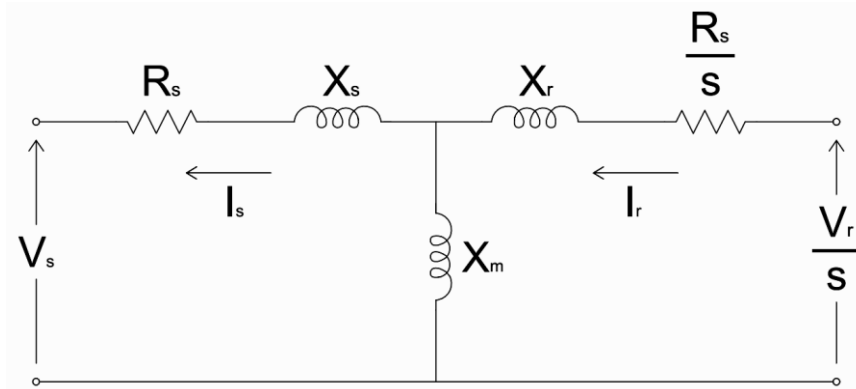


Figura 3.11 – Circuito equivalente do gerador de indução duplamente alimentado.

Os fluxos de potência ativa e reativa do DFIG, em termos do escorregamento, dos parâmetros da máquina e do ângulo formado pelas tensões aplicadas no estator e no rotor, podem ser descritos pelas equações a seguir (Vicatos e Tegopoulos, 1989):

$$P_s = \text{Re}\{\tilde{V}_s \tilde{I}_s^*\} = \frac{\tilde{V}_s^2}{D_2} \left[R_s \frac{R_r^2}{s^2} + R_s (X_r + X_m)^2 + X_m^2 \frac{R_r}{s} \right] - \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_r}{s D_2} X_m [\cos(\sigma)(D_b) - \text{sen}(\sigma)(D_a)] \quad (3.116)$$

$$P_r = \text{Re}\left\{ \frac{\tilde{V}_r}{s} [\cos(\sigma) + j \text{sen}(\sigma)] \tilde{I}_r^* \right\}$$

$$P_r = \frac{\tilde{V}_r^2}{s^2 D_2} \left\{ R_s \frac{R_s R_r}{s} + (X_s + X_m) X_s \frac{R_r}{s} + X_m \left[X_s \frac{R_r}{s} + X_m \left(R_s + \frac{R_r}{s} \right) \right] \right\} - \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_r}{s D_2} X_m [\cos(\sigma)(D_b) + \text{sen}(\sigma)(D_a)] \quad (3.117)$$

$$Q_s = \text{Im}\{\tilde{V}_s \tilde{I}_s^*\} = \frac{\tilde{V}_s^2}{D_2} \left\{ (X_m + X_r) [X_s X_r + X_m (X_s + X_r)] + (X_m + X_s) \frac{R_r^2}{s^2} \right\} + \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_r}{s D_2} X_m [\cos(\sigma)(D_a) + \text{sen}(\sigma)(D_b)] \quad (3.118)$$

$$\begin{aligned}
Q_r &= \text{Im} \left\{ \frac{\tilde{V}_r}{s} [\cos(\sigma) + j \text{sen}(\sigma)] \tilde{I}_r^* \right\} \\
Q_r &= \frac{\tilde{V}_r^2}{s^2 D_2} \{ (X_r + X_m) R_s^2 + (X_s + X_r) [X_s X_r + X_m (X_s + X_r)] \} + \\
&\quad + \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_r}{s D_2} X_m [\cos(\sigma) (D_a) - \text{sen}(\sigma) (D_b)]
\end{aligned} \tag{3.119}$$

Onde:

P_s – fluxo de potência ativa no estator do gerador (W);

P_r – fluxo de potência ativa no rotor do gerador (W);

Q_s – fluxo de potência reativa no estator do gerador (VAr);

Q_r – fluxo de potência reativa no rotor do gerador (VAr);

σ – ângulo formado entre as tensões aplicadas no estator e no rotor do DFIG (°).

O torque eletromagnético desenvolvido pelo DFIG pode ser representado pelas seguintes expressões (Vicatos e Tegopoulos, 1989):

$$\begin{aligned}
T_{ele} &= T_s + T_r + T_S \\
T_s &= \frac{3}{\omega_s} \frac{X_m^2}{D_2} \tilde{V}_s^2 \frac{R_r}{s} \\
T_r &= \frac{3}{\omega_s} \frac{X_m^2}{D_2} \frac{\tilde{V}_s^2}{s^2} R_s \\
T_S &= -\frac{3}{\omega_s} \frac{\tilde{V}_s \tilde{V}_r}{s D_2} X_m \left\{ \cos(\sigma) \left[\frac{R_r}{s} (X_s + X_m) - R_s (X_r + X_m) \right] + \right. \\
&\quad \left. + \text{sen}(\sigma) \left[\frac{R_s R_r}{s} + X_s X_r + X_m (X_s + X_r) \right] \right\}
\end{aligned} \tag{3.120}$$

Onde:

T_s – componente de torque assíncrono produzida pela tensão aplicada no estator (Nm);

T_r – componente de torque assíncrono produzida pela tensão aplicada no rotor (Nm);

T_S – componente de torque síncrono produzida pela interação entre os campos magnéticos do estator e do rotor (Nm).

A componente T_s atua como torque motor no modo de operação sub-síncrono e como torque gerador no modo de operação super-síncrono, enquanto a componente T_r atua como torque gerador em ambos os modos de operação. A maneira como a componente T_s atua no DFIG depende da interação entre os campos magnéticos do estator e do rotor, em um dado escorregamento (Vicatos e Tegopoulos, 1989).

As expressões de D_2 , D_a e D_b nas Equações (3.116), (3.117), (3.118), (3.119) e (3.120) correspondem a:

$$\begin{aligned} D_a &= \left\{ \frac{R_s R_r}{s} - [X_s X_r + X_m (X_s + X_r)] \right\} \\ D_b &= \left[R_s X_r + \frac{R_r}{s} X_s + X_m \left(R_s + \frac{R_r}{s} \right) \right] \\ D_2 &= (D_a)^2 + (D_b)^2 \end{aligned} \quad (3.121)$$

No tocante as relações básicas entre os fluxos de potência característicos do DFIG, desprezando as perdas por Efeito Joule e por dispersão de fluxo magnético no sistema eólico como um todo, têm-se que:

$$P_{ele} = P_s + P_r \quad (3.122)$$

$$P_s = \frac{P_{mec}}{1-s} \quad (3.123)$$

$$P_r = -s \frac{P_{mec}}{1-s} = -s P_s \quad (3.124)$$

$$Q_{ele} = Q_s \quad (3.125)$$

A potência ativa disponibilizada pelo gerador de indução com dupla alimentação é composta pela parcela relativa ao circuito do estator e pela parcela relativa ao circuito do rotor.

O fluxo de potência ativa no circuito do estator corresponde à potência oriunda do movimento relativo entre o campo magnético do estator e o enrolamento do rotor. A inversão do escorregamento de negativo para positivo (velocidade super-síncrona para sub-síncrona) provoca a mudança de comportamento no fluxo de potência ativa (Jacob, 2013). No modo de operação convencional (gerador super-síncrono), quanto maior a velocidade super-síncrona menor é a potência ativa gerada no enrolamento do estator, entretanto, no modo de operação especial (gerador sub-síncrono), quanto maior a velocidade sub-síncrona maior é a potência ativa gerada no estator. Já o fluxo de potência ativa no enrolamento do rotor corresponde à potência de

escorregamento, responsável pela compensação do fluxo de potência ativa no enrolamento do estator. Isso significa que uma fração da potência total do gerador estará circulando pelo circuito do rotor. A depender do escorregamento essa potência pode ser devolvida a rede elétrica ou consumida dela. O DFIG no modo de operação convencional tem seu fluxo de potência ativa no rotor naturalmente devolvido à rede elétrica, enquanto que, no modo de operação especial, um fluxo de potência ativa é absorvido do sistema elétrico pelo rotor para estabelecer a geração em velocidade sub-síncrona (Jacob, 2013). Para ambos os modos de operação, o aumento da velocidade do gerador provoca a elevação da potência ativa fornecida ou absorvida, respectivamente. A troca de potência ativa entre o rotor do DFIG e o sistema elétrico é regulada pela estratégia de controle aplicada no conversor BTB, ligado de forma a permitir um fluxo de potência ativa bidirecional.

A respeito da potência reativa do DFIG, o fluxo disponibilizado pelo gerador equivale à potência reativa que circula no seu enrolamento do estator. Desconsiderando a contribuição do conversor BTB na magnetização do gerador, tal processo depende exclusivamente do fluxo de potência reativa fornecido pela rede elétrica, através da conexão direta com o circuito do estator. Contudo, com a possibilidade de magnetização pelo circuito do rotor, através da corrente de excitação provida pelo conversor BTB, o fluxo de potência reativa total do gerador pode ser controlado (injetado no sistema elétrico ou absorvido dele), a partir do controle da potência reativa do estator pela manipulação do fluxo de potência reativa que flui no rotor. O modelo do DFIG disponível no ANATEM permite o controle da potência reativa conforme a geração desejada para o sistema elétrico, para controlar a tensão terminal, ou ainda, de acordo com o fator de potência desejado. É importante ressaltar que a relação observada na Equação (3.125) é válida considerando que o conversor ligado à rede elétrica não troca potência reativa com ela (sua estratégia de controle tem como configuração o fator de potência unitário) e que a potência reativa suprida ao rotor é proveniente do banco de capacitores do Elo CC.

Com relação à aplicação do gerador duplamente alimentado no problema do Fluxo de Carga, nesta dissertação ele será modelado como uma barra PV , com $P = P_{mec}$ e V no valor da tensão terminal desejada. O ângulo da tensão terminal é calculado, bem como a potência reativa injetada no sistema de potência, correspondente ao valor de V . Deseja-se com esse modelo representar a capacidade de controle da tensão terminal pela variação da potência reativa gerada, presente em determinadas usinas eólicas com DFIG (Rangel et al, 2005).

3.5.3 Modelo dinâmico

O modelo dinâmico de quinta ordem do gerador duplamente alimentado também é semelhante ao modelo dinâmico do gerador de indução em gaiola de esquilo, mas possui as componentes de eixo direto e em quadratura da tensão do rotor não nulas. As equações das componentes dos fluxos concatenados do estator e do rotor (Equações (3.77) a (3.80)), do torque eletromagnético (Equação (3.88)) e a que rege o movimento do gerador (Equação (3.18)) são as mesmas para o referido modelo.

3.5.4 Modelo dinâmico reduzido e com a dinâmica da tensão interna

O modelo de terceira ordem do gerador duplamente alimentado também é similar ao modelo de terceira ordem do gerador de indução em gaiola, com a diferença que nas equações da dinâmica da tensão interna os termos correspondentes às componentes d e q da tensão terminal do rotor aparecem. O procedimento para encontrar essas equações é o mesmo utilizado para a modelagem do gerador em gaiola de esquilo. A partir das Equações (3.126) e (3.127) (Barros, 2006):

$$v_{dr} = \frac{R_r}{L_{rr}} \psi_{dr} + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{ds} - s \omega_s \psi_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} \quad (3.126)$$

$$v_{qr} = \frac{R_r}{L_{rr}} \psi_{qr} + \frac{R_r L_m}{L_{rr}} i_{qs} + s \omega_s \psi_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} \quad (3.127)$$

Realizado o procedimento para obter as equações da dinâmica elétrica do rotor chega-se em:

$$\frac{d}{dt} e'_q = -\frac{1}{T_0'} [e'_q + (X - X'_s) i_{ds}] - s \omega_s e'_d + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \quad (3.128)$$

$$\frac{d}{dt} e'_d = -\frac{1}{T_0'} [e'_d - (X - X'_s) i_{qs}] + s \omega_s e'_q - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \quad (3.129)$$

De onde se pode se pode concluir que:

$$\frac{d}{dt} \tilde{E}' = -\frac{1}{T_0'} [\tilde{E}' - (X - X'_s) \tilde{I}_s] + s \omega_s \tilde{E}' + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \tilde{V}_r \quad (3.130)$$

Além dessas equações, é necessário definir aquelas que calculam as correntes do rotor, devido estas serem utilizadas nas malhas de controle do sistema de controle do gerador. Elas podem ser obtidas a partir da combinação das equações de fluxo concatenado com o estator e do rotor com as equações das componentes d e q da tensão interna do gerador. O resultado é apresentado a seguir.

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} + \frac{e_d'}{L_m} \quad (3.131)$$

$$i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} + \frac{e_q'}{L_m} \quad (3.132)$$

A representação da dinâmica mecânica do rotor e do torque eletromagnético (Equações (3.18) e (3.113)) completam o modelo.

3.5.5 Considerações sobre o Elo de tensão em CC

O elo de corrente contínua *back-to-back* (Rangel et al, 2009) – Elo CC BTB – utilizado em sistemas eólicos a velocidade variável (também conhecido como conversor estático *back-to-back*) é um equipamento composto por dois VSC *shunt* ligados na forma bidirecional por intermédio de um capacitor. Esse arranjo permite fazer uma ponte entre o circuito CA assíncrono do rotor e o circuito CA síncrono da rede elétrica, a fim de promover entre eles a troca de potência nos dois sentidos possíveis (a configuração do sistema de controle dos conversores determina como deve ocorrer o fluxo de potência pelo Elo CC). Essa tecnologia possibilita que seja feito o controle independente da potência ativa e potência reativa (ou controle de tensão) disponível em cada conversor estático, extremamente útil para conferir ao DFIG uma gama de capacidades de controle.

A Figura 3.12 mostra o circuito equivalente por fase de um conversor tipo fonte de tensão, considerando o sentido do fluxo de potência do sistema CA para o conversor. O VSC permite sintetizar uma onda de tensão \dot{V}_{T_k} com amplitude, frequência e fase controladas, através do chaveamento de um capacitor CC. A variação da amplitude de \dot{E}_{T_k} possibilita o controle do módulo da tensão terminal CA \dot{V}_{T_k} (ou da potência reativa fornecida pela fonte de tensão \dot{V}_s – o sistema CA – que entra no conversor pelo lado CA), ao passo que, a variação da fase de \dot{E}_{T_k} permite o controle da potência ativa fornecida pela fonte de tensão \dot{V}_s , que entra no conversor

pelo lado CA (ou o controle da tensão no capacitor CC). O sub-índice k corresponde ao valor que identifica o conversor estático.

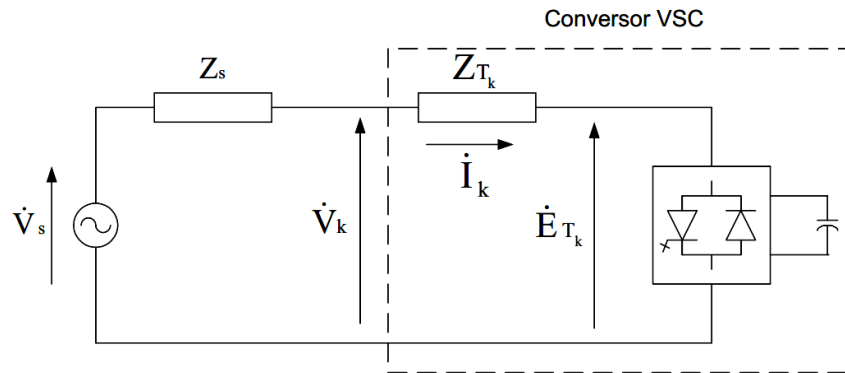


Figura 3.12 – Diagrama unifilar do conversor tipo fonte de tensão (Rangel et al, 2009).

De acordo com Rangel et al (2009), cada conversor do Elo CC BTB pode controlar o módulo e a fase de suas respectivas tensões CA aplicadas em sistemas CA. Normalmente, a configuração da estratégia de controle aplicada no conversor BTB é feita para que um dos seus conversores VSC controle a sua tensão CA aplicada e a potência ativa que entra no Elo CC, enquanto que, o outro conversor VSC controla a sua tensão CA aplicada e a tensão no capacitor CC responsável pela interligação do lado CC de cada conversor. Como a tensão no capacitor CC varia conforme a diferença de potência disponível no lado CC de cada conversor, ao fazer essa tensão ser controlada em um determinado valor por um dos conversores é possível promover a entrada de potência por um terminal do Elo CC e sua saída pelo outro (desconsiderando as perdas por eletrônica de potência e na transmissão CC). É importante ressaltar que, tal comportamento do fluxo de potência ocorre sempre que for definido o terminal do Elo CC a ser responsável pelo controle da potência que entra nele e o terminal a ser responsável pela regulação de tensão no capacitor CC.

