Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

RAFAEL CRUZ BORGES

**Análise da Influência de Motores de Indução sobre o
Comportamento Dinâmico de um DFIG Conectado a um Sistema
de Distribuição**

São Carlos
2017

RAFAEL CRUZ BORGES

**Análise da Influência de Motores de Indução sobre o
Comportamento Dinâmico de um DFIG Conectado a um Sistema
de Distribuição**

Tese de doutorado apresentada ao
Programa de Engenharia Elétrica da
Escola de Engenharia de São Carlos,
como parte dos requisitos para
obtenção do título de Doutor em
Ciências.

Área de Concentração: Sistemas
Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo
Andrade Ramos

São Carlos
2017

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP
que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

B732a Borges, Rafael Cruz
 Análise da Influência de Motores de Indução sobre o
Comportamento Dinâmico de um DFIG Conectado a um
Sistema de Distribuição / Rafael Cruz Borges;
orientador Rodrigo Andrade Ramos. São Carlos, 2017.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Geração Distribuída. 2. DFIG. 3. FIDVR. 4.
Oscilações Eletromecânicas. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RAFAEL CRUZ BORGES**.

Título da tese: "Análise da influência de motores de indução sobre o comportamento dinâmico de um DFIG conectado a um sistema de distribuição".

Data da defesa: 24/03/2017.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Rodrigo Andrade Ramos**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Junior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Profa. Dra. **Ahda Pionkoski Grilo Pavani**
(Universidade Federal do ABC/UFABC)

APROVADO

Prof. Dr. **Igor Kopcak**
(Universidade Federal de Goiás/UFG)

APROVADO

Prof. Dr. **Ricardo Vasques de Oliveira**
(Universidade Tecnológica Federal do Paraná/UTFPR)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto**

À Regiane minha eterna esposa, meu filho Eduardo e aos meus pais Rubens e Silvia.

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus por tudo de bom que aconteceu na minha vida, por me conceder inúmeras oportunidades de crescimento profissional e principalmente saúde e força para vencer todos os momentos difíceis que aconteceram.

À FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo), pelo apoio financeiro concedido a esta pesquisa de doutorado processo número 2013/24570-0.

À UFMT (Universidade Federal de Mato Grosso), por conceder o afastamento das atividades docente para a realização desta tese.

Ao professor Rodrigo Andrade Ramos pela orientação, tanto técnica quanto pessoal além de toda a confiança depositada em mim, estando sempre pronto a encontrar as melhores soluções para o trabalho.

Ao professor Romeu Reginatto pela grande colaboração técnica na execução deste trabalho.

Agradeço a minha esposa Regiane com todo amor, admiração e gratidão pela compreensão e incansável incentivo ao longo de toda esta trajetória. Ao meu filho Eduardo por ter chegado na melhor fase da minha vida, o qual me proporcionou inúmeras alegrias além dos momentos de brincadeiras para aliviar o estresse do doutorado.

Agradeço ao meu pai e minha mãe que depositaram toda confiança e pelas inúmeras visitas para compartilharmos os momentos felizes.

A todos os amigos do LACSEP, pelo agradável ambiente de trabalho e discussões técnicas.

À Universidade de São Paulo pelo ensino gratuito e de qualidade.

Agradeço a professora Ana Cláudia Giglioti Françoso pela ajuda na correção ortográfica da tese.

Por fim, a todos que, de uma forma ou outra, contribuíram para a conclusão do trabalho.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.”

José de Alencar

Resumo

BORGES, R. C. (2017). **Análise da influência de motores de indução sobre o comportamento dinâmico de um DFIG conectado a um sistema de distribuição.** Tese de Doutorado - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Com o advento da geração distribuída, a operação do sistema de distribuição tem se modificado. Características dinâmicas que antes eram observadas somente no sistema de transmissão agora também podem estar presentes em sistemas de distribuição, como por exemplo, problemas relacionados às oscilações eletromecânicas. Devido à perspectiva de crescimento de conexões de geradores eólicos, fica evidente a possibilidade do aumento na produção de energia elétrica através de geradores assíncronos distribuídos. No sistema de distribuição estão presentes vários tipos de cargas, sendo uma das mais representativas, as cargas do tipo motor de indução. Este tipo de carga, na ocorrência de curto-circuitos no sistema pode provocar atraso na recuperação da tensão do sistema, conhecido como problema *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR). Depois que a falta é eliminada, a tensão pode permanecer em níveis significativamente reduzidos durante vários segundos. Esse atraso de tempo é geralmente causado pela alta concentração de motores de indução. Portanto, torna-se necessária a realização de estudos para analisar os impactos que esse tipo de fonte de energia pode trazer para o sistema elétrico bem como o impacto das cargas sobre o gerador eólico. Assim, este trabalho faz uma análise da influência de cargas do tipo motor de indução sobre o comportamento dinâmico de um DFIG conectado a um sistema de distribuição. Um gerador síncrono convencional também foi utilizado para fazer uma comparação com o DFIG. Como os dois geradores estão atuando com regulação de tensão, seria intuitivo pensar que as respostas dos dois na presença de cargas do tipo motor de indução, fossem semelhantes. No entanto, este trabalho mostra que diante do mesmo cenário, as máquinas têm comportamentos diversos e a reação é diferente dependendo do tipo de carga conectada ao sistema. Foi verificado que, quando existe o problema FIDVR devido à presença de cargas do tipo motor de indução, as oscilações na velocidade do DFIG são amplificadas. Já para o gerador síncrono, a carga do tipo motor de indução possui pouca influência nas oscilações eletromecânicas.

Palavras-Chave: Geração Distribuída, DFIG, FIDVR, Oscilações Eletromecânicas.

Abstract

BORGES, R. C. (2017). Analysis of the influence of induction motors under the dynamic behavior of a DFIG connected to a distribution system. Ph.D. Thesis - São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

With the advent of distributed generation, the operation of the distribution system has been modified. Dynamic characteristics that were previously observed only in the transmission system can now also be present in distribution systems, such as problems related to electromechanical oscillations. Due to growth prospects of wind generator connections, it is evident the possibility of increasing the production of electricity through asynchronous distributed generators. In the distribution system several types of loads are present, being one of the most representative the loads of type induction motor. This type of load, the occurrence of short-circuits in the system can cause delay in the recovery of the system voltage, known as Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR) problem. After the fault is eliminated, the voltage can remain at significantly reduced levels for several seconds. This time delay is usually caused by the high concentration of induction motors. So, it is necessary to perform studies to analyze the impacts that this type of energy source can bring to the electrical system as well as the impact of the loads on the wind generator. Thus, this thesis makes an analysis of the influence of induction motor loads on the dynamic behavior of a DFIG connected to a distribution system. A conventional synchronous generator was also used to make a comparison with the DFIG. As the two generators are working with voltage regulation, it would be intuitive to think that the responses of the two in the presence of induction motor loads would be similar. However, this thesis shows that in the same scenario, the machines have different behaviors and the reaction is different according to the type of load connected to the system. It was verified that when there is the FIDVR problem due to the presence of the induction motor, the oscillations in the speed of the DFIG are amplified. For the synchronous generator, the induction motor has little influence on the electromechanical oscillations.

Key-Words: Distributed Generation, DFIG, FIDVR, Electromechanical Oscillations.

Lista de Figuras

Figura 2.1	Configuração de uma unidade eólica	40
Figura 2.2	Unidade eólica com gerador de indução gaiola de esquilo	42
Figura 2.3	Unidade eólica com gerador síncrono	44
Figura 2.4	Unidade eólica com gerador de indução duplamente alimentado	46
Figura 2.5	Sentido do fluxo de potência no DFIG	48
Figura 2.6	Coeficiente de potência em função de λ e β	52
Figura 2.7	Trajetória de máxima potência de uma turbina eólica	53
Figura 2.8	Potência mecânica para velocidade fixa e variável	53
Figura 2.9	Pás do aerogerador	54
Figura 2.10	Diagrama de blocos do controle de pitch	55
Figura 3.1	Transformação de Park (a) tensões no referencial abc e (b) tensões no referencial $dq0$	57
Figura 3.2	Representação da máquina de indução trifásica	60
Figura 3.3	Circuito elétrico de eixo d da máquina de indução	62
Figura 3.4	Circuito elétrico de eixo q da máquina de indução	62
Figura 3.5	Exemplificação das malhas de controle do DFIG	64
Figura 3.6	Diagrama de blocos do controle RSC	66
Figura 3.7	Controle das chaves	67
Figura 3.8	Diagrama de blocos do controles GSC	68
Figura 3.9	Sistema mecânico de duas massas	70
Figura 3.10	Linha trifásica	73
Figura 3.11	Circuito equivalente do transformador por fase	73
Figura 4.1	Comportamento da tensão na barra de carga e velocidade do motor	76
Figura 4.2	Potências ativa e reativa do motor durante o FIDVR	77
Figura 4.3	Diagrama unifilar do sistema 1	79
Figura 4.4	Tensão medida no PAC com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	80
Figura 4.5	Velocidade do motor com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	81
Figura 4.6	Consumo de potência ativa do grupo de motores com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	81
Figura 4.7	Consumo de potência reativa do grupo de motores com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	81
Figura 4.8	Torque eletromagnético do motor com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	82

Figura 4.9 Velocidade do DFIG com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$	82
Figura 5.1 Diagrama unifilar do sistema 2	84
Figura 5.2 Tensão medida no PAC do gerador síncrono	86
Figura 5.3 Velocidade do motor na presença do gerador síncrono	87
Figura 5.4 Consumo de potência ativa das cargas na presença do gerador síncrono	87
Figura 5.5 Consumo de potência reativa das cargas na presença do gerador síncrono	88
Figura 5.6 Comportamento do torque eletromagnético do motor na presença do gerador síncrono	88
Figura 5.7 Velocidade do gerador síncrono	89
Figura 5.8 Velocidade do gerador síncrono alterando a constante de inércia	89
Figura 5.9 Tensão medida no PAC do DFIG	90
Figura 5.10 Velocidade do motor na presença do DFIG	91
Figura 5.11 Consumo de potência ativa das cargas na presença do DFIG	92
Figura 5.12 Consumo de potência reativa das cargas na presença do DFIG	92
Figura 5.13 Velocidade do DFIG	92
Figura 5.14 Tensão no PAC do DFIG para variação da carga dinâmica	94
Figura 5.15 Velocidade do DFIG para variação da carga dinâmica	94
Figura 5.16 Tensão no PAC do DFIG para variação da carga estática	95
Figura 5.17 Velocidade do DFIG para variação da carga estática	95
Figura 5.18 Tensão no PAC do DFIG para diferentes resistências de falta	96
Figura 5.19 Velocidade do motor para diferentes resistências de falta	96
Figura 5.20 Velocidade do DFIG para diferentes resistências de falta	96
Figura 5.21 Velocidade do DFIG alterando a constante de inércia	97
Figura 5.22 Diagrama unifilar do sistema 2 com a conexão dos motores	98
Figura 5.23 Tensão no PAC do DFIG para o sistema 2	99
Figura 5.24 Velocidade dos motores para o sistema 2	99
Figura 5.25 Consumo de potência ativa do grupo de motores conectados ao sistema 2	100
Figura 5.26 Consumo de potência reativa do grupo de motores conectados ao sistema 2	101
Figura 5.27 Velocidade do DFIG conectado ao sistema 2	101
Figura 5.28 Tensão no PAC do DFIG conectado ao sistema 2 com $R_f = 0,2\Omega$ e $R_f = 0,4\Omega$	102
Figura 5.29 Velocidade do DFIG conectado ao sistema 2 com $R_f = 0,2\Omega$ e $R_f = 0,4m\Omega$	102
Figura A.1 Diagrama de bloco do AVR	113

Figura B.1	Circuito elétrico equivalente de sequência positiva por fase do MIT.....	122
Figura B.2	Circuito elétrico equivalente de sequência negativa por fase do MIT.....	122
Figura B.3	Torque eletromagnético do motor.....	125
Figura B.4	Velocidade mecânica do motor.....	125
Figura B.5	Consumo de potência ativa do motor	126
Figura B.6	Consumo de potência reativa do motor	126
Figura B.7	Tensão rms por fase medida no PAC do DFIG	127
Figura B.8	Velocidade do DFIG	127
Figura C.1	Curva LVRT utilizada no sistema de distribuição de Portugal	132
Figura C.2	Tensão terminal medida através do transdutor Tipo 1.....	134
Figura C.3	Tensão terminal medida através do transdutor Tipo 2.....	134
Figura C.4	Tensão terminal medida através do transdutor Tipo 3.....	135
Figura C.5	Medição da tensão terminal rms por fase	136
Figura C.6	Ampliação da figura C.5.....	136

Lista de Tabelas

Tabela A.1	Dados das linhas.....	116
Tabela A.2	Dados das cargas	116
Tabela A.3	Dados do sistema eólico.....	117
Tabela A.4	Dados do transformador do gerador eólico.....	118
Tabela A.5	Dados do transformador do grupo de motor	118
Tabela A.6	Dados do gerador síncrono.....	118
Tabela A.7	Dados do AVR	119
Tabela A.8	Ganhos dos controladores	119
Tabela A.9	Dados dos motores	120

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica

DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*

EMTP-RV - *The Reference for Power Systems Transients*

FSWT - *Fixed Speed Wind Turbines*

FIDVR - *Fault Induced Delayed Voltage Recovery*

GD - Geração Distribuída

GSs - Geradores Síncronos

GSC - *Grid Side Converter*

IGBT - *Insulate Gate Bipolar Transistor*

LVRT - *Low Voltage Ride-Through*

MPPT - *Maximun Power Point Tracking*

MIT - Motor de Indução Trifásico

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC - Ponto de Acoplamento Comum

PI - Controlador Proporcional Integral

PWM - *Pulse Width Modulation*

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional

p.u - Por Unidade

RSC - *Rotor Side Converter*

SEP - Sistema Elétrico de Potência

VSWT - *Variable Speed Wind Turbines*

WF - *Wind Farm*

Lista de Símbolos

P_s - potência ativa do estator

P_r - potência ativa do rotor

P_m - potência mecânica fornecida pela turbina eólica

Q_s - potência reativa do estator

Q_r - potência reativa do rotor

s - escorregamento

ρ - massa específica do ar

E - energia cinética dos ventos

V_v - velocidade do vento

P - potência extraída do vento

A - área varrida pelas pás da turbina eólica

R - raio da turbina eólica

C_p - coeficiente de potência

λ - velocidade específica da turbina eólica

β - ângulo de passo

ω_t - velocidade angular da turbina eólica

T_m - torque mecânico da turbina

P_{opt} - potência da turbina eólica operando no ponto ótimo

K_{opt} - constante obtida da aerodinâmica da turbina

K_p - ganho proporcional

K_I - ganho integral

T_θ - matriz de transformação

θ - defasagem angular entre os eixos de referência do sistema abc e dq0

V_s^{abc} - vetores das tensões estatóricas abc

I_s^{abc} - vetores das correntes estatóricas abc

Ψ_s^{abc} - vetores dos fluxos estatóricos abc

V_r^{abc} - vetores das tensões rotóricas abc

I_r^{abc} - vetores das correntes rotóricas abc

Ψ_r^{abc} - vetores dos fluxos rotóricos abc

R_s - matriz de resistências estatóricas

R_r - matriz de resistências rotóricas

V_{ds} - componente da tensão do estator de eixo direto

V_{qs} - componente da tensão do estator de eixo em quadratura

V_{dr} - componente da tensão do rotor de eixo direto

V_{qr} - componente da tensão do rotor de eixo em quadratura

i_{ds} - componente da corrente do estator de eixo direto

i_{qs} - componente da corrente do estator de eixo em quadratura

i_{dr} - componente da corrente do rotor de eixo direto

i_{qr} - componente da corrente do rotor de eixo em quadratura

Ψ_{qs} - componente do fluxo magnético do estator de eixo em quadratura

Ψ_{ds} - componente do fluxo magnético do estator de eixo direto

Ψ_{qr} - componente do fluxo magnético do rotor de eixo em quadratura

Ψ_{dr} - componente do fluxo magnético do rotor de eixo em quadratura

ω_s - velocidade angular síncrona

ω_r - velocidade angular do rotor

ω_b - velocidade angular base

L_{ss} - indutância própria do estator

L_{rr} - indutância própria do rotor

L_s - indutância de dispersão do estator

L_r - indutância de dispersão do rotor

L_m - indutância mútua

v_{cc} - tensão do link cc

i_{dc} - componente da corrente do conversor lado da rede de eixo direto

i_{qc} - componente da corrente do conversor lado da rede de eixo em quadratura

R_L - resistência do filtro

X_L - reatância do filtro

H_g - constante de inércia do gerador

H_t - constante de inércia da turbina

K - rigidez elástica do eixo

D - coeficiente de amortecimento do sistema mecânico

T_e - torque eletromagnético

t_f - tempo de falta

R_f - resistência de falta

P_0 - potência ativa nominal da carga

Q_0 - potência reativa nominal da carga

α_P - fatores de sensibilidade da potência ativa

α_Q - fatores de sensibilidade da potência reativa

Sumário

1	Introdução	31
1.1	Objetivos Específicos.....	35
1.2	Estrutura do Texto.....	36
1.3	Publicações	37
2	Unidades Eólicas	39
2.1	Tipos de Unidades Eólicas.....	39
2.1.1	Unidade Eólica com Gerador de Indução Gaiola de Esquilo	41
2.1.2	Unidade Eólica com Gerador Síncrono	43
2.1.3	Unidade Eólica com Gerador Duplamente Alimentado	45
2.2	Sistema Aerodinâmico	48
2.2.1	Turbina Eólica.....	49
2.2.2	Sistema de Controle Aerodinâmico	54
3	Modelagem do Sistema de Potência	56
3.1	Sistema Referencial dq0	56
3.2	Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	58
3.3	Controle do DFIG	64
3.3.1	Malhas de Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC).....	65
3.3.2	Malhas de Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC).....	67
3.4	Dispositivos de Proteção no DFIG	69
3.5	Modelo Dinâmico da Turbina Eólica	69
3.6	Modelagem do Motor de Indução Gaiola de Esquilo	70
3.7	Modelo de Carga Estática	71
3.8	Modelo da Linha de Distribuição	73
3.9	Modelo do Transformador	73
4	Influência do Problema Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR) no Comportamento Dinâmico do DFIG	74
4.1	O Problema Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR)	74
4.2	Análise Qualitativa da Influência do Problema FIDVR sobre o Comportamento Dinâmico do DFIG	77
4.2.1	Cenário do Estudo.....	79
5	Resultados	83
5.1	Modelos dos Sistemas Estudados	84

5.2 Resultados do Sistema 1 com Gerador Síncrono	86
5.3 Resultados do Sistema 1 com DFIG	90
5.4 Avaliação da Resposta do DFIG Conectado ao Sistema 2	98
6 Conclusões e Perspectivas de Trabalhos Futuros	103
Referências Bibliográficas	106
A Modelo do Gerador Síncrono e Dados dos Sistemas-Teste	113
A.1 Modelo do Gerador Síncrono	113
A.2 Dados dos Sistemas-Teste	115
B Análise da Influência do Problema FIDVR na Operação de um DFIG sob Condições Desbalanceadas.....	121
B.1 Torque Eletromagnético do Motor de Indução Operando com tensões Desbalanceadas	121
B.2 Modelo do Desbalanço de Carga.....	123
B.3 Resultados e Discussões	124
C Análise de Low Voltage Ride-Through (LVRT) do DFIG Operando sob Condições Desbalanceadas.....	129
C.1 O Problema Low Voltage Ride-Through (LVRT)	130
C.1.1 Curva LVRT de Portugal	131
C.2 Esquemas de Medição da Tensão Terminal	133
C.3 Resultados da Análise do Cumprimento dos Requisitos LVRT sobre Diferentes Esquemas de Medição da Tensão Terminal do DFIG	133

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica próxima do consumidor chegou a ser regra na primeira metade do século XX, quando a energia das indústrias era praticamente toda gerada no próprio local, sem a conexão com outras redes. As usinas isoladas forneciam energia às áreas geograficamente limitadas, geralmente grandes consumidores de energia elétrica, tais como indústrias. Estes empreendimentos produziam sua própria eletricidade (ILIC; GALIANA; FINK, 1998), ou seja, a geração de energia era localizada próxima aos centros de carga.

Com o passar do tempo, devido ao aumento de carga nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), houve a necessidade de se fazer a interconexão dos sistemas, através de longas linhas de transmissão, para se ter um melhor fornecimento de energia a essas cargas, aumentando a confiabilidade do sistema.

Devido aos potenciais hidráulicos, já quase totalmente explorados, sem ter como expandir a geração de energia através das hidrelétricas, as fontes alternativas de energia estão tendo grandes destaques para solucionar tanto as questões dos impactos ambientais quanto para aliviar a operação do SEP. Visando aumentar a geração de energia elétrica para aliviar as condições de alto carregamento do SEP e atender toda a demanda de carga, houve uma busca para aumentar a diversificação da matriz energética mundial através das fontes alternativas de energia, como por exemplo, a geração eólica.

"A Dinamarca é um exemplo na utilização da energia eólica. Em 2015 alcançou um recorde mundial em geração de energia eólica, o país escandinavo gerou nada menos que 42% de toda sua energia elétrica usando os enormes 'cata-ventos' espalhados pelo país" (ABEEólica, 2016b).

A quantidade de energia eólica gerada no Nordeste brasileiro atingiu seu recorde em agosto de 2015 e ficou perto de se igualar às fontes tradicionais, como hidrelétricas e termelétricas. Os aerogeradores foram responsáveis por 30,6% de toda a energia produzida na região. No mesmo período as fontes térmicas geraram 35,7% e as hidrelétricas 33,7%. A energia eólica cresce em ritmo acelerado no país desde 2009, quando foi realizado o primeiro leilão do setor. A capacidade instalada passou de 601 MW naquele ano para 2514 MW, em 2012 e em 2015 já contava com 6647 MW. (BRITO, 2015).

A geração de energia eólica está em alta no Brasil. A edição mais recente do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico, do Ministério de Minas e Energia, mostra que a capacidade instalada do setor de geração eólica cresceu 56,9%, considerando o período de 12 meses encerrado em novembro de 2015 ante os 12 meses anteriores. Entre todas as fontes de geração de energia elétrica, a eólica teve a maior expansão. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), foram inauguradas mais de 100 usinas eólicas em 2015. Em 2016, o Brasil deve atingir o equivalente a uma Belo Monte de capacidade instalada (de geração eólica) e, já tem contratado o equivalente a mais de uma Itaipu, que é a segunda hidrelétrica do mundo (ABEEólica, 2016a).

Com a produção de 2016 toda vendida e contratos que somam 376 megawatts, a fabricante de turbinas eólicas Vestas inaugurou sua fábrica em Aquiraz, na região metropolitana de Fortaleza, em 18/01/2016. A empresa dinamarquesa, que tem instaladas 53 mil turbinas (20% do total global) em 70 países, aproveita o desempenho de um dos poucos negócios que cresce fortemente apesar da crise (ABEEólica, 2016c).

Normalmente, a geração de energia através de fontes alternativas é caracterizada por ser uma geração de pequeno porte (se comparada com as grandes usinas hidrelétricas). Tal busca de diversificação da matriz energética fez com que as gerações de energia de pequeno porte fossem conectadas ao sistema próximo à carga, dando origem à chamada geração distribuída (GD).

A definição de GD ainda não é uma unanimidade mundial (JENKINS et al., 2000). Entretanto, para muitos autores, a geração distribuída está associada a qualquer tipo de produção de energia de pequeno porte que forneça energia próxima ao consumidor, sendo que o gerador pode estar conectado tanto em sistemas de distribuição quanto de subtransmissão (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER, 2001). Esta será a abordagem adotada como definição de geração distribuída utilizada neste trabalho, que independe do tipo de tecnologia adotada, podendo ser renovável ou não.