Sobre o controle aplicado ao conversor BTB, ambos VSC's têm suas variáveis expressas em termos das suas componentes de eixo direto e em quadratura, com o intuito de promover a integração deles com o modelo $d-q$ do gerador duplamente alimentado, possibilitando o controle vetorial da máquina elétrica. Os controles do DFIG consistem na regulação da amplitude e fase das correntes injetadas nos enrolamentos do rotor e estator e a modelagem $d-q$ facilita tais ajustes. A síntese do vetor \dot{V}_{T_k} por meio da manipulação da amplitude e fase do vetor

\dot{E}_{T_k} depende da estratégia de controle das componentes V_d e V_q de cada VSC, que indiretamente refletem no comportamento da amplitude e fase de \dot{V}_{T_k} , responsável pelo ajuste das correntes aplicadas no gerador.

Pela teoria do controle vetorial por campo orientado aplicada ao DFIG, normalmente, o modelo no sistema de referência $d-q$ do VSC do lado do rotor (*rotor side converter* – RSC) é primeiramente sincronizado com o fluxo magnético do estator e, posteriormente, esse fluxo é alinhado com o eixo direto do sistema de coordenadas. Tal procedimento faz com que, por aproximação, se estabeleça uma relação fixa entre os vetores fluxo magnético do estator e a corrente de excitação injetada no rotor, cujo controle é realizado pelo RSC. Como efeito, é possível restringir o controle da amplitude do fluxo concatenado com o estator à componente de eixo d da corrente do rotor e o controle do torque eletromagnético do gerador à componente de eixo q da corrente do rotor. Por outro lado, o vetor tensão terminal do estator do DFIG é alinhado com o eixo em quadratura do modelo $d-q$ do VSC do lado da rede (*grid side converter* – GSC), após executada a sincronização, promovendo uma relação fixa entre a tensão do estator e a corrente injetada na rede elétrica. Isso resulta na restrição do controle da amplitude da tensão do estator à componente de eixo q da corrente injetada na rede e o controle da tensão no capacitor à componente de eixo d da corrente injetada pelo GSC. Ao final dos procedimentos, as componentes $d-q$ das tensões terminais CA de RSC e GSC poderão impor um controle sobre as respectivas componentes $d-q$ das correntes, tornando possível o controle da transmissão de potência pelo primeiro e o balanço de potência a partir do controle da tensão no capacitor CC pelo segundo.

Embora os sinais de controle sejam determinados a partir do sistema de coordenadas $d-q$, eles serão transformados para os sinais de controle que realmente são aplicados no DFIG.

Maiores detalhes a respeito do modelo do Elo CC aplicado no sistema eólico com gerador duplamente alimentado do ANATEM e sobre o controle vetorial por orientação de campo podem ser obtidos em Rangel et al (2005), Rangel et al (2009), Rangel et al (2012), Reginatto (1993) e Jacob (2013).

3.5.6 Estratégia de controle dos conversores

A Figura 3.13 mostra um esquema unifilar do modelo de sistema eólico a velocidade variável com gerador duplamente alimentado disponível no ANATEM, com os fluxos de potência do modo de operação gerador sub-síncrono. As estratégias de controle implementadas nos modelos dos conversores do Elo CC BTB, com a finalidade de estabelecer os fluxos de potência observados no esquema unifilar, permitem os seguintes controles:

- Objetivos da estratégia de controle do Conversor 1 (lado da rede elétrica)
 - Regular o fluxo de potência ativa no conversor, para controlar a tensão no capacitor CC;
 - Regular o fluxo de potência reativa no conversor, para controlar o seu fator de potência.
- Objetivos da estratégia de controle do Conversor 2 (lado do rotor)
 - Regular o fluxo de potência ativa no rotor, para controlar a velocidade (escorregamento) do gerador e conseqüentemente o fluxo de potência ativa gerada no seu estator;
 - Regular o fluxo de potência reativa do rotor, para controlar o fluxo potência reativa no estator do gerador.
 - Modo de controle do fluxo de potência reativa injetada pelo estator em um valor constante;
 - Modo de controle da tensão terminal do DFIG em um valor constante;
 - Modo de controle do fator de potência do gerador em um valor constante.

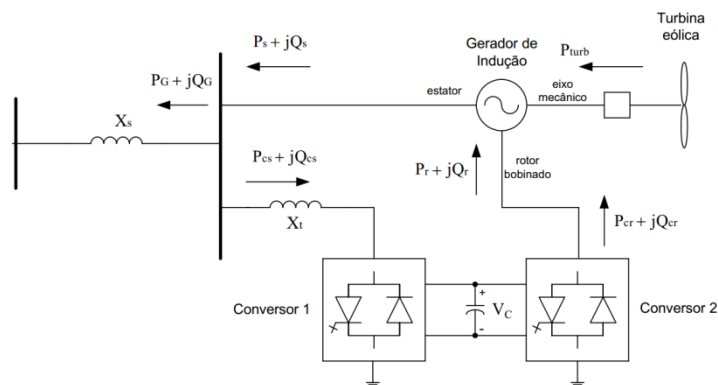


Figura 3.13 – Diagrama unifilar do modelo de gerador de indução com dupla alimentação do software ANATEM (Rangel et al, 2012).

A teoria do controle vetorial por campo orientado permite fazer os conversores intervirem no comportamento dos seus fluxos de potências ativa e reativa de maneira desacoplada, em virtude do controle separado das componentes de suas tensões terminais CA.

De acordo com Rangel et al (2005), no tocante a estratégia de controle do Conversor 1 (lado da rede elétrica), baseado nas Figuras 3.14, 3.15 e 3.16, o fasor da tensão terminal do gerador duplamente alimentado (representado por \underline{V}_{-1}) é alinhado com o eixo q do sistema de coordenadas. Dessa forma, a componente V_{d1} da tensão terminal CA do Conversor 1 controla a tensão no capacitor CC, através do fluxo de potência ativa, enquanto que a componente V_{q1} da tensão terminal CA controla o fluxo de potência reativa que é injetado na rede. No segundo caso, é possível controlar o fluxo de potência reativa para dar um suporte à rede elétrica, ao controle da tensão terminal, ou ainda, ao controle do fator de potência do DFIG. Nesta dissertação, a potência reativa injetada na rede elétrica pelo Conversor 1 será controlada no valor zero ($Q_{ref} = 0$), isto é, o dispositivo estará operando com o fator de potência unitário.

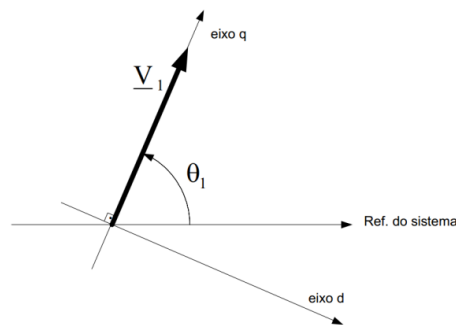


Figura 3.14 – Estratégia de controle do conversor do lado da rede (Rangel et al, 2012).

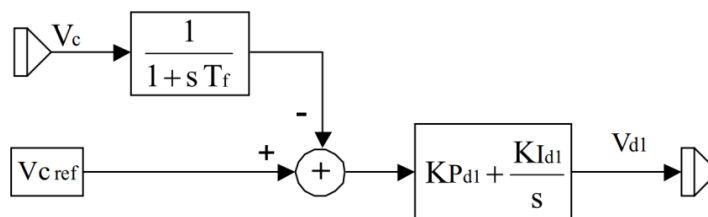


Figura 3.15 – Malha de controle da tensão no capacitor do Elo CC (Rangel et al, 2012).

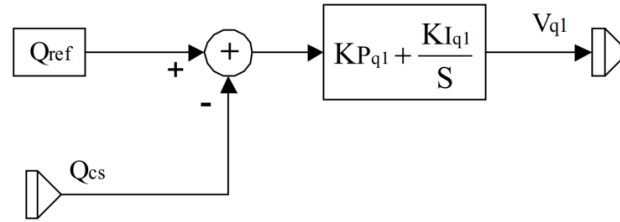


Figura 3.16 – Malha de controle do fator de potência do conversor do lado da rede (Rangel et al, 2012).

No caso da estratégia de controle do Conversor 2 (lado do rotor do gerador), baseado nas Figuras 3.17, 3.18 e 3.19, o fasor do fluxo concatenado com o estator do gerador duplamente alimentado é alinhado com o eixo d do sistema de coordenadas.

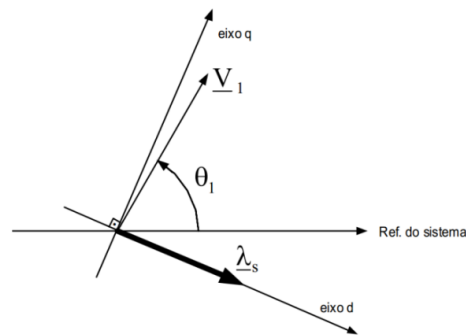


Figura 3.17 – Estratégia de controle do conversor do lado do rotor (Rangel et al, 2012).

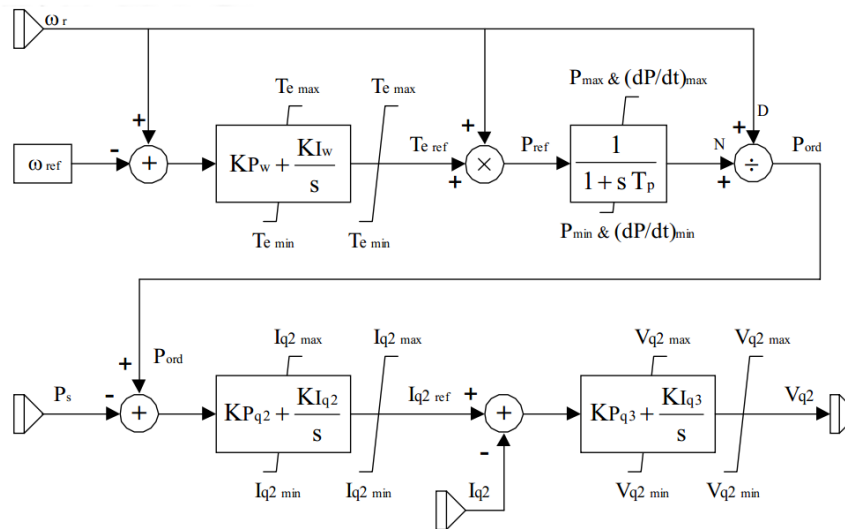


Figura 3.18 – Malha de controle de velocidade do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

Desse modo, a componente V_{q1} da tensão terminal CA do Conversor 2 controla a velocidade do rotor através da regulagem da potência ativa desse circuito e, por consequência,

regula o fluxo de potência ativa no estator, enquanto que a componente V_{d1} da tensão terminal CA controla a geração de potência reativa ou a tensão terminal no estator, ou ainda, o fator de potência do gerador, por meio da regulagem da potência reativa do rotor. Neste trabalho, foi adotado o modo de controle da tensão terminal do DFIG para a estratégia de controle da potência reativa gerada no circuito do estator.

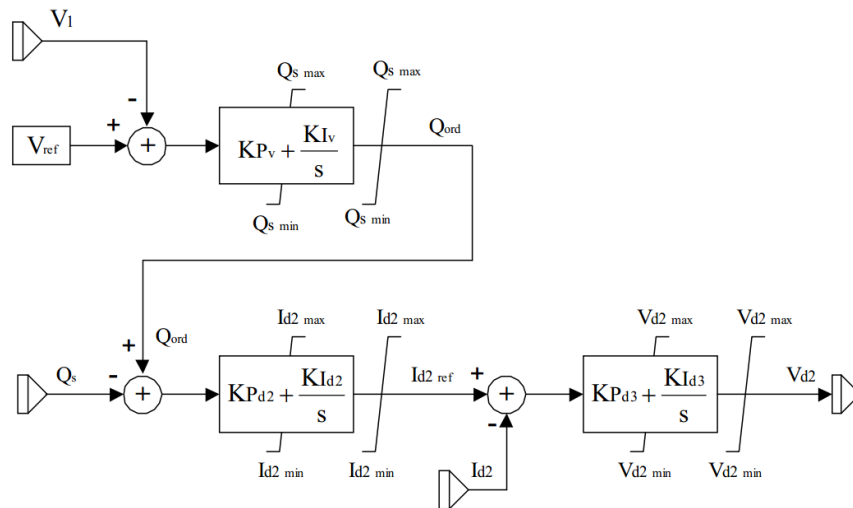


Figura 3.19 – Malha de controle da potência reativa do estator do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

É importante ressaltar que, a regulagem dos fluxos de potência ativa e reativa do rotor depende do controle dos fluxos das correntes i_{q2} e i_{d2} (calculados pelas Equações (3.131) e (3.132)), realizados pelo Conversor 2, ao passo que o Conversor 1 apenas se encarrega de gerir os fluxos de potência ativa e reativa provenientes da operação do rotor.

3.5.7 Limite de potência reativa para o conversor do lado do rotor

Conforme Rangel et al (2005), a resposta do gerador duplamente alimentado com o controle vetorial depende essencialmente das malhas de controle da potência ativa e reativa do estator (no caso do modelo do ANATEM, as malhas responsáveis por fornecer os valores de referência P_{ord} e Q_{ord} , observados nas Figuras 3.18 e 3.19). É importante que nessas malhas de controle sejam incluídos limites, para evitar que o sistema eólico opere além de suas capacidades ou de forma indevida, provocando problemas como esforços mecânicos exagerados e a reversão transitória da potência ativa terminal.

Com respeito ao fluxo de potência reativa no estator do gerador, sabendo que as concessionárias de energia elétrica exigem que o sistema elétrico opere com alto fator de potência e que é preciso respeitar a capacidade de fluxo de potência aparente do estator, é necessário promover a limitação dinâmica do fluxo de potência reativa desse circuito, em virtude das mudanças do fluxo de potência ativa. Isso significa que, a potência reativa máxima injetada ou absorvida pela máquina deve ser dependente da potência ativa gerada no seu estator. Como a potência ativa do estator varia com a velocidade do vento, os limites mínimo e máximo de potência reativa gerada no estator do DFIG deverão variar, conforme a Equação (3.133) (Oliveira et al, 2008).

$$Q_s^{\max} = \left| -Q_s^{\min} \right| = \sqrt{S_s^2 - P_s^2} \quad (3.133)$$

Onde:

S_s – fluxo de potência aparente no estator do gerador (VA);

Q_s^{\min} e Q_s^{\max} – limites dinâmicos do fluxo de potência reativa no estator do gerador (VAr).

Nesse modelo, considera-se que a potência S_s é igual a $P_{ele} = P_{mec}$.

Esta pesquisa adotou a aproximação expressa pela Equação (3.133) para analisar a influência da limitação dinâmica do fluxo de potência reativa do estator do DFIG no desempenho do parque eólico misto e na interação com o sistema de potência. No entanto, a literatura dispõe de outras representações mais detalhadas, tais como a apresentada por (Londero et al, 2012), que consiste em considerar os limites dos conversores variáveis, como função da tensão terminal e da potência ativa injetada. Neste caso, os limites de potência reativa são descritos, matematicamente, por curvas de capacidade, tal como nas máquinas síncronas, e modificados segundo a condição de operação do aerogerador.

3.5.8 Considerações sobre o modelo da proteção *Crowbar*

O dispositivo de proteção *Crowbar* é importante para evitar danos aos conversores estáticos em determinadas situações operacionais do gerador duplamente alimentado. Estas

situações estão associadas às faltas nas proximidades da máquina. A ativação do dispositivo de proteção curto-circuita os terminais do enrolamento do rotor e promove um “*by-pass*” do conversor do lado rotor, determinando o isolamento entre os dois circuitos e eliminando a possibilidade dos elementos chaveadores eletrônicos sofrerem danos por sobrecorrente.

Para implementação da proteção *Crowbar* nos estudos do sistema eólico com gerador duplamente alimentado é preciso estabelecer relações que constituam sua lógica de atuação. As relações para atuação e desativação do modelo da proteção *Crowbar* do ANATEM, aplicado ao sistema eólico com gerador duplamente alimentado, são as seguintes (Rangel et al, 2005; Rangel et al, 2012):

$$V_s < V_{s\min P} \text{ ou } V_C > V_{C\max P} \text{ ou } I_s > I_{s\max P} \text{ ou } I_r > I_{r\max P} \quad (3.134)$$

$$V_s > V_{s\min D} \text{ e } V_C < V_{C\max D} \text{ e } I_s < I_{s\max D} \text{ e } I_r > I_{r\max D} \quad (3.135)$$

Onde:

V_C – Tensão no capacitor do Elo CC (V).

Os sub-índices *P* e *D* referem-se às condições de ativação (*pick-up*) e desativação (*drop-out*), respectivamente.

Outro parâmetro que deve ser representado no modelo da proteção *Crowbar* é o seu tempo de atuação, limitado por valores mínimo e máximo pré-ajustados. De acordo com Rangel et al (2005), o modelo do dispositivo de proteção se comporta do seguinte modo: a proteção estará atuada por um tempo mínimo TD_{\min} , quando satisfeita uma das condições de ativação. Caso $TD < TD_{\max}$, então o dispositivo estará habilitado para o *reset* da operação, mas isso só ocorrerá se as condições de tensão e corrente (Equações (3.134) e (3.135)) monitoradas permitirem. Caso $TD > TD_{\max}$, então o *reset* da proteção irá ocorrer independentemente de qualquer condição monitorada e não ocorrerão atuações subseqüentes do dispositivo.

A modelo da proteção *Crowbar* do ANATEM também permite o ajuste do banco de resistências que curto-circuitam os terminais do rotor durante a atuação, simulando a limitação da corrente do rotor do gerador e a limitação da sobrevelocidade. Neste caso, os dados de configuração consistem nos valores das resistências a serem aplicadas no rotor do gerador e o instante de inserção de cada uma (Rangel et al, 2012).

Finalmente, vale destacar que, enquanto a proteção *Crowbar* estiver atuada os conversores do lado do rotor e da rede terão seus sistemas de controle desabilitados, ficando impedidos de exercer controles sobre o DFIG, implicando no comportamento da máquina elétrica como se fosse um gerador de indução em gaiola de esquilo.

3.6 CONVERSÃO DOS MODELOS DOS GERADORES PARA A REFERÊNCIA DA REDE ELÉTRICA

Entende-se de Decker et al (2002), Barros (2006) e Pereira (2013) que, a orientação das grandezas das máquinas elétricas é realizada em um sistema de referência próprio, contudo, os valores de tensão e corrente da rede elétrica referem-se a um sistema de coordenadas complexo (real e imaginário) comum a todos os seus componentes, oferecido pela própria rede por sua barra de referência. Apesar dos dois sistemas de coordenadas apresentarem rotação à velocidade síncrona, mas eles encontram-se defasados de um ângulo δ , sendo necessário para o estabelecimento de um sistema multimáquinas a execução do acoplamento entre todas as máquinas elétricas e o sistema elétrico em estudo, o que significa estabelecer equações que transformem as quantidades das máquinas elétricas, orientadas em um sistema de referência próprio do equipamento, em quantidades no sistema de coordenadas oferecido pela rede elétrica, e vice-versa. O sistema de coordenadas da rede elétrica será aqui denominado de Sistema Real-Imaginário (ou Sistema $R-I$). As relações entre as quantidades do Sistema $R-I$ e as quantidades do Sistema $d-q$, considerando que o fasor da primeira configuração difere da segunda por um ângulo δ , é mostrada da Equação (3.136) a Equação (3.139) (Decker et al, 2002; Barros, 2006; Pereira, 2013).

$$\begin{bmatrix} \frac{v_R}{v_I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen} \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \text{sen} \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{v_d}{v_q} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} \frac{v_d}{v_q} \end{bmatrix} \quad (3.136)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{v_d}{v_q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen} \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \text{sen} \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{v_R}{v_I} \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} \frac{v_R}{v_I} \end{bmatrix} \quad (3.137)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{i_R}{i_I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen} \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \text{sen} \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{i_d}{i_q} \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} \frac{i_d}{i_q} \end{bmatrix} \quad (3.138)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{i_d}{i_q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen} \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \text{sen} \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{i_R}{i_I} \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} \frac{i_R}{i_I} \end{bmatrix} \quad (3.139)$$

Onde:

T – Matriz direta de transformação de coordenadas por rotação de eixos;

T^{-1} – Matriz inversa de transformação de coordenadas por rotação de eixos.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De maneira geral, a estabilidade dos sistemas elétricos de potência está atrelada ao comportamento das máquinas elétricas a eles conectados e é comprometida pelos mais diversos fenômenos de natureza descontínua que podem acometê-los, sejam eles de causas naturais, de manobra ou acidentais (descargas atmosféricas, perda de grandes porções de carga ou geração, curto-circuitos ao longo da rede elétrica, entre outros). A resposta das máquinas elétricas frente a estas perturbações consiste em variações na velocidade angular de seus rotores, tensão terminal, frequência dos sinais elétricos de saída e no fluxo de potência gerado. Tais variações podem ser repassadas à resposta dos sistemas de potência, que por sua vez podem atingir de forma prejudicial seus consumidores ou mesmo os demais pontos de geração que se encontram em condições normais de operação.

A intermitência das fontes de energia eólica e os aspectos tecnológicos dos sistemas eólicos podem afetar com maior frequência as características dos sistemas elétricos, comprometendo ainda mais os aspectos relacionados à estabilidade (Nunes, 2003). Assim sendo, é necessária a realização de estudos acerca dos possíveis comportamentos dos aerogeradores diante aos distúrbios sofridos, com a finalidade de avaliar as suas capacidades de manutenção do funcionamento normal (dentro das condições desejáveis pelo operador da rede elétrica).

A abordagem deste capítulo trata de alguns dos tipos de análise realizados para avaliação dos diferentes aspectos de estabilidade de parques eólicos. Serão apresentados somente os tipos aplicados nos estudos desenvolvidos para este trabalho.

4.2 ASPECTOS DA ESTABILIDADE DE GERADORES

Em regime permanente, os geradores conectados no sistema de potência de grande porte possuem velocidade constante. Desde que o sistema elétrico não seja acometido por distúrbios, o ponto de equilíbrio das máquinas elétricas será mantido, no entanto, perturbações ao longo da rede elétrica afetam seu regime permanente frequentemente.

Segundo Kundur (1994), de um modo geral, a estabilidade de sistema de potência pode ser definida como a propriedade que ele possui de manter um estado de equilíbrio operacional sob condições normais de funcionamento e, ainda, restabelecer um estado de equilíbrio aceitável após ter sofrido algum distúrbio.

Como o problema da estabilidade é complexo, para que este fenômeno seja melhor compreendido e analisado é comum classificá-lo em algumas categorias. No tocante a estabilidade do ângulo do rotor de máquinas síncronas, o problema pode ser identificado como estabilidade à pequenos sinais (a pequenas perturbações) ou estabilidade transitória (estabilidade a grandes perturbações). No caso da estabilidade transitória, o fenômeno está relacionado ao equilíbrio de forças opostas, as quais mantêm os geradores síncronos, interconectados por um sistema de potência, em velocidade constante. Perturbações de grande impacto no sistema elétrico desfazem o equilíbrio entre o torque mecânico e o torque eletromagnético sobre o eixo de cada máquina, promovendo a aceleração ou desaceleração de cada rotor em relação aos outros. Espera-se que tal desequilíbrio seja eliminado, principalmente nos casos em que ocorrem grandes perturbações de curta duração, tendo em vista o baixo efeito das ações de controle durante o curto período de tempo. O sistema elétrico é considerado transitariamente estável caso todos os geradores a ele associados consigam restabelecer o regime permanente (velocidade angular constante), após um distúrbio de grande magnitude em um curto período de tempo.

A estabilidade também pode estar relacionada ao comportamento das tensões ao longo da rede elétrica. Neste caso, ela é considerada a propriedade que o sistema de potência possui em manter estáveis as tensões em todas as suas barras, seja em condições normais de funcionamento ou depois de submetido a uma perturbação (Sohn, 2014). O problema está relacionado ao equilíbrio entre os recursos e a demanda de potência reativa. Determinadas perturbações podem comprometer essa condição (insuficiência de compensação de potência reativa) e dificultar o controle das tensões dentro dos limites estabelecidos pelo operador. No problema da estabilidade de tensão, o sistema de potência é dito instável caso ele não consiga reverter um quadro de aumento ou redução progressivo das tensões em determinadas barras, independentemente de sua operação síncrona (Sohn, 2014).

Existem outros aspectos de estabilidade de sistemas de energia elétrica, que podem ser observados na Figura 4.1.

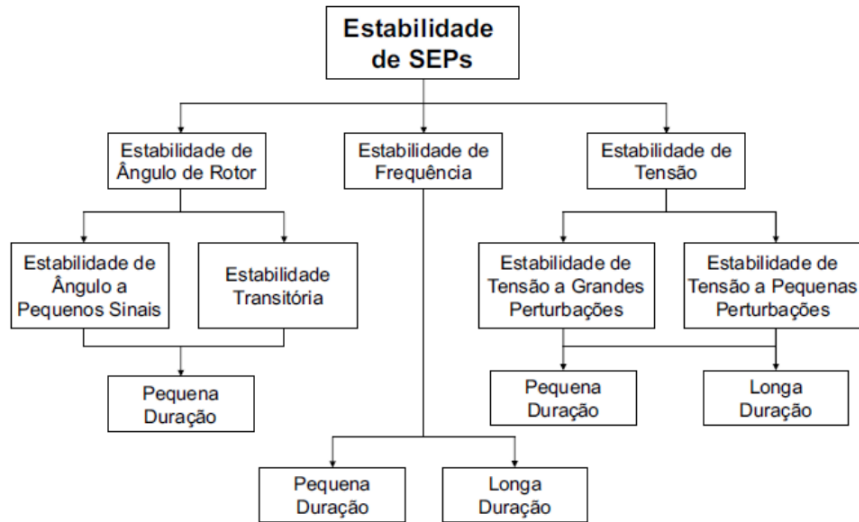


Figura 4.1 – Classificação do problema de estabilidade (Kundur et al, 2004, apud Sohn, 2014).

Boa parte dos conceitos e classificações estabelecidos no problema da estabilidade foram definidos a partir de estudos de sistemas elétricos compostos essencialmente por geração convencional (geradores síncronos operados por turbinas hidráulicas ou térmicas). No entanto, é preciso estender o estudo para aplicação na geração eólica (a qual utiliza sistemas de conversão eletromecânicos cuja fonte primária de energia é intermitente e os geradores, em sua maioria, assíncronos), pois o suprimento de potência de aerogeradores em alguns sistemas de potência é cada vez maior.

Os geradores assíncronos não são caracterizados por um ângulo de carga, como ocorre com os geradores síncronos, visto que a posição angular do vetor fluxo concatenado com o rotor não coincide com a posição angular do referencial físico deste enrolamento. Portanto, existe a necessidade de particularizar o problema da estabilidade de movimento para essas máquinas. Nos últimos anos, o estudo do comportamento dinâmico da máquina assíncrona tem sido realizado analisando as variações da velocidade angular mecânica do rotor diante às perturbações. Surge dessa maneira a definição de estabilidade de velocidade do gerador assíncrono, que relaciona mudanças nos valores de torque mecânico e eletromagnético com variações na velocidade angular mecânica do rotor, diferente da definição de estabilidade angular para geradores síncronos, que relaciona alterações nos valores dos torques com a variação da posição angular do rotor.

De acordo com Samuelsson e Lindahl (2005), a estabilidade de velocidade diz respeito à propriedade que as máquinas assíncronas possuem de manterem-se conectadas assincronamente à

rede elétrica, operando a uma velocidade próxima a imposta pela frequência síncrona, depois de submetidas ao distúrbio.

Partindo das informações apresentadas nesta seção serão apresentados a seguir aspectos da análise do comportamento e impacto de geradores assíncronos em termos da estabilidade transitória, de tensão e de velocidade.

4.2.1 Estabilidade transitória e geradores assíncronos

A definição de estabilidade transitória corresponde à capacidade que o sistema de potência possui de manter a operação síncrona quando submetido a perturbações de elevado grau de severidade (Kundur, 1994). Embora este problema esteja intimamente ligado à dinâmica dos geradores síncronos (grandes excursões do ângulo do rotor), cujos efeitos da operação predominam no sistema de potência, mas o comprometimento da estabilidade transitória reflete em grandes excursões no escorregamento de geradores assíncronos. Apesar da velocidade do rotor da máquina assíncrona não coincidir com a velocidade síncrona, ela necessita estar adequada ao comportamento síncrono da rede elétrica (como já foi visto no Capítulo 3), do contrário, não existirá um intercâmbio de potência em condições normais de operação.

As respostas dos geradores assíncronos de sistema eólicos dependem tanto dos seus projetos (conjunto de parâmetros) quanto das ações de controle associadas e características do vento incidente nas turbinas eólicas. Nos estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência analisa-se o impacto provocado por esses fatores em um sistema multimáquinas, composto tanto por geração convencional quanto por geradores assíncronos. Tal análise deve ser feita observando o comportamento das características dos geradores síncronos e do sistema elétrico no qual estão conectados (torque mecânico, torque eletromagnético, ângulo do rotor, potência ativa, entre outras grandezas).

4.2.2 Estabilidade de velocidade dos geradores assíncronos

A dinâmica da velocidade angular mecânica do rotor do gerador assíncrono depende principalmente da relação entre os torques mecânico e eletromagnético. Em condição de equilíbrio, estes torques são equivalentes, então a máquina apresentará uma velocidade constante, mas na situação de desequilíbrio, ela irá acelerar ou desacelerar, podendo perder a estabilidade de velocidade.

Para compreender o comportamento do movimento do gerador utiliza-se a curva $T \times \omega$, que relaciona os torques e as velocidades da máquina. A partir desta curva são estabelecidos os pontos de equilíbrio estável e instável e também a denominada velocidade angular crítica (ω_{crit}), uma velocidade limite para o gerador permanecer operando de forma estável (ter condições de restabelecer-se em uma situação de regime permanente). A Figura 4.2 exemplifica a referida curva. Nela, as grandezas ω_s e ω_u correspondem à velocidade angular do rotor do gerador nos pontos s e u da curva, respectivamente.

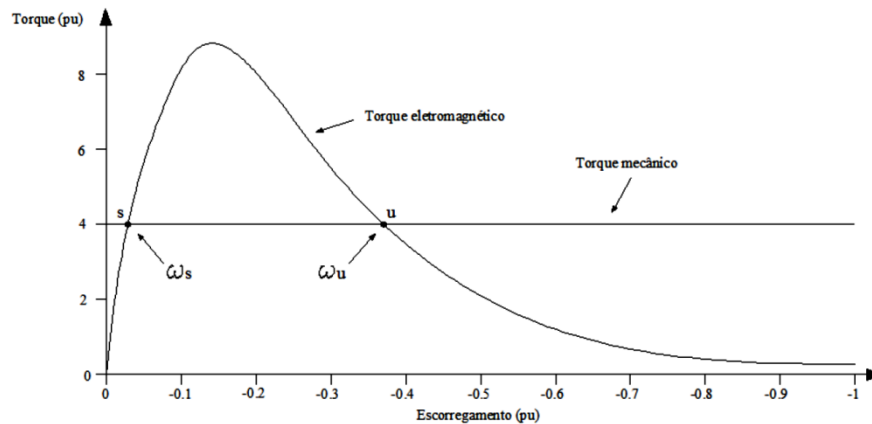


Figura 4.2 – Curva de torque versus velocidade (Sohn, 2014).

Esta curva representa a operação de um gerador de indução em gaiola de esquilo (o escorregamento da máquina elétrica é negativo, tomando como convenção o modo de operação motor), que possui um torque mecânico constante. Não se considera nenhuma ação de controle para a modificação deste torque, seja esta ação associada à turbina eólica ou ao gerador. Também é considerado que a velocidade do vento encontra-se constante.

Seja ω_m a velocidade angular mecânica do rotor do gerador. De acordo com Salles e Cardoso (2008) e Sohn (2014), se $\omega_m < \omega_s$, o torque mecânico é maior que o torque eletromagnético, o que faz o gerador acelerar. Se $\omega_s < \omega_m < \omega_u$, então o torque mecânico é menor que o torque eletromagnético, fazendo a máquina desacelerar. Independentemente destas duas situações, o gerador sempre irá retornar ao ponto de equilíbrio estável s . Se $\omega_m = \omega_u$, o gerador ainda poderá retornar para o ponto de equilíbrio s , caso o escorregamento diminua, do contrário, o gerador continuará acelerando. Logo, o ponto u representa um ponto de equilíbrio instável.

Caso $\omega_m > \omega_u$, então o torque mecânico sempre será maior que o torque eletromagnético, fazendo o gerador acelerar indefinidamente (uma condição extremamente danosa ao sistema eólico) ou até que um sistema de proteção contra sobrevelocidade adequado entre em operação, de modo que esta região é caracterizada como instável.

Um estudo muito comum realizado para quantificar a margem de estabilidade de velocidade dos geradores assíncronos consiste na verificação do tempo crítico de extinção da falta (t_{crt}), relacionado ao tempo máximo de isolamento do curto-circuito sobre o sistema elétrico para que o rotor do gerador assíncrono não acelere de tal modo que ultrapasse o ponto u e acabe perdendo em definitivo a possibilidade de retornar ao ponto de equilíbrio s . O instante $t = t_{crt}$ está relacionado à $\omega_m = \omega_{crt}$, de maneira que $\omega_{crt} = \omega_u$.

Para estudos destinados a análise da resposta transitória sob falta ou sob curtas variações de vento, a ideia é definir as características do tipo de evento que será aplicado (instante de aplicação, tempo de duração, magnitude e ponto de aplicação no sistema) e, a partir dos resultados das simulações (comportamento das características elétricas do gerador em estudo), interpretar a relação entre os torques mecânico e eletromagnético que conduziu ao comportamento da velocidade angular dos geradores simulados.

Comparando o desempenho entre turbinas a velocidade fixa, reguladas por *stall*, com geradores em gaiola de esquilo e turbinas a velocidade variável, reguladas por *pitch angle*, com geradores duplamente alimentados, espera-se que o segundo sistema seja menos suscetível ao impacto das grandes perturbações no sistema elétrico, pois ele é provido de recursos para regulação tanto do torque mecânico quanto do torque eletromagnético, aplicados seja em condição de regime permanente ou durante a ocorrência de contingências. No caso do gerador em gaiola de esquilo, este aspecto é um fator limitante, como já foi dito em seções anteriores.