A geração de energia elétrica oriunda da geração distribuída é realizada principalmente por máquinas de corrente alternada, as quais podem ser assíncronas (como geradores eólicos e microturbinas) ou síncronas (como os turbogeradores movidos por turbinas térmicas e a gás) e também por meio de inversores (como por exemplo, as unidades eólicas que utilizam conversores e os painéis fotovoltaicos). Neste trabalho o enfoque será na geração de energia de forma distribuída através dos geradores assíncronos, mais precisamente sobre os geradores eólicos do tipo DFIG (do inglês, *Doubly Fed Induction Generator*).

Com o advento da geração distribuída, o sistema de distribuição tem se alterado, pois os sistemas de distribuição que ao longo da história eram circuitos essencialmente passivos, responsáveis apenas por transmitir a energia até os consumidores, agora também apresentam elementos ativos, de forma a gerar energia.

A inclusão da GD nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica resulta em diversos desafios para as empresas que operam estas redes de médias e baixas tensões. Esses sistemas foram instalados muito antes do advento da GD, e, sendo assim, não foram projetados para serem circuitos ativos (SALIM, 2011). Além disso, as características dos sistemas de distribuição são bastante diferentes das características dos sistemas de transmissão, como, por exemplo, suas linhas são normalmente curtas e a carga total é normalmente diferente nas três fases do sistema (KERSTING, 2002).

A conexão de geradores de pequeno porte no sistema de distribuição, cada vez mais significativa, tem trazido impactos operacionais que antes eram notados apenas nos sistemas de grande porte, os quais agora também estão presentes nos sistemas de distribuição (FERNANDES, 2012). Dentro dessa ideia, o presente trabalho visa analisar o comportamento dinâmico do DFIG conectado a tais sistemas.

Inicialmente, unidades eólicas eram utilizadas de maneira isolada, fornecendo baixa potência para pequenos consumidores. As formas híbridas de geração, como os sistemas compostos por baterias e unidades eólicas ou unidades eólicas e geradores a diesel, foram os primeiros sistemas com geradores eólicos a se conectarem ao sistema elétrico de vários países. Com o desenvolvimento desses sistemas de conversão de energia, os aerogeradores adquiriram maiores potências e a conexão destes com o sistema elétrico passou a ser mais frequente, sendo realizada primeiro em sistemas de distribuição de energia elétrica. A partir de então, as unidades eólicas passaram a ser conectadas diretamente à rede elétrica, de forma unitária ou em conjunto, para formar os parques eólicos (SOHN, 2014).

Assim, torna-se necessária a realização de estudos para analisar os impactos que esse tipo de fonte de energia pode trazer, tanto para o sistema elétrico quanto para o próprio gerador eólico.

Desde o início da operação interligada dos SEPs, a estabilidade dos mesmos é vista como um problema fundamental para a operação desses sistemas. No entanto, com o crescimento dos sistemas de potência e de suas interconexões, o uso de novas tecnologias e a operação do sistema em altas condições de carregamento, diferentes formas de instabilidade surgiram, tais como a instabilidade de tensão ou as oscilações de baixa frequência (KUNDUR et al., 2004).

A estabilidade do SEP pode ser entendida como a capacidade que o sistema tem de retornar a uma condição de equilíbrio após a ocorrência de uma perturbação. Em outras palavras, se certa perturbação retira um elemento do estado desejado e, após a sua eliminação, o elemento retorna ao seu estado original ou nas vizinhanças do estado original (KUNDUR et

al., 2004), então podemos dizer que o respectivo sistema é estável. A estabilidade de um sistema pode ser analisada através do comportamento do mesmo após a aplicação de um distúrbio transitório.

A ocorrência de oscilações eletromecânicas mal amortecidas decorrentes de interações dinâmicas entre partes mecânicas de geradores com dinâmicas elétricas do próprio gerador e da rede constitui-se em um dos problemas mais frequentes de estabilidade dos sistemas de potência nas últimas décadas. Como consequências desse fenômeno podem-se citar os desligamentos parciais e totais dos sistemas interligados (blecautes), o desgaste prematuro e/ou danos severos em equipamentos (VALLE; KOPCAK; COSTA, 2010). Essas oscilações eletromecânicas, que antes eram inerentes aos sistemas de transmissão, agora também são observadas nos sistemas de distribuição (FERNANDES, 2012).

É comum nesse tipo de estudo modelar as cargas do sistema de forma estática através de modelos de potência constante, impedância constante ou modelo exponencial ZIP, como por exemplo nos estudos realizados em (SALIM, 2011; FERNANDES, 2012; SALLES, 2004).

No entanto, as cargas de instalações industriais possuem uma predominância de motores de indução chegando à ordem de 70% em média (MOTA et al., 2014). Esses motores apresentam um comportamento crítico sobre algumas circunstâncias, como por exemplo, durante a ocorrência de curto-circuitos no sistema, podendo até aumentar os níveis de afundamentos de tensão no sistema. Com uma grande quantidade desse tipo de carga presente no sistema de distribuição e com a perspectiva do crescimento de conexões de geração eólica em tais sistemas, torna-se importante estudar a influência desse tipo de carga no comportamento dinâmico do gerador eólico, uma vez que esse tipo de estudo analisando a interação dinâmica entre motor e gerador eólico é pouco explorado hoje na literatura.

Os motores de indução podem ocasionar um atraso na recuperação da tensão do sistema durante ocorrência de faltas elétricas. Esse atraso na recuperação da tensão é conhecido como problema FIDVR (do inglês, *Fault Induced Delayed Voltage Recovery*). Depois que a falta é eliminada, a tensão pode permanecer em níveis significativamente reduzidos durante vários segundos. O atraso de tempo na recuperação da tensão é geralmente causado pela alta concentração de motores de indução e outras cargas com torque constante e baixa inércia, os quais começam a desacelerar substancialmente e simultaneamente com a redução da tensão (MILLER; SHAO, 2014).

Com a grande popularidade e utilização da geração eólica equipada com DFIG, a qual possui a interface com a eletrônica de potência, este trabalho utiliza esse tipo de tecnologia para realizar as análises da interação dinâmica entre motor de indução e gerador.

Devido à perspectiva de crescimento de conexões desses geradores eólicos, fica evidente a possibilidade do aumento na produção de energia elétrica através de geradores assíncronos distribuídos com cada vez mais segurança e confiabilidade. É exatamente neste contexto que se enquadra este trabalho, cujos objetivos serão apresentados a seguir, bem como sua estrutura.

As simulações foram realizadas no *software* EMTP-RV e os modelos do DFIG e motores de indução estão presentes na biblioteca do *software*.

A redução da inércia provocada pela conexão de fontes assíncronas através de conversores já vem sendo amplamente estudada do ponto de vista da regulação de frequência (OLIVARES et al., 2014; BORDIGNON; OLIVEIRA; LUKASIEVICZ, 2016; TILENS; HERTEM, 2012). Embora os rotores da turbina e do gerador eólico consigam armazenar grande quantidade de energia cinética, a parte rotativa é fracamente acoplada à rede através do conversor. Entretanto, pouco se fala na literatura sobre os efeitos dessa redução da inércia em relação às dinâmicas eletromecânicas oscilatórias. Nesse contexto, o presente trabalho realiza uma análise observando o efeito dessa redução da inércia combinado com o efeito da presença dos motores de indução como fatores que contribuem para amplificação desses comportamentos oscilatórios. Diante desse contexto, encaixa-se a principal contribuição do presente trabalho.

Sendo assim, o objetivo geral do presente trabalho é explicitar possíveis efeitos adversos que a redução da inércia combinada com a presença de cargas dinâmicas do tipo motor de indução provoca no comportamento de geradores eólicos.

1.1 - Objetivos Específicos

Com base no que foi exposto, seguem abaixo os objetivos específicos desta tese:

- Apresentar uma análise da influência de cargas do tipo motor de indução sobre o comportamento dinâmico do DFIG conectado a um sistema de distribuição através de estudos realizados por simulação computacional;

- Apresentar uma análise da influência de cargas do tipo motor de indução sobre o comportamento dinâmico do gerador síncrono convencional, comparando os resultados dos dois tipos de geração;
- Analisar a reposta dos geradores para o sistema operando somente com carga estática e uma combinação de cargas estáticas e motores de indução;
- Avaliar o efeito da variação da constante de inércia nas oscilações de velocidade nos dois tipos de geração.

1.2 - Estrutura do Texto

O texto está organizado de maneira a facilitar a compreensão dos estudos propostos. Assim, estrutura-se da seguinte forma¹:

- **Capítulo 2:** Neste capítulo são apresentados os tipos de unidades eólicas e o sistema aerodinâmico;
- **Capítulo 3:** Apresenta a modelagem do sistema de potência, a qual inclui os modelos do gerador DFIG e do motor de indução, as malhas de controle do DFIG, o modelo da turbina eólica, o modelo de carga utilizado, o modelo da linha de distribuição e por fim apresenta o modelo dos transformadores;
- **Capítulo 4:** Este capítulo descreve a influência do problema *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* no comportamento dinâmico do DFIG;
- **Capítulo 5:** Os resultados obtidos através das simulações computacionais são apresentados;
- **Capítulo 6:** Apresenta as conclusões obtidas desse trabalho bem como as perspectivas futuras para esta pesquisa.
- **Apêndice A:** Apresenta os dados dos sistemas utilizados e o modelo do gerador síncrono convencional utilizado nas simulações;
- **Apêndice B:** Neste apêndice é apresentado um estudo adicional analisando a influência do problema FIDVR na operação do DFIG conectado ao sistema de distribuição com desbalanço de carga;

¹Optou-se deliberadamente por não incluir no início do texto uma revisão bibliográfica detalhada sobre o tema de pesquisa. As referências estão dispostas ao longo do texto de forma a serem citadas dentro do contexto ao qual cada capítulo se refere. Acredita-se que tal formatação contribua para uma maior clareza sobre a conexão entre as referências citadas e o presente trabalho.

- **Apêndice C:** Este apêndice apresenta uma análise do cumprimento dos requisitos LVRT (do inglês, *Low Voltage Ride-Through*) do DFIG operando sob condições desbalanceadas.

Observe que o conteúdo dos Apêndices B e C estão relacionados com estudos adicionais realizados durante esta pesquisa de doutorado que enfocaram outros aspectos da dinâmica do DFIG. Embora não constituam o foco principal dessa tese, são reportados na mesma como informação adicional que podem contribuir com uma visão mais geral da operação do DFIG quando conectado à rede de distribuição.

1.3 - Publicações

Artigos relacionados ao presente trabalho foram produzidos pelo autor em parceria com o grupo de pesquisa coordenado pelo orientador. Os artigos publicados e submetido para publicação são listados abaixo:

- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A.; BENTO, M. E. C.; FERNANDES, T. C. C. Análise dos Modos de Oscilação Eletromecânica de Geradores de Indução Duplamente Alimentados. In: *XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission-Clagtee*, São José dos Campos, 2015, 08-11 novembro.
- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A.; REGINATTO, R. Análise do Cumprimento dos Requisitos LVRT Sobre Condições de Operação Desbalanceadas. In: *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, Natal, 2016, 22-25 maio.
- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A.; REGINATTO, R. Analysis of Fulfillment of LVRT Requirements under Unbalanced Operating Conditions. In: *VIII IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America-PES T&D LA*, Morelia, 2016, 21-24 setembro.
- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A. Analysis of the Influence of the FIDVR Problem in the Operation of a DFIG under Unbalanced Conditions. In: *VIII IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America-PES T&D LA*, Morelia, 2016, Morelia, 21-24 setembro.
- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A. Análise da Influência do Problema FIDVR na Operação de um DFIG sob Condições Desbalanceadas. In: *XXI Congresso Brasileiro de Automática*, Vitória, 2016, 03-07 outubro.

- BORGES, R. C.; RAMOS, R. A.; BENTO, M. E. C. A Control Scheme for Mitigation of DFIG Oscillatory Behavior related to FIDVR Problem. In: *XII IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, Curitiba, 2016, 20-23 novembro.

Capítulo 2

UNIDADES EÓLICAS

A busca da diversificação da matriz energética mundial através das fontes alternativas de energia tem resultado em um crescente investimento para o desenvolvimento de tecnologias sustentáveis com o propósito de solucionar tanto as questões dos impactos ambientais quanto aliviar as condições de alto carregamento do sistema elétrico de potência. Os investimentos estão contribuindo para o surgimento de novas tecnologias para a área de geração de energia. Dentre as tecnologias que estão sendo estudadas, pode-se destacar as unidades eólicas equipadas com o gerador de indução duplamente alimentado.

Nesse capítulo são descritos os tipos de tecnologias de unidades eólicas, destacando suas vantagens e desvantagens, as características operacionais e o sistema aerodinâmico.

2.1 - Tipos de Unidades Eólicas

As partes constituintes de uma unidade eólica podem ser visualizadas na figura 2.1, em que representa uma unidade moderna (SOHN, 2014).

Conforme apresenta a figura 2.1, os principais elementos presentes em uma unidade eólica moderna são descritos a seguir (SOHN, 2014):

- sistema aerodinâmico: pás da turbina e processo de conversão entre as formas de energia eólica e mecânica;
- sistema mecânico: rotor da turbina, eixos, caixa de transmissão e rotor do gerador;
- sistema elétrico: conversor eletrônico de potência, cabos, chaves, transformadores e dispositivos de controle específicos;
- sistemas de controle do conversor: sistemas de controle associados;
- vento: o vento pode ser modelado através de medições realizadas em campo ou modelado matematicamente com um perfil de velocidades escolhido;

- gerador: o gerador elétrico pode ser síncrono ou assíncrono;
- rede elétrica: representa o sistema elétrico no qual as unidades eólicas são conectadas;
- sistema de controle aerodinâmico: um exemplo é o controle do ângulo de passo das pás, utilizado tipicamente em unidades eólicas de velocidade variável. Este sistema possui mecanismos de natureza hidráulica ou eletromecânica, capazes de movimentar as pás e alterar o ângulo de incidência do vento sobre as mesmas;
- sistemas de proteção: relés de proteção por sobretensão, subtensão, sobrevelocidade, entre outros.

Figura 2.1- Configuração de uma unidade eólica.

As unidades eólicas podem ser de velocidade fixa e velocidade variável. Aero geradores de velocidade fixa, ou *FSWT*, do inglês *Fixed Speed Wind Turbines*, caracterizam-se pela velocidade fixa do rotor da turbina e do rotor do gerador, independentemente das variações da velocidade do vento. A velocidade do rotor do gerador é determinada pela frequência da rede elétrica e pelo número de polos do gerador (SOHN, 2014).

Aero geradores de velocidade variável, ou *VSWT*, do inglês *Variable Speed Wind Turbines*, caracterizam-se pela velocidade variável do rotor da turbina. Nesta classificação de aero gerador pode alterar a velocidade do rotor da turbina para várias velocidades de vento. A operação em velocidade variável é possível devido à utilização do conversor eletrônico de

potência, que converte a tensão e frequência gerada para a tensão e frequência rede elétrica (SOHN, 2014).

Basicamente as unidades eólicas que se destacam no cenário de produção de energia eólica podem ser de três tipos (SILVA, 2006):

- Unidade eólica equipada com gerador de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo, do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator*, sendo de velocidade fixa.
- Unidade eólica equipada com gerador síncrono, com duas topologias de rotor, a ímã permanente ou eletricamente excitada, sendo de velocidade variável.
- Unidade eólica equipada com gerador de indução duplamente alimentado, do inglês, *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG), sendo de velocidade variável.

2.1.1 - Unidade Eólica com Gerador de Indução do tipo Gaiola de Esquilo

O aerogerador de indução com gaiola de esquilo é considerado ser de velocidade fixa, sendo o rotor curto-circuitado e o estator conectado à rede. A concepção mais usual adotada pelos fabricantes considera a ligação direta do estator da máquina na rede elétrica como mostra a figura 2.2 ou de forma mais comum, a interligação do estator através de uma chave estática "soft-starter", que tem o objetivo de diminuir a corrente de partida durante a conexão da máquina à rede. Esta corrente é gerada pelo grande aumento na solicitação de reativo durante a partida do gerador assíncrono, além disso, é composto por um banco de capacitores que, em conjunto com o magnetismo residual do rotor da máquina, são responsáveis pela auto-excitação do gerador (VIEIRA, 2009; PERDANA, 2006). Esta unidade eólica é projetada para obter máxima eficiência aerodinâmica para uma velocidade específica do vento (ACKERMANN, 2005; PINTO 2013).

Essas unidades foram desenvolvidas para rendimento máximo e uma velocidade específica do vento que, na realidade traduz-se em uma faixa de velocidades muito pequena, isto é, as unidades desse tipo operam geralmente com menos de 1% de variação na velocidade do rotor do gerador (ANAYA-LARA et al., 2009). A velocidade do rotor da turbina é fixada e determinada pela frequência da rede, pela relação de transmissão e pelo escorregamento do gerador de indução. Como a velocidade de rotação do rotor do gerador é muito superior à velocidade do rotor da turbina, é necessário introduzir-se uma caixa de transmissão, que implica na relação de transmissão de velocidades entre a turbina e o gerador.

Figura 2.2- Unidade eólica com gerador de indução gaiola de esquilo.

As principais vantagens desses aerogeradores são (SOHN, 2014):

- sistema robusto e confiável;
- manutenção reduzida;
- custos menores em relação aos outros tipos;
- modelagem mais simples.

As principais desvantagens desses aerogeradores são (SOHN, 2014):

- a velocidade não é controlável. A potência não é controlável na partida;
- necessita-se da caixa de transmissão, o que provoca ruídos e exige manutenção;
- as flutuações do vento são diretamente transmitidas ao torque da turbina que, por sua

vez, provoca variações do torque eletromagnético, impactando negativamente na qualidade da energia elétrica gerada (acoplamento direto à rede: efeitos de oscilações do vento na máquina e na rede);

Um dos principais problemas dos parques eólicos de velocidade fixa é o significativo consumo de potência reativa por parte dos aerogeradores de indução, principalmente na fase de recuperação após um curto-circuito. Embora possa existir o banco de capacitores utilizados para compensar parte dessa potência reativa demandada pelo circuito magnético da máquina, estes capacitores contribuem pouco para amenizar o elevado consumo dessa potência após o defeito ser eliminado em decorrência da redução da tensão nos terminais do gerador (VIEIRA, 2009).

Em virtude disso, buscou-se desenvolver tecnologias com níveis de controle mais sofisticados capazes de controlar as potências ativa e reativa trocada com a rede elétrica. Diante desse cenário, os aerogeradores síncrono e de indução duplamente alimentado têm recebido interesse na geração de energia eólica, devido à versatilidade do controle que

apresentam, associada aos dispositivos de eletrônica de potência. As principais características dessas tecnologias serão abordadas a seguir.

2.1.2 - Unidade Eólica com Gerador Síncrono

O desenvolvimento tecnológico na área de geração eólica resultou na utilização do sistema de controle do ângulo de passo das pás da turbina eólica (do Inglês, *pitch angle controller*), o que possibilitou que as pás girassem ao redor de seu próprio eixo. Esse sistema permite a limitação da potência gerada em condições desfavoráveis e também um melhor aproveitamento da potência do vento. Outra possibilidade é a utilização de conversores estáticos que buscam a máxima potência de operação para cada valor de velocidade do vento. O surgimento destas duas tecnologias consolidou a aplicação de unidades eólicas à velocidade variável (MARQUES, 2004).

Os geradores síncronos (GSs) eletricamente excitados ou com ímãs permanentes podem ser conectados diretamente à turbina eólica ou utilizando caixa de transmissão. Como o GS é interligado à rede elétrica por um conversor "pleno", do inglês *Full Rated Converter*, isto permite o desacoplamento entre a frequência da rede elétrica e do gerador. Esse tipo de unidade eólica tem como vantagem uma estrutura simples de controle e pode operar em velocidades variáveis. Uma grande desvantagem do uso de geradores síncronos em unidades eólicas é a existência de um conversor estático CA-CC-CA dimensionado na potência nominal do gerador (SILVA, 2006; VOLTOLINI, 2007; BAZZO, 2007), gerando custos adicionais.

Por outro lado, uma das principais vantagens na utilização dos conversores estáticos, consiste no desacoplamento total entre o gerador e a rede elétrica. Diante, por exemplo, da ocorrência de rajadas de vento na turbina eólica, a potência injetada na rede é mantida praticamente constante pelos conversores, apesar da súbita variação de velocidade do rotor (VIEIRA, 2009).

A figura 2.3 ilustra a unidade eólica equipada com gerador síncrono e com a caixa de transmissão. Essa topologia baseada em gerador síncrono possibilitou melhor aproveitamento da característica estocástica do vento em relação ao modelo com gerador gaiola de esquilo (ZAMADEI, 2012). Entretanto, devido à utilização de um conversor estático, dimensionado para a potência nominal da unidade eólica, o uso desses conversores resulta em custos adicionais. A unidade eólica equipada com gerador síncrono com múltiplos polos pode dispensar o uso da caixa de transmissão.

Figura 2.3- Unidade eólica com gerador síncrono.

O estator do gerador é conectado ao conversor referente ao lado da máquina ou *MSC*, do inglês, *Machine Side Converter* e o *GSC*, do inglês, *Grid-Side Converter* é conectado diretamente à rede elétrica. Esta topologia caracteriza a utilização do conversor em escala total, o que significa que o mesmo é dimensionado para 100% da potência elétrica de saída do gerador.

Estas unidades foram concebidas com o objetivo de proporcionar melhores respostas perante aos distúrbios que ocorram na rede elétrica. Em unidades eólicas desse tipo é possível conseguir um suporte de potência reativa superior às demais unidades (PERDANA, 2008).

As principais vantagens da unidade eólica com gerador síncrono em relação à unidade com gerador gaiola de esquilo são (SOHN, 2014):

- permite-se a operação em faixas de velocidades, o que aumenta a potência extraída do vento;
- há um suporte de potência reativa;
- maior suportabilidade a afundamentos de tensão;

- ocorre o desacoplamento total entre as frequências oriundas da interação vento/turbina/rotor das frequências oriundas da rede;
- o estresse mecânico é reduzido e a conexão com a rede é mais suave.

As principais desvantagens dessa unidade eólica em relação à unidade com gerador gaiola de esquilo são (SOHN, 2014):

- devido ao conversor ser dimensionado para 100 % da potência elétrica de saída do gerador, o custo associado torna-se mais elevado;
- geradores de múltiplos polos possuem grande diâmetro, o que eleva o custo associado e torna-se um elemento de grande peso para a nacelle.

Os aerogeradores de velocidade fixa perdem espaço no mercado para os aerogeradores de velocidade variável, devido, essencialmente, à eficiência superior destes últimos aerogeradores, aos avanços tecnológicos e à diminuição dos custos associados à eletrônica de potência (ACKERMANN, 2005).

Muitos esforços têm sido feitos em todo o mundo em busca de topologias de unidades eólicas que possuam robustez frente à dinâmica do vento. A busca por uma conexão confiável com a rede e a redução no custo de aquisição das unidades eólicas é um esforço constante por parte da indústria e da academia, para tornar a geração eólica competitiva no mercado de energia elétrica.

2.1.3 - Unidade Eólica com Gerador Duplamente Alimentado

A popularidade mundial da unidade eólica com gerador duplamente alimentado consiste no fato de operar com velocidade variável recorrendo a conversores estáticos com capacidades nominais bastante reduzidas, aproximadamente 25% da capacidade nominal do gerador (VIEIRA, 2009). As unidades eólicas baseadas no DFIG são geralmente compostas por: turbina eólica, caixa de transmissão, gerador de indução com rotor bobinado e conversor estático acoplado entre o rotor do gerador e a rede, como mostra a figura 2.4.

Figura 2.4- Unidade eólica com gerador indução duplamente alimentado.