4.2.3 Estabilidade de tensão

As flutuações de tensão nos sistemas de potência estão intimamente relacionadas com o intercâmbio de potência reativa entre equipamentos compensadores, equipamentos consumidores e a rede elétrica. Os aerogeradores a velocidade variável também possuem a vantagem tecnológica de contribuir com a regulação de tensão em pontos do sistema, devido às possibilidades de controle de potência reativa (suporte de reativo, controle da tensão terminal ou

fator de potência), proporcionadas pelo seu conversor BTB, pela operação em velocidade variável (a absorção de oscilações) e pela forma de conexão desacoplada com o sistema de potência (Sohn, 2014). Essas características permitem a máquina contribuir para o aumento da Margem de Estabilidade de Tensão (MET).

A margem de estabilidade de tensão é um parâmetro que quantifica o grau de segurança para a transferência de potência no sistema elétrico sem que se provoque o processo gradual de degradação do perfil das tensões em uma porção significativa do sistema, isto é, o colapso de tensão (Condega, 2013).

Existem diversas ferramentas disponíveis na literatura para análise do problema da estabilidade de tensão, com intuito de verificar o quão próximo a rede elétrica está operando do ponto de colapso de tensão e quais as áreas de um sistema mais suscetíveis à instabilidade (áreas críticas da rede elétrica). Dentre os métodos estáticos, o da curva do tipo $P-V$ é o mais utilizado. Esta curva é traçada por meio do uso do algoritmo de Fluxo de Carga Continuado, um método de Fluxo de Carga que automatiza um procedimento antigo, realizado por profissionais da área de Sistemas de Energia nos estudos de fluxo de potência, de ampliar gradativamente o carregamento do sistema, segundo um fator de carregamento, até que seja verificado o ponto de máxima transferência de potência (Rangel et al, 2012), considerado o ponto onde acontece a perda da estabilidade de tensão para as cargas do tipo potência constante. Baseado em técnicas matemáticas de continuação, o método realiza o procedimento anterior modificando minimamente dados matriz Jacobiana do sistema teste, a fim de evitar a sua não convergência à medida que se aproxima da região de máximo carregamento (da Silva, 2006, 3). A Figura 4.3 exemplifica o traçado da curva $P-V$.

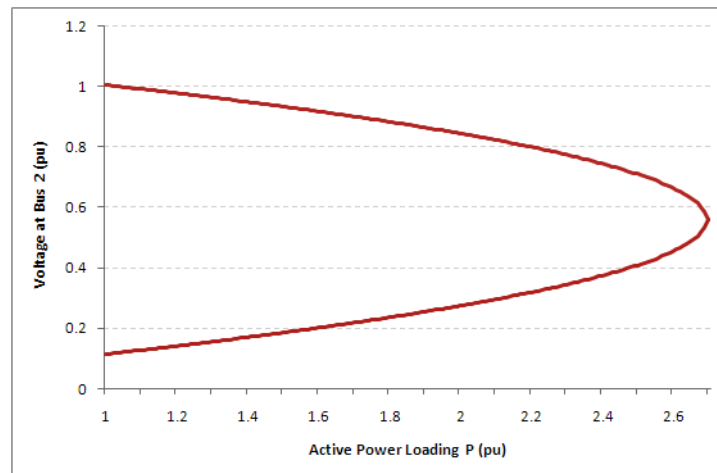


Figura 4.3 – Exemplo de curva tensão versus carregamento (Open Electrical, 2012).

A margem de estabilidade de tensão na curva acima mostrada corresponde à distância entre o ponto atual de operação do sistema elétrico (a extremidade a esquerda) e o ponto de máxima transferência de potência, denominado de “nariz” da curva (a extremidade a direita). Essa distância pode ser medida em MW, porcentagem ou em valor por unidade.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma descrição do sistema teste utilizado nesta dissertação, das simulações computacionais realizadas e comentários a respeito dos resultados obtidos (análises do desempenho do parque eólico misto e da interação deste com a rede elétrica).

Ao todo, quatro estudos foram realizados, envolvendo a modernização de um parque eólico composto exclusivamente por aerogeradores a velocidade fixa, a fim de demonstrar a melhora da característica de operação transitória do empreendimento à medida que algumas unidades geradoras são substituídas por aerogeradores a velocidade variável.

Os programas utilizados nos estudos foram o ANAREDE (Análise de Redes) e o ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

Os modelos da máquina de indução disponíveis nos softwares ANAREDE e ANATEM consideram o ponto de vista da operação como motor, portanto, a implementação dos geradores de indução utilizando estes modelos faz com que, após a execução de simulações, os resultados das grandezas que caracterizam a operação dos geradores apresentem comportamentos invertidos. Para permitir a interpretação dos resultados apresentados neste capítulo, essas grandezas tiveram seus comportamentos invertidos (troca do sinal das respostas), então a convenção do modo operação como gerador foi adotada. Nesta convenção, as potências ativas e reativas são positivas quando estão saindo da máquina, a velocidade síncrona possui sinal positivo para um deslocamento angular no sentido anti-horário, o torque mecânico tem sinal positivo ao girar no mesmo sentido do campo magnético do estator, o torque eletromagnético tem sinal positivo ao girar em sentido oposto ao do campo magnético do estator e o escorregamento é positivo quando a velocidade do rotor for superior à velocidade síncrona.

5.2 SISTEMA TESTE

O sistema teste adotado nos estudos é conhecido como Complexo Eólico Livramento. Este sistema é uma versão hipotética do ano de 2004, que se encontra disponível no software ANATEM versão 10/04/06. Em 2013, o projeto real do complexo eólico, de 78 MW, começou a ser implementado no município de Santana do Livramento–RS (Soares, 2013) e, de acordo com Pavan (2006), havia previsão de integração do complexo eólico a Rede Básica do SIN por meio de dois circuitos, que seriam conectados numa seção da linha de transmissão de 230 kV, localizada entre as subestações das cidades Alegrete–RS e Santana do Livramento–RS. A linha de transmissão é de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica Transmissora (CEEE-T).

A Figura 5.1 mostra o diagrama unifilar do sistema teste. O complexo eólico é constituído por dois grupos equivalentes de sistemas eólicos (cada grupo conta com unidades geradoras de mesmo projeto de parâmetros de máquina elétrica), sendo um deles a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo, acionado por turbina eólica com controle de potência tipo *stall*, e o outro a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado, acionado por turbina eólica com controle de potência tipo *pitch angle*. Dessa forma, considera-se a mesma velocidade de vento incidente em todas as unidades geradoras dos dois grupos do sistema teste.

Nos estudos mostrados nas seções seguintes, o termo “Gaiola” foi utilizado para referir-se ao grupo de aerogeradores com gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, e o termo “DFIG” foi utilizado para referir-se ao grupo de aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado. O grupo equivalente Gaiola, representado por uma barra do tipo PQ, é composto por 67 unidades geradoras de 1 MW (67,00 MW). Sua demanda de potência reativa é compensada por um banco de capacitores *shunt*, cuja capacidade de compensação foi ajustada conforme o estudo de caso simulado. Já o grupo equivalente DFIG, representado por uma barra do tipo PV, é composto por 63 unidades geradoras de 850 kW (53,55 MW).

A barra referente à subestação de Alegrete (SE Alegrete) é considerada o acesso ao sistema elétrico de grande porte (barra de referência). As cargas, modeladas como potência constante, estão conectadas nas subestações de Alegrete e Livramento (SE Livramento), sendo estas de 20,0 MW / 19,4 MVA_r e 67,6 MW / 19,3 MVA_r, respectivamente. O banco de reatores

shunt ligado a barra 1186, com capacidade de 75 MVar, é um equipamento já existente na versão hipotética do Complexo Eólico Livramento.

Com intuito de estabelecer níveis de tensões equivalentes para todos os casos gerados para os estudos do parque eólico misto, algumas medidas foram adotadas. Transformadores de potência com comutador de TAP sob carga (ULTC) foram implementados nos trechos 9016-9012, 9012-9010 e 9013-9010, para o controle de tensão das barras 9016, 9012 e 9013, respectivamente. Um banco de capacitores *shunt* foi ligado à subestação Livramento e ajustado conforme a necessidade para fornecer parte da potência reativa solicitada pela sua carga, diminuindo o fluxo de potência reativa sobre o ponto de conexão comum e mantendo o nível de tensão no valor desejado.

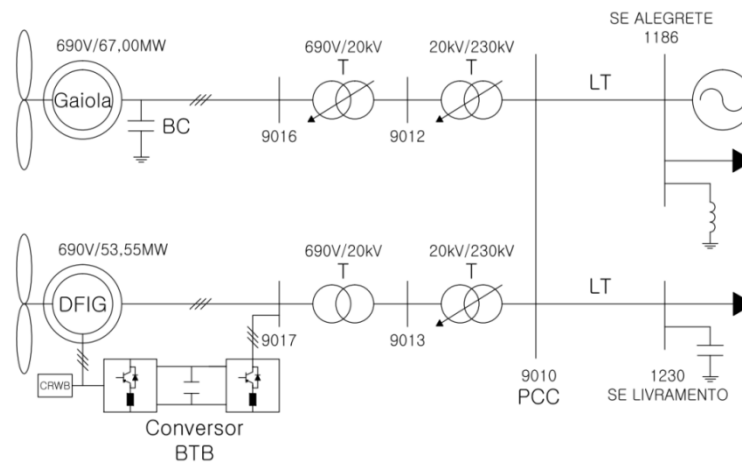


Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema teste Complexo Eólico Livramento.

A Tabela 5.1 apresenta os dados de projeto dos aerogeradores Gaiola e DFIG.

Tabela 5.1 – Dados de projeto dos aerogeradores utilizados na pesquisa (Rangel et al, 2012).

Parâmetros	Aerogerador Gaiola		Aerogerador DFIG	
	Valor	Unidade	Valor	Unidade
Potência nominal	1	MW	0,85	MW
Raio do rotor da turbina	27	<i>m</i>	29	<i>m</i>
Relação de engrenagem	69	$1 : K_{eng}$	74,5	$1 : K_{eng}$
Densidade do ar	1,225	kg / m^3	1,225	kg / m^3
Constante de inércia de massa concentrada	3,5	<i>s</i>	3,5	<i>s</i>

Parâmetros	Aerogerador Gaiola		Aerogerador DFIG	
	Valor	Unidade	Valor	Unidade
Potência base do gerador	1341	HP	1140	HP
Tensão base do gerador	0,69	kV	0,69	kV
Frequência do estator base	60	Hz	60	Hz
Velocidade angular base	376,8	rad/s	376,8	rad/s
Número de pólos do gerador	4	–	4	–
Resistência do estator	0,26	p.u.	0,85	p.u.
Reatância do Estator	4,43	p.u.	5,776	p.u.
Reatância de Magnetização	164	p.u.	505,9	p.u.
Resistência do Rotor	0,31	p.u.	0,712	p.u.
Reatância do Rotor	3,46	p.u.	8,094	p.u.

5.3 DADOS DE INICIALIZAÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS

Para a turbina eólica de velocidade fixa, com controle de potência tipo *stall*, Rangel et al (2012) apresenta os dados da curva de desempenho da máquina $C_p, x\lambda$. O manual não dispõe dos dados da curva P_{xv} . Para a inicialização da velocidade do vento incidente na turbina eólica, o programa ANATEM dispõe de um algoritmo, que realiza os cálculos a partir dos seguintes dados:

- Densidade do ar;
- Raio do rotor;
- Relação de engrenagens;
- Número de polos;
- Frequência nominal do estator;
- Potência despachada total do grupo de geradores;
- Número de unidades do grupo de geradores;
- Escorregamento obtido pela rotina de Fluxo de Carga do programa ANAREDE;
- Pontos da curva de desempenho $C_p, x\lambda$.

Para a turbina eólica de velocidade variável, com controle de potência tipo *pitch angle*, Rangel et al (2012) dispõe dos dados da curva $C_p \lambda$, curva P_{xv} e da curva $Px\omega_{t_{ref}}$ (informação essencial para a operação do sistema de controle do ângulo de passo). No caso da turbina eólica do grupo DFIG, é necessário inicializar os valores da relação de velocidade de ponta (λ), escorregamento (s) e do ângulo de passo (β). A indicação do valor inicial do ângulo de passo é dada a partir do cálculo do C_p (equação de Sloopweg (2003), mostrada na Equação (3.8)) e da análise da família de curvas $C_p \lambda$ do modelo da turbina eólica do ANATEM.

Os dados importantes para inicialização da turbina eólica do grupo DFIG são:

- Densidade do ar;
- Raio do rotor;
- Relação de engrenagens;
- Frequência nominal do estator;
- Número de pólos do gerador;
- Potência base da unidade de gerador;
- Potência despachada total do grupo de geradores;
- Número de unidades do grupo de geradores;
- Potência por unidade;
- Velocidade inicial do vento;
- Velocidade angular da turbina eólica de referência.

Um resumo do procedimento para obtenção do valor inicial do ângulo de passo a partir das curvas características da turbina eólica do DFIG é mostrado na Figura 5.2. O ANATEM dispõe de uma planilha no formato .xls (programa Microsoft Excell), que possibilita o cálculo das variáveis de interesse.

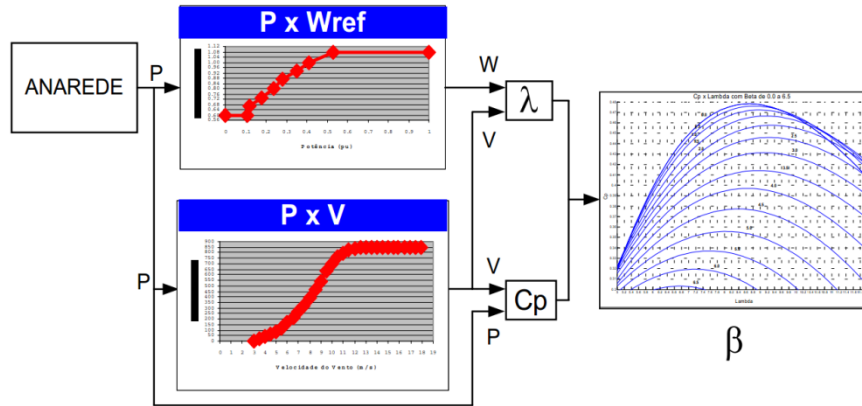


Figura 5.2 – Procedimento para cálculo da posição inicial da pá da turbina eólica do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

5.4 VELOCIDADE INICIAL DO VENTO PARA OS ESTUDOS DE CASOS

Com o intuito de realizar uma análise comparativa dos casos simulados, isto é, estabelecer o processo de evolução do parque eólico misto, definiu-se como velocidade inicial do vento o valor de $10,14 \text{ m/s}$ para ambos os grupos de sistemas eólicos da usina eólica mista. Isso significa fixar o valor da velocidade inicial do vento e modificar o número de unidades que compõe cada grupo equivalente de geração eólica (diminuir o número de unidades do grupo Gaiola e aumentar o número de unidades do grupo DFIG). O procedimento na realidade acaba por reproduzir o que seria feito na prática.

5.5 ESTUDO DE CASOS

Ao todo, quatro estudos foram realizados, mostrados conforme a sequência a seguir:

- Tempo crítico de eliminação da falta;
- Resposta transitória sob falta;
- Resposta transitória sob curta variação de vento;
- Margem de estabilidade de tensão.

Para o estudo do tempo crítico de eliminação da falta foram considerados dois casos, tomando como base o caso apresentado na Seção 5.2. A capacidade de potência no ponto de conexão comum (barra 9010) foi definida em 50 MW para os dois casos. Em um dos casos criados, os dois grupos equivalentes de sistemas eólicos correspondem à aerogeradores a

velocidade fixa, enquanto que, no outro caso, um grupo equivalente Gaiola é substituído por um grupo equivalente DFIG. O grupo de geradores em gaiola de esquilo que permaneceu instalado no parque eólico encontra-se ligado na barra 9016. Respeitando a capacidade de potência do ponto comum de conexão (PCC), a configuração da geração eólica em cada caso ficou do seguinte modo:

- Caso 1: Gaiola = 25,0 MW / Gaiola = 25,0 MW;
- Caso 2: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW.

Para os estudos de resposta transitória sob falta, resposta transitória sob curtas variações de vento e estudo da margem de estabilidade de tensão, cinco casos foram criados. Os níveis de penetração dos aerogeradores Gaiola e DFIG foram simultaneamente modificados, de modo manter a potência ativa no ponto de acoplamento comum (PCC) fixa em 50 MW. Tal procedimento objetiva simular a modernização gradativa do parque eólico, isto é, a substituição gradual de parte dos aerogeradores com tecnologia rotor em gaiola de esquilo por aerogeradores com tecnologia DFIG. Os cinco casos e suas combinações de potência são apresentados a seguir:

- Caso 1: Gaiola = 45,3 MW / DFIG = 04,7 MW;
- Caso 2: Gaiola = 35,2 MW / DFIG = 14,8 MW;
- Caso 3: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW;
- Caso 4: Gaiola = 14,9 MW / DFIG = 35,1 MW;
- Caso 5: Gaiola = 04,7 MW / DFIG = 45,3 MW.

Em todos os casos, o grupo Gaiola foi conectado à barra 9016 e o grupo DFIG conectado à barra 9017. A análise dos resultados obtidos nos quatro estudos realizados é feita a seguir.

5.6 RESULTADO DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

5.6.1 Tempo crítico de eliminação da falta

O tempo crítico de eliminação da falta, para o gerador de indução, constitui o intervalo de tempo máximo para o isolamento ou extinção da falta, que garante o retorno dos sistemas eólicos ao ponto de equilíbrio da condição pré-falta ou o alcance de um novo ponto de equilíbrio

estável. Para a determinação deste tempo, os casos gerados foram submetidos a um evento de curto-circuito por diversas vezes, com o aumento gradativo de seu intervalo de duração, até que pelo menos um dos grupos equivalentes de geração eólica apresentasse operação instável após a eliminação da perturbação. O tempo crítico de eliminação da falta corresponde ao instante imediatamente anterior aquele em que a condição de instabilidade dos sistemas eólicos é satisfeita.

Como neste caso o estudo envolve a análise do comportamento de máquinas de indução, portanto, trata-se de um problema de estabilidade de velocidade. Como explicado anteriormente, nesta análise dois casos foram considerados:

- Caso 1: Gaiola = 25,0 MW / Gaiola = 25,0 MW;
- Caso 2: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW.

O evento simulado neste estudo foi um curto-circuito franco, trifásico, no ponto correspondente a 20 % da linha de transmissão que interliga o PCC (barra 9010) à SE Livramento (barra 1230). O instante de aplicação da falta é de $t = 3 s$. O tempo de simulação definido foi de 10 s. Nenhum circuito do sistema foi desligado após a falta. Em todos os casos simulados ocorreu o disparo do dispositivo de proteção do tipo *Crowbar* do grupo DFIG, com entrada e saída de operação durante a falta, em virtude do longo intervalo de tempo do distúrbio. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Tempo crítico de eliminação da falta.

	Caso 1 (Gaiola/Gaiola)	Caso 2 (Gaiola/DFIG)
Tempo crítico de eliminação da falta (t_{crt})	700 ms	1000 ms

O resultado mostra que, no Caso 2, no qual a geração eólica do parque é compartilhada entre os grupos equivalentes Gaiola e DFIG, o tempo crítico de eliminação da falta é maior, sendo, portanto, a melhor configuração de sistemas eólicos para o desempenho da usina.

A contribuição dos geradores ao curto-circuito provoca o afundamento das suas respectivas tensões terminais, responsáveis pela redução de seus torques eletromagnéticos. A diferença entre os torques mecânico e eletromagnético ($T_{mec} > T_{ele}$) sobre cada conjunto turbina-

gerador faz o rotor dos geradores acelerar e isso irá acontecer enquanto o distúrbio não for eliminado. Após a eliminação da falta, os sistemas eólicos tentarão restabelecer suas tensões terminais, dentro de suas capacidades de controle do fluxo de potência reativa no estator. O gerador de indução em gaiola de esquilo consome potência reativa da rede elétrica para reerguer a tensão terminal, enquanto o gerador de indução duplamente alimentado fornece potência reativa ao sistema elétrico, enquanto eleva a sua tensão terminal. Dessa forma, o gerador em gaiola de esquilo contribui para a manutenção do afundamento da tensão terminal e tensão no ponto de conexão comum do parque eólico. Quanto mais tempo durar a falta, mais severo é o problema, porque mais potência reativa ele irá consumir para restabelecer sua condição normal de funcionamento, no entanto, existe um tempo máximo de eliminação do curto-circuito para que a tensão terminal não afunde a ponto de comprometer o torque elétrico severamente, pois caso contrário, o gerador não alcança mais a estabilidade de velocidade.

No Caso 1, supondo que a extinção da falta acontece em $t = 800 \text{ ms}$, tão logo ocorre a reconexão entre o parque eólico e o sistema de potência, os grupos geradores Gaiola consomem potência reativa da rede elétrica, proporcional ao aumento da velocidade angular de seus rotores. O elevado consumo de potência reativa é suprido pela rede elétrica e isso faz as tensões terminais dos grupos geradores afundarem demasiadamente, implicando numa grande redução dos torques eletromagnéticos, que não alcançam um valor suficiente para pôr as máquinas em condição de equilíbrio ($T_{mec} = T_{ele}$). O torque mecânico, embora tenha sofrido uma leve queda por conta do aumento da velocidade angular mecânica dos rotores, ele continua provocando a aceleração destes. Esta situação (aceleração do rotor dos geradores e o elevado consumo de potência reativa) acaba por se tornar insustentável, de modo que a estabilidade não é alcançada.

No Caso 2, para o mesmo tempo de duração da falta considerado no Caso 1, a redução da demanda de potência reativa do parque eólico misto, com a substituição do grupo Gaiola que estava ligado à barra 9017 por um grupo DFIG, e a compensação local e dinâmica de potência reativa oferecida pelo segundo, enquanto ele recupera a sua tensão terminal, reduz o fluxo de potência reativa fornecida pela rede elétrica após a extinção da falta. Tal situação implica em um menor afundamento da tensão terminal do grupo Gaiola ligado à barra 9016, tornando possível a recuperação do torque eletromagnético necessário para conter a aceleração do rotor dos geradores e promover a operação em regime permanente.

Para confirmar os valores de tempo crítico de extinção da falta encontrados, duas simulações foram realizadas para o Caso 1 e para o Caso 2. Nestas simulações, consideraram-se as condições $t = t_{crit}$ e $t > t_{crit}$, com o acréscimo de 100 ms para a segunda condição. O comportamento da velocidade angular do rotor do grupo de geradores em gaiola de esquilo para os casos 1 e 2 são mostrados nas Figuras 5.3 e 5.4.

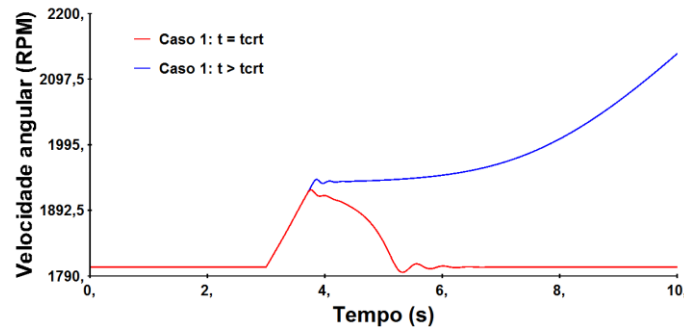


Figura 5.3 – Velocidade angular do rotor do gerador de indução em gaiola, para o Caso 1, considerando $t = t_{crit}$ e $t > t_{crit}$.

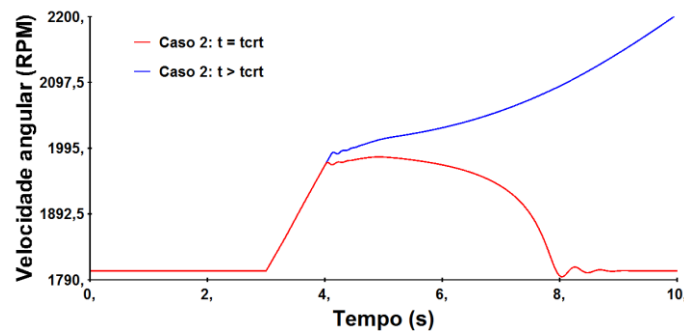


Figura 5.4 – Velocidade angular do rotor do gerador de indução em gaiola, para o Caso 2, considerando $t = t_{crit}$ e $t > t_{crit}$.

No Caso 1, os comportamentos dos dois grupos Gaiola do parque eólico são iguais. Comparando as figuras nota-se claramente o aumento da margem de estabilidade de velocidade do rotor do grupo Gaiola do Caso 2, com a inserção do grupo DFIG conectado à barra 9017. Assim, fica comprovado o benefício da operação do sistema eólico Gaiola em conjunto com o sistema eólico DFIG.

5.6.2 Resposta transitória sob falta

Neste estudo, a estabilidade de velocidade dos geradores de indução sob falta na rede elétrica foi avaliada. Ele considerou a ideia do processo de modernização gradativo do parque eólico. Os cinco casos analisados e suas combinações de potência são apresentados a seguir:

- Caso 1: Gaiola = 45,3 MW / DFIG = 04,7 MW;
- Caso 2: Gaiola = 35,2 MW / DFIG = 14,8 MW;
- Caso 3: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW;
- Caso 4: Gaiola = 14,9 MW / DFIG = 35,1 MW;
- Caso 5: Gaiola = 04,7 MW / DFIG = 45,3 MW.

Em todos os casos, o sistema elétrico foi submetido a um curto-circuito franco, trifásico, no ponto correspondente a 20 % da linha de transmissão que interliga o PCC (barra 9010) à SE Livramento (barra 1230). O instante de aplicação da falta é de $t = 2 s$ e após 200 ms ela é removida. O tempo de simulação definido foi de 10 s. Nenhum circuito do sistema foi desligado após a falta. Em todos os casos simulados ocorreu o disparo do dispositivo de proteção do tipo *Crowbar* do grupo DFIG, com entrada de operação durante a falta e saída de operação após a falta. Os resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.5 e 5.6.

De um modo geral, comparando o regime permanente após a falta com a condição inicial da simulação, em nenhum dos casos simulados, a falta provocou mudança do ponto de equilíbrio do sistema de potência.

Em relação ao desempenho do grupo Gaiola, apresentado na Figura 5.5, durante o curto-circuito ocorre um rápido decaimento da tensão terminal, motivado pela contribuição dos geradores para a corrente de falta. A severidade do afundamento aumenta à medida que o parque eólico evolui, motivado pelo menor efeito da inversão de fluxo de potência reativa durante o período da falta (Nunes, 2003). A recuperação da tensão terminal é bem mais rápida conforme a penetração do Gaiola diminui e a do DFIG aumenta, motivada pelo suporte local de potência reativa. Essa rápida elevação da tensão permite que o torque eletromagnético seja restabelecido muito mais rápido, diminuindo os efeitos de balanço do conjunto turbina-gerador por conta da menor diferença entre os torques mecânico e eletromagnético. Isso justifica a redução do impacto e do tempo de duração das oscilações eletromecânicas na velocidade angular do rotor e no fluxo de potência ativa. A menor demanda de potência reativa por parte do grupo Gaiola à medida que o parque eólico evolui também contribui para a rápida recuperação dos geradores.

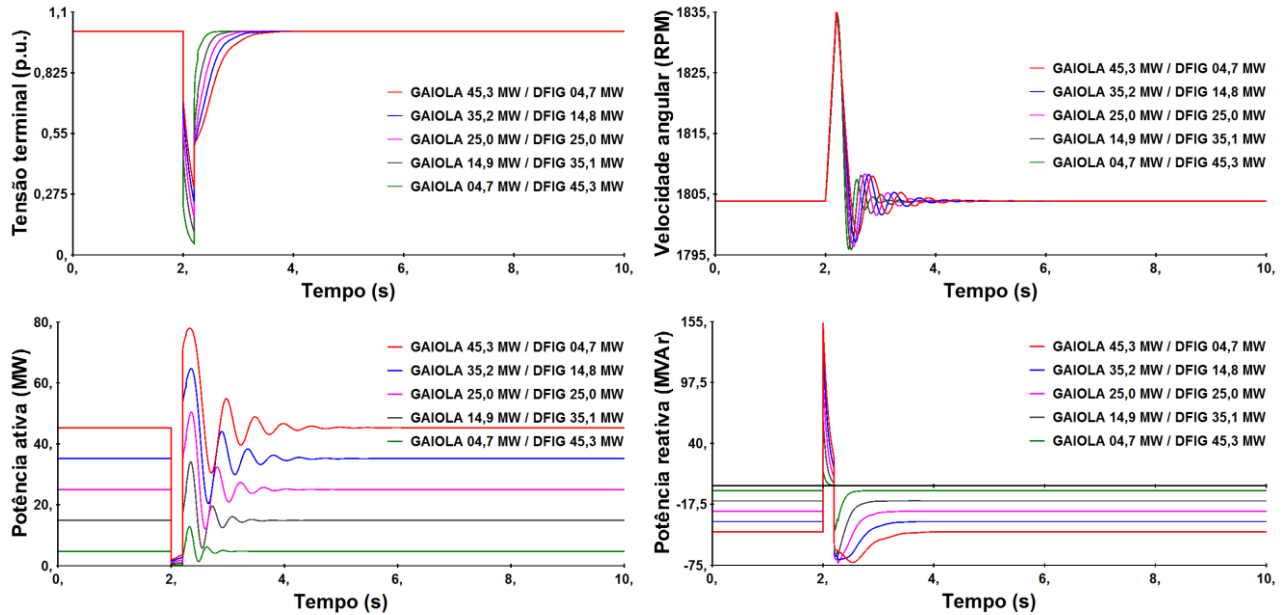


Figura 5.5 – Desempenho do sistema eólico com gerador de indução em gaiola de esquilo (barra 9016).

Em relação ao desempenho do grupo DFIG apresentado na Figura 5.6, o curto-circuito também provoca o afundamento da tensão terminal, que é mais severo em relação ao grupo Gaiola, em todos os casos simulados, por conta da atuação da proteção tipo *Crowbar*, responsável pelo isolamento entre o circuito do conversor do lado do rotor e o circuito do rotor do gerador, significando a interrupção da ação de controle da tensão terminal. Com a extinção da falta, o dispositivo de proteção sai de operação, a conexão entre o conversor do lado do rotor e o circuito do rotor do gerador é restabelecida e ação de controle da tensão terminal é retomada, com imediato efeito na expressiva recuperação da tensão terminal.

Durante a falta, o elevado afundamento de tensão interrompe o fluxo de potência ativa total para o sistema elétrico. Contudo, após o distúrbio, percebe-se pelo seu comportamento e o da velocidade angular do rotor o efeito das ações de controle do ângulo de passo da turbina eólica e da velocidade angular do rotor do gerador, que consiste na limitação e entrega de forma suave da potência ativa total à rede elétrica, respectivamente. No caso da potência reativa total do grupo de geradores DFIG, o fluxo é praticamente nulo logo que a falta ocorre, devido atuação da proteção *Crowbar*. Após o período de curto-circuito, os geradores duplamente alimentados consomem potência reativa como se eles fossem geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo, efeito ocasionado porque a proteção do tipo *Crowbar* ainda encontra-se ativada, mantendo os terminais do rotor dos geradores curto-circuitados através de um banco de

resistências. Quando o dispositivo de proteção sai de operação e a ação de controle da tensão terminal é retomada ocorre a imediata inversão do fluxo de potência reativa do grupo DFIG, isto é, ele passa a ser fornecido a rede elétrica.

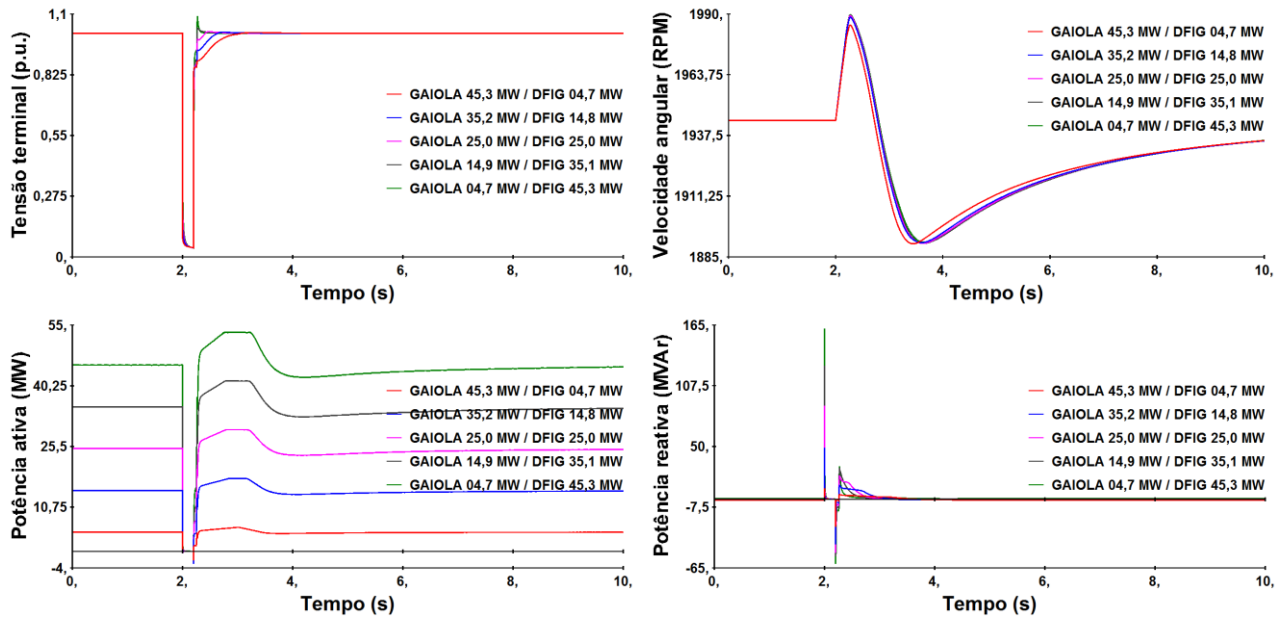


Figura 5.6 – Desempenho do sistema eólico com gerador de indução duplamente alimentado (barra 9017).