Na configuração da figura 2.4, a turbina eólica é interligada ao rotor do gerador através de uma caixa de transmissão, o estator é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor bobinado é acessado por meio de anéis e escovas coletoras. Os circuitos do rotor são conectados com a rede através de um duplo conversor estático do tipo bidirecional, conectados entre si através de um barramento CC (ou "link CC").

O conversor conectado ao rotor é chamado de conversor do lado do rotor, do inglês, *Rotor-Side Converter (RSC)*, e o conversor conectado à rede é chamado de conversor do lado da rede, do inglês, *Grid-Side Converter (GSC)*. O conversor *RSC* tem a função de controlar a potência ativa e reativa gerada no estator do gerador, bem como fazer o controle da tensão terminal. O conversor *GSC* tem como principal função controlar a tensão do barramento CC, assim como a potência reativa fornecida pelo conversor do lado da rede ao sistema (VOLTOLINI, 2007; ZAMADEI, 2012; SALLES et al., 2009).

Os avanços tecnológicos e os modos de controle proporcionados pelos sistemas de controle do conversor possibilitam a geração de energia elétrica de forma mais eficiente, tornando-se tais unidades uma solução não somente viável economicamente em grande escala, em virtude da diminuição dos custos em relação ao conversor, mas também uma oportunidade de gerar energia elétrica com melhor rendimento e qualidade para o sistema elétrico de potência (SOHN, 2014).

As principais vantagens dessa unidade eólica em relação à unidade com gerador gaiola de esquilo são (SOHN, 2014):

- controle independente das potências ativa e reativa e viabilidade do controle da tensão;

- a faixa de velocidades para a operação do aerogerador é consideravelmente superior às unidades eólicas de velocidade fixa;
- a extração da energia do vento é maximizada;
- possibilita o suporte de potência reativa;
- maior suportabilidade a afundamentos de tensão;
- ocorre o desacoplamento parcial entre as frequências oriundas da interação vento/turbina/rotor das frequências oriundas da rede devido ao emprego do conversor;
- o estresse mecânico é reduzido e a conexão com a rede é mais suave.

As principais desvantagens dessa unidade eólica em relação à unidade com gerador gaiola de esquilo são (SOHN, 2014):

- custos adicionais devido ao emprego do conversor eletrônico de potência e sistemas de controle associados;
- necessita-se de um sistema de proteção para o conversor eletrônico de potência;
- modelagem mais complexa.

Entre as principais vantagens da utilização desta tecnologia pode-se mencionar a redução da potência do conversor estático, maior eficiência no aproveitamento da energia eólica e maior flexibilidade no controle da potência ativa e reativa gerada em relação à unidade equipada com gerador síncrono (ZAMADEI, 2012).

O conversor estático pode atuar de forma bidirecional, permitindo que o fluxo de potência no circuito do rotor flua nos dois sentidos em função da velocidade do rotor que, depende da velocidade do vento. A figura 2.5 mostra o fluxo de potência no rotor e estator do DFIG. Na presente figura, P_s é a potência do estator, P_r , a potência do rotor e P_m , a potência mecânica fornecida pela turbina eólica. Admitindo-se o sentido positivo para o consumo de energia e negativo para o fornecimento, observa-se que a potência elétrica fornecida pelo gerador à rede pode ser transferida através do estator e simultaneamente fornecida ou consumida pelo rotor através do conversor eletrônico de potência bidirecional. O gerador pode operar no modo subsíncrono, em que velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona, já para o modo de operação supersíncrono, o rotor está com velocidade maior que a velocidade síncrona (VOLTOLINI, 2007; ZAMADEI, 2012).

Assim, é possível verificar que quando o DFIG encontra-se na velocidade supersíncrona ($s < 0$), a potência será fornecida à rede simultaneamente pelo rotor através dos conversores e pelo estator, conforme mostra a figura 2.5. Deste modo ($P_r < 0$), indica o fornecimento de potência ativa para a rede. Mas, quando a máquina encontra-se na velocidade

subsíncrona ($s > 0$), o fluxo da potência será da rede para o rotor. Desta forma, ($P_r > 0$) indica que o rotor consome potência ativa da rede. Em ambos os casos (velocidade supersíncrona e subsíncrona) o estator fornece potência ativa à rede elétrica (PINTO, 2012; OLIVEIRA, 2009).

O conversor e os sistemas de controle associados evitam que o gerador entre em modo de operação como motor quando em operação subsíncrona. Este fato se deve à capacidade do conversor eletrônico de potência e aos sistemas de controle associados em possibilitar o controle das potências ativa e reativa a serem fornecidas pelo gerador elétrico.

O DFIG tem sido muito utilizado entre várias outras técnicas de geração de energia eólica devido à sua maior capacidade de transferência de energia, baixo investimento e controle flexível (ERIKSEN et al., 2005). É uma tecnologia relativamente recente, em comparação com o gerador síncrono convencional, e, portanto, os aspectos relacionados com a estratégia de controle e os fenômenos de estabilidade estão sob investigação por muitos pesquisadores (MISHRA, et al., 2011; MEI; PAL, 2007; MISHRA, et al., 2009).

Figura 2.5: Sentido do fluxo de potência no DFIG. Fonte: Pinto (2012).

2.2 - Sistema Aerodinâmico

O sistema aerodinâmico de uma unidade eólica é composto pelas pás da turbina e no processo de conversão entre as formas de energia eólica e mecânica. As pás absorvem a energia cinética de translação presente nos ventos, convertendo-a em energia cinética de rotação. A energia cinética de rotação faz movimentar o rotor da turbina eólica e assim se

encontra a relação entre a potência mecânica e a potência extraída do vento. A energia cinética (E), em $[\text{kgm}^2/\text{s}^2]$, na forma de translação contida em uma massa de ar, pode ser calculada por:

$$E = \frac{1}{2} m_{ar} V_v^2 \quad (2.1)$$

Essa energia pode ser interpretada como a energia cinética associada ao fluxo de ar de massa m_{ar} [kg], que possui velocidade V_v [m/s] denominada velocidade de vento.

As variações na velocidade do vento podem ter períodos anuais, diários e períodos de curta duração, na ordem de segundos (SILVA, 2006). As variações instantâneas da velocidade do vento estimulam as oscilações eletromecânicas de baixa frequência nas unidades eólicas equipadas com DFIG. Essas oscilações podem causar flutuações de tensão e potência no ponto de acoplamento do gerador com a rede, influenciando na qualidade da energia gerada pela unidade eólica (ZAMADEI, 2012).

2.2.1 - Turbina Eólica

O modelo aerodinâmico permite calcular o valor do conjugado mecânico (ou potência mecânica), aplicado ao eixo do gerador elétrico, considerando as velocidades de vento e as posições do ângulo de passo das pás. O modelo depende do tipo de turbina eólica a ser representado (eixo horizontal ou vertical, quantidade de pás, controle de ângulo das pás, etc.). O modelo aerodinâmico independe do tipo de gerador elétrico escolhido ou do tipo do controle escolhido para os conversores.

A geração de energia elétrica utilizando turbinas com eixo vertical tem a vantagem de não necessitar de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto (CEPEL/CRESEB, 2008). As desvantagens são não possuir o controle do ângulo de passo da pá e o eixo da turbina geralmente é submetido a diferentes esforços devido à diferença de velocidade do vento entre a base e o topo da turbina (ZAMADEI, 2012).

As turbinas de eixo horizontal são as mais comuns, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. Esta turbina geralmente é composta por três pás (CEPEL/CRESEB, 2008).

A velocidade das turbinas com eixo horizontal que operam com velocidade variável pode ser controlada pelo ajuste do ângulo de passo das pás e por meio do torque eletromagnético do gerador que, por sua vez, é controlado pelo conversor estático da unidade eólica (SILVA, 2006). O controle de passo é um sistema ativo que utiliza um sinal do sistema de controle para mudar o ângulo de passo das pás, alterando assim as forças aerodinâmicas e também a potência extraída do vento. A potência em [W] extraída do vento pode ser dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 \quad (2.2)$$

em que $A = \pi R^2$ é a área varrida pelas pás da turbina em [m²], R é o raio da turbina e ρ é a densidade do ar em [kg/m³].

A energia mecânica é obtida pela conversão da energia cinética através da rotação das pás. Contudo, a potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica. Levando em conta esta característica física, é introduzido um índice chamado de coeficiente de potência C_p , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor (BARROS, C., 2011). Portanto, a potência mecânica, P_m , captada por uma turbina eólica é dada pela equação aerodinâmica (2.3) (VOLTOLINI, 2007; ACKERMANN, 2005):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) V_v^3 \quad (2.3)$$

em que λ é a velocidade específica da turbina e β é o ângulo de passo, do inglês “*pitch angle*”.

De acordo com a equação (2.3), para implementar turbinas com altas potências deve-se utilizar grandes comprimentos de pás, pois a potência cresce com o quadrado do raio varrido pelas pás. Outra maneira de obter potência elevada é a instalação das turbinas eólicas em áreas com altas médias de velocidade do vento, uma vez que a potência cresce com o cubo da velocidade do vento.

O rendimento de uma turbina eólica é fortemente influenciado pelo coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$, cujo valor pode variar de 0 até 0,59. O limite superior é chamado de limite de Betz. Esse limite afirma que a máxima potência extraída do vento por uma turbina eólica é de 59% (VOLTOLINI, 2007). Esse limite é o ponto ótimo de operação que extrai a máxima potência possível do vento. O limite de 59% é atingido quando é possível extrair a máxima potência do vento, o que faz com que a velocidade do vento atrás das pás da turbina seja praticamente zero. O coeficiente de potência é igual a 0 quando a velocidade na frente das pás

é igual à velocidade na saída das pás, logo, não se pode extrair potência do vento. O limite de 59% só é obtido em turbinas com funcionamento ideal, o que não ocorre na prática devido às perdas no sistema aerodinâmico. Dentro dos limites mínimo (zero) e máximo (0,59), o coeficiente de potência C_p varia com λ e β .

As curvas que relacionam $C_p(\lambda, \beta)$ são obtidas experimentalmente através de testes realizados em túneis de vento pelo fabricante da turbina eólica e podem ser obtidas segundo o modelo matemático bastante utilizado na literatura (SLOOTWEG, et al., 2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_1}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} \quad (2.4)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.5)$$

Os parâmetros c_1 a c_9 são ajustados para representar o comportamento aerodinâmico da turbina. A velocidade específica λ é a razão entre a velocidade tangencial nas pontas das pás da turbina e a velocidade incidente do vento V_v , conforme mostra a equação (2.6):

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{V_v} \quad (2.6)$$

onde ω_t é a velocidade angular da turbina em [rad-mec/s].

O torque mecânico da turbina eólica pode ser dado por (YANG, et al., 2012):

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} \quad (2.7)$$

Substituindo a equação (2.3) na equação (2.7) obtém-se a expressão final do torque mecânico em N/m:

$$T_m = \frac{0,5\rho A C_p(\lambda, \beta) V_v^3}{\omega_t} \quad (2.8)$$

A figura 2.6 apresenta o comportamento de C_p para vários valores do ângulo de passo “ β ” em função da razão de velocidade λ utilizando o modelo matemático dado pelas equações (2.4) e (2.5). Pode ser observado que à medida que aumenta o ângulo “ β ”, diminui o coeficiente de potência e consequentemente a potência elétrica gerada pela turbina. Analisando a figura 2.7 é possível observar que, para uma certa velocidade de vento, é possível fixar a velocidade do rotor de forma a obter o valor ótimo para a velocidade específica ($\lambda_{ótimo}$) (PINTO, 2012). Com esse procedimento é possível maximizar a extração

da potência do vento pela turbina. Logo, a utilização de turbinas eólicas que operam com velocidade variável possibilita a maximização da extração da potência do vento para diferentes valores da velocidade de vento. Para velocidades de vento abaixo da nominal, o sistema de controle do ângulo de passo da turbina não deve atuar e a potência elétrica de saída varia conforme variações da velocidade do vento. Para velocidades do vento acima da nominal, o sistema de controle atua de forma a alterar o torque eletrodinâmico sobre as pás até atingir o valor específico que produza a potência nominal (SOHN, 2014).

A figura 2.7 apresenta a trajetória de máxima potência de uma turbina eólica qualquer para diferentes velocidades do vento. A curva de máxima potência (*MPPT-Maximum Power Point Tracking*) tem o objetivo de manter a turbina operando no ponto ótimo (PINTO, 2012). A curva P_{opt} é definida por [PEÑA, 1996]:

$$P_{opt} = K_{opt} \omega_r^3 \quad (2.9)$$

na qual K_{opt} é a constante obtida da aerodinâmica da turbina, sendo definida por:

$$K_{opt} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 C_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} \quad (2.10)$$

Figura 2.6: Coeficiente de potência em função de λ e β . Fonte: Pinto (2012).

Figura 2.7: Trajetória de máxima potência de uma turbina eólica. Fonte: Pinto (2012).

Em unidades eólicas que operam com velocidade variável, a eficiência na conversão de energia pode melhorar na faixa de 3 a 28% se comparada com unidades que operam com velocidade fixa. Essa melhor eficiência depende das condições dos ventos e características da turbina eólica (VOLTOLINI, 2007).

A figura 2.8 compara a potência mecânica gerada (para diferentes velocidades de vento) considerando a operação com velocidade variável e com velocidade fixa para o caso de uma turbina eólica de 2MW com velocidade nominal do vento de 11,8 m/s (SALLES, 2009).

Observa-se na figura 2.8 que a potência mecânica é quase sempre superior para a unidade eólica de velocidade variável, pois esta permite ajustar a velocidade da turbina para diferentes velocidades do vento, o que não é possível para a unidade eólica de velocidade fixa.

Figura 2.8: Potência mecânica para velocidade fixa e variável. Fonte: Salles (2009).

2.2.2 - Sistema de Controle Aerodinâmico

As turbinas são projetadas para fornecerem a máxima potência mecânica, no entanto, devido à potência nominal do gerador, ventos com produção de potência superior à nominal não deverão ser aproveitados para não danificar a unidade eólica. Devido a isto, todas as turbinas são equipadas por algum tipo de controle de potência entregue ao gerador. De acordo com (ACKERMANN, 2005), o método de controle tipicamente utilizado nas unidades eólicas de velocidade variável é o controle de *pitch*.

O controle de *pitch* ou controle do ângulo de passo é um método de controle ativo em que as pás ou parte destas (representadas na figura 2.9) são rotacionadas alterando-se o ângulo de passo β e assim, limitando-se a energia extraída do vento.

Existem, na literatura, várias propostas de sistemas de controle de *pitch* (SLOOTWEG et al., 2003; AKHMATOV et al., 2003). Apesar de as abordagens usadas nestas diferentes propostas não serem inteiramente diferentes entre si, a solução descrita em (SLOOTWEG, et al., 2003) apresenta a particularidade de não utilizar controladores PI, não garantindo um erro nulo em regime permanente.

Figura 2.9: Pás do aerogerador. Fonte: (Barros, C., 2011).

Já em (AKHMATOV et al., 2003) utiliza-se o controlador PI, conforme mostra a figura 2.10, o qual foi o modelo utilizado no presente trabalho. O controle de *pitch* é apresentado de uma forma genérica, sendo que a variável que controla o ângulo β ,

representada na figura 2.10 por X , pode assumir várias grandezas (GIL, 2009). Na figura 2.10 tem-se que:

X – Variável de controle em [p.u.];

X_{REF} – Referência para a variável de controle em [p.u.];

K_P – Ganho proporcional;

K_I – Ganho integral;

β_{MAX} – Ângulo de *pitch* máximo em [graus];

β_{OPT} – Ângulo de *pitch* ótimo em [graus];

β_{MIN} – Ângulo de *pitch* mínimo em [graus];

β_{REF} – Ângulo de *pitch* de referência em [graus];

T_{SERVO} – Constante de tempo do servo que ajusta o ângulo das pás da turbina em [s].

Figura 2.10: Diagrama de blocos do controle de *pitch*.

O valor X pode ser (GIL, 2009):

- Uma grandeza elétrica (potência elétrica gerada, por exemplo);
- Uma grandeza mecânica (velocidade da turbina, por exemplo);
- Uma combinação dos itens anteriores.

O valor X é comparado com uma referência X_{REF} e o sinal de erro resultante é enviado para o controlador PI que vai gerar o sinal de referência β_{REF} para o ângulo de *pitch*. Este sinal encontra-se limitado de β_{OPT} a β_{MAX} , sendo que β_{OPT} corresponde ao caso mais geral de funcionamento com vento regular, ou seja, mais fraco (e β_{MAX} considera-se normalmente igual a 90°). Normalmente assume-se $\beta_{OPT} = 0$ apesar de, tipicamente, a otimização deste valor conduzir a ângulos ligeiramente negativos (em geral, assume-se que $\beta_{MIN} = \beta_{OPT}$) (GIL, 2009). O sinal de referência β_{REF} vai ser comparado com o ângulo de *pitch* β . O erro no sinal é depois corrigido por um servomotor.

Capítulo 3

MODELAGEM DO SISTEMA DE POTÊNCIA

Os sistemas elétricos de potência estão sujeitos a vários fenômenos físicos, e o estudo desses fenômenos requer uma modelagem matemática dos elementos que constituem este sistema. O grau de complexidade da modelagem matemática varia de acordo com as considerações e aproximações que serão utilizadas. Devido a essa complexidade, proveniente da diversificação dos elementos do sistema, é conveniente recorrer a considerações físicas e aproximações para adequar a modelagem de acordo com o tipo de pesquisa em questão, de modo a simplificar a modelagem sem perder as informações do sistema estudado.

A obtenção de um modelo matemático para representar de forma adequada os elementos do sistema e a sua dinâmica é um dos primeiros passos nos estudos a serem realizados. Neste capítulo será apresentada a modelagem do sistema elétrico utilizado no estudo proposto. São apresentados os modelos das máquinas assíncronas (gerador de indução duplamente alimentado e motor de indução gaiola de esquilo), os diagramas de blocos das malhas de controle dos conversores RSC e GSC do DFIG, o modelo da carga, o modelo da rede de distribuição e por fim, o modelo dos transformadores. Esse capítulo tem o objetivo de apresentar de forma geral a modelagem de cada um dos elementos citados para posterior utilização no estudo.

3.1 - Sistema Referencial dq0

As máquinas de corrente alternada podem ser descritas por um conjunto de equações no sistema abc , no entanto, as indutâncias do modelo são dependentes da posição do rotor do gerador, ou seja, variam com o movimento de rotação do rotor. Com isso, o conjunto de equações diferenciais que descrevem o comportamento da máquina estão sujeitas a coeficientes variantes no tempo, tornando difícil a realização dos estudos propostos (ZAMADEI, 2012).

Buscando a simplificação do conjunto de equações diferenciais que representam o modelo da máquina, aplica-se uma mudança de variáveis, o que torna os coeficientes das equações invariantes no tempo. Para isso, utiliza-se a transformada de Park (através da matriz de transformação T_θ dada pela equação 3.1), conforme mostrado na figura 3.1.

Figura 3.1: Transformação de Park, (a) tensões no referencial abc e (b) tensões no referencial $dq0$. Fonte: Zamadei (2012).

A transformação de Park é uma transformação de variáveis, em que os enrolamentos trifásicos abc da máquina são substituídos por enrolamentos fictícios $dq0$ que giram com a mesma velocidade do rotor da máquina. As variáveis rotóricas e estatóricas são relacionadas a um sistema de referência que pode rotacionar em qualquer velocidade angular e inclusive permanecer em estado estacionário. Assim, para a máquina elétrica de indução, as variáveis da máquina, tensões, correntes e fluxos, associadas ao estator, são referenciadas a um sistema de referência que pode ser fixo no estator, fixo no rotor ou fixo em um referencial genérico e assim, todas as indutâncias dependentes do deslocamento angular θ tornam-se então independentes. A mudança entre os sistemas realiza-se com o objetivo de reduzir a complexidade das equações diferenciais e facilitar a implementação computacional (KRAUSE, et al., 1994).

A matriz de transformação de potência invariante T_θ pode ser dada por:

$$\mathbf{T}_\theta = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

em que θ é a defasagem angular entre os eixos de referência do sistema abc e $dq0$. A equação de transformação da referência abc para $dq0$ pode ser dada por:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \mathbf{T}_\theta \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

onde a variável x pode ser as tensões, correntes ou os fluxos concatenados da máquina.

3.2 - Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

As máquinas elétricas assíncronas, também chamadas de máquinas elétricas de indução, permaneceram durante muitos anos limitadas à função motora, essencialmente nas indústrias, por uma série de características que fez e faz o motor de indução destacar-se dos demais, a exemplo da robustez e relação peso/potência, dentre outras (FRANCHI, 2009). Porém, nas últimas décadas, houve um aumento considerável da utilização das máquinas elétricas de indução como geradores, particularmente em unidades eólicas e micro centrais hidrelétricas (SOHN, 2014).

O modelo do DFIG adotado em estudos de estabilidade é fundamentado no modelo bem difundido da máquina de indução, considerando as malhas de controle do conversor bidirecional e as equações mecânicas referentes à dinâmica da turbina eólica e o rotor do gerador. Buscando um modelo que seja adequado e simplificado para o DFIG, de modo a simplificar a utilização do controle vetorial e os estudos de estabilidade, aplica-se um conjunto de transformadas de coordenadas nas equações originais da máquina de indução. O resultado dessa simplificação é a obtenção de um modelo invariante no tempo. A partir desse modelo invariante no tempo é possível fazer manipulações nas equações da tensão do rotor e do estator e considerar a atuação do controle vetorial. O modelo do gerador de indução apresentado nesse capítulo é o mesmo utilizado no *software* EMTP-RV.

A máquina elétrica de indução trifásica pode ser representada pela figura 3.2. As considerações adotadas para a modelagem da máquina elétrica de indução trifásica são:

- Os três enrolamentos estatóricos são iguais entre si;
- Os três enrolamentos rotóricos são iguais entre si;
- O deslocamento angular entre os enrolamentos estatóricos são iguais;
- O deslocamento angular entre os enrolamentos rotóricos são iguais;
- Não ocorre saturação do material magnético;
- Desprezam-se as perdas magnéticas: correntes de Foucault e histerese;
- Desprezam-se as perdas mecânicas;
- Não se desprezam as perdas no cobre;
- Harmônicos são desprezados;
- Os enrolamentos rotóricos e estatóricos são ligados em estrela;
- Para a máquina operando como gerador, as correntes rotóricas e estatóricas são positivas saindo da máquina;
- Para a máquina operando como motor, as correntes rotóricas e estatóricas são positivas entrando na máquina.

As equações vetoriais das tensões abc estatóricas V_s^{abc} e rotóricas V_r^{abc} de forma geral, são dadas por:

$$V_s^{abc} = \frac{d \Psi_s^{abc}}{dt} + R_s I_s^{abc} \quad (3.3)$$

$$V_r^{abc} = \frac{d \Psi_r^{abc}}{dt} + R_r I_r^{abc} \quad (3.4)$$

em que, os vetores das tensões, correntes e fluxos estatóricos V_s^{abc} , I_s^{abc} e Ψ_s^{abc} juntamente com os vetores das tensões, correntes e fluxos rotóricos V_r^{abc} , I_r^{abc} e Ψ_r^{abc} são dados por:

$$V_s^{abc} = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$I_s^{abc} = \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\Psi_s^{abc} = \begin{bmatrix} \Psi_{as} \\ \Psi_{bs} \\ \Psi_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$V_r^{abc} = \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$I_r^{abc} = \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\Psi_r^{abc} = \begin{bmatrix} \Psi_{ar} \\ \Psi_{br} \\ \Psi_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Figura 3.2: Representação da máquina de indução trifásica.