Desconsiderando a influência dos ULTCs nos fluxos de potência reativa do sistema de potência, ao realizar uma análise comparativa entre os casos simulados, concluí-se que, a dinâmica da potência reativa fornecida pelo DFIG é altamente influenciada pela dinâmica da potência reativa demandada pelo grupo Gaiola.

Para um baixo suporte de potência reativa do grupo DFIG e uma elevada demanda de potência reativa do grupo Gaiola, o primeiro tenta suprir a necessidade de reativo do segundo, mas não consegue por conta da sua baixa penetração eólica. Essa situação promove grandes afundamentos de tensão nas barras do parque eólico, resultando em oscilações eletromecânicas com considerável impacto nos conjuntos turbina-gerador do grupo Gaiola, o que eleva o tempo de restauração do sistema elétrico. Por outro lado, com o aumento do suporte de potência reativa do grupo DFIG e redução da demanda de potência reativa do grupo Gaiola (devido à modernização do parque eólico), o alto fornecimento de potência reativa do primeiro para o segundo melhora substancialmente a dinâmica das tensões da usina eólica e do torque eletromagnético do grupo Gaiola, proporcionando o restabelecimento das condições normais de operação mais rapidamente e com menores variações.

Embora o grupo equivalente DFIG seja capaz de compensar dinamicamente a demanda de potência reativa do grupo equivalente Gaiola, essa capacidade deve ser limitada ao fluxo de potência ativa no seu estator, a fim de respeitar os limites físicos desse enrolamento. A Figura 5.7 mostra a variação dos limites de potência reativa do estator do DFIG conforme aumento do fluxo de potência ativa no referido enrolamento (comportamento similar ao da potência ativa total do DFIG, observado na Figura 5.6). É possível perceber também o menor impacto do fluxo de potência reativa do grupo Gaiola, à medida que sua penetração eólica diminui, e o aumento da capacidade de suporte de reativo do DFIG com aumento de sua penetração.

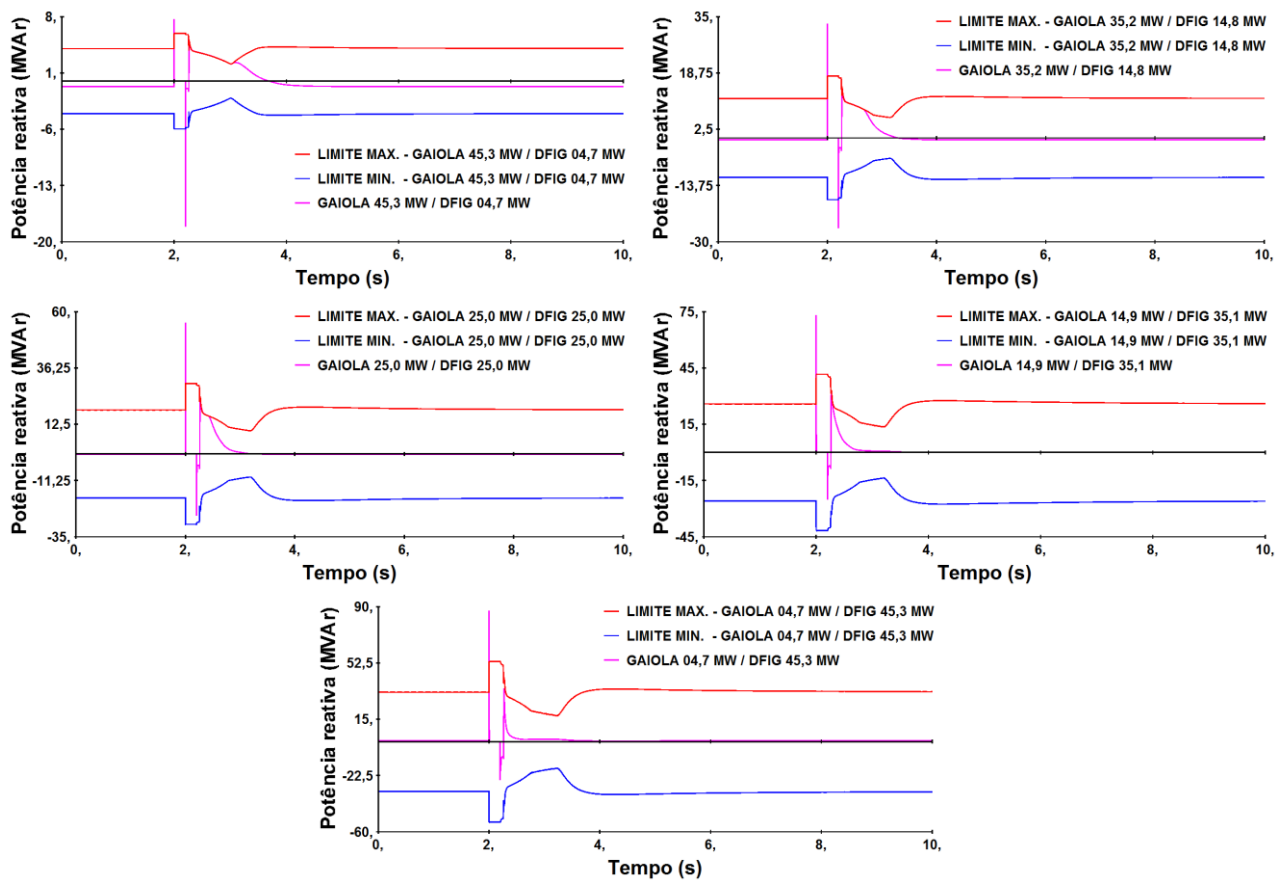


Figura 5.7 – Comportamento dos limites dinâmicos de potência reativa do estator do DFIG.

A modernização do parque eólico favorece as condições para intercâmbio de potência entre ele e a rede elétrica. A Figura 5.8 mostra que, após a falta, uma melhora no perfil da tensão no ponto de conexão comum influencia diretamente no perfil do fluxo de potência ativa que a usina entrega ao sistema de potência.

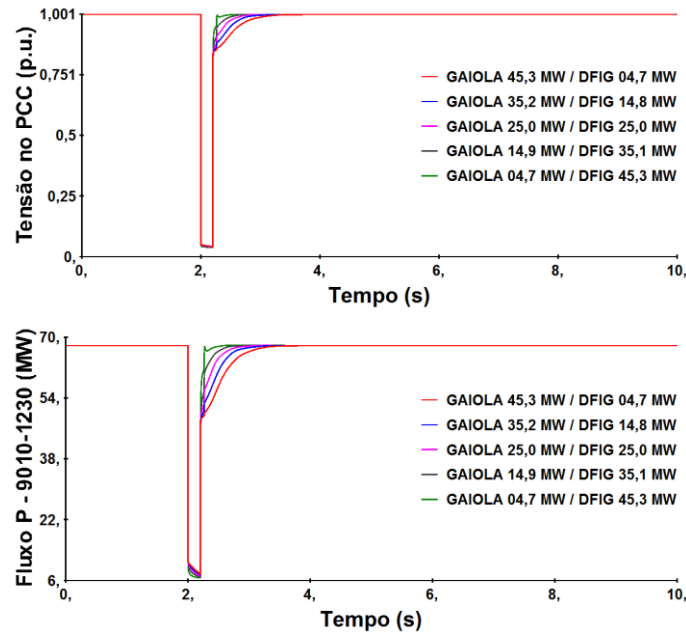


Figura 5.8 – Perfil da tensão terminal e do fluxo de potência ativa do PCC.

5.6.3 Resposta transitória sob curta variação de vento

No estudo em questão, a estabilidade de velocidade dos geradores de indução sob variação de vento foi avaliada. Ele também considerou a ideia do processo de modernização gradativo do parque eólico. Novamente, cinco casos foram analisados:

- Caso 1: Gaiola = 45,3 MW / DFIG = 04,7 MW;
- Caso 2: Gaiola = 35,2 MW / DFIG = 14,8 MW;
- Caso 3: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW;
- Caso 4: Gaiola = 14,9 MW / DFIG = 35,1 MW;
- Caso 5: Gaiola = 04,7 MW / DFIG = 45,3 MW.

Todos os casos simulados foram submetidos à mesma variação de vento, do tipo degrau positivo, de 2 m/s , no instante $t = 2 \text{ s}$. A Figura 5.9 mostra a referida variação de vento aplicada. O tempo de simulação definido foi de 10 s . Em nenhum dos casos simulados ocorreu o disparo do dispositivo de proteção do tipo *Crowbar* do grupo DFIG.

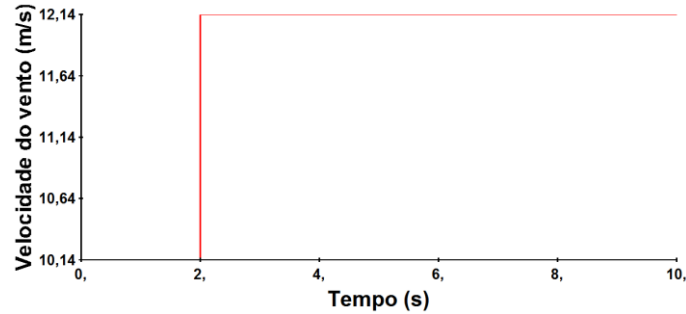


Figura 5.9 – Variação de vento do tipo degrau positivo.

Os resultados obtidos para o grupo Gaiola (barra 9016) são apresentados na Figura 5.10 e os resultados obtidos para o grupo DFIG (barra 9017) são apresentados na Figura 5.11.

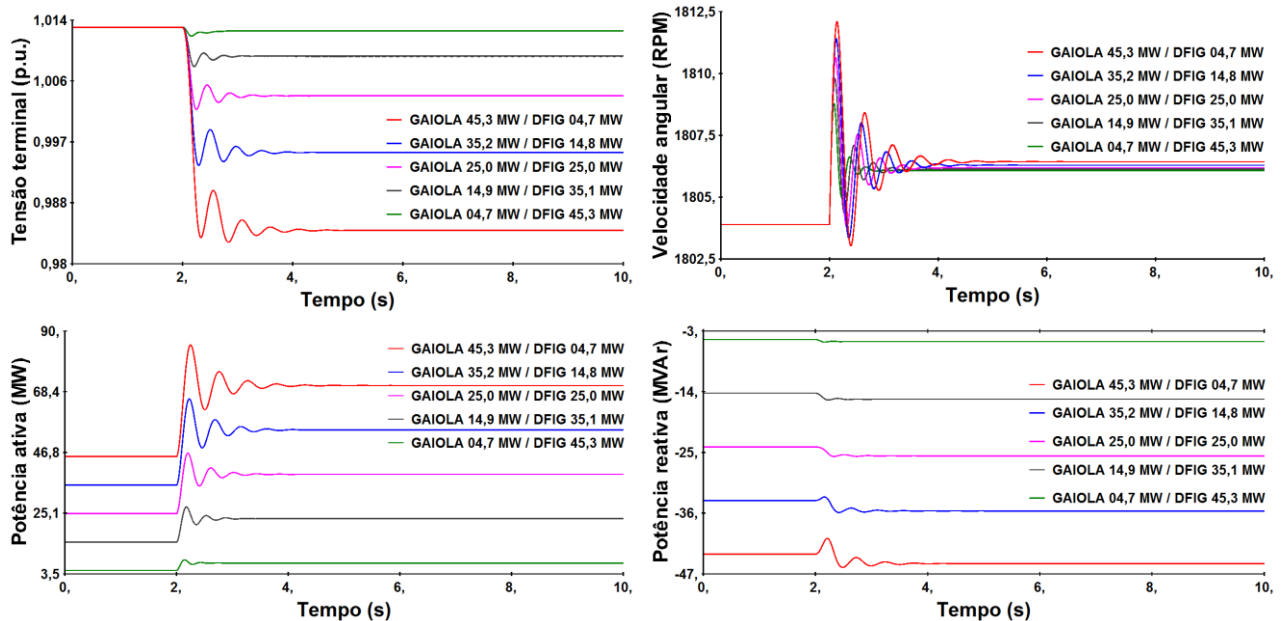


Figura 5.10 – Desempenho do sistema eólico com gerador de indução em gaiola de esquilo (barra 9016).

O grupo equivalente Gaiola apresentou menor afundamento da tensão terminal, conforme a progressão da penetração eólica dos sistemas eólicos. Além disso, menores são as magnitudes das oscilações e o tempo de recuperação dessa grandeza. Após a falta, as tensões terminais dos cinco casos simulados se assentam em um valor de regime permanente, mas como o grupo de geradores em gaiola de esquilo conta com uma regulação de potência reativa por meio de banco de capacitores de valor fixo, não há possibilidade de tais grandezas atingirem o valor anterior à falta.

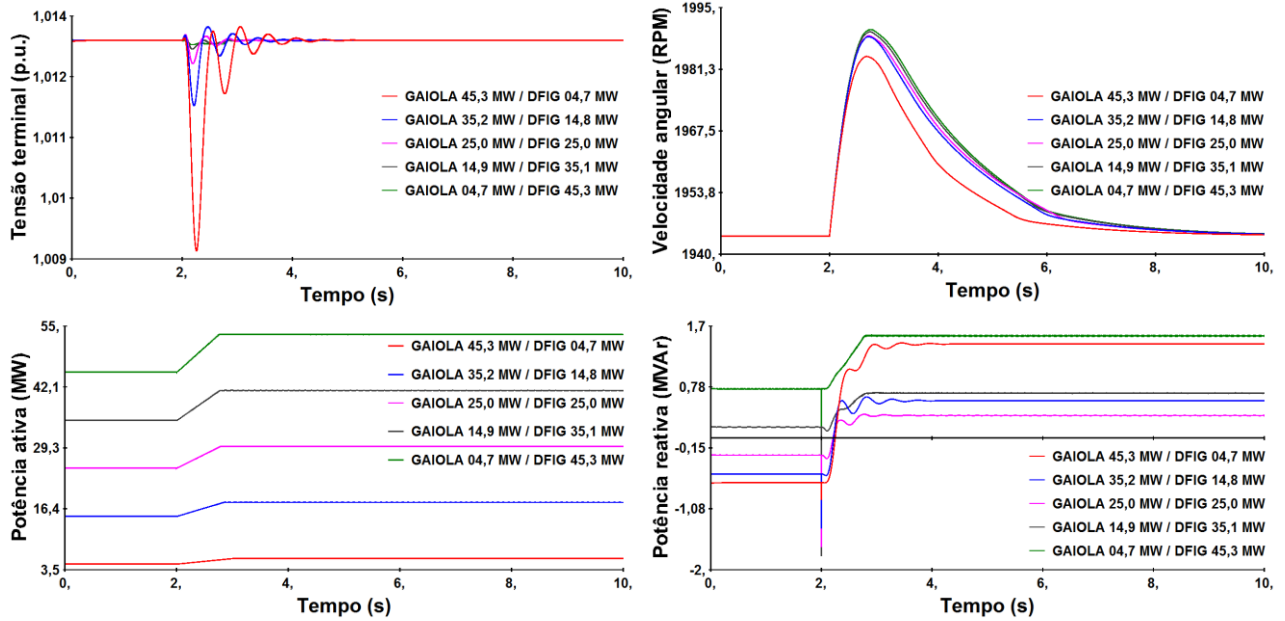


Figura 5.11 – Desempenho do sistema eólico com gerador de indução duplamente alimentado (barra 9017).

O comportamento oscilatório após a ocorrência de um distúrbio é típico do sistema eólico a velocidade fixa com gerador em gaiola de esquilo. A magnitude alcançada pelas oscilações e o intervalo de tempo em que elas ocorrem são maiores enquanto a penetração do grupo Gaiola for elevada e a regulação de potência reativa da usina eólica for insuficiente. A análise em sequência dos casos simulados mostra que a solução de modernização do parque eólico minimiza o efeito indesejável dos sistemas eólicos a velocidade fixa. Tal análise pode ser claramente observada na evolução do comportamento transitório da potência ativa, embora também possa ser notada nas outras grandezas. Vale destacar que, no regime permanente, o aumento da velocidade do vento promoveu novos valores de velocidade angular para todos os casos simulados, já que a turbina eólica do grupo Gaiola não possui nenhum tipo de controle associado se não o da limitação de potência ativa por *stall*.

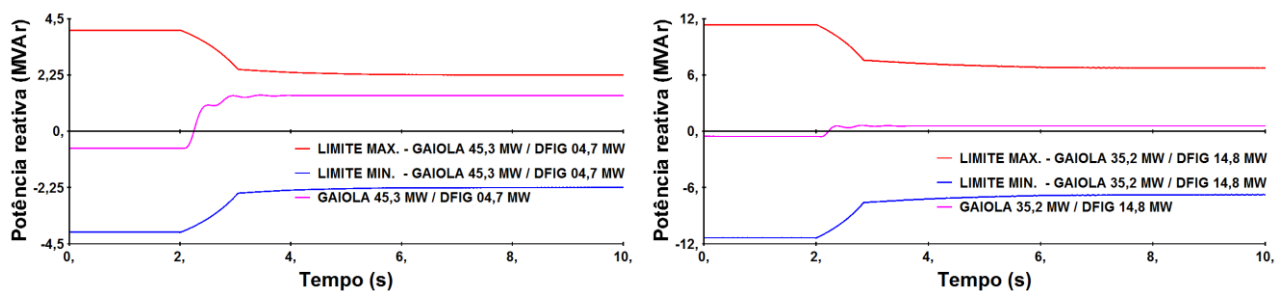
Por fim, analisando o comportamento da potência reativa, também se percebe melhor desempenho do grupo Gaiola com a modernização da usina eólica, dado pelo equilíbrio entre a demanda de potência reativa desse grupo e a compensação local de reativo do grupo DFIG. É importante dizer que as diferentes condições iniciais de demanda de potência reativa entre os casos simulados se deve a redução progressiva do número de unidades geradoras do grupo Gaiola.

No tocante ao desempenho dinâmico do grupo DFIG. É evidente que a menor injeção de potência do grupo Gaiola implicou num menor impacto na tensão terminal da barra 9017. Em todos os casos simulados observou-se a recuperação da tensão terminal no valor anterior à perturbação, benefício proporcionado pelo controle do fluxo de potência reativa do grupo DFIG.

Como a turbina eólica de velocidade variável e o gerador duplamente alimentado possuem controles de velocidade associados, a variação da velocidade angular do gerador frente ao degrau de vento ocorre de maneira suave. O sistema de controle do ângulo de passo e a malha de controle da componente de torque da corrente do rotor (i_{qr}) também operam no sentido de manter a velocidade de referência, que combinada com a nova velocidade de vento, fornece o $\lambda_{\text{ótimo}}$ que maximiza a saída de potência ativa do grupo DFIG. Isso quer dizer que a potência ativa de saída pode ser aumentada sem que seja necessário o aumento da velocidade do conjunto turbina-gerador.

O efeito do controle de velocidade do conjunto turbina gerador refletiu no aumento de forma suave (livre de oscilações) da potência ativa. Já a potência reativa suprida ao parque eólico conforme o afundamento da tensão terminal do gerador foi reduzindo, pois menor foi ficando a demanda de reativo do grupo Gaiola. O aumento da penetração eólica do grupo DFIG e a redução da penetração eólica do grupo Gaiola também podem ser observados na redução da magnitude das oscilações e no tempo em que elas ocorrem nas grandezas dos geradores duplamente alimentados.

Assim como no estudo de resposta transitória sob falta, o efeito do ajuste dos limites dinâmicos de potência reativa do DFIG também foi observado, no entanto, o atendimento à demanda de potência reativa do grupo equivalente Gaiola não ficou comprometido, já que a geração de potência reativa é ampliada com o aumento da penetração eólica.



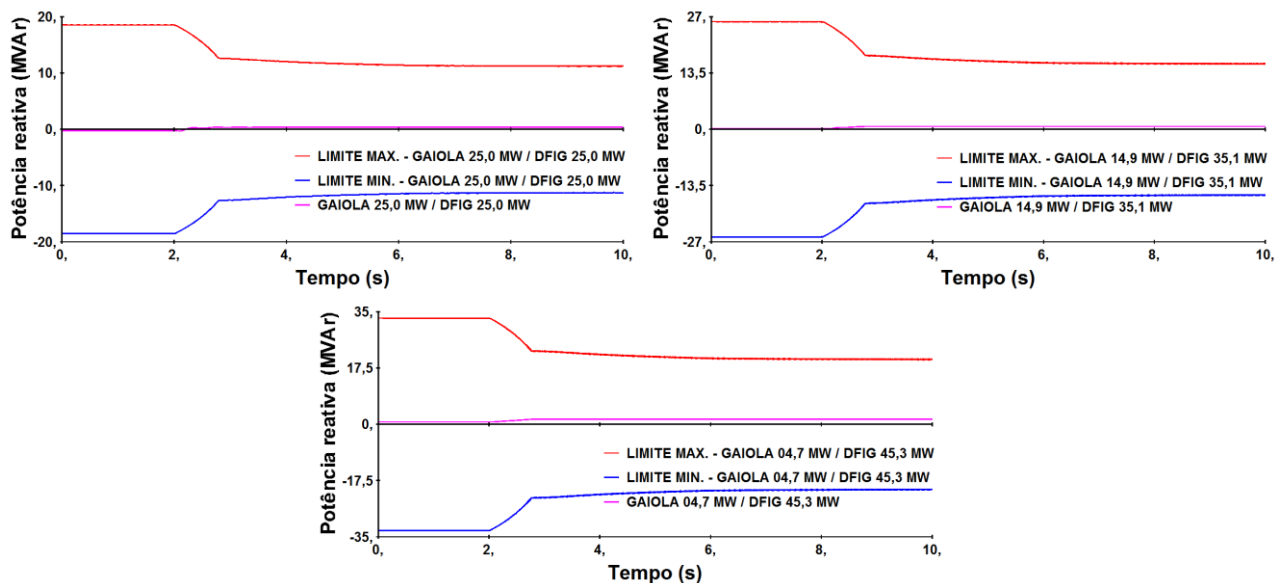


Figura 5.12 – Comportamento dos limites dinâmicos de potência reativa do estator do DFIG.

Novamente, a modernização do parque eólico promoveu uma melhora nas características do ponto de acoplamento comum. A Figura 5.13 evidencia uma redução do impacto dos geradores de indução com rotor em gaiola, com a redução do afundamento da tensão no PCC e a manutenção do fluxo de potência ativa para a carga ligada à subestação Livramento (barra 1230) próximo ao valor pré-falta.

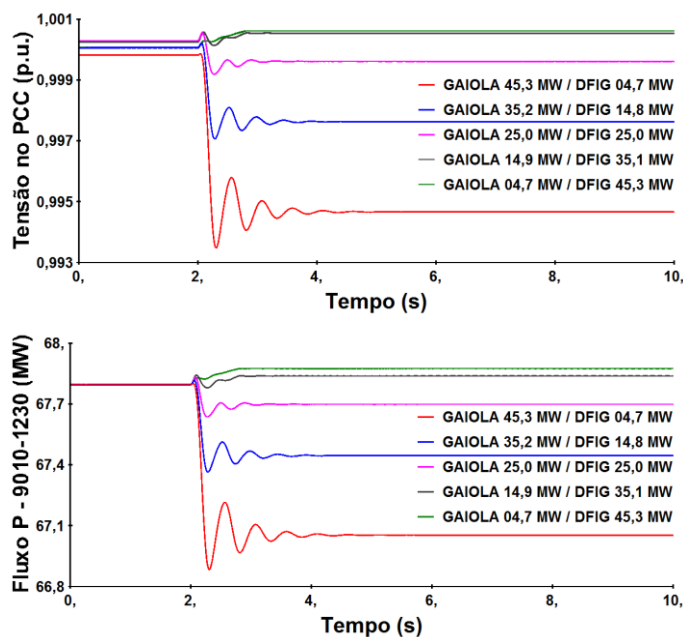


Figura 5.13 – Perfil da tensão terminal e do fluxo de potência ativa do PCC.

5.6.4 Margem de Estabilidade de Tensão

A proposta desse estudo é analisar o comportamento da MET conforme a migração do parque eólico composto exclusivamente por geradores de indução em gaiola de esquilo para um parque eólico misto, composto por aerogeradores em gaiola de esquilo e aerogeradores duplamente alimentados. Para isso foram analisados 5 casos:

- Caso 1: Gaiola = 45,3 MW / DFIG = 04,7 MW;
- Caso 2: Gaiola = 35,2 MW / DFIG = 14,8 MW;
- Caso 3: Gaiola = 25,0 MW / DFIG = 25,0 MW;
- Caso 4: Gaiola = 14,9 MW / DFIG = 35,1 MW;
- Caso 5: Gaiola = 04,7 MW / DFIG = 45,3 MW.

O método adotado para obtenção das METs dos cinco casos simulados foi a geração de curvas $P-V$ a partir da rotina de Fluxo de Potência Continuado, disponível no software ANAREDE. O valor percentual dos degraus de incremento de carga tanto da parcela ativa quanto da parcela reativa é de 1 %. É importante dizer que, de acordo com a evolução do parque eólico, os dados dos limites máximo e mínimo de geração de potência reativa (dados de regime permanente apresentados na Tabela A.5, localizado no APÊNDICE A) do grupo equivalente de máquinas DFIG foram modificados, em cada caso, levando em conta valores de geração máxima e mínima de potência reativa para a unidade do DFIG e o número de unidades que compõem o grupo equivalente.

Foram obtidas as curvas $P-V$ de todas as barras do sistema teste para todos os casos considerados. A Figura 5.14 mostra uma comparação entre as curvas $P-V$ da barra 9016 (terminal do grupo equivalente de máquinas Gaiola) dos casos simulados.

Os valores dos carregamentos máximos para cada caso simulado, na ordem de evolução do parque eólico, são os seguintes: 353 MW; 363 MW; 371 MW; 376 MW; e 379 MW. Os resultados demonstram o crescimento da MET do sistema elétrico conforme a inserção de aerogeradores DFIG.

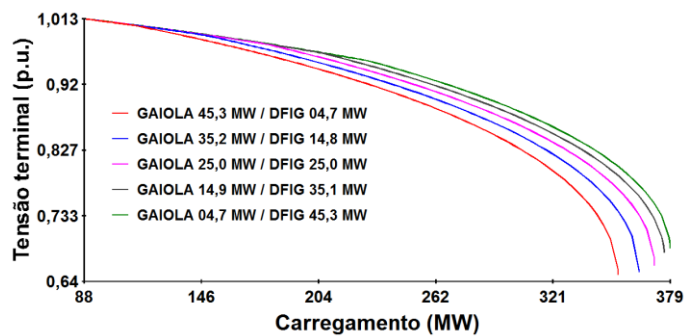


Figura 5.14 – Curvas P-V da barra terminal do gerador de indução em gaiola de esquilo, para todos os casos simulados.

Como o problema da estabilidade de tensão está ligado aos fluxos de potência reativa na rede elétrica, concluí-se que o suporte de potência reativa do DFIG contribui para tal crescimento.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No Brasil e no mundo, crises de energia ligadas à escassez de recursos energéticos e ao forte crescimento da demanda e a elevada pressão ambiental tem motivado a busca por novas soluções de geração de energia. A geração eólica utiliza um recurso primário reproduzível e seu custo-benefício para geração de grandes capacidades de potência tem chamado muita atenção do mercado de energia elétrica. Atualmente, alguns países como China, Espanha, Alemanha e Estados Unidos contam com expressiva contribuição dos ventos nas suas respectivas matrizes eletroenergéticas (IEA Wind, 2014). O Brasil também tem se interessado mais pela geração eólica nos últimos anos.

O aumento da penetração da potência eólica nos sistemas elétricos pode comprometer a estabilidade da operação do sistema elétrico. Dessa forma, os códigos de rede que regulamentam a conexão de parques eólicos em sistemas de potência de grande porte exigem dos empreendimentos elevada suportabilidade às perturbações na rede elétrica e contribuição para o restabelecimento das condições normais de operação.

Dentre os conceitos de aerogeradores utilizados no mundo, o sistema eólico a velocidade fixa com gerador de indução em gaiola de esquilo e o sistema eólico a velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado são os mais populares. Embora o primeiro conceito seja de simples manutenção, robusto e de baixo custo, este tem perdido espaço para o segundo conceito, devido à incapacidade de atender as novas diretrizes de códigos de rede (*fault ride-through capability*, suporte dinâmico de reativo, entre outros). No entanto, por ter sido uma tecnologia muito difundida no desenvolvimento da geração eólica, hoje ele ainda é encontrado em operação em muitos parques eólicos (Li e Yang, 2009; Li et al, 2012).

Uma solução para conferir aos parques eólicos compostos exclusivamente por sistemas eólicos com geradores em gaiola de esquilo capacidade de regulação da sua potência eólica e de contribuição para a estabilidade de sistemas elétricos é combinar sua operação com a de sistemas eólicos cujos geradores possuam tais capacidades. Nesse aspecto, os sistemas com geradores de

indução duplamente alimentados apresentam um bom custo-benefício para geração de energia com características de controle. Para que o *retrofit* não seja financeiramente custoso, a sua realização de maneira gradual, que consiste na gradativa substituição da tecnologia a velocidade fixa pela tecnologia a velocidade variável, pode ser adotada.

A literatura dispõe um vasto conteúdo sobre a operação característica dos geradores de indução em gaiola de esquilo e geradores de indução duplamente alimentados, mas considerando o funcionamento individual. Todavia, não há muitos trabalhos que investigam a operação característica de usinas eólicas mistas.

Nesse sentido, foram feitos alguns estudos sobre parques eólicos mistos, compostos tanto por aerogeradores com gerador de indução em gaiola de esquilo quanto aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentado, com foco na investigação da operação característica quando realizado um processo de modernização gradativo.

A princípio, um estudo de tempo crítico de extinção da falta foi realizado para comparar o comportamento de um parque eólico composto somente por geradores em gaiola de esquilo com o comportamento de um parque eólico misto, composto por 50 % de aerogeradores em gaiola de esquilo e 50 % de aerogeradores duplamente alimentados. O estudo mostrou que a substituição de parte dos aerogeradores a velocidade fixa por aerogeradores a velocidade variável ampliou a capacidade de sobrevivência a faltas dos sistemas eólicos de tecnologia mais antiga, devido à compensação de potência reativa oferecida pelos geradores de indução duplamente alimentados.

Posteriormente, foram criados cinco casos considerando parques eólicos mistos, com diferentes níveis de penetração dos sistemas eólicos, seguindo uma tendência de redução da injeção de potência dos geradores em gaiola de esquilo e aumento da injeção de potência dos aerogeradores duplamente alimentados, como forma de representar o processo de modernização do empreendimento. O desempenho dinâmico da evolução dos casos foi avaliado, segundo os aspectos de estabilidade transitória sob falta, sob variação do vento e estabilidade de tensão.

Para os estudos de resposta transitória sob falta e sob variação do vento, os resultados mostraram que a dinâmica da potência reativa fornecida pelo grupo equivalente DFIG é altamente influenciada pela dinâmica da potência reativa demandada pelo grupo equivalente Gaiola. Quanto maior a injeção de potência ativa do grupo equivalente DFIG e menor a injeção de potência ativa do grupo equivalente Gaiola, mais facilmente ambos se recuperam da

perturbação. Vale ressaltar que, no estudo da resposta sob variação do vento, para o aumento da velocidade do vento, o sistema eólico equivalente com gerador em gaiola de esquilo atingiu novos pontos de operação, com perfis prejudicados por novas demandas de potência reativa em regime permanente, não compensadas pelo seu banco de capacitores de valor fixo e nem pelo grupo equivalente DFIG, que injeta reativo na rede elétrica segundo a sua malha de controle da tensão terminal (havendo, portanto, contribuição apenas para melhora das respostas transitórias dos perfis do grupo Gaiola).

No estudo da margem de estabilidade de tensão, foram analisadas as curvas $P-V$ da tensão terminal do gerador de indução em gaiola, seguindo a tendência de evolução do parque eólico. Os resultados mostraram que o aumento da penetração eólica do DFIG aumenta a capacidade máxima de transferência de potência do sistema elétrico, distanciando-o ainda mais do colapso de tensão, o que significa maior margem de estabilidade de tensão.

As características de controle e a capacidade de compensação dinâmica de potência reativa do grupo DFIG, aliada à redução da penetração do grupo Gaiola demonstraram que, parques eólicos com uma configuração composta por essas duas tecnologias ou a modernização de usinas eólicas compostas exclusivamente por geradores em gaiola de esquilo constituem soluções de boa relação custo-benefício.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como forma de motivar a continuidade dos estudos nesta linha de pesquisa, algumas sugestões de trabalhos futuros são apresentadas:

- Avaliar o comportamento de parques eólicos mistos compostos por turbinas eólicas a velocidade fixa com geradores de indução em gaiola de esquilo e turbinas eólicas a velocidade variável com geradores síncronos e conversores de capacidade nominal (*Full Rated Converter*), também conhecidas como *Direct Drive*;
- Avaliar o comportamento do parque misto sob condições reais de vento;
- Avaliar outros aspectos técnicos do comportamento de parques eólicos mistos como qualidade de energia elétrica;
- Desenvolver métodos computacionais para cálculo de modelos equivalentes de parques eólicos mistos.