As resistências estatóricas R_{as} , R_{bs} e R_{cs} são dadas pela equação (3.11):

$$R_{as} = R_{bs} = R_{cs} = R_s \quad (3.11)$$

Na forma matricial, tem-se para o estator a equação (3.12):

$$R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Da mesma forma, as resistências rotóricas R_{ar} , R_{br} e R_{cr} são dadas pela equação (3.13):

$$R_{ar} = R_{br} = R_{cr} = R_r \quad (3.13)$$

Na forma matricial, tem-se para o rotor a equação (3.14):

$$R_r = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Após a aplicação da transformada de Park nas equações (3.3) e (3.4) da máquina de indução e adotando a convenção da máquina operando como gerador, obtém-se um novo

modelo com parâmetros invariantes no tempo (KUNDUR, 1994). As equações a seguir apresentam as tensões e os fluxos magnéticos da máquina de indução no referencial de eixos ortogonais dq com velocidade síncrona (SLOOTWEG, 2003; SILVA, 2006; SOHN, 2014, VIEIRA, 2009).

Equações das tensões:

$$V_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \Psi_{qs} + \frac{d \Psi_{ds}}{dt} \quad (3.15)$$

$$V_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \Psi_{ds} + \frac{d \Psi_{qs}}{dt} \quad (3.16)$$

$$V_{dr} = -R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \Psi_{qr} + \frac{d \Psi_{dr}}{dt} \quad (3.17)$$

$$V_{qr} = -R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \Psi_{dr} + \frac{d \Psi_{qr}}{dt} \quad (3.18)$$

em que V_{ds} e V_{qs} são as componentes de tensões do estator de eixo direto (d) e em quadratura (q) em [V], respectivamente; V_{dr} e V_{qr} são as componentes de tensões do rotor de eixo d e q em [V], respectivamente; R_s e R_r são as resistências elétricas do estator e rotor em [Ω], respectivamente; i_{ds} e i_{qs} são as componentes das correntes elétricas do estator de eixo d e q em [A], respectivamente; i_{dr} e i_{qr} são as componentes das correntes elétricas do rotor de eixo d e q em [A], respectivamente; Ψ_{ds} e Ψ_{qs} são as componentes dos fluxos magnéticos do estator de eixo d e q em [Wb.voltas], respectivamente; Ψ_{dr} e Ψ_{qr} são as componentes dos fluxos magnéticos do rotor de eixo d e q em [Wb.voltas], respectivamente; ω_s e ω_r são as velocidades angulares síncrona e do rotor em [rad-ele./s], respectivamente.

Os fluxos magnéticos são dados pelas equações (3.19) – (3.22) (SLOOTWEG, 2003):

$$\Psi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} - L_m i_{dr} \quad (3.19)$$

$$\Psi_{qs} = -L_{ss} i_{qs} - L_m i_{qr} \quad (3.20)$$

$$\Psi_{dr} = -L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (3.21)$$

$$\Psi_{qr} = -L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (3.22)$$

em que

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (3.23)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.24)$$

sendo que L_{ss} , L_{rr} , L_s , L_r e L_m respectivamente, são as indutâncias próprias do estator, rotor, de dispersão do estator e rotor e a mútua em [H].

O modelo da máquina de indução descrito em (3.15) – (3.18) pode ser representado na forma de um circuito elétrico equivalente, conforme apresentado na figura 3.3 e figura 3.4.

Figura 3.3: Circuito elétrico de eixo d da máquina de indução.

Figura 3.4: Circuito elétrico de eixo q da máquina de indução.

É possível transformar as equações das componentes das tensões do estator e rotor de eixos d e q representadas em (3.15) – (3.18), respectivamente, para valores por unidade (p.u), assim como as equações das componentes dos fluxos do estator e rotor de eixos d e q em (3.19) – (3.22), respectivamente. Para isso, deve-se escolher as variáveis bases para o estator, onde (VIEIRA, 2009):

$v_{s\ base}$ - valor da tensão nominal do gerador, em [V];

$i_{s\ base}$ - valor da corrente nominal do gerador, em [A];

$f_{s\ base}$ - frequência nominal em [Hz]

$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$ - velocidade angular em [rad-elet/s];

$z_{s\ base} = \frac{v_{s\ base}}{i_{s\ base}}$ - impedância em [ohm];

$L_{s\ base} = \frac{v_{s\ base}}{i_{s\ base} \omega_{base}}$ - indutância em [H];

$\Psi_{s\ base} = \frac{v_{s\ base}}{\omega_{base}}$ - fluxo magnético em [Wb.voltas];

Assumindo que as grandezas do rotor estão referenciadas no estator, as bases podem ser aplicadas ao rotor. Assim as equações das tensões do estator e rotor de eixo d e q podem ser reescritas em p.u, dividindo os dois lados das equações por $v_{s\ base}$, sabendo-se que $v_{s\ base} = z_{s\ base} i_{s\ base} = \omega_{base} \Psi_{s\ base}$, (VIEIRA, 2009):

$$\frac{V_{ds}}{v_{s\ base}} = -\frac{R_s}{z_{s\ base}} \frac{i_{ds}}{i_{s\ base}} - \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\Psi_{qs}}{\Psi_{s\ base}} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Psi_{ds}}{\Psi_{s\ base}} \right) \quad (3.25)$$

$$\frac{V_{qs}}{v_{s\ base}} = -\frac{R_s}{z_{s\ base}} \frac{i_{qs}}{i_{s\ base}} + \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\Psi_{ds}}{\Psi_{s\ base}} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Psi_{qs}}{\Psi_{s\ base}} \right) \quad (3.26)$$

$$\frac{V_{dr}}{v_{s\ base}} = -\frac{R_r}{z_{s\ base}} \frac{i_{dr}}{i_{s\ base}} - \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_{base}} \frac{\Psi_{qr}}{\Psi_{s\ base}} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Psi_{dr}}{\Psi_{s\ base}} \right) \quad (3.27)$$

$$\frac{V_{qr}}{v_{s\ base}} = -\frac{R_r}{z_{s\ base}} \frac{i_{qr}}{i_{s\ base}} + \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_{base}} \frac{\Psi_{dr}}{\Psi_{s\ base}} + \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Psi_{qr}}{\Psi_{s\ base}} \right) \quad (3.28)$$

Reescrevendo as equações (3.25) – (3.28) com a notação "-" para descrever os termos em p.u e chamando ω_{base} de ω_b tem-se:

$$\bar{V}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\Psi}_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d \bar{\Psi}_{ds}}{dt} \quad (3.29)$$

$$\bar{V}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\Psi}_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d \bar{\Psi}_{qs}}{dt} \quad (3.30)$$

$$\bar{V}_{dr} = -\bar{R}_r \bar{i}_{dr} - (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\Psi}_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d \bar{\Psi}_{dr}}{dt} \quad (3.31)$$

$$\bar{V}_{qr} = -\bar{R}_r \bar{i}_{qr} + (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\Psi}_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d \bar{\Psi}_{qr}}{dt} \quad (3.32)$$

De forma similar as equações (3.19) – (3.22) dos fluxos do estator e rotor de eixo d e q ao serem divididas por $\Psi_{s\ base} = L_{s\ base} i_{s\ base}$ podem ser escritas em p.u:

$$\bar{\Psi}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} - \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (3.33)$$

$$\bar{\Psi}_{qs} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_m \bar{i}_{qr} \quad (3.34)$$

$$\bar{\Psi}_{dr} = -\bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds} \quad (3.35)$$

$$\bar{\Psi}_{qr} = -\bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs} \quad (3.36)$$

O torque eletromagnético, as potências ativa e reativa do estator e rotor podem ser calculadas com as equações (3.37) – (3.41), respectivamente (KUNDUR, 1994; PAL; MEI, 2007; VIEIRA, 2009):

$$\bar{T}_e = \bar{\Psi}_{ds} \bar{i}_{qs} - \bar{\Psi}_{qs} \bar{i}_{ds} \quad (3.37)$$

$$\bar{P}_s = \bar{T}_e \bar{\omega}_r = \text{Re}\{\bar{v}_s \bar{i}_s^*\} = \bar{V}_{ds} \bar{i}_{ds} + \bar{V}_{qs} \bar{i}_{qs} \quad (3.38)$$

$$\bar{Q}_s = \text{Im}\{\bar{v}_s \bar{i}_s^*\} = \bar{V}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{V}_{ds} \bar{i}_{qs} \quad (3.39)$$

$$\bar{P}_r = \text{Re}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{V}_{dr} \bar{i}_{dr} + \bar{V}_{qr} \bar{i}_{qr} \quad (3.40)$$

$$\bar{Q}_r = \text{Im}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{V}_{qr} \bar{i}_{dr} - \bar{V}_{dr} \bar{i}_{qr} \quad (3.41)$$

3.3 - Controle do DFIG

A unidade eólica equipada com DFIG tem se destacado dentre as tecnologias mais sofisticadas, sendo muito utilizada em grandes parques eólicos espalhados pelo mundo, tanto em instalações *onshore* (instalações em terra) como em *offshore* (instalações no mar). O controle flexível proporcionado pelos conversores eletrônicos desse aerogerador tem levado esse tipo de geração a operar de forma semelhante aos geradores síncronos convencionais, oferecendo capacidades de controle de potência ativa e reativa (VIEIRA, 2009).

As unidades eólicas baseadas em DFIG utilizam um conversor bidirecional (*back-to-back*) que interliga o circuito do rotor com a rede elétrica. O conversor bidirecional é constituído por dois conversores trifásicos do tipo fonte de tensão, interligados através de um barramento CC (ou link CC), o que caracteriza um circuito CA/CC/CA entre o rotor e a rede elétrica. Essa topologia pode ser visualizada na figura 3.5 (ZAMADEI, 2012). As malhas de controle contidas na referida figura são discutidas nas próximas seções.

Figura 3.5: Exemplificação das malhas de controle do DFIG.

Nos aerogeradores DFIG, a interligação dos conversores estáticos de potência (CA-CC-CA) ao rotor da máquina de indução, recorrendo as chaves estáticas do tipo IGBT com modulação por largura de pulsos, determina uma das grandes vantagens que este aerogerador oferece em relação à máquina de indução com rotor gaiola (VIEIRA, 2009).

3.3.1 - Malhas de Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC)

No conversor do lado do rotor estão presentes as principais malhas de controle da unidade eólica, que são responsáveis pelo controle do DFIG. O escorregamento, o torque do gerador, as potências ativa e reativa do rotor e estator são controladas pelo ajuste da amplitude, fase, frequência e tensão introduzidas no rotor (SOHN, 2014). O RSC controla, indiretamente, a velocidade ótima de operação e o fator de potência unitário do DFIG (SALLES, 2009) e pode controlar também a tensão do estator (ZAMADEI, 2012).

Na estratégia de controle de velocidade, a referência é calculada a partir da velocidade do vento, visando manter a turbina na velocidade específica ótima, o que resulta na máxima potência que a turbina eólica pode extrair do vento. A velocidade específica ótima é a referência da malha de controle de velocidade e tem relação direta com a potência ativa gerada. Nessa estratégia de controle, as variações na velocidade do vento resultam em flutuações de potência ativa e reativa, o que acarreta flutuações de tensão nos terminais do gerador (ZAMADEI, 2012). Na presente tese, a velocidade do vento foi considerada constante no seu valor nominal de forma a obter a potência nominal da turbina.

Na malha de controle de velocidade é possível escolher a estratégia de controle de potência ativa do estator. Nesse caso, a potência ativa desejada para o gerador é a referência da malha de controle. A utilização dessa técnica permite que na situação de rajada de vento a potência ativa seja mantida constante, assim, o excedente de energia extraída da rajada de vento é armazenado na forma de energia cinética, o que aumenta a velocidade do rotor. Em caso de velocidades elevadas, o ângulo de passo das pás pode ser regulado para limitar a velocidade da turbina (ZAMADEI, 2012).

A segunda malha de controle do RSC tem a função de controlar a potência reativa do estator ou tensão. Devido ao uso da técnica de controle vetorial, essa malha de controle atua de forma independente em relação à malha de controle de velocidade/potência. Essa malha de controle pode manter o fator de potência unitário no ponto de conexão com a rede por meio

do controle da troca de potência reativa. Para isso, a potência reativa no ponto de conexão é medida e comparada com o valor de referência ($Q = 0$). Em (PAEZ, et al., 2016) foi verificado que a estratégia de controle do DFIG que regula a tensão terminal apresenta melhor desempenho durante o período da falta, recuperando os valores da tensão de regime permanente quando o sistema possui cargas do tipo motor de indução. Sendo assim, esta também foi a estratégia de controle adotada no presente trabalho para o conversor RSC.

Na estratégia de controle vetorial do conversor RSC, assume-se que o eixo de referência d - q está sincronizado com o fluxo do estator, cujo eixo d está alinhado com o fluxo estatórico. Sendo assim, os fluxos e as tensões do estator ao longo dos eixos q e d são definidos como $\bar{\Psi}_{qs} = 0$, $\bar{\Psi}_{ds} = |\bar{\Psi}_s|$, $\bar{V}_{qs} = |\bar{V}_s|$ e $\bar{V}_{ds} = 0$, respectivamente (VIEIRA, 2009).

No presente trabalho o controle do RSC é realizado conforme mostra a figura 3.6. Através da figura é possível compreender a relação entre a potência e tensão terminal com as tensões de quadratura e de eixo direto do rotor, respectivamente.

Figura 3.6: Diagrama de blocos do controle RSC.

Os erros de potência e de tensão terminal das malhas de controle passam, ambos, por um estágio inicial de controladores PI, de ganhos k_{p1} , k_{i1} , k_{p3} e k_{i3} , respectivamente. Esses controladores PI produzem correntes de referência do rotor, $\bar{i}_{qr_ref}$ e $\bar{i}_{dr_ref}$, as quais são comparadas com as respectivas correntes do rotor efetivamente medidas, $\bar{i}_{qr}$ e $\bar{i}_{dr}$, produzindo erros que se tornam entradas dos controladores PI de ganhos, k_{p2} , k_{i2} , k_{p4} e k_{i4} , respectivamente. Por fim, as malhas de controle produzem os sinais efetivos de tensão do rotor $\bar{v}_{qr}$ e $\bar{v}_{dr}$, em que são transformados para as coordenadas abc, e adotados como sinais

modulantes para o controle de conversores usando a técnica de *Pulse Width Modulation* (PWM), que quando comparados com as tensões triangulares, geram os sinais elétricos para a comutação das chaves eletrônicas IGBTs, como mostra a figura 3.7.

Na figura 3.6 $\bar{v}'_{dr}$, $\bar{v}'_{qr}$, são:

$$\bar{v}'_{dr} = +(\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r)\bar{L}_m\bar{i}_{qs} + (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r)\bar{L}_{rr}\bar{i}_{qr} \quad (3.42)$$

$$\bar{v}'_{qr} = -(\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r)\bar{L}_m\bar{i}_{ds} - (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r)\bar{L}_{rr}\bar{i}_{dr} \quad (3.43)$$

$$\bar{L}_{rr} = \bar{L}_m + \bar{L}_{1r} \quad (3.44)$$

Figura 3.7: Controle das chaves.

3.3.2 - Malhas de Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC)

O conversor do lado da rede é interligado à rede elétrica através de um filtro indutivo com função de eliminar as distorções harmônicas geradas pelo conversor eletrônico de potência. Este conversor é composto por uma ponte trifásica baseada em IGBTs (SILVA, 2006) permitindo o fluxo potência ativa e reativa tanto no sentido da rede como no sentido do rotor, podendo atuar como retificador ou inversor. Pode-se observar da figura 3.5 que o GSC também é composto por duas malhas de controle que atuam de forma independente.

O objetivo principal do GSC é manter a tensão no barramento CC constante, independentemente da magnitude e/ou sentido do fluxo da potência do rotor do DFIG, obtida através da primeira malha de controle. Além disso, a segunda malha de controle pode ser usada para controlar a potência reativa que flui entre o conversor e a rede, ou para controlar a tensão na rede no ponto de conexão do conversor. Entretanto, a segunda malha é geralmente usada para o controle de reativo sendo ajustada para que não haja fluxo de reativo entre o

conversor e a rede e vice-versa (ou seja, $Q_{REDE} = 0 \text{ MVar}$), sendo assim o conversor passa a controlar apenas o fluxo de potência ativa entre a rede e o rotor.

Na estratégia de controle vetorial do conversor GSC, assume-se que o eixo d está alinhado com a tensão do estator. Dessa forma, as tensões do conversor interligado à rede são dadas por (VIEIRA, 2009):

$$\bar{v}_{dc} = \bar{V}_{ds} - \bar{R}_L \bar{i}_{dc} + \bar{X}_L \bar{i}_{qc} - \frac{\bar{X}_L}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{dc}}{dt} \quad (3.45)$$

$$\bar{v}_{qc} = -\bar{R}_L \bar{i}_{qc} - \bar{X}_L \bar{i}_{dc} - \frac{\bar{X}_L}{\omega_b} \frac{d\bar{i}_{qc}}{dt} \quad (3.46)$$

em que $\bar{R}_L$ e $\bar{X}_L$ são a resistência e a reatância do filtro, respectivamente; $\bar{i}_{dc}$, $\bar{i}_{qc}$, $\bar{v}_{dc}$ e $\bar{v}_{qc}$ são as componentes da corrente e tensão dos eixos d e q do GSC, respectivamente. A figura 3.8 mostra o diagrama de blocos do GSC utilizado neste trabalho. Na figura 3.8 $\bar{v}'_{dc}$, $\bar{v}'_{qc}$, são (VIEIRA, 2009):

$$\bar{v}'_{dc} = \bar{X}_L \bar{i}_{qc} + \bar{V}_{ds} \quad (3.47)$$

$$\bar{v}'_{qc} = -\bar{X}_L \bar{i}_{dc} \quad (3.48)$$

Figura 3.8: Diagrama de blocos do controle GSC.

O erro de tensão do *link* CC da malha de controle da figura 3.8 passa por um controlador PI, de ganhos k_{p5} , k_{i5} , que produz uma corrente de referência no GSC, $\bar{i}_{dc_ref}$, a qual é comparada com a realimentação do sinal de corrente do GSC, $\bar{i}_{dc}$ (medida), gerando o erro que corresponde à entrada do controlador PI de ganhos, k_{p6} e k_{i6} , produzindo o sinal

$\bar{v}_{dc}$. De forma similar, o erro entre os sinais de corrente do GSC, $\bar{i}_{qc_ref}$ e $\bar{i}_{qc}$ (medida), é a entrada do controlador PI de ganhos, k_{p7} e k_{i7} . Esse controlador produz a tensão $\bar{v}_{qc}$. Os sinais $\bar{v}_{dc}$ e $\bar{v}_{qc}$ são transformados para as coordenadas abc, e adotados como sinais modulantes para o controle de conversores PWM que, quando comparados com as tensões triangulares, geram os sinais elétricos para a comutação das chaves eletrônicas, semelhante ao diagrama de blocos da figura 3.7.

3.4 - Dispositivos de Proteção no DFIG

Os aerogeradores que utilizam os conversores eletrônicos de potência geralmente precisam de dispositivos de proteção contra curto-circuito, de modo a proteger os semicondutores que não podem ser submetidos às correntes de curto-circuito durante muito tempo. Assim utilizam-se dispositivos de proteção como o *crowbar* e o *chopper* (VIDAL et al., 2013; PANNELL et al., 2013). O sistema *crowbar* é essencial para proteger o RSC de sobrecorrentes induzidas nos enrolamentos do rotor. O *chopper* também é um dispositivo de proteção importante para garantir os limites de tensão do link CC. Essas proteções típicas não foram modeladas no estudo porque a ideia é analisar o comportamento do gerador sob condições extremas, inclusive por exemplo, durante a falha do dispositivo de proteção. Além disso, nesse trabalho acadêmico não queria gerar a característica de estudo de caso modelando todos os dispositivos e comportamentos que ocorreria. No entanto, chama-se a atenção pelo fato de que a presença dessas proteções é essencial na operação de um sistema real.

3.5 - Modelo Dinâmico da Turbina Eólica

As equações apresentadas na seção 3.2 descrevem apenas a dinâmica elétrica do DFIG. No entanto, a unidade eólica é um sistema eletromecânico, sendo descrita por variáveis elétricas e mecânicas. O sistema mecânico está relacionado com a conexão entre o rotor do gerador e a turbina eólica. Esse sistema pode ser considerado pelo modelo padrão de duas massas interligadas por um eixo com uma constante elástica, conforme figura 3.9.

Figura 3.9: Sistema mecânico de duas massas. Fonte: Zamadei (2012).

O modelo matemático da turbina mostrado na figura 3.9 é representado por (ZAMADEI, 2012; SOHN, 2014):

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H_g} (K\theta + \bar{D}\omega_b(\bar{\omega}_t - \bar{\omega}_r) - \bar{T}_e) \quad (3.49)$$

$$\frac{d\bar{\omega}_t}{dt} = \frac{1}{2H_t} (\bar{T}_m - K\theta - \bar{D}\omega_b(\bar{\omega}_t - \bar{\omega}_r)) \quad (3.50)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_b(\bar{\omega}_t - \bar{\omega}_r) \quad (3.51)$$

em que $\bar{\omega}_t$ e $\bar{\omega}_r$ são as velocidades da turbina e do rotor em [p.u], respectivamente; H_g e H_t são as constantes de inércia do gerador e turbina em [s], respectivamente; θ é o ângulo de torção do eixo em [rad]; $\bar{T}_m$ e $\bar{T}_e$ são os torques mecânico e eletromagnético em [p.u], respectivamente; K é a rigidez elástica do eixo em [p.u/rad]; $\bar{D}$ é o coeficiente de amortecimento do sistema mecânico em [p.u].

3.6 - Modelagem do Motor de Indução Gaiola de Esquilo

O equacionamento da parte elétrica do motor de indução gaiola de esquilo é muito semelhante ao do gerador DFIG, apresentado na seção 3.2. A diferença é que para o motor de indução gaiola de esquilo, o rotor está em curto-circuito, assim, as tensões rotóricas são nulas. Com a operação na forma de motor a convenção dos sinais das correntes é diferente. Portanto, o desenvolvimento final das equações para o DFIG que foi apresentado na seção anterior, pode ser modificado para adequar-se ao motor de indução gaiola de esquilo. Assim, as

equações das tensões, torque eletromagnético, fluxos e da parte mecânica para o motor de indução gaiola de esquilo em p.u são dadas por (REGINATTO, 2006; KUNDUR, 1994):

$$\bar{V}_{ds} = \bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\Psi}_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\bar{\Psi}_{ds}}{dt} \quad (3.52)$$

$$\bar{V}_{qs} = \bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\Psi}_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\bar{\Psi}_{qs}}{dt} \quad (3.53)$$

$$0 = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\Psi}_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\bar{\Psi}_{dr}}{dt} \quad (3.54)$$

$$0 = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\Psi}_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\bar{\Psi}_{qr}}{dt} \quad (3.55)$$

$$\bar{T}_e = \bar{\Psi}_{ds} \bar{i}_{qs} - \bar{\Psi}_{qs} \bar{i}_{ds} \quad (3.56)$$

$$\bar{\Psi}_{ds} = \bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (3.57)$$

$$\bar{\Psi}_{qs} = \bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} + \bar{L}_m \bar{i}_{qr} \quad (3.58)$$

$$\bar{\Psi}_{dr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} + \bar{L}_m \bar{i}_{ds} \quad (3.59)$$

$$\bar{\Psi}_{qr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} + \bar{L}_m \bar{i}_{qs} \quad (3.60)$$

$$J \frac{d\bar{\omega}_{mec}}{dt} = \bar{T}_e - \bar{T}_c - \bar{B} \bar{\omega}_{mec} \quad (3.61)$$

onde J é o momento de inércia, $\bar{\omega}_{mec}$ é a velocidade mecânica, $\bar{T}_c$ é o torque da carga e $\bar{B}$ é o coeficiente de amortecimento do motor mais carga.

3.7 - Modelo de Carga Estática

Para planejar e operar o SEP de maneira econômica e segura é de fundamental importância definir-se um modelo adequado para cada elemento do sistema. A modelagem correta dos componentes possibilita a operação do sistema com menores margens de erro.