- Simulação, análise e avaliação de parques eólicos mistos compostos por sistemas eólicos a velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados e sistemas eólicos a velocidade variável com geradores síncronos com conversores de capacidade nominal;
- Análise comparativa de parques eólicos mistos com geradores em gaiola de esquilo e duplamente alimentados e parques eólicos compostos exclusivamente por geradores de indução em gaiola de esquilo, com compensação de potência reativa por SVC ou STATCOM.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. 2003. 270p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Technical University of Denmark, Kongens Lyngby, Denmark, 2003.

AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H. **An aggregate modelo of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations – importance of windmill mechanical system**. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 24, n. 9, pp. 709-717, 2002.

AMENEDO, J. L. R.; ARNALTES, S. RODRÍGUES, M. A. **Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms**. *Renewable Energy*, v. 33, n. 3, pp. 406-414, 2008.

BARROS, L. S. **Uma estratégia de controle para o melhoramento do comportamento dinâmico de máquinas de indução duplamente alimentadas operando como geradores eólicos**. 2006. 130p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal De Campina Grande, Campina Grande, PB, 2006.

BURTON, T.; SHARPE, D. JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind energy handbook**. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd., 2001.

CCEE. **Boletim das Usinas Eólicas**. N. 1. 2014.

CCEE. **Boletim das Usinas Eólicas**. N. 7. 2014.

CONDENGA, S. Y. C. **Metodologia para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da expansão e da operação de sistemas de potência**. 2013. 114p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2013.

DA SILVA, F. M. **Modelagem de carga de uma indústria de grande porte para análise no regime dinâmico de problemas de tensão**. 2006. 85p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Maranhão, São Luís, MA, 2006.

DA SILVA, K. F. **Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentado.** 2006. 270p. Tese (Doutorado em Engenharia de Sistemas de Potência). Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. 2006.

DA SILVA, L. J. **Análise da estabilidade de tensão e áreas críticas da rede elétrica do estado de São Paulo.** 2006. 108p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2006.

DE OLIVEIRA, R. G.; DA SILVA, J. L.; SILVA, S. R. RABELO JR., R.; HOFMANN, W. **Desenvolvimento de uma nova estratégia de controle de potência reativa em gerador de indução de dupla alimentação para turbinas eólicas.** *Eletrônica de Potência*, v. 13, n. 4, pp. 277-284, 2008.

DECKER, I. C.; SILVA, A. S. **Estabilidade de sistemas elétricos de potência.** Apostila (cursos ministrado para ONS). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2002.

FEIJÓO, A.; PAZOS, J. L.; VILLANUEVA, D. **Conventional asynchronous wind turbine models mathematical expressions for the load flow analysis.** *Journal of Mathematical Research and Applications (JRMA)*, v. 1, n. 1, pp. 24-33. 2013.

FOSTER, S.; XU, L.; FOX, B. **Coordinated control and operation of DFIG and FSIG based Wind Farms.** *IEEE Power Tech*, pp. 522-527, 2007.

GOGDARE, A. N.; DOROUDI, A.; GHASEMINEJAD, M. **A new method to mitigate voltage fluctuation of a fixed speed wind farm using DFIG wind turbine.** *Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, Tehran, pp. 1-6, 2012.

GUERRERO, G. A. V. **Análise em regime permanente de parques eólicos com máquinas SCIG e DFIG.** 2014. 111p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2014.

GWEC. **Global Wind 2006 Report.** 2012.

GWEC. **Global Wind Report – Annual Market Update 2013.** 2014.

HANSEN, A. D.; HANSEN, L. H. **Market penetration of wind turbine concepts over the years.** *Proceedings of the European wind energy conference and exhibition (EWEC'07)*. Milan, Italy, pp. 1-6, 2007.

HAU, E. **Wind turbines – fundamentals, technologies, application, economics.** Berlin:Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2^o ed. 2006.

- HEIER, S. **Grid intergration of wind energy onshore and offshore conversion systems.** United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd., 3^o ed. 2014.
- HENRIQUES, R. M.; MARTINS, N.; FERRAZ, J. C. R.; MARTINS, A. C. B.; PINTO, H. J. C. P.; CARNEIRO JR, S. **Impact of induction motor loads into voltage stability margins of large systems.** Proceedings of 14th PSCC, pp. 1-6, 2002.
- IEA WIND. **2013 Annual Report.** 2014.
- JACOB, N. M. **Estudo do fluxo de potência de um gerador de indução de dupla alimentação em um sistema de geração eólico-elétrica.** 2013. 125p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2013.
- KADAM, D. P.; KUSHARE, B. E. **Overview of different wind generator systems and their comparisons.** International Journal of Engineering Science & Advanced Technology, v. 2, n. 4, pp. 1076-1081, 2012.
- KUNDUR, P. et al. **Definition and classification of power system stability.** IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, pp. 1387-1401, 2004.
- KUNDUR, P. **Power system stability and control.** New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- LI, H.; CHEN, Z. **Overview of different wind generator systems and their comparisons.** IET Renewable Power Generation, v. 2, n. 2, pp. 123-138, 2008.
- LI, H.; YANG, C.; ZHAO, B.; WANG, H. S.; CHEN, Z. **Aggregated models and transient performances of a mixed wind farm with different wind turbine generator systems.** Electric Power Energy System Research, v. 92, pp. 1-10, 2012.
- LI, H.; YANG, J. **The performance research of large scale wind farm connected to external power grid.** 3rd International Conference on Power Electronics Systems and Applications, pp. 1-5, 2009.
- LIN, L.; ZHANG, Y.; YANG, Y. **Transient characteristics of the grid-connected wind power farm with DFIGs and SCIGs.** Proceedings of 3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), Nanjing China, p. 1-6. 2008.
- LONDERO, R. R.; VIEIRA, J. P. A.; AFFONSO, C. de M. **Comparative analysis of DFIG based wind farms control mode on long-term voltage stability.** Advances in Wind Power, Rupp Carriveau (Org.), INTECH, 1^o ed, pp. 225-246, 2012.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L.; **Wind energy explained – theory, design and application.** United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2° ed. 2009.

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.** 2013.

MUYEEN, S. M.; TAMURA, J.; MURATA, T.; **Green energy and technology – augmentation of a grid-connected wind farm.** London: Springer-Verlag London Limited, 2009.

NUNES, M. V. A. **Avaliação do comportamento de aerogeradores de velocidade fixa e variável integrados em redes elétricas fracas.** 2003. 224p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2003.

ONS. **Requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais eólicas na rede básica, módulo 3, submódulo 3.6, tópico 8 – procedimentos de rede.** 2009, 36p. Acesso em 14/09/2013. Disponível em <www.ons.org.br>.

PAVAN, A. P. **Impacto da geração eólica no desempenho dinâmico do sistema elétrico.** 2006. 76p. Monografia (Especialista em Sistemas de Energia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2006.

PEREIRA, D. O. F. **Análise da estabilidade de sistemas de geração eólica com aerogeradores de indução com rotor de gaiola.** 2007. 97p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2007.

PEREIRA, H. A.; LIU, S. Y.; RAMOS, M. C. de L.; MENDES, V. F.; SILVA, S. R. **A Comparative analysis of wind turbine technologies in focus on the grid integration.** 9th IEEE/IAS, International Conference on Industry Applications – INDUSCON, pp. 1-6, 2010.

PEREIRA, R. M. F. M. **Estudo da estabilidade dinâmica de tensão em redes com elevada penetração de energia eólica.** 2013. 394p. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores). Universidade do Porto, Porto, 2013.

RAGHEB, M. **Optimal rotor tip speed ratio.** 2014. Disponível em: <mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/>. Acesso em: 01.11.2014.

RANGEL, D. R.; FERRAZ, J. C. R.; GOMES JR., S.; HENRIQUES, R. M. **Modelagem de geração eólica em programas de fluxo de potência e de análise de estabilidade eletromecânica.** Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII SNPTEE), pp. 1-8, 2005.

RANGEL, D. R.; GÁRDOS, R.; PEDROSO, A.; WATANABE, E. H. **Representação de elos CC “back-to-back” baseados em conversores de tensão, para estudos de estabilidade eletromecânica.** Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica (XI SEPOPE), pp. 1-14, 2009.

RANGEL, R. D.; GOMES, JR. S.; FERRAZ, J. C. R.; 2012. **Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM.** Manual do Usuário – V10-11/06. 412p., 2012.

REGINATTO, R. **Controle por campo orientado do motor de indução com adaptação de parâmetros via MRAC.** 1993. 145p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 1993.

SALMAN, K.; TEO, A. L. J. **Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 2, pp. 793-802, 2003.

SAMUELSSON, O.; LINDAHL, S. **On speed stability.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 2, 2005.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. **Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations.** IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 18, n. 4, pp. 516-524, 2003.

SOARES, J. **Parque eólico deve receber investimento de R\$ 4,8 bi.** Jornal Valor Econômico, Porto Alegre, RS, 2013.

SOHN, A. P. **Estudo de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas.** 2014. 217p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2014.

SALLES, M. B. C.; CARDOSO, J. R. **Análise de estabilidade de geradores de indução utilizados em turbinas eólicas de velocidade fixa.** Exacta (Brasil), v. 6, n. 2, p. 217-228, 2008.

SULLA, F. **Fault behavior of wind turbines.** 2012. 152p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Lund Univerty, Lund, 2012.

TARNOWSKI, G. C. **Metodologia de regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável.** 2006. 123p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2006.

- TRUONG, T.; RO, K. **Improvement of LVRT characteristic of SCIG wind turbine system by incorporating PMSG.** International Journal of Energy, Information and Communications, v. 3, n. 2, pp. 1083-1094, 2012.
- TSILI, M.; PAPATHANASSIOU, S. **A review of grid code technical requirements for wind farms.** IET Renewable Power Generation, v. 3, n. 3, pp. 308-332. 2009.
- TSUCHIDA, A. L. **Aspectos metodológicos acerca da modelagem de turbinas eólicas.** 2012. 127p. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo, São Carlos, SP. 2009.
- VICATOS, M. S.; TEGOPOULOS, J. A. **Steady state analysis of a doubly-fed induction generator under synchronous operation.** IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 4, n. 3, pp. 495-501, 1989.
- VOLTOLINI, H. **Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos.** 2007. 157p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC, 2007.
- VIERA, J. P.; BARROS, R. G.; NUNES, M. V. A. **Avaliação da estabilidade transitória de aerogeradores assíncronos interligados à rede elétrica.** VI Seminário Brasileiro Sobre Qualidade da Energia Elétrica (VI SBQEE), pp. 1-7, 2005.
- WANG, Y.; XU, L. **Coordinated control of DFIG and FSIIG-based wind farms under unbalanced grid conditions.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 25, n.1, pp. 367-377, 2010.
- ZHANG, Y.; LIN, L.; YANG, Y. **Study on transient characteristics of grid-connected wind power generators.** International Power Engineering Conference (IPEC), pp. 520-525, 2007.

APÊNDICE A – Dados do sistema teste Complexo Eólico Livramento

Tabela A.1 – Dados de linha para todos os casos simulados.

Trecho	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Susceptância (MVar)	Capacidade nominal (MW)
1186-9010	0,02141	0,1069	19,161	270
1230-9010	0,00424	0,0212	03,794	270

Tabela A.2 – Dados de transformadores para todos os casos simulados.

Trecho	Reatância (p.u.)	TAP (p.u.)	TAP Mínimo (p.u.)	TAP Máximo (p.u.)	Barra controlada	Capacidade nominal (MW)
9010-9012	0,1250	0,9598	0,9	1,1	9012	50
9010-9013	0,1250	0,9598	0,9	1,1	9013	50
9012-9016	0,1449	0,9598	0,9	1,1	9016	50
9013-9017	0,1449	1,0000	–	–	–	50

Tabela A.3 – Dados de barra – Caso base para estudo da modernização do parque eólico.

Barra	Tipo	Grupo de tensão base (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)
1186	Slack	230,000	1,000	0,0	20,0	19,4
1230	PQ	230,000	1,000	0,0	67,6	19,3
9010	PQ	230,000	1,000	0,0	00,0	00,0
9012	PQ	020,000	1,014	0,0	00,0	00,0
9013	PQ	020,000	1,014	0,0	00,0	00,0
9016	PQ	000,690	1,013	0,0	00,0	00,0
9017	PV	000,690	1,013	0,0	00,0	00,0

Tabela A.4 – Dados de dispositivos *shunt* de barra para estudo da modernização do parque eólico.

Barra	Shunt Caso 1 (MVar)	Shunt Caso 2 (MVar)	Shunt Caso 3 (MVar)	Shunt Caso 4 (MVar)	Shunt Caso 5 (MVar)
1186	-75,0	-75,0	-75,0	-75,0	-75,0
1230	16,7	15,2	14,5	14,6	15,5
9010	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0
9012	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0
9013	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0
9016	42,3	32,8	23,4	13,9	04,4
9017	00,0	00,0	00,0	00,0	00,0

Tabela A.5 – Dados de geração para o gerador duplamente alimentado.

Caso	Barra	Potência ativa (MW)	Potência reativa mínima (MVar)	Potência reativa máxima (MVar)
1	9017	04,7	-02,6	02,6
2		14,8	-07,8	07,8
3		25,0	-13,0	13,0
4		35,1	-18,2	18,2
5		45,3	-23,4	23,4

Tabela A.6 – Dados de barra do sistema teste com 2 grupos equivalentes de gerador de indução em gaiola de esquilo.

Barra	Tipo	Grupo de tensão base (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)	Shunt (MVar)
1186	Slack	230,000	1,000	0,0	20,0	19,4	-75,0
1230	PQ	230,000	1,000	0,0	67,6	19,3	14,4
9010	PQ	230,000	1,000	0,0	00,0	00,0	00,0
9012	PQ	020,000	1,014	0,0	00,0	00,0	00,0
9013	PQ	020,000	1,014	0,0	00,0	00,0	00,0
9016	PQ	000,690	1,013	0,0	00,0	00,0	23,4
9017	PQ	000,690	1,000	0,0	00,0	00,0	23,4

A potência base da rede elétrica foi definida em 100 MVA.

Dados do conversor do lado da rede do gerador de indução duplamente alimentado:

Tabela A.7 – Dados da malha de controle da tensão no capacitor do elo CC (Rangel et al, 2012).

$K_{P_{d1}}$	$K_{I_{d1}}$	T_f
5.0	50.0	0.003

Tabela A.8 – Dados da malha de controle do fator de potência do conversor do lado da rede (Rangel et al, 2012).

$K_{P_{q1}}$	$K_{I_{q1}}$
0.05	100.0

Dados do conversor do lado do rotor do gerador de indução duplamente alimentado:

Tabela A.9 – Dados da malha de controle de velocidade do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

K_{P_w}	K_{I_w}	$T_{e_{max}}$ (p.u.)	$T_{e_{min}}$ (p.u.)	T_p (s)	P_{max} (p.u.)	P_{min} (p.u.)	dP/dt_{max} (p.u.)	dP/dt_{min} (p.u.)
14.70	7.35	2.0	0.0	0.07	1.0	0.0	0.2	0.5
$K_{P_{q2}}$	$K_{I_{q2}}$	$I_{q2_{max}}$ (p.u.)	$I_{q2_{min}}$ (p.u.)	$K_{P_{q3}}$	$K_{I_{q3}}$	$V_{q2_{max}}$ (p.u.)	$V_{q2_{min}}$ (p.u.)	
1.0	150.0	10.0	-10.0	0.20	30.0	2.0	-2.0	

Tabela A.10 – Dados da malha de controle da tensão terminal do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

K_{Pv}	K_{Iv}	Q_{Smax} (p.u.)	Q_{Smin} (p.u.)	K_{Pd2}	K_{Id2}
1.0	300.0	Equação (3.133)	Equação (3.133)	1.0	300.0

$I_{d2\ max}$ (p.u.)	$I_{d2\ min}$ (p.u.)	K_{Pd3}	K_{Id3}	$V_{d2\ max}$ (p.u.)	$V_{d2\ min}$ (p.u.)
10.0	-10.0	0.20	30.0	2.0	-2.0

Tabela A.11 – Dados de ajuste da proteção *Crowbar* do gerador duplamente alimentado (Rangel et al, 2012).

$V_{s\ min\ P}$ (p.u.)	$V_{C\ max\ P}$ (p.u.)	$I_{s\ max\ P}$ (p.u.)	$I_{r\ max\ P}$ (p.u.)
0.50	1.10	$1.50 e^{10}$	$1.50 e^{10}$

$V_{s\ min\ D}$ (p.u.)	$V_{C\ max\ D}$ (p.u.)	$I_{s\ max\ D}$ (p.u.)	$I_{r\ max\ D}$ (p.u.)
0.90	1.01	$1.00 e^{10}$	$1.00 e^{10}$

RC1 (p.u.)	RC2 (p.u.)	RC3 (p.u.)	TC1 (s)	TC2 (s)	TC3 (s)
0.3000	0.3001	0.3002	0.200	0.250	0.260

TD_{min} (s)	TD_{max} (s)
0.050	0.260