Ao longo do tempo, muitos estudos e pesquisas foram realizados com o propósito de aprimorar os modelos dos componentes do sistema (como linhas de distribuição/transmissão, geradores etc.), porém, desde o início, a carga apresentou-se como um componente de mais difícil modelagem. Apesar de se conhecer como cada elemento de carga se comporta individualmente, não se tem uma ideia precisa de sua composição final, devido à grande diversidade de equipamentos que a compõe de forma aleatória (NEVES, 2008).

O modelo da carga estática adotado nesse trabalho é o modelo exponencial dependente da tensão tradicionalmente utilizado, o qual pode ser expresso pelas seguintes equações (NEVES, 2008; KUNDUR, 1994):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_P} \quad (3.62)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_Q} \quad (3.63)$$

em que

V : tensão nodal na carga;

V_0 : tensão nominal da carga;

P : potência ativa consumida pela carga;

P_0 : potência ativa nominal da carga;

Q : potência reativa consumida pela carga;

Q_0 : potência reativa nominal da carga;

α_P e α_Q : são fatores de sensibilidade das potências ativa e reativa, respectivamente.

Podem ser observados três casos particulares para o modelo exponencial (NEVES, 2008; KUNDUR, 1994):

- $\alpha_P = \alpha_Q = 2$ para cargas de impedância constante (denotada por Z);
- $\alpha_P = \alpha_Q = 1$ para cargas de corrente constante (denotada por I);
- $\alpha_P = \alpha_Q = 0$ para cargas de potência constante (denotada por P);

Segundo KUNDUR (1994), na ausência de informações específicas sobre a carga, como informações sobre a variação das características das cargas com o tempo e/ou temperatura, o modelo mais comumente utilizado é representar o fator de sensibilidade de potência ativa igual a 1 ($\alpha_P = 1$), ou seja, com característica de corrente constante e o fator de sensibilidade de potência reativa igual a 2 ($\alpha_Q = 2$), ou seja, com característica de impedância constante. Assim, essa foi a recomendação adotada para o presente trabalho. Esse modelo faz parte da biblioteca do *software* EMTP-RV.

3.8 - Modelo da Linha de Distribuição

Normalmente, o sistema de distribuição é composto por linhas curtas, as quais podem ser modeladas considerando apenas os efeitos elétricos e mecânicos. Assim, a linha é representada apenas pelos elementos em série, formados por uma resistência e uma indutância, além das impedâncias mútuas como mostra a figura 3.10.

O modelo de linha utilizado no presente trabalho considera resistências e indutâncias iguais para cada fase, mas não considera a capacitância da linha, pois em linhas aéreas de distribuição o valor da capacitância é praticamente desprezível. Essa representação, mostrada na figura 3.10, é usualmente utilizada na análise estática de sistemas de distribuição (KERSTING, 2002).

Figura 3.10: Linha trifásica. Fonte: Fernandes (2012).

3.9 - Modelo do Transformador

O modelo do transformador trifásico utilizado nos sistemas-teste foi representado pelo modelo T, conforme apresentado na figura 3.11 (SALLES, 2004). Nessa figura, R_1 e L_1 representam a resistência e indutância do primário, R_2 e L_2 representam a resistência e indutância do secundário e R_m e L_m representam a resistência e indutância de magnetização do transformador. No entanto, R_m e L_m não foram considerados nas simulações. Esse modelo está disponível no *software* EMTP-RV.

Figura 3.11: Circuito equivalente do transformador por fase.

Capítulo 4

INFLUÊNCIA DO PROBLEMA FAULT INDUCED DELAYED VOLTAGE RECOVERY (FIDVR) NO COMPORTAMENTO DINÂMICO DO DFIG

As características das cargas desempenham um papel importante no comportamento dinâmico do sistema de potência. Nos últimos anos, tem aumentado a preocupação com o modelo de carga de motores de indução, especialmente, os utilizados em aparelhos de ar condicionado (CHEN, 2011), já que constituem uma grande parte das cargas do sistema de potência. Verificou-se que, na ocorrência de faltas no sistema, o comportamento *stall* dos motores (efeito de rotor bloqueado) pode proporcionar um atraso na recuperação da tensão, o que pode potencialmente causar um efeito cascata em outros motores de indução dentro do mesmo alimentador ou nas suas proximidades e, eventualmente, causar um colapso de tensão no sistema (CHEN, 2011; NERC, 2009).

Esse atraso na recuperação da tensão ocasionado por motores de indução é conhecido como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR). Este capítulo explanatório tem por objetivo mostrar que o DFIG conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica apresenta oscilações eletromecânicas quando existe o problema FIDVR devido à presença de motores de indução.

Nesse capítulo são apresentados o problema FIDVR e uma análise qualitativa da influência desse problema no comportamento dinâmico do DFIG.

4.1 - O Problema Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR)

Eventos *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR) são iniciados por faltas elétricas no sistema de transmissão e distribuição (MILLER; SHAO, 2014). Depois que a falta é eliminada, a tensão pode permanecer em níveis significativamente reduzidos durante vários segundos. O atraso de tempo na recuperação da tensão é geralmente causado pela alta

concentração de motores de indução e outras cargas com torque constante e baixa inércia, os quais começam a desacelerar substancialmente e simultaneamente com a redução da tensão (MILLER; SHAO, 2014). Alguns motores podem desacelerar suficientemente para bloquearem seus rotores.

Com a desaceleração dos motores, o consumo de potência reativa da rede aumenta. Além disso, tais motores em condição de rotor bloqueado requerem altas correntes para saírem dessa situação (MILLER; SHAO, 2014). A combinação simultânea de alta demanda de potências reativa e ativa faz com que a tensão do sistema permaneça em níveis baixos durante um período de tempo, normalmente alguns segundos, depois que a falta é eliminada (MILLER; SHAO, 2014).

A conexão de cargas, como aparelhos de ar condicionado em climas quentes, é alta e contribui para aumentar a demanda de potência no verão. De acordo com uma pesquisa do Departamento de Energia dos Estados Unidos de 2001, cerca de 80% das casas Americanas tem uma central de ar condicionado ou aparelhos de ar condicionado nos quartos (BRAVO; YINGER; ARONS, 2014). Faltas no sistema elétrico em dias quentes, em áreas com alta concentração de aparelhos de ar condicionado, provocam FIDVR. Muitas concessionárias de energia no sudoeste, centro-oeste e sul dos Estados Unidos relataram eventos de FIDVR em suas redes de subtransmissão (BRAVO; YINGER; ARONS, 2014).

Um típico evento FIDVR pode causar o acionamento das proteções do circuito de distribuição e conseqüentemente a interrupção da energia para alguns consumidores. Há uma preocupação de que faltas no sistema de transmissão que causam o efeito *stall* nos motores sobre uma grande região poderiam ter impactos negativos à rede, como apagões, desconexão da geração de energia e instabilidade de tensão regional (BRAVO; YINGER; ARONS, 2014).

A tensão do sistema pode cair significativamente durante segundos, depois que a falta é eliminada, principalmente porque os motores de indução requerem tipicamente 5-6 vezes a corrente de regime permanente na condição de rotor bloqueado (CHEN, 2011).

Por volta de 1988, John W. Shaffer da companhia de energia da Flórida relatou um evento dessa natureza. Uma falta trifásica na estação Flagami 230 kV iniciou o evento. Embora a falta tenha sido eliminada em 3,5 ciclos, aproximadamente 825 MW de carga foram desligadas na área de Miami, quase todas devido aos dispositivos de proteção dos consumidores (CHEN, 2011). A tensão na área da transmissão ficou em níveis baixos durante 10 segundos. Embora esses relatos tenham acontecido em 1988, esse problema FIDVR é um tema recente que está sendo estudado nos últimos anos como em (MILLER; SHAO, 2014; BRAVO; YINGER; ARONS, 2014; CHEN, 2011).

Em (MILLER; SHAO, 2014) foi simulado o problema de FIDVR através da conexão de painel fotovoltaico ao sistema de distribuição, que, por sua vez, estava conectado ao sistema de transmissão. Uma falta foi aplicada na barra de transmissão da subestação e o comportamento da tensão e velocidade do motor pode ser visto na figura 4.1. A falta ocorreu em 0,5 s e foi eliminada poucos ciclos depois, causando um afundamento de tensão na barra dos motores. A tensão demorou em torno de 1,0 s para se recuperar após a eliminação da falta. A velocidade do motor teve uma recuperação lenta, sendo um sintoma característico do problema FIDVR.

Figura 4.1: Comportamento da tensão na barra de carga e velocidade do motor. Fonte: (Miller; Shao, 2014).

Na figura 4.2 as potências ativa e reativa são apresentadas. Note que, o consumo de potência reativa durante o tempo de recuperação é em torno de 14 MVAR, quase três vezes o valor do consumo normal antes da ocorrência da falta. Já o consumo de potência ativa aumentou em torno de 30% nesse mesmo período.

Com esse elevado consumo de potência reativa, o motor tenta criar um torque suficiente para restabelecer a velocidade normal o que provoca o FIDVR. O sistema de transmissão simplesmente tem dificuldades de entregar potência ativa e reativa para que os motores voltem a acelerar (MILLER; SHAO, 2014).

Levando em conta todos os aspectos mostrados anteriormente, o presente trabalho se propõe a fazer uma análise do impacto do problema FIDVR no DFIG e de possíveis efeitos detrimenais gerados por esta interação. Por esta razão, o texto da seção 4.2 em diante apresenta de forma qualitativa a principal contribuição deste trabalho.

Figura 4.2: Potências ativa e reativa do motor durante o FIDVR. Fonte: (Miller; Shao, 2014).

4.2 - Análise Qualitativa da Influência do Problema FIDVR sobre o Comportamento Dinâmico do DFIG

O uso do gerador do tipo DFIG em plantas de geração eólica resulta em novas necessidades para manter a operação confiável da rede. A tendência dos códigos de redes é exigir que a geração eólica seja capaz de manter-se conectada durante uma perturbação na rede e depois dela, de forma semelhante aos requisitos dos geradores síncronos (SALLES; GRILO; CARDOSO, 2011).

Um fenômeno importante relacionado com a operação dos geradores de indução que merece uma atenção especial é o seu comportamento dinâmico durante a ocorrência de faltas no sistema. Os geradores de indução podem acelerar, atingindo altas velocidades durante a ocorrência de curto-circuitos devido à rápida redução no torque eletromagnético (GRILO et al., 2007). Como resultado, o consumo de potência reativa aumenta, o que pode ocasionar problemas com os níveis de tensão da rede.

Em geral, a maioria dos estudos realizados para analisar a estabilidade dos geradores modelam a carga de forma estática, utilizando por exemplo o modelo exponencial, conforme apresentado no capítulo 3, e algumas vezes alterando o modelo da carga de potência constante para impedância constante, como nos estudos realizados em (SALIM, 2011; FERNANDES, 2012; SALLES, 2004). Neste contexto, a carga dinâmica e a interação do gerador com a dinâmica da carga acabam ficando pouco exploradas.

Em um sistema de distribuição é comum encontrarmos muitas cargas do tipo motor de indução conectadas a tais sistemas. Após a ocorrência de um curto-circuito, o comportamento dinâmico dessas cargas pode afetar negativamente na recuperação da tensão do sistema, conforme mostrado na seção anterior, tornando-se importante também analisar quais efeitos podem ser causados na operação dos geradores eólicos.

Após a falta ser eliminada, os motores de indução tentam restabelecer suas tensões internas para reacelerarem. Este processo faz com que absorvam uma grande quantidade de potência reativa do sistema. Consequentemente, a tensão terminal tem um segundo afundamento durante a reaceleração dos motores. Este comportamento difere do perfil de tensão convencional com formato retangular que é observado durante faltas em sistemas que envolvem cargas puramente estáticas (AREE, 2012). Nesses casos, o controle da tensão terminal do DFIG pode ser usado para fornecer a potência reativa requerida pelos motores no período de reaceleração, ajudando na recuperação da tensão (PAEZ, et al., 2016).

Em (PAEZ, et al., 2016) foi mostrado através das simulações diversas estratégias de controle como, controle PQ e PV. A estratégia de controle do DFIG que regula a tensão terminal apresentou melhor desempenho durante o período da falta, recuperando os valores de regime permanente. Sendo assim, esta também foi a estratégia de controle adotada na presente tese para o conversor RSC, conforme descrito na seção 3.3.1.

A presente tese analisa a influência dos motores de indução no comportamento do DFIG, fazendo uma comparação com o gerador síncrono. O gerador síncrono convencional é conectado diretamente à rede de distribuição e o controle da tensão terminal é feito pela excitação de campo. No DFIG, os enrolamentos do rotor são conectados através de dois conversores do tipo *back-to-back*, enquanto os enrolamentos do estator são conectados diretamente à rede através de um transformador. O controle da tensão terminal do DFIG é realizado pelo conversor RSC. Assim, os dois geradores estão trabalhando com regulação de tensão.

Em (SALLES; GRILO; CARDOSO, 2011) é feita uma comparação entre o DFIG e o gerador síncrono convencional operando em um sistema de transmissão durante faltas na rede. Os resultados mostraram que o gerador síncrono convencional é muito mais efetivo na injeção de potência reativa durante faltas na rede e, por consequência, a tensão terminal da rede é mantida em melhores níveis. Uma das razões para essa eficiência se deve aos altos valores de injeção de potência reativa por parte do gerador síncrono, o qual é limitado apenas pela

característica nominal da excitação de campo. Já para o DFIG o limite está na característica nominal dos conversores.

Pelo fato dos dois geradores estarem atuando com regulação de tensão, seria intuitivo pensar que as respostas dos dois na presença de cargas do tipo motor de indução fossem semelhantes. No entanto, o presente trabalho mostra que isso não é o que acontece. Diante do mesmo cenário, as máquinas têm comportamentos diversos e a reação é diferente dependendo do tipo de carga conectada ao sistema, como pode ser observado no capítulo 5 de resultados.

O DFIG apresenta fortes oscilações quando existe o problema FIDVR devido à presença de motores de indução. Para elucidar esse fato, algumas figuras são colocadas nesse capítulo para explicar tal efeito, no entanto todos os detalhes dos sistemas-teste utilizados nas simulações e outros resultados estão descritos no capítulo 5.

4.2.1 - Cenário do Estudo

O sistema utilizado para fins de testes neste capítulo explanatório é o sistema 1 da figura 4.3, com um DFIG de 1,5 MVA de potência conectado a barra 807 desse sistema. Tal sistema é de tamanho reduzido para fazer uma análise qualitativa e conceitual, mas com parâmetros realistas. Para verificar a influência dos motores de indução no comportamento dinâmico do DFIG foram conectados à barra 806 um grupo de motores contendo 4 motores de indução gaiola de esquilo. Todos os motores estão operando com carga nominal constante no eixo. A potência desse grupo de motores corresponde a $P = 0,60 \text{ MW}$ e $Q = 0,28 \text{ MVar}$.

Figura 4.3: Diagrama unifilar do sistema 1.

Devido à probabilidade de ocorrência de faltas assimétricas ser maior que a de faltas simétricas, a fim de analisar o comportamento do DFIG, uma falta assimétrica foi aplicada na mesma barra de conexão das cargas no instante $t = 11 \text{ s}$ entre as fases $A - B - \text{terra}$ com $R_f = 1 \Omega$ e $T_f = 0,5 \text{ s}$. A falta aplicada foi severa a fim de visualizar o problema FIDVR.

Para mostrar que a oscilação do DFIG sofre influência significativa do problema FIDVR devido à presença dos motores de indução, uma falta com menor severidade foi aplicada ao sistema nas mesmas condições da anterior, apenas mudando a resistência de falta para $R_f = 10\Omega$. Com essa severidade não há a recuperação atrasada da tensão, a qual é a condição para a existência do problema FIDVR, conforme figura 4.4.

A figura 4.4 mostra o comportamento da tensão medida no ponto de acoplamento comum (PAC) do DFIG comparando o caso com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$. A tensão medida é a média aritmética das tensões *rms* das fases A, B e C. É possível observar que quando $R_f = 10\Omega$ a tensão tem um valor de afundamento menor se comparado com o caso em que $R_f = 1\Omega$ e, a recuperação da tensão ocorre imediatamente após a remoção da falta. O tempo de recuperação da tensão (*tr*) é de 560 ms para $R_f = 1\Omega$. A presença de certos ruídos na resposta é devido ao chaveamento dos conversores existentes no modelo utilizado do DFIG.

Figura 4.4: Tensão medida no PAC com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$.

Os 4 motores comportam-se de maneira semelhante, sendo assim, será apresentado o comportamento apenas de um motor. A figura 4.5 mostra a velocidade do motor para as duas condições de falta. Como a redução da tensão é mais acentuada para a condição de $R_f = 1\Omega$, o motor perde velocidade e, após a remoção da falta em $t = 11,5$ s reacelera para alcançar o regime permanente. Este processo faz o motor consumir uma grande quantidade de potências ativa e reativa do sistema, conforme figuras 4.6 e 4.7, respectivamente. O tempo de consumo (*tc*) dessas potências é de 560 ms. Já o pico de consumo das potências ativa e reativa é de 3,25 pu e 14,93 pu, respectivamente. É possível observar também que no momento da

aplicação da falta, as potências ativa e reativa dos motores possuem valores negativos o que significa que os motores estão alimentando o curto-circuito.

Figura 4.5: Velocidade do motor com $R_f = 10 \Omega$ e $R_f = 1 \Omega$.

Figura 4.6: Consumo de potência ativa do grupo de motores com $R_f = 10 \Omega$ e $R_f = 1 \Omega$.

Figura 4.7: Consumo de potência reativa do grupo de motores com $R_f = 10 \Omega$ e $R_f = 1 \Omega$.

Como consequência desse aumento do consumo de potências ativa e reativa para $R_f = 1\Omega$, a tensão terminal tem um segundo afundamento durante a reaceleração do motor, que é a recuperação atrasada da tensão, conforme figura 4.4.

A figura 4.8 mostra o comportamento do torque eletromagnético do motor. Quando a falta é mais severa, o torque eletromagnético demora mais tempo para alcançar o regime permanente devido ao efeito do atraso na recuperação da tensão terminal.

Figura 4.8: Torque eletromagnético do motor com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$.

Na figura 4.9 é possível observar o comportamento da velocidade do DFIG. Com $R_f = 1\Omega$ a velocidade do DFIG é mais oscilatória se comparada ao caso com $R_f = 10\Omega$. Com a resistência de falta menor, existe um atraso na recuperação da tensão e, assim, observam-se que as oscilações de velocidade no DFIG são amplificadas devido à ocorrência do problema FIDVR ocasionado pela presença de motores de indução.

Figura 4.9: Velocidade do DFIG com $R_f = 10\Omega$ e $R_f = 1\Omega$.

Capítulo 5

RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos das simulações de forma a avaliar o aparecimento das oscilações do DFIG associadas ao problema FIDVR. As simulações foram realizadas no *software* EMTP-RV. Os resultados das simulações que foram escolhidos para serem apresentados nesse capítulo visam dar suporte às conclusões obtidas com esse trabalho, sendo divididas da seguinte forma:

1. Resultados do sistema 1 com conexão do gerador síncrono convencional;
 - 1.1. Considerando somente a conexão de carga estática;
 - 1.2. Considerando somente a conexão de motores de indução;
 - 1.3. Considerando a conexão de cargas estática e motores de indução;
 - 1.4. Avaliação do efeito da constante de inércia do gerador;
2. Resultados do sistema 1 com conexão do DFIG;
 - 2.1. Considerando somente a conexão de carga estática;
 - 2.2. Considerando somente a conexão de motores de indução;
 - 2.3. Considerando a conexão de cargas estática e motores de indução;
 - 2.3.1. Avaliação do efeito da variação da carga estática e dinâmica no comportamento do DFIG;
 - 2.3.2. Alteração da resistência de falta para analisar sob que condições surge o problema FIDVR;
 - 2.4. Avaliação do efeito da constante de inércia do gerador;
3. Avaliação da resposta do DFIG conectado ao sistema 2.
 - 3.1. Considerando a conexão de carga estática;
 - 3.2. Considerando a conexão de carga estática e motores de indução;

No cenário que considera cargas do tipo estática e motores de indução (itens 1.3 e 2.3), a carga total equivale à soma das cargas do tipo estáticas (presentes nos itens 1.1 ou 2.1) com as cargas do tipo motor de indução (presentes nos itens 1.2 ou 2.2), resultando em uma potência equivalente à oito motores de indução.

comparar os resultados do comportamento dinâmico do sistema 1, o gerador síncrono foi substituído por um DFIG de mesma potência. O DFIG possui a mesma constante de inércia do gerador síncrono e a turbina utilizada corresponde ao modelo padrão de duas massas com $H_t = 3 \text{ s}$, $K_{sh} = 0,5 \text{ pu/rad}$, $D_{sh} = 0,01 \text{ pu/rad}$. São conectados a esse sistema um grupo com 4 motores de indução gaiola de esquilo com constante de inércia $H_M = 0,3 \text{ s}$, cada motor. A potência desse grupo corresponde a $P = 0,60 \text{ MW}$ e $Q = 0,28 \text{ MVar}$. A potência da carga estática corresponde à mesma potência dos motores de indução.

O objetivo do terceiro conjunto de resultados é verificar se para um sistema de maior porte (sistema 2) a oscilação observada no DFIG associada ao problema FIDVR também se verifica. Um gerador eólico com potência nominal de 9 MVA (representando um parque eólico com 6 geradores de $1,5 \text{ MVA}$ cada) está conectado à barra 801. As cargas totais do sistema 2 correspondem a $10,48 \text{ MW}$ e $2,51 \text{ MVar}$. Nas análises iniciais realizadas no presente trabalho (vide Apêndices B e C) havia a intenção de analisar também a influência de uma usina solar de $4,5 \text{ MW}$ na barra 905 do sistema 2. Entretanto com a definição do foco do trabalho para o caso do DFIG, as análises realizadas passaram a enfocar o DFIG especificamente. Assim, nas análises do sistema 2 há a presença dessa usina solar que deu suporte aos resultados mostrados nos Apêndices. Por esta razão, optou-se por manter a usina solar no sistema de forma a garantir que o balanço de potência seja satisfeito em oposição a retirada dessa usina e deixar que a potência viesse da subestação. Não acreditamos que essa particularidade seja relevante e introduza diferenças significativas com relação aos resultados reportados nessa tese. Os dados dos dois sistemas testes encontram-se no Apêndice A desse trabalho.

Do ponto de vista técnico existem algumas barras nas quais o gerador eólico poderia ser conectado. Entretanto, em caso real é comum que haja preferência pela conexão em uma determinada barra desde que não viole critérios técnicos e econômicos, ou seja, disponibilidade do aproveitamento da fonte primária e proximidade da barra em questão, minimizando o tamanho do ramal que deve ser construído para realizar essa conexão. Por esta razão, criou-se um cenário onde o conjunto de razões técnicas e econômicas justificam a inclusão do gerador eólico na barra 801.

5.2 - Resultados do Sistema 1 com Gerador Síncrono

Para analisar o comportamento do gerador, uma falta assimétrica foi aplicada na mesma barra de conexão das cargas (barra 806) no instante $t = 11\text{ s}$ entre as fases $A - B - \text{terra}$ com $R_f = 1\Omega$ e $T_f = 0,5\text{ s}$.

A figura 5.2 apresenta o comportamento da tensão medida no PAC do gerador síncrono do sistema 1, comparando os resultados entre os três cenários de cargas. O pior afundamento de tensão é para o sistema operando com carga do tipo motor de indução e o tempo de recuperação da tensão é de 300 ms. Observe que o cenário com carga estática apresenta uma taxa mais rápida de recuperação da tensão, inclusive com a presença de *overshoot* na resposta.

Figura 5.2: Tensão medida no PAC do gerador síncrono.

Na figura 5.3 é possível observar o comportamento da velocidade do motor para os cenários de cargas com motor de indução e carga estática mais motor de indução. Como a tensão para o sistema operando com carga do tipo motor apresenta maior afundamento e maior atraso na recuperação da tensão, consequentemente nessa situação a velocidade do motor atinge um menor valor e demora mais tempo para alcançar o regime permanente, se comparado com a condição de carga estática e motor.

Nas figuras 5.4 e 5.5 para colocar os três cenários de cargas na mesma figura e apresentar os valores do consumo de potências ativa e reativa das cargas normalizados na mesma base, foram considerados os valores do cenário de carga estática e motor como base para essa normalização. Como o modelo da carga estática é dependente da tensão e no

momento da ocorrência da falta a tensão da barra diminui, consequentemente o consumo de potências ativa e reativa nessa situação também diminui, conforme mostram as figuras 5.4 e 5.5. Já quando o motor de indução está presente, o consumo das potências ativa e reativa aumentam para que o motor deixe a condição de baixa velocidade. No cenário de carga motor de indução o valor do pico do consumo das potências ativa e reativa foi de 1,47 pu e 6,7 pu, respectivamente. Já o tempo de consumo dessas potências foi de 300 ms.

Figura 5.3: Velocidade do motor na presença do gerador síncrono.

Figura 5.4: Consumo de potência ativa das cargas na presença do gerador síncrono.

Figura 5.5: Consumo de potência reativa das cargas na presença do gerador síncrono.

A figura 5.6 mostra o comportamento do torque eletromagnético do motor. Como a pior condição de tensão é para o sistema operando com carga do tipo motor de indução, o torque eletromagnético demora mais tempo para alcançar o regime permanente.

Figura 5.6: Comportamento do torque eletromagnético do motor na presença do gerador síncrono.

A figura 5.7 apresenta a velocidade do gerador síncrono para os mesmos cenários de cargas. É possível observar que para os três cenários os comportamentos das velocidades do gerador síncrono são praticamente equivalentes, com uma pequena variação na amplitude da velocidade do gerador. É possível observar que logo após a aplicação da falta, o gerador desacelera e isso ocorre pelo fato de que, o gerador está alimentando o curto-circuito

aumentando a potência gerada de forma que o limite de transferência de potência seja obedecido.

Figura 5.7: Velocidade do gerador síncrono.

A carga do tipo motor de indução tem pouca influência na resposta de velocidade do gerador síncrono. Isto é explicado pelo fato de que o gerador síncrono tem uma conexão direta com a rede e a inércia do gerador é maior que a inércia do grupo de motores, conforme é mostrado matematicamente em termos da energia cinética armazenada no rotor dada pela equação:

$$W_c = HS_b \quad (5.1)$$

onde W_c é a energia cinética armazenada no rotor em [J], H é a constante de inércia em [s] e S_b é a potência em [W]. A energia cinética armazenada no rotor do gerador síncrono calculada pela equação (5.1) é $W_{cS} = 750 \text{ kJ}$. Já a energia do grupo de motores é $W_{GM} = 185 \text{ kJ}$, ou seja, a energia cinética do gerador é mais de 4 vezes maior. Assim, a dinâmica é dominada pelo elemento de maior inércia e as características das oscilações são quase que totalmente relacionadas ao gerador.

Para fazer uma avaliação da constante de inércia do gerador, a mesma foi alterada a fim de analisar o efeito nas oscilações. O valor nominal da constante de inércia do gerador é $H_s = 0,5 \text{ s}$, no entanto este valor foi alterado para $H_s = 0,2 \text{ s}$ e $H_s = 1,0 \text{ s}$. Na figura 5.8 é possível observar o efeito dessa variação na velocidade do gerador operando com carga do tipo motor de indução. Observando a figura, é possível verificar que quando aumenta a constante de inércia, a oscilação tem menor amplitude sendo eliminada rapidamente da resposta. Já quando diminui a constante de inércia, a oscilação tem maior amplitude e demora

mais tempo para ser eliminada. Isso reforça a conclusão tirada da análise feita no parágrafo anterior.

Figura 5.8: Velocidade do gerador síncrono alterando a constante de inércia.

5.3 - Resultados do Sistema 1 com DFIG

A fim de comparar os resultados do comportamento dinâmico, o gerador síncrono foi substituído por um DFIG de mesma potência e a falta foi aplicada nas mesmas condições da seção anterior.

A figura 5.9 mostra o comportamento da tensão medida no PAC do DFIG comparando os resultados entre os três cenários de cargas.

Figura 5.9: Tensão medida no PAC do DFIG.

É possível observar que quando tem a presença do motor de indução existe um atraso na recuperação da tensão ($t_r=560\text{ms}$), o que não é observado quando existe somente carga estática. Comparando com a figura 5.2 do gerador síncrono, o atraso na recuperação da tensão quando o DFIG está presente é maior. O DFIG como depende da rede para sua excitação, tem dificuldade de prover potência reativa quando a rede necessita de mais potência reativa devido a ocorrência do problema FIDVR.

O comportamento da velocidade do motor pode ser observado na figura 5.10. Como a tensão medida no PAC do DFIG para esses dois cenários de cargas possui praticamente o mesmo afundamento e o mesmo atraso na recuperação, assim as velocidades dos motores alcançam o regime permanente praticamente ao mesmo tempo.

Figura 5.10: Velocidade do motor na presença do DFIG.

Nas figuras 5.11 e 5.12 é possível avaliar o comportamento do consumo de potências ativa e reativa das cargas, respectivamente. Em comparação com as figuras 5.4 e 5.5 em que o sistema está operando com geração síncrona, o consumo elevado dessas potências na presença do DFIG ocorre por um período de tempo maior ($t_c=560\text{ ms}$) em decorrência do atraso da tensão ser maior.

A figura 5.13 mostra o comportamento da velocidade do DFIG. Com a substituição da geração síncrona pela geração eólica utilizando o DFIG é possível observar que, quando há a presença da carga do tipo motor de indução, as oscilações de velocidade no DFIG são amplificadas, o que não foi observado com a geração síncrona. A amplitude e o tempo de eliminação das oscilações são maiores, se comparado com o gerador síncrono.

Figura 5.11: Consumo de potência ativa das cargas na presença do DFIG.

Figura 5.12: Consumo de potência reativa das cargas na presença do DFIG.

Figura 5.13: Velocidade do DFIG.

Quando grande parte da geração é conectada à rede através de conversores eletrônicos de potência, como as unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno e/ou DFIG, a inércia do sistema tende a ser reduzida (ANAYA-LARA et al., 2009; OLIVARES et al., 2014; BORDIGNON; OLIVEIRA; LUKASIEVICZ, 2016). Embora os rotores da turbina e do gerador eólico consigam armazenar grande quantidade de energia cinética, a parte rotativa é fracamente acoplada à rede através do conversor. Assim, diferentemente do sistema com geração síncrona convencional que possui uma inércia elevada, o sistema com DFIG possui baixa inércia.

Portanto, no caso do DFIG, a dinâmica não é dominada pelo elemento de maior inércia, como acontecia no caso com geração síncrona, sendo assim o DFIG fica mais suscetível à interação dinâmica com o motor.

Pode ser observado também, diante do mesmo cenário de carga do tipo motor ou motor mais carga estática nas figuras 5.7 e 5.13, que a reação das máquinas é diferente dependendo do tipo de carga conectada ao sistema, ou seja, com geração síncrona, a maior amplitude de oscilação é para carga do tipo motor. Já para o DFIG é para carga estática mais motor, devido ao comportamento da tensão terminal das máquinas.

Nos geradores síncronos é usual fazer uma análise de torque de amortecimento e torque sincronizante. Esses torques estão muito bem definidos como componentes em fase com o ângulo e em fase com a velocidade e, vem de uma análise já consagrada que se aplica à geradores síncronos. No caso do DFIG a definição dos torques de amortecimento e sincronizante passaria pela maneira como as chaves eletrônicas são disparadas e, portanto, isso foge do escopo desse trabalho. Assim, essa análise de torques sincronizante e de amortecimento não foi feita para o caso do DFIG e, como o DFIG é o foco central do trabalho, também não foi feita para o gerador síncrono porque não havia parâmetro de comparação.

Um outro teste foi realizado para o DFIG operando com carga estática e motor de indução de modo a variar as potências das cargas estáticas e dinâmicas e, analisar qual o efeito dessa variação no comportamento oscilatório do gerador. Essa variação foi realizada da seguinte forma:

- 1) Manteve-se a potência da carga estática no seu valor nominal (carga equivalente a 4 motores de indução) e variou-se a inserção de motores no sistema, aumentando essa conexão uma a uma até chegar na quantidade de 4 motores.
- 2) Agora, manteve-se a potência da carga dinâmica no seu valor nominal (potência referente a 4 motores de indução) e variou-se a potência da carga estática sempre no

percentual relacionado a potência de cada motor, ou seja, da mesma forma como foi feita na variação da quantidade de motores no item anterior.

Nas figuras 5.14 e 5.15 é possível avaliar o efeito da variação da quantidade de motores no comportamento da tensão do PAC e velocidade do DFIG, respectivamente. Para a quantidade de 1 e 2 motores praticamente não houve atraso na recuperação da tensão no PAC, consequentemente as oscilações na velocidade do DFIG praticamente foram as mesmas. Já para a quantidade de 3 motores a tensão começa a apresentar atraso em sua recuperação dando início ao efeito oscilatório na velocidade do DFIG.

Figura 5.14: Tensão no PAC do DFIG para variação da carga dinâmica.

Figura 5.15: Velocidade do DFIG para variação da carga dinâmica.

As figuras 5.16 e 5.17 mostram o comportamento da tensão do PAC e da velocidade do DFIG para a variação da carga estática, respectivamente. É possível observar nessa situação que, como se manteve a mesma quantidade de motores (4 motores), em todos os casos de variação da carga estática houve atraso na recuperação da tensão. O impacto da variação da carga estática na velocidade do gerador foi pequeno comparado com a variação da carga dinâmica.

Figura 5.16: Tensão no PAC do DFIG para variação da carga estática.

Figura 5.17: Velocidade do DFIG para variação da carga estática.

Para fazer uma avaliação de sob que condições se tem o aparecimento do problema FIDVR e as oscilações no DFIG, a resistência de falta foi alterada para o caso com carga estática e motor de indução mantendo o mesmo tempo de duração da falta $t_f = 0,5s$. As análises foram feitas para $R_f = 1\Omega$, $R_f = 2\Omega$ e $R_f = 3\Omega$. As figuras 5.18, 5.19 e 5.20 mostram os comportamentos da tensão no PAC, velocidades dos motores e do DFIG, respectivamente.

Figura 5.18: Tensão no PAC do DFIG para diferentes resistências de falta.

Figura 5.19: Velocidade do motor para diferentes resistências de falta.

Figura 5.20: Velocidade do DFIG para diferentes resistências de falta.

É possível observar que o atraso na recuperação da tensão se inicia com $R_f = 2\Omega$, enquanto para $R_f = 3\Omega$ praticamente não ocorre o atraso na recuperação da tensão. Nesta situação, quanto menor a resistência de falta, menor é o valor atingido pela velocidade do motor no instante da falta e maior é o tempo para alcançar o regime permanente. Assim, a velocidade do DFIG começa a apresentar as maiores oscilações para $R_f = 2\Omega$ e $R_f = 1\Omega$.

Para finalizar os resultados desta seção, a constante de inércia do gerador foi alterada para o cenário de carga estática e motor de indução a fim de analisar o efeito nas oscilações do DFIG e fazer uma comparação com o gerador síncrono convencional. Os valores das constantes de inércia utilizados para esta análise foram os mesmos utilizados no gerador síncrono. Na figura 5.21 é possível observar o efeito dessa variação na velocidade do gerador DFIG.

Figura 5.21: Velocidade do DFIG alterando a constante de inércia.

Quando aumenta a constante de inércia, a oscilação possui menor amplitude e é eliminada de forma mais rápida da resposta. Já quando diminui a constante inércia a oscilação tem maior amplitude e demora mais tempo para ser eliminada. Comparando este mesmo caso com o gerador síncrono, pode ser verificado que o comportamento dos dois geradores são semelhantes, no entanto, no gerador síncrono as oscilações são amortecidas em torno de 13,5 s para o pior caso ($H = 0,2 s$), no DFIG são amortecidas em torno de 21 s.

recuperação de 1 segundo. Já quando o sistema opera apenas com carga estática, esse fenômeno não é observado.

Figura 5.23: Tensão no PAC do DFIG para o sistema 2.

Na figura 5.24 é possível observar o comportamento das velocidades dos motores de cada grupo. É importante destacar que o comportamento de cada motor pertencente ao mesmo grupo é semelhante, logo será apresentado somente o comportamento referente ao primeiro motor de cada grupo.

Figura 5.24: Velocidade dos motores para o sistema 2.

Os motores conectados às barras 801 e 292 se comportaram da mesma maneira, ou seja, após a aplicação da falta em $t = 11s$, os motores começam a perder velocidade até a eliminação da falta 0,5 s depois. Após a falta ser eliminada, eles voltam a acelerar e alcançam

o regime permanente em torno de 12,5 s. Já os motores conectados às barras 808 e 701 possuem comportamentos diferentes se comparados aos conectados às barras 801 e 292, pois as velocidades desses motores atingem o regime permanente em torno de 13 s. Esse fato ocorre devido às impedâncias das linhas 801-808 e 292-701 do sistema 2 serem maiores em relação à linha 292-801. Além disso, as barras 808 e 701 têm cargas com parcelas de potências ativa e reativa que precisam ser supridas, além de suprir a aceleração do motor.

As figuras 5.25 e 5.26 mostram o consumo de potências ativa e reativa dos grupos de motores, respectivamente. Em todos os grupos de motores houve um aumento considerável no consumo dessas potências após a falta ser eliminada, isso se deve ao fato de que os motores estão reacelerando para alcançar o regime permanente e consequentemente necessitam de mais potência. Os grupos de motores conectados às barras 808 e 701 consumiram mais potências e por um período maior de tempo se comparados aos grupos conectados às barras 292 e 801. Essa diferença no consumo fica em concordância com a diferença nas velocidades apresentadas anteriormente.

Figura 5.25: Consumo de potência ativa dos grupos de motores conectados ao sistema 2.

Na figura 5.27 é possível observar o comportamento da velocidade do DFIG conectado ao sistema 2. Nessa figura também pode ser verificado que quando há a presença da carga do tipo motor de indução e ocorre o problema FIDVR, a velocidade do DFIG torna-se mais oscilatória.

Figura 5.26: Consumo de potência reativa dos grupos de motores conectados ao sistema 2.

Figura 5.27: Velocidade do DFIG conectado ao sistema 2.

A fim de verificar que a oscilação do DFIG está fortemente relacionada ao problema FIDVR devido à presença dos motores de indução, faltas elétricas com menores severidades foram aplicadas ao sistema 2 nas mesmas condições da anterior, mudando a resistência de falta para $R_f = 0,2\Omega$ e $R_f = 0,4\Omega$. Com $R_f = 0,4\Omega$ praticamente não se observa a recuperação atrasada da tensão e, a velocidade do DFIG fica menos oscilatória se comparada com o caso em que $R_f = 0,2\Omega$, conforme figuras 5.28 e 5.29, respectivamente.

Figura 5.28: Tensão no PAC do DFIG conectado ao sistema 2 com $R_f = 0,2 \Omega$ e $R_f = 0,4 \Omega$.

Figura 5.29: Velocidade do DFIG conectado ao sistema 2 com $R_f = 0,2 \Omega$ e $R_f = 0,4 \Omega$.

Capítulo 6

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS

A operação de geradores eólicos no sistema de distribuição de energia elétrica requer vários estudos para avaliar o impacto desse tipo de fonte na operação do sistema, bem como o impacto das cargas sobre o gerador. No sistema de distribuição estão presentes vários tipos de cargas, sendo uma das mais representativas, as cargas do tipo motor de indução. Esta tese fez uma análise da influência de motores de indução sobre o comportamento dinâmico do DFIG operando em tais sistemas.

Para a realização desse estudo, foram efetuadas simulações utilizando um sistema de pequeno porte, o qual consiste basicamente em uma máquina contra barramento infinito e, com intuito de verificar se o problema se repete, as análises também foram feitas utilizando um sistema de maior porte. Em ambos sistemas foram observados o comportamento oscilatório do DFIG.

Um gerador síncrono convencional também foi utilizado para fazer uma comparação entre os dois tipos de geração. Os dois tipos de geração atuam com regulação de tensão. Neste caso, seria intuitivo pensar que as respostas dos dois na presença de cargas do tipo motor de indução fossem semelhantes ou muito próximas. No entanto, a presente tese mostrou que diante do mesmo cenário, as máquinas têm comportamentos diversos e a reação é diferente dependendo do tipo de carga conectada ao sistema.

Os resultados mostraram que, para o gerador síncrono, a carga do tipo motor de indução possui pouca influência nas oscilações eletromecânicas do gerador, devido ao fato de o gerador síncrono possuir conexão direta com a rede e a inércia do gerador ser maior que a inércia dos motores, portanto, a dinâmica é dominada pelo elemento de maior inércia e as características das oscilações são quase que totalmente relacionadas ao gerador.

Foi verificado que quando existe o problema FIDVR devido à presença de cargas do tipo motor de indução, as oscilações na velocidade do DFIG são amplificadas. Como este tipo de geração possui a interface com o conversor eletrônico de potência, a parte rotativa é

fracamente acoplada à rede através do conversor e a inércia do sistema tende a ser reduzida. Neste caso, a dinâmica não é dominada pelo elemento de maior inércia, como acontece no gerador síncrono, ocorrendo uma forte interação dinâmica entre motor e gerador.

A amplificação das oscilações observadas na velocidade do DFIG ocasiona desgastes mecânicos na máquina e na caixa de engrenagens da turbina eólica. Esses desgastes leva a diminuição da vida útil dos componentes mecânicos da unidade eólica.

As constantes de inércia dos geradores foram alteradas para avaliar o efeito nas oscilações dos geradores. Com estes resultados foi possível verificar que a influência da variação da constante de inércia nos dois geradores foram equivalentes, ou seja, diminuindo a constante de inércia, aumenta as oscilações na velocidade dos geradores e, aumentando a constante de inércia, diminui as oscilações na velocidade.

Uma outra análise realizada foi a variação da carga estática e dinâmica a fim de verificar a influência dessa variação nas oscilações do DFIG. Os resultados mostraram que conforme o número de motores conectados ao sistema aumenta, também verifica-se um maior atraso na recuperação da tensão terminal, dando início ao comportamento oscilatório na velocidade do DFIG. Assim, foi observado que a variação da carga dinâmica tem mais impacto no comportamento oscilatório do DFIG do que a variação da carga estática.

Os resultados obtidos nessa tese evidenciam a importância de se considerar cargas do tipo motores de indução no sistema, uma vez que modelar este tipo de carga de forma estática pode não representar os efeitos reais das oscilações observadas no comportamento dinâmico de DFIGs. Em outras palavras é indispensável representar cargas do tipo motor de indução por modelos dinâmicos quando o objetivo é estudar aspectos do comportamento dinâmico de DFIGs conectados à sistemas de distribuição.

Portanto, não é vantajoso operar parques eólicos equipados com DFIG próximos a regiões com características fortemente indutivas com elementos do tipo motor de indução, desde que não haja dispositivos ou ações de controle para mitigar o problema FIDVR. É importante fazer uma análise adequada do perfil de carga nas imediações do local de conexão do parque eólico, pois o DFIG tem suas oscilações amplificadas quando existe o problema FIDVR devido à presença de motores de indução.

As oscilações observadas no DFIG estão fortemente associadas à recuperação atrasada da tensão devido à presença de motores de indução no sistema, sendo assim, é um problema que está relacionado com o suporte de reativo no sistema.

Direções futuras desse trabalho envolvem, embora não estejam limitadas a essas, fazer uma análise sistematizada de sensibilidade em relação à variação dos parâmetros dos PIs e desenvolver uma estratégia para mitigar as oscilações aqui reportadas.

Dentre as possibilidades de solução para este problema pode-se optar pelo uso de dispositivos fixos como bancos de capacitores, os quais atuariam no momento oportuno, ou mesmo o uso do *Static Var Compensator* (SVC) e *Static Synchronous Compensator* (STATCOM). Esses dispositivos poderiam fornecer a quantidade de potência reativa necessária para que não ocorra o atraso na recuperação da tensão terminal do gerador. Além disso, dependendo da capacidade do conversor do DFIG em fornecer potência reativa, pode-se atuar na malha de controle do conversor GSC, de modo a alterar a referência da potência trocada com a rede a fim de gerar reativo durante o período em que for identificado o atraso de tensão e assim mitigar o efeito desse problema. Além do que, torna-se importante ter algum backup de geração (como por exemplo, geração síncrona e banco de baterias) para dar suporte durante a ocorrência desse problema.

Outras perspectivas futuras desse trabalho é utilizar os controles que emulam o comportamento inercial do gerador e verificar como é que esse problema se comportaria na presença desses controles. Além disso, fazer uma comparação com a resposta do gerador síncrono e verificar se com a atuação desses controles no DFIG, a resposta seria semelhante àquela observada no caso em que todos os geradores são síncronos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABEEólica. **Capacidade de geração eólica cresce 56,9% no Brasil em 2015.** Portal ABEEólica, jan. 2016a. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/4258-capacidade-de-geracao-eolica-cresce-56,9-no-brasil-em-2015.html>. Acesso em 20 jan.2016.
- ABEEólica. **Dinamarca gerou 42% de sua energia elétrica com vento em 2015.** Portal ABEEólica, jan. 2016b. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/4265-dinamarca-gerou-42-de-sua-energia-elétrica-com-vento-em-2015.html>. Acesso em 20 jan.2016.
- ABEEólica. **Gigante eólica Dinamarquesa inaugura primeira fábrica no Brasil.** Portal ABEEólica, jan. 2016c. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/4261-gigante-eólica-dinamarquesa-inaugura-primeira-fábrica-no-brasil.html>. Acesso em 20 jan.2016.
- ABREU, L. V. L. de. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica.** 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — UNICAMP, Campinas, SP, 2005.
- ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems.** John Wiley & Sons, Ltd, 1 ed. 2005.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. **Distributed generation: A definition.** *Electric Power Systems Research*, Lausanne, Suíça, v.57, n.3, p.195–204, 2001.
- AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K.; POULSEN, N. K. Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v.25, n.2, p. 123-144, feb 2003.
- ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; CARTWRIGTH, P.; HUGHES M. **Wind Energy Generation: Modeling and Control.** John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2009.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability.** Wiley IEEE Press, 2002.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems.** IEEE PRESS Power Systems Engineering Series, New York, 1995.
- AREE, P. Effects of large induction motors on voltage sage. In: Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2012. p.1-4.
- BARROS, C. M. V. **Avaliação de um Regulador Linear Quadrático Aplicado em DFIGs.** 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação), Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA e Universidade Estadual do Rio Grande do Norte - UERN, Mossoró, RN, 2011.

- BARROS, N. J. P. O. **Análise do impacto da integração de energias renováveis em redes distribuição**. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.
- BAZZO, T. P. M. **Implementação de Controle Vetorial em Geradores Assíncronos**. 2007. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2007.
- BORDIGNON, A.; OLIVEIRA, R. V. de; LUKASIEVICZ, T. Controle inercial para o restabelecimento de microrredes ilhadas com alto nível de inserção de geração eólica. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2016 . **Anais...** [S.l.:s.n.], 2016. p.1-6.
- BRAVO, R. J.; YINGER, R.; ARONS, P. Fault induced delayed voltage recovery (FIDVR) indicators. In: T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2014. p.1-5.
- BRITO, P. **Usinas eólicas geram 30% da energia no Nordeste**. Recife-PE, setemb. 2015. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/09/1686241-usinas-eolicas-geram-30-da-energia-no-nordeste.shtml>>. Acesso em 19 jan.2016.
- CEPEL/CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Eólica Princípios e Tecnologias**, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.
- CHEN, H. **Cascade stalling of induction motors in fault-induced delayed voltage recovery (FIDVR)**. 2011. (Master thesis), University of Wisconsin-Madison, Madison USA, 2011.
- CZARNECKI, L. S. **Currents' Physical Components (CPC) concept: A fundamental of power theory**, in 2008 International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, pp. 1-11.
- ERIKSEN, P. B.; ACKERMANN, T.; ABILDGAARD, H.; SMITH, P.; WINTER, W.; RODRIGUEZ GARCIA, J. M. System Operation With High Wind Penetration. **IEEE Power and Energy Magazine**, [S.l.], v.3, n.6, p.65-74, oct 2005.
- FERNANDES, T. C. DA COSTA. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise de estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos – USP, São Carlos, SP, 2012.
- FERREIRA, S. L. A.; NETO, A. S.; DIAS, R. F.; ARRUDA, J. P.; ROSAS, P. A. C.; NEVES, F. A. S.; MEDEIROS, F. C.; BRASIL, D. O. C.; SILVA, S. R. Análise de critérios de suportabilidade de centrais eólicas durante afundamentos momentâneos de tensão. In: Segundo Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2008. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2008. p.1-6 vol.1.
- FRANCHI, C. M. **Inversores de Frequência - Teoria e Aplicações**. Editora Érica, 2 ed. 2009.

- GIL, N. J. DE A. E S. C. **Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controle de Emergência para Multi -Micro - redes**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores), Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2009.
- GRILO, A. P.; MOTA, A. de A.; MOTA, L. T. M; FREITAS, W. An Analytical Method for Analysis of Large-Disturbance Stability of Induction Generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.22, n.4, p.1861 –1869, 2007.
- HYDRO-QUÉBEC TransÉnergie – **Transmission Provider Technical Requirements for the connection of power plants to the Hydro-Québec Transmission System**, March 2006.
- IEEE PES, IEEE Std 1459-2010 - **IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. New York: IEEE Power & Energy Society, 2010.
- IOV, F.; HANSEN, A. D.; SORESEN, P.; CUTULULIS, N. A. **Mapping of grid faults and grid codes**, Risø National Laboratory and Technical University of Denmark., Roskilde, Denmark, Tech. Rep. Risø-R-1617(EN), Jul. 2007.
- ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. J. **Power system restructuring: engineering and economics**. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRABAC, G. **Embedded Generation**. London, Inglaterra: The Institution of Engineering and Technology, 2000. 292p.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2002. 314p. (The Electric Power Engineering Series).
- KRAUSE, P. ; WASYNCZUK, O. ; SUDHOFF, S. **Analysis of Electric Machinery**. IEEE Press, 2 ed. 1994.
- KUNDUR, P.: **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V. Definition and classification of Power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 19, n. 3, p. 1387-1401, AUG 2004.
- MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução como Dupla Alimentação**. 2004. Dissertação (Mestrado Em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2004.
- MEI, F.; PAL, B. C. Modelling and Small-Signal Analysis of a Grid Connected Doubly-Fed Induction Generator. In: Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2005. p.2101-2108.

- MEI, F.; PAL, B. Modal Analysis of Grid-Connected Doubly Fed Induction Generators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.22, n.3, p.728-736, Sept. 2007.
- MILLER, N. W.; SHAO, M. Active control of distribution connected photovoltaic systems for reduction of fault-induced delayed voltage recovery. In: CIRED Workshop, 2014. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2014. p.1-4.
- MISHRA, Y.; MISHRA, S.; FANGXING LI. Coordinated Tuning of DFIG-based Wind Turbines and Batteries Using Bacteria Foraging Technique for Maintaining Constant Grid Power Output. **IEEE Systems Journal**, [S.l.], v.6, n.1, p.16-26, sept 2011.
- MISHRA, Y.; MISHRA, S.; TRIPATHY, M.; SENROY, N.; DONG, Z. Y. Improving Stability of a DFIG-Based Wind Power System with Tuned Damping Controller. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.24, n.3, p.650-660, jun 2009.
- MOTA, I. L.; KOPCAK, I.; BALEEIRO, A. C.; ALVARENGA, B. Impactos da contribuição de curto-circuito da máquina de indução em instalações elétricas. In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2014. p.1-6.
- NERC Technical Reference Paper – **Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR)**, Junho 2009.
- NEVES, M. S. **Modelagem de carga em sistemas de energia elétrica: modelo matemático e sua validação com testes de campo**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2008.
- OLIVARES, D.E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A.H.; CAÑIZARES, C.A.; IRAVANI, R.; KAZERANI, M. HAJIMIRAGHA, A.H.; GMOIS-BELLMUNT, O.; SAEEDIFARD, R.; PALMA-BEHNKE, R.; JIMÉNEZ-ESTÉVEZ, G.A. E HATZIARGYRIOU, N.D. (2014). Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [S.l.], v.5, n.4, p.1905-1920, JUL 2014.
- OLIVEIRA, R. G. **Contribuição ao Controle de Um Sistema de Geração a Velocidade Variável Utilizando Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2009.
- OLIVEIRA, J. E. A. de. **Modelagem de um motor de indução trifásico operando com tensões desequilibradas por meio de redes neurais**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UNESP, Bauru, SP, 2011.
- PAEZ, M. A.; SALLES, M. B. C.; RAHMANN, C.; GRILO, A. P. Voltage support in industrial distribution systems in presence of induction generator-based wind turbines and large motors. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.140, p. 681-688, MAY 2016.
- PAL, B.C.; MEI, F. Modeling Adequacy of the Doubly Fed Induction Generator for Small-Signal Stability Studies in Power Systems. **IET Renewable Power Generation**, [S.l.], v.2, n.3, p. 181-190, DEC 2007.

- PANNELL, G.; ZAHAWI, B.; ATKINSON, D. J.; MISSAILIDIS, P. Evaluation of the performance of a DC-link brake chopper as a DFIG low-voltage fault-ride-through device. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.28, n.3, p.535-542, sept. 2013.
- PEÑA, R.; CLARE, J.C.; ASHER, G.M. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable speed wind-energy generation. **IEE Proceedings Electrical Power Application Systems**, [S.l.], v.143, n.3, p.231-241, 1996.
- PERDANA, A. **Wind Turbine Models for Power System Stability Studies**. 2006 Trabalho de Conclusão de Curso, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
- PERDANA, A. **Dynamic Models of Wind Turbines - A Contribution Towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies**. 2008. Ph. D. Thesis (Electrical Engineering), Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
- PINTO, V. P. **Controladores Robustos LQG/LTR Com Ação Integral Aplicados ao Controle de Geradores Eólicos Interligados ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Baseados em Máquina de Indução Duplamente Alimentada**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará – UFC, Fortaleza, CE, 2012.
- PINTO, M. **Fundamentos de Energia Eólica**. LTC, 1 ed. 2013.
- REGINATTO, R.; SONODA, D.; NASCIMENTO, B. Influence of Unbalanced Operation on the Minimum SCR for Grid Interconnection of Wind Farms with Doubly-Fed Induction Generators. In: 9Th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission-Clagtee. **Anais...**[S.l.:s.n.], 2011,p. 1-9.
- REGINATTO, R. **Modelagem do motor de indução**. Relatório técnico, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.
- REN, J.; HU, Y.; JI, W.; LIU, C. Low voltage ride-through control for fixed speed wind generators under grid unbalanced fault. In: Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE. **Anais...**[S.l.:s.n.], 2012. p. 686-689.
- SALLES, M. B. C.; CARDOSO, J. R.; GRILO, A. P.; RAHMANN, C.; HAMEYER, K. Control Strategies of Doubly Fed Induction Generators to Support Grid Voltage. In: Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC '09. IEEE INTERNATIONAL. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2009. p.1551-1556.
- SALLES, M. B. DE C. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Eólicos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual de Campinas-UNICAMP, Campinas-SP, 2004.

- SALLES, M. B. C.; GRILO, A. P.; CARDOSO, J. R.; Doubly Fed Induction Generator and Conventional Synchronous Generator Based Power Plants: Operation During Grid Faults. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2011., **Anais...** [S.l.: s.n.], 2011. p.1318-1322.
- SALLES, M. B. DE C. **Modelagem e Análise de Geradores Eólicos de Velocidade Variável conectados em Sistemas de Energia Elétrica**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, SP, 2009.
- SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos – USP, São Carlos, SP, 2011.
- SALIM, R. H., RAMOS, R. A. A Model-Based approach for small signal stability assessment of unbalanced power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 27, n. 4, p. 2006-2014, 2012.
- SILVA, K. F. **Controle e Integração de Centrais Eólica a Rede Elétrica com Gerador de Indução Duplamente Alimentado**. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, SP, 2006.
- SOHN, A. P. **Estudos de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência na Presença de Diferentes Modelos de Unidades Eólicas**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos – USP, São Carlos, SP, 2014.
- SLOOTWEG, J. G. **Wind Power Modeling and Impact on Power System Dynamics**. 2003. Ph. D. Thesis (Electrical Engineering), Technische Universiteit Delft, Delft.
- SLOOTWEG, J. G. DE HAAN, S.W.H. ; POLINDER, H. ; KLING, W.L. General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.18, n.1, p. 144-151, feb, 2003.
- TECHNICAL REGULATIONS. **Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV**- Technical regulations for the properties and the control of wind turbines, Energinet.dk, Transmission System Operator of Denmark for Natural Gas and Electricity, Technical Regulations TF 3.2.5, 2004.
- TIELENS, P.; HERTEM, D. V. Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables. In: Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, 2012. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2012. p.1-6.
- VALLE, D. B. do.; KOPCAK, I.; COSTA, V. da. Aplicação do controlador IPFC para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência. In: XVIII Congresso Brasileiro de Automática, 2010. **Anais...** [S.l.:s.n.], 2010. p.3383-3390.
- VIDAL, J.; ABAD, G.; ARZA, J.; AURTENECHEA, S. Single-phase DC crowbar topologies for low voltage ride through fulfillment of high-power doubly fed induction generator-

based wind turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.28, n.3, p.768-781, sept. 2013.

VIEIRA, J. P. A. **Otimização de Controladores Utilizando Algoritmos Genéticos para Melhoria da Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados**. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, PA, 2009.

VOLTOLINI, H. **Modelagem e Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado com Aplicação em Sistema Eólico**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2007.

YANG, L.; XU, Z.; OSTERGAARD, J.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. Advanced Control Strategy of DFIG Wind Turbines for Power System Fault Ride Through. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.27, n.2, p.713-722, may 2012.

YANG, L.; XU, Z.; OSTERGAARD, J.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P.; MA, X. Oscillatory stability and eigenvalue sensitivity analysis of a DFIG wind turbine system. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.26, n.1, p.328-329, 2011.

ZAMADEI, J. A. **Projeto de Controladores de Amortecimento para Unidades Eólicas de Geração Baseadas em Gerador de Indução Duplamente Alimentado**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Pato Branco, PR, 2012.

Apêndice A

MODELO DO GERADOR SÍNCRONO E DADOS DOS SISTEMAS-TESTE

Este apêndice apresenta o modelo usado para representar o gerador síncrono convencional de 1,5 MVA utilizado nas simulações bem como os dados dos sistemas utilizados, fornecendo informações sobre os valores dos parâmetros das linhas de distribuição e os parâmetros dos geradores.

A.1 - Modelo do Gerador Síncrono

O gerador síncrono utilizado é uma máquina de polos lisos e equipado com um regulador automático de tensão (AVR), conforme mostra a figura A.1. Não foi considerada a inclusão de um estabilizador de sistemas de potência no gerador síncrono (PSS) com o objetivo de comparar os resultados com o DFIG.

Figura A.1: Diagrama de bloco do AVR.

O modelo do gerador representa os efeitos transitórios e subtransitórios dados pelas equações (A.1) – (A.11) (KUNDUR, 1994):

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_s \quad (A.1)$$

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} + D\omega_r = T_m - T_e \quad (A.2)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} \left[\frac{x_q - x'_q}{x'_q - x_l} E''_d - \frac{x_q - x_l}{x'_q - x_l} E'_d + \frac{(x_q - x'_q)(x''_q - x_l)}{x'_q - x_l} I_q \right] \quad (A.3)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} \left[E_{FD} + \frac{x_d - x'_d}{x'_d - x_l} E''_q - \frac{x_d - x_l}{x'_d - x_l} E'_q + \frac{(x_d - x'_d)(x''_d - x_l)}{x'_d - x_l} I_d \right] \quad (A.4)$$

$$\frac{dE''_d}{dt} = \frac{1}{T''_{qo}} [-E''_d + E'_d + (x'_q - x''_q) I_q] + \frac{(x''_q - x_l)}{x'_q - x_l} \frac{dE'_d}{dt} \quad (A.5)$$

$$\frac{dE''_q}{dt} = \frac{1}{T''_{do}} [-E''_q + E'_q + (x'_d - x''_d) I_d] + \frac{(x''_d - x_l)}{x'_d - x_l} \frac{dE'_q}{dt} \quad (A.6)$$

$$\frac{dE_{FD}}{dt} = \frac{T_c K_a}{T_a T_b} (V_{REF} - V_t) + \left(\frac{1}{T_b} - \frac{T_c}{T_a T_b} \right) x_1 - \frac{1}{T_b} E_{FD} \quad (A.7)$$

$$\frac{dx_1}{dt} = \frac{K_a}{T_a} (V_{REF} - V_t) - \frac{1}{T_a} x_1 \quad (A.8)$$

$$V_d = E'_d + x''_q I_q - R_a I_d \quad (A.9)$$

$$V_q = E'_q + x''_d I_d - R_a I_q \quad (A.10)$$

$$V_t^2 = V_d^2 + V_q^2 \quad (A.11)$$

As variáveis do sistema descritas pelas Equações (A.1) – (A.11) são:

- δ : ângulo do rotor do gerador;
- ω_r : velocidade angular do rotor do gerador;
- ω_s : velocidade síncrona do gerador;
- H : constante de inércia do gerador;
- D : constante de amortecimento;
- T_m : torque mecânico;
- T_e : torque eletromagnético do gerador;
- E'_d : componente da tensão interna transitória de eixo direto;
- E'_q : componente da tensão interna transitória de eixo em quadratura;
- E''_d : componente da tensão interna subtransitória de eixo direto;
- E''_q : componente da tensão interna subtransitória de eixo em quadratura;
- T'_{do} : é a constante de tempo de circuito aberto transitória de eixo direto;
- T'_{qo} : é a constante de tempo de circuito aberto transitória de eixo em quadratura;
- T''_{do} : é a constante de tempo de circuito aberto subtransitória de eixo direto;
- T''_{qo} : é a constante de tempo de circuito aberto subtransitória de eixo em quadratura;
- x_d : reatância síncrona de eixo direto;
- x'_d : reatância transitória de eixo direto;

- x_q : reatância síncrona de eixo em quadratura;
- x'_q : reatância transitória de eixo em quadratura;
- x''_d : reatância subtransitória de eixo direto;
- x''_q : reatância subtransitória de eixo em quadratura;
- x_l : reatância de dispersão;
- I_d : componente da corrente terminal do gerador de eixo direto;
- I_q : componente da corrente terminal do gerador de eixo em quadratura;
- E_{FD} : tensão no estator do gerador, equivalente ao efeito da tensão de campo;
- T_a : constante de tempo da excitatriz;
- K_a : ganho da excitatriz;
- T_c : constante de tempo (avanço) do AVR;
- T_b : constante de tempo (atraso) do AVR;
- V_{REF} : tensão de referência do AVR;
- V_t : tensão terminal do gerador;
- V_d : componente da tensão terminal do gerador de eixo direto;
- V_q : componente da tensão terminal do gerador de eixo em quadratura;
- R_a : resistência elétrica de armadura do gerador;
- x_1 : variável do bloco do AVR;

A.2 - Dados dos Sistemas - Teste

O sistema 2 consiste em um sistema de distribuição localizado no interior do Estado de São Paulo. Esta rede de distribuição é interligada ao sistema de transmissão nacional através da conexão com um sistema de subtransmissão de 138 kV, em 60 Hz, e o valor da potência de curto-circuito no ponto de conexão entre as redes de distribuição e de transmissão é de cerca de 2000 MVA. Este sistema de distribuição é interligado ao sistema de subtransmissão através de um transformador de três enrolamentos de 138/11,5/13,8 kV conectado em Y/ Δ /Yg. O diagrama unifilar de tal sistema está apresentado na figura 5.1. Com exceção da barra 603, que possui o nível de tensão rebaixado para 2,4 kV, todas as demais barras operam com um nível de tensão de 13,8 kV. O sistema é composto por 32 barras, 5 transformadores, e 27 seções de linha, totalizando 51 km em linhas de distribuição.

O sistema 2 possui carga total de 10,48 MW e 2,51 MVar. Os dados das linhas de distribuição são apresentados na tabela A.1, ao passo que os dados das cargas estão apresentados na tabela A.2. Os dados dos transformadores são os seguintes ($S_{base} = 10 \text{ MVA}$): $R = 0,0 \text{ p.u}$ e $X = 0,0565 \text{ p.u}$ para TR1; $R = 0,0 \text{ p.u}$ e $X = 0,0396 \text{ p.u}$ para TR2 e para TR3WIND: $R_{1-2} = R_{2-3} = R_{3-1} = 0,0 \text{ p.u}$ e $X_{1-2} = 0,0989 \text{ p.u}$, $X_{2-3} = 0,057 \text{ p.u}$ e $X_{3-1} = 0,174 \text{ p.u}$. A potência base do sistema é de 10 MVA.

Tabela A.1: Dados das linhas

Barra 1	Barra 2	R + j·X [pu/km]	Distância [km]	Barra 1	Barra 2	R + j·X [pu/km]	Distância [km]
292	701	0,01+j0,02	0,25	908	910	0,08+j0,03	1,76
292	901	0,01+j0,02	1,75	910	911	0,08+j0,03	9,00
292	801	0,01+j0,02	0,01	801	802	0,01+j0,02	2,00
901	501	0,02+j0,03	0,01	802	803	0,01+j0,02	2,30
901	902	0,01+j0,02	3,65	803	804	0,01+j0,02	2,65
901	904	0,01+j0,02	0,33	804	601	0,00+j0,00	0,00
902	903	0,01+j0,02	4,40	803	805	0,08+j0,03	3,20
904	905	0,04+j0,03	0,55	805	806	0,08+j0,03	1,73
905	906	0,03+j0,03	0,13	806	807	0,08+j0,03	3,55
906	907	0,03+j0,03	0,75	801	808	0,01+j0,02	2,30
906	908	0,03+j0,03	0,30	808	809	0,01+j0,02	0,25
908	909	0,08+j0,03	1,42	809	810	0,01+j0,02	1,55

Tabela A.2: Dados das cargas

Barra	P [MW]	Q [MVar]	Barra	P [MW]	Q [MVar]	Barra	P [MW]	Q [MVar]
601	5,5	0,0	808	0,06	0,03	904	0,11	0,05
602	0,0	0,2	809	0,11	0,05	905	0,59	0,29
701	1,9	0,87	810	0,1	0,05	906	0,16	0,08
802	0,01	0,01	811	0,07	0,03	907	0,0	0,0
803	0,02	0,01	812	0,03	0,01	908	0,08	0,04
804	1,25	0,57	813	0,0	0,0	909	0,09	0,05
805	0,0	0,0	901	0,12	0,06	910	0,1	0,05
806	0,04	0,02	902	0,06	0,03			
807	0,05	0,02	903	0,0	0,0			

O sistema 1 foi utilizado em FERNANDES (2012), sendo realizado o cálculo do equivalente de Thévenin do sistema 2 visto da barra 806. Na figura 5.1 é possível visualizar o diagrama unifilar do sistema resultante do equivalente, o qual consiste basicamente de uma

máquina versus barramento infinito. A matriz de impedância de cada trecho da linha do sistema 1 é mostrada abaixo:

➤ Linha BUSeq - 806:

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} 9,03 + j5,465 & 0 & 0 \\ 0 & 9,03 + j5,465 & 0 \\ 0 & 0 & 9,03 + j5,465 \end{bmatrix} \Omega$$

➤ Linha 806 - 807:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 7,563 + j3,110 & 1,891 + j1,244 & 1,891 + j1,244 \\ 1,891 + j1,244 & 7,563 + j3,110 & 1,891 + j1,244 \\ 1,891 + j1,244 & 1,891 + j1,244 & 7,563 + j3,110 \end{bmatrix} \Omega$$

As simulações foram feitas utilizando geradores de indução duplamente alimentado (DFIG) e gerador síncrono convencional. Os dados do DFIG foram retirados de (YANG et al., 2011) e estão apresentados na tabela A.3.

Tabela A.3: Dados do sistema eólico.

Parâmetros	Descrição	Valores
R_s	Resistência do estator	0,0076 p.u
L_s	Indutância de dispersão do estator	0,171 p.u
R_r	Resistência do rotor	0,005 p.u
L_r	Indutância de dispersão do rotor	0,156 p.u
L_m	Indutância mútua	3,5 p.u
p	Número de polos	6
V_t	Tensão terminal	1,0 p.u
H_g	Constante de inércia do gerador	0,5 s
H_t	Constante de inércia da turbina	3,0 s
K_{opt}	Constante ótima da turbina	0,579
f_s	Frequência de chaveamento dos conversores	3,0 kHz
C_{dc}	Capacitância do Link CC	0,0625 F
D	Coefficiente de amortecimento	0,01 p.u/rad
K	Coefficiente de rigidez elástica	0,5 p.u/rad
R_L	Resistência do filtro	0,003 p.u
L_L	Indutância do filtro	0,3 p.u
V_{ccref}	Tensão de referência do link CC	1200 V
P_{nom}	Potência Nominal do gerador	1,5 MW
V_v	Velocidade do vento	11,24 m/s
ω_{base}	Velocidade angular base	377 rad/s
S_{base}	Potência base	1,5 MW
V_{base}	Tensão base	575 V

Os dados do transformador de conexão do gerador eólico com a rede e os de conexão dos grupos de motores, são apresentados na tabela A.4 e A.5, respectivamente.

Tabela A.4: Dados do transformador do gerador eólico

Parâmetros	Valores
V_1	13,8 kV
V_2	575 V
R	0,001 p.u
X	0,06 p.u
S_{base}	10 MVA

Tabela A.5: Dados do transformador do grupo de motor

Parâmetros	Valores
V_1	13,8 kV
V_2	460 V
R	0,0 p.u
X	0,0198 p.u
S_{base}	700 kVA

Os dados do gerador síncrono foram adquiridos em (SALIM, 2011), conforme apresentado na tabela A.6. Os dados utilizados no AVR são apresentados na tabela A.7.

Tabela A.6: Dados do gerador síncrono

Parâmetros	Valores
x_d	2,06 p.u
x_q	2,5 p.u
x'_d	0,398 p.u
x'_q	0,3 p.u
x''_d	0,254 p.u
p	6
x_l	0,1 p.u
H	0,5 s
T'_{do}	7,8 s
T'_{qo}	3,0 s
T''_{do}	0,066 s
T''_{qo}	0,075 s

Tabela A.7: Dados do AVR

Parâmetros	Valores
K_a	50
T_a	0,05 s
T_c	1 s
T_b	10 s

Os ganhos dos controladores dos conversores fornecidos pelos fabricantes das unidades eólicas e embutidos no software de simulação, são apresentados na tabela A.8.

Tabela A.8: Ganhos dos controladores

Parâmetros	Valores
K_{p1}	0
K_{i1}	30
K_{p2}	0,5
K_{i2}	22
K_{p3}	0
K_{i3}	25
K_{p4}	0,5
K_{i4}	22
K_{p5}	6
K_{i5}	90
K_{p6}	0,5
K_{i6}	146
K_{p7}	0,5
K_{i7}	146

Os dados dos motores de indução utilizados nas simulações foram retirados do MATLAB® *simulink* e são apresentados na tabela A.9.

Tabela A.9: Dados dos motores.

Parâmetros	Descrição	Valores
R_s	Resistência do estator	0,01818 Ω
L_s	Indutância de dispersão do estator	0,00019 H
R_r	Resistência do rotor	0,009956 Ω
L_r	Indutância de dispersão do rotor	0,00019 H
L_m	Indutância mútua	0,009415 H
p	Número de polos	4
V	Tensão	460 V
f	Frequência	60 Hz
P	Potência	200 HP
H	Constante de inércia	0,3 s

Apêndice B

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO PROBLEMA FIDVR NA OPERAÇÃO DE UM DFIG SOB CONDIÇÕES DESBALANCEADAS

Este apêndice apresenta uma análise da influência do problema *Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR)*, causado pela presença de motores de indução na operação de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) conectado a um sistema de distribuição (sistema 2 da figura 5.1) que opera sob condições desbalanceadas. O objetivo desta análise é determinar o efeito do problema FIDVR nas oscilações de um DFIG com uma comparação entre os resultados das condições balanceadas e desbalanceadas.

Com o objetivo de analisar o efeito do problema FIDVR na geração eólica, torna-se importante entender o comportamento do torque eletromagnético do motor de indução trifásico (MIT) alimentado por tensões desbalanceadas. O desbalanço de tensão é provocado pelo desbalanço das cargas estáticas no sistema 2, conforme apresenta a seção B.2.

B.1 - Torque Eletromagnético do Motor de Indução Operando com Tensões Desbalanceadas

Para as análises dos efeitos de tensões desbalanceadas aplicadas ao motor de indução, consideram-se os efeitos produzidos pelas tensões de sequência negativa que somados aos da tensão de sequência positiva resultam em um conjugado pulsante no eixo da máquina. Sob tensões desequilibradas, o torque médio é igual à soma algébrica do torque produzido pela componente de sequência positiva mais o torque produzido pela componente de sequência negativa (OLIVEIRA, 2011).

Uma análise do torque eletromagnético por meio do circuito elétrico equivalente do MIT pode ser realizada com base no circuito de sequência positiva e negativa (ANDERSON, 1995; OLIVEIRA, 2011), conforme figuras B.1 e B.2, respectivamente.

Figura B.1: Circuito elétrico equivalente de sequência positiva por fase do MIT.

Figura B.2: Circuito elétrico equivalente de sequência negativa por fase do MIT.

Nas figuras B. 1 e B. 2 tem-se: V_1 e V_2 são as tensões do estator de sequências positiva e negativa, respectivamente; I_{r1} e I_{r2} são as correntes do rotor de sequências positiva e negativa, respectivamente; R_s e R_r são as resistências elétricas dos enrolamentos do estator e rotor, respectivamente; L_{s1} , L_{s2} , L_{r1} , L_{r2} , L_{m1} e L_{m2} são as indutâncias de sequências positiva e negativa dos enrolamentos do estator, rotor e de magnetização, respectivamente.

Para o MIT alimentado com tensões equilibradas, a potência que atravessa o entreferro em [W] pode ser determinada por (ANDERSON, 1995; OLIVEIRA, 2011):

$$P_{g1} = \frac{3I_{r1}^2 R_r}{s} \quad (B.1)$$

onde s é o escorregamento do MIT. Assim o torque eletromagnético de sequência positiva pode ser dado por:

$$T_1 = \frac{P_{mec}}{\omega_r} = \frac{P_{g1}(1-s)}{\omega_r} = \frac{P_{g1}}{\omega_s} = \frac{3I_{r1}^2 R_r}{s\omega_s} \quad (B.2)$$

onde ω_s e ω_r são as velocidades síncrona e do rotor em [rad/s].

Já para o MIT alimentado com tensões desbalanceadas, deve-se levar em conta a existência das componentes de sequência negativa. A essas componentes associa-se um

campo girante de mesma frequência, porém de rotação inversa em relação às componentes de sequência positiva. Assim, o escorregamento de sequência negativa pode ser calculado por (ANDERSON, 1995; OLIVEIRA, 2011):

$$s_2 = 2 - s \quad (B.3)$$

De acordo com (B.3) o rotor estará sujeito a um escorregamento de sequência negativa de aproximadamente igual a 2, dando origem a frequência induzida no rotor de aproximadamente 120Hz para um campo girante de sequência positiva de 60Hz.

O torque eletromagnético de sequência negativa atua como um torque de frenagem em relação ao torque de sequência positiva e pode ser dado por (ANDERSON, 1995; OLIVEIRA, 2011):

$$T_2 = - \frac{3I_{r2}^2 R_r}{(2 - s)\omega_s} \quad (B.4)$$

Assim o torque eletromagnético resultante da operação do MIT com tensões desbalanceadas é dado por (ANDERSON, 1995; OLIVEIRA, 2011):

$$T = T_1 + T_2 = \frac{3R_r}{\omega_s} \left[\frac{I_{r1}^2}{s} - \frac{I_{r2}^2}{(2 - s)} \right] \quad (B.5)$$

Portanto, em condições desbalanceadas, o torque eletromagnético produzido é sempre menor que o torque desenvolvido em condições balanceadas.

B.2 - Modelo do Desbalanço de Carga Estática

A seguir é apresentado a forma com que o modelo de desbalanço de carga estática foi realizado neste estudo. Para representar esse desbalanço, um fator denominado μ foi definido e utilizado para representar a variação do desbalanço da carga estática, sendo que este mesmo modelo também foi utilizado no trabalho de (SALIM, 2012).

O fator μ representa o grau de variação da potência aparente da carga de duas fases, mantendo-se a terceira fase com carga constante. A variação em uma das duas fases é incremental, ao passo que em outra fase é decremental, mantendo assim a potência aparente trifásica constante em todos os casos. O cálculo da nova potência aparente das cargas modificadas é realizado da seguinte forma (SALIM, 2012):

$$S_A = (1 + \mu) \frac{L}{3} \quad (B.6)$$

$$S_B = (1 - \mu) \frac{L}{3} \quad (B.7)$$

$$S_C = \frac{L}{3} \quad (B.8)$$

onde $L/3$ é a potência por fase da carga no sistema equilibrado e S_A , S_B e S_C são as potências aparente nas fases A , B e C , respectivamente. O parâmetro μ varia entre 0 e 1 e, com essa definição, pode ser claramente observado em (B.6) e (B.7) que a quantidade de potência aumenta na fase A e diminui na fase B , enquanto em (B.8) pode ser visto que a potência permanece constante.

É importante ressaltar que a definição dada por (B.6) – (B.8) implica que, para qualquer nível de desequilíbrio aplicado, a potência trifásica é mantida constante, o que permite uma comparação do sistema equilibrado com o sistema desequilibrado. Neste estudo o parâmetro μ utilizado foi 0,5.

Outra forma de medir o fator de desbalanço ($F_D(\%)$), normalmente utilizada pelas concessionárias de energia e definido pelo PRODIST, é através da relação da tensão de sequência negativa (V_-) pela tensão de sequência positiva (V_+):

$$F_D(\%) = \frac{V_-}{V_+} \quad (B.9)$$

Para ter uma ideia de quanto o parâmetro μ reflete no $F_D(\%)$ foi feita a medição desse fator de desbalanço utilizado pelo PRODIST na barra de conexão do gerador eólico no sistema 2, de modo que para $\mu = 0,5$, corresponde a um $F_D(\%) = 1,94$. De acordo com o PRODIST esse fator deve ser igual ou menor a 2%.

B.3 - Resultados e Discussões

Para avaliar o efeito do problema FIDVR no gerador DFIG, um curto-circuito fase-fase-terra foi aplicado nas fases A e B da barra 801 do sistema 2 com resistência de falta $R_f = 1m\Omega$. A falta foi aplicada no instante $t = 11s$ e removida 0,5s depois. Serão apresentados os resultados do comportamento apenas do primeiro motor do grupo conectado à barra 808 do sistema 2, uma vez que os demais comportam-se de maneira muito semelhante. Todas as figuras apresentadas são para as condições balanceadas e desbalanceadas.

A figura B.3 mostra o comportamento do torque eletromagnético do motor. É possível observar que no período transitório do torque na condição desbalanceada possui um valor

menor se comparado com a condição balanceada, como mostrado matematicamente na equação (B.5). Consequentemente, nesta situação, a velocidade do motor também apresenta um valor menor se comparado com o caso balanceado, fazendo com que o motor demore mais tempo para atingir o regime permanente, sendo um sintoma característico do problema FIDVR, conforme figura B.4.

Figura B.3: Torque eletromagnético do motor.

Figura B.4: Velocidade mecânica do motor.

Após a falta ser removida, os motores aceleram e o consumo de potências ativa e reativa aumentam em mais de 4 vezes em relação a condição pré-falta, conforme figuras B.5 e B.6, respectivamente. É possível observar também que para a condição desbalanceada esse consumo ocorreu por um período de tempo maior se comparado com o caso balanceado, devido ao torque na condição desbalanceada ser menor.

Figura B.5: Consumo de potência ativa do motor.

Figura B.6: Consumo de potência reativa do motor.

Pode-se observar na figura B.7 que com o aumento no consumo de potência reativa por parte dos motores, a tensão *rms* medida por fase no ponto de acoplamento comum (PAC) do DFIG para a condição desbalanceada sofre um atraso em sua recuperação em aproximadamente 1,3 s desde o momento da remoção da falta até atingir o valor de regime permanente, caracterizando o problema FIDVR. É possível observar também que o tempo de recuperação da tensão para condição balanceada foi ligeiramente menor do que o caso desbalanceado.

Figura B.7: Tensão rms por fase medida no PAC do DFIG.

A figura B.8 apresenta a velocidade do gerador DFIG para a condição balanceada e desbalanceada. A velocidade do DFIG para condição desbalanceada teve um comportamento mais oscilatório em virtude da existência da componente de sequência negativa do torque do motor, o qual leva mais tempo para alcançar o regime permanente, conforme mostra a figura B.3. Assim, esse efeito é refletido diretamente na velocidade do gerador eólico.

Figura B.8: Velocidade do DFIG.

Assim, verifica-se que o efeito do desbalanço de carga no sistema de distribuição sobre o torque eletromagnético produzido pelo motor (devido à presença da componente de sequência negativa) tem um impacto sobre o comportamento oscilatório do DFIG. Uma vez que torque médio produzido pelo motor sempre será menor quando comparado com o caso

balanceado, esta diminuição do torque útil faz com que os motores levem mais tempo para atingir as condições de regime permanente, consumindo mais potência ativa e reativa e, conseqüentemente, agravando o problema FIDVR.

Apêndice C

ANÁLISE DE LOW VOLTAGE RIDE-TROUGH (LVRT) DO DFIG OPERANDO SOB CONDIÇÕES DESBALANCEADAS

O aumento da inserção de geração eólica no SEP nos últimos anos proporcionou que os operadores dos sistemas reformulassem os códigos de redes em vários países, tanto para o sistema de transmissão quanto para a distribuição, como em Portugal e Dinamarca (BARROS, N., 2011; TECHNICAL REGULATIONS, 2004), por exemplo.

Um dos objetivos desses códigos de redes é o cumprimento dos requisitos da curva de suportabilidade a afundamentos de tensão *Low Voltage Ride-Through* (LVRT) ou *Fault Ride Through* (FRT). O atendimento dos requisitos da curva LVRT significa que os geradores eólicos devem permanecer conectados à rede durante a ocorrência de curto-circuitos.

A maioria dos trabalhos pesquisados analisa o atendimento da curva LVRT dos geradores eólicos para o sistema de Transmissão. Uma suposição implícita em tais casos é que o sistema opera com tensão e corrente equilibradas. Além disso, a grande maioria das análises sobre a inserção deste tipo de energia renovável no sistema de distribuição são feitas para o sistema trifásico em condições balanceadas, embora seja um fato conhecido que o desequilíbrio de fase do sistema de distribuição é maior se comparado ao do sistema de transmissão.

Pretende-se com esse estudo analisar o perfil de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) do sistema com a presença de geração eólica (DFIG) fazendo uma análise de suportabilidade dos aerogeradores durante afundamentos momentâneos de tensão, causados por curto-circuitos sob condições de desbalanceamento das cargas estáticas, conforme modelo apresentado na seção B.3 do apêndice B. Para essas análises, a carga foi modelada como estática, conforme modelo apresentado no capítulo 3. As análises foram realizadas no sistema 2 apresentado no capítulo 5.

C.1 - O Problema Low Voltage Ride-Through (LVRT)

A operação dos primeiros parques eólicos permitia a sua desconexão do sistema sempre que a tensão no PAC caísse para valores abaixo de 0,8 p.u. Tais condições operativas eram possíveis devido à pequena quantidade desse tipo de geração e consequentemente baixo impacto desta desconexão (FERREIRA et al., 2008).

Como a inserção de geração eólica no SEP vem crescendo rapidamente, novos códigos de rede estão sendo estabelecidos para esse tipo de geração. Esses novos códigos de rede requerem que os geradores eólicos permaneçam em operação contínua mesmo que a tensão remanescente no PAC for até 15% da tensão terminal. Em alguns países, essa tensão remanescente pode chegar à zero por um período de tempo de até 150 ms como é o caso da Alemanha (FERREIRA et al., 2008). O cumprimento de tais requisitos é muitas vezes referido como a característica LVRT de turbinas eólicas.

O cumprimento dos requisitos da curva LVRT significa que os geradores eólicos devem permanecer conectados à rede e manter sua operação sob afundamentos de tensão no PAC causados por faltas na rede e podem fornecer potência reativa para o sistema a fim de suportar a tensão terminal (REN et al., 2012).

A ocorrência de curto-circuito pode colocar em risco a segurança da operação dinâmica do SEP se os requisitos LVRT não forem cumpridos, em decorrência de perdas significativas de geração eólica, que resultariam na incapacidade de alguns geradores eólicos em continuar em funcionamento durante distúrbios na rede. Por esta razão, os códigos de rede que tomaram forma nos últimos anos requerem que os parques eólicos (especialmente aqueles ligados às redes de alta tensão) a suportarem as quedas de tensão até uma certa percentagem da tensão nominal (0% em alguns casos) durante um certo período de tempo (BARROS, N., 2011).

A maioria dos códigos de rede incluem somente o sistema de Transmissão, tais como, Alemanha, Espanha, Itália e Canadá (IOV et al., 2007). Poucos deles contemplam o sistema de distribuição, como o da Dinamarca, Irlanda e Portugal (IOV et al., 2007; BARROS, N., 2011).

No Brasil os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) define a curva LVRT para o sistema de transmissão, enquanto os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional (PRODIST) não contemplam a curva LVRT.

A maioria dos trabalhos analisa o atendimento da curva LVRT dos geradores eólicos somente para o sistema de Transmissão, o qual opera com tensão e corrente equilibradas e, a grande maioria das análises sobre a inserção deste tipo de energia renovável no sistema de distribuição é feita para o sistema trifásico em condições balanceadas, no entanto, o presente estudo faz as análises desse atendimento para o sistema de distribuição operando com desbalanço de cargas. Na próxima subseção é apresentada uma visão geral sobre requisitos LVRT de geradores eólicos do código de rede para o sistema de distribuição de Portugal.

Sob condições de tensão balanceadas é fácil determinar se a curva LVRT está ou não sendo violada, usando a medição da tensão terminal. Quando as condições de tensão desbalanceadas estão presentes, a medição da tensão terminal tem que ter uma definição clara, pois diferentes esquemas de medição podem ser empregados, conforme mostra a seção C.2. Além disso, códigos de rede não abrangem explicitamente a exigência LVRT em condições de tensão desbalanceadas.

A conexão de geradores de indução com a rede tipicamente não empregam a ligação Y aterrada, o que significa que a corrente de sequência zero não se encontra presente. Como resultado, o modelo do DFIG apresentado no capítulo 3, mesmo na ausência do eixo zero, representa os fenômenos de tensão desbalanceadas típicos de parques eólicos, introduzidas por componentes de sequência negativa de tensão e corrente.

Análises do cumprimento dos requisitos LVRT sobre diferentes esquemas de medição da tensão terminal do gerador eólico DFIG conectado ao sistema de distribuição sob condições de desbalanço de carga são apresentadas na seção C.3.

C.1.1 - Curva LVRT de Portugal

Os requisitos de LVRT também implicam em uma restauração rápida das potências ativa e reativa aos seus valores normais. Alguns códigos de rede impõem um aumento da geração de energia reativa por parte dos parques eólicos durante um distúrbio na rede de forma a proporcionar suporte de tensão (BARROS, N., 2011).

Estes requisitos traduzem-se numa curva semelhante à que se descreve na figura C.1, que mostra a região sombreada em que os aerogeradores devem operar sem se desligarem da rede durante um afundamento de tensão. Essa curva corresponde aos requisitos de LVRT para

os sistemas de energia de Portugal. Para garantir a estabilidade do sistema, foi também estipulado que os geradores eólicos contribuam para a recuperação da tensão após eliminação do defeito através da injeção de potência reativa (BARROS, N., 2011).

Em geral, podemos dizer que os requisitos de LVRT especificam tempos mínimos durante os quais um gerador eólico deverá permanecer em operação, sendo esses tempos de acordo com o valor do afundamento de tensão causado por qualquer falta no sistema. Na figura C.1 a região sombreada indica que os geradores eólicos devem permanecer em operação conectados à rede durante a ocorrência de um curto-circuito no sistema, desde que a tensão medida no ponto de acoplamento comum (PAC) permaneça dentro da região sombreada.

Figura C.1: Curva LVRT utilizada no sistema de distribuição de Portugal. Fonte: (Barros, N., 2011).

Sempre que o gerador eólico opera sob condições de tensão balanceadas, determinar se a curva LVRT está ou não sendo violada usando a medição da tensão terminal é uma questão clara. Isto não é assim, no entanto, quando as condições de tensão desbalanceadas estão presentes. A medição de tensão em si torna-se um problema e, além disso, códigos de rede não abrangem explicitamente tal caso. A fim de analisar os requisitos LVRT sobre condições de tensão desbalanceadas, a próxima seção apresenta diferentes esquemas de medição de tensão.

A curva LVRT adotada nesse estudo para análise dos esquemas de medição da tensão terminal foi a mesma utilizada no código de rede de Portugal para a conexão com o sistema de distribuição, conforme apresentada na figura C.1. Foi realizada uma pesquisa que envolveu a análise da curva LVRT para o sistema de distribuição de vários países e a que possuía as informações mais claras era a portuguesa e por isso ela foi adotada.

C.2 - Esquemas de Medição da Tensão Terminal

Os esquemas de medição da tensão terminal variam de acordo com o transdutor do fabricante. Este estudo utiliza três tipos de esquemas de medição da tensão terminal (Tipo 1, Tipo 2 e Tipo 3) para as simulações e podem ser encontrados em (SALIM, 2011; HYDRO-QUÉBEC, 2006; REGINATTO; SONODA; NASCIMENTO, 2011; IEEE STD1459, 2010; CZARNECKI, 2008). O transdutor do Tipo 2 é adotado no código de rede da Hydro-Québec para o sistema de transmissão como medição da tensão terminal no PAC.

$$\text{Tipo 1} \rightarrow V_t = \frac{V_{Arms} + V_{Brms} + V_{Crms}}{3} \quad (C.1)$$

$$\text{Tipo 2} \rightarrow V_t = \frac{V_A + aV_B + a^2V_C}{3} \quad (C.2)$$

$$\text{Tipo 3} \rightarrow V_t = \sqrt{\frac{V_{Arms}^2 + V_{Brms}^2 + V_{Crms}^2}{3}} \quad (C.3)$$

Nas expressões Tipo 1 e Tipo 3 as tensões são valores rms medidos nas fases A, B e C. Já expressão Tipo 2 se traduz na tensão de sequência positiva, em que V_A, V_B e V_C são as componentes das tensões das fases A, B e C, respectivamente; a e a^2 são operadores que valem $1 \angle 120^\circ$ e $1 \angle -120^\circ$, respectivamente.

A maioria dos códigos de rede não especifica o tipo de esquema de medição da tensão terminal que deve ser feito no PAC. Esse estudo mostra na seção C.3 que, dependendo do tipo de medição, a tensão terminal assume valores diferentes durante a ocorrência do curto-circuito, refletindo diretamente no cumprimento dos requisitos da curva LVRT.

C.3 - Resultados da Análise do Cumprimento dos Requisitos LVRT sobre Diferentes Esquemas de Medição da Tensão Terminal do DFIG

Para analisar a curva LVRT no sistema de distribuição com operação desbalanceada, foi considerado o mesmo modelo de desbalanço da carga apresentado no apêndice B e com fator de desbalanço μ nas cargas de 50%.

Para avaliar o cumprimento dos requisitos LVRT do gerador eólico DFIG, uma falta fase-fase-terra com resistência de falta $R_f = 200m\Omega$ foi aplicada nas fases A e C na barra do

gerador do sistema teste, no instante $t = 8s$ e removida 0,5s depois. Admite-se aqui que o gerador eólico não será desconectado por sobrecorrente nos conversores.

A figura C.2 mostra o comportamento da tensão terminal medida através do transdutor Tipo 1. É possível observar que a tensão terminal teve um afundamento de aproximadamente 55% da tensão nominal, não violando a curva LVRT.

Figura C.2: Tensão terminal medida através do transdutor Tipo 1.

Na figura C.3 é possível observar a resposta da tensão terminal medida através do transdutor Tipo 2. A tensão terminal teve um afundamento de aproximadamente 63% da tensão nominal, permanecendo ainda dentro da curva LVRT.

Figura C.3: Tensão Terminal medida através do transdutor Tipo 2.

A figura C.4 mostra a resposta da tensão terminal medida através do transdutor *Tipo 3*. Nesse caso a tensão terminal teve um afundamento de 40% da tensão nominal, respeitando os requisitos da curva LVRT.

Figura C.4: Tensão Terminal medida através do transdutor Tipo 3.

Analisando as figuras C.2, C.3 e C.4, é possível notar que de acordo com o transdutor utilizado, o afundamento de tensão assume valores diferentes, embora nestes casos todas as medições cumpram os requisitos da curva LVRT e, assim, o gerador eólico permanece em operação.

Quando o sistema está sob condições desbalanceadas, os transdutores apresentados podem não ser adequados, porque eles acabam fazendo uma média das tensões de fase e, portanto, não é possível avaliar o comportamento individual de cada fase do sistema perante os afundamentos de tensão.

Para contornar essa situação, esse estudo propõe como medida alternativa para avaliar os cumprimentos dos requisitos da curva LVRT no sistema desbalanceado que a medição da tensão terminal seja feita individualmente nas três fases do sistema, como mostra a figura C.5. As figuras C.5 e C.6 mostram que medindo a tensão terminal *rms* individualmente por fase, a tensão no PAC viola a curva LVRT nas fases A e C devido à ocorrência do curto-circuito nessas fases. É possível observar também que a tensão terminal nas fases A e C teve um afundamento de aproximadamente 82% da tensão nominal. Diante dessa situação, o gerador eólico pode desligar-se do sistema.

Figura C.5: Medição da tensão terminal *rms* por fase.

A figura C.6 é resultado da ampliação da figura C.5 entre os instantes de 8 a 8,5 s.

Figura C.6: Ampliação da figura C.5.

Os requisitos LVRT para a geração de energia eólica no sistema de distribuição não abrangem explicitamente o caso de operação com tensão desequilibrada. Sob condições desbalanceadas, a medição da tensão terminal pode ser realizada por diferentes esquemas. O afundamento de tensão atinge valores diferentes de acordo com o esquema de medição, levando a possíveis conclusões diferentes sobre o cumprimento dos requisitos LVRT para a mesma condição de falta. Além disso, como a medição da tensão terminal é feita individualmente para cada fase, em casos desbalanceados pode-se observar a curva LVRT sendo violada por uma ou mais tensões de fase.

Já quando o esquema de medição trifásico é utilizado, o exemplo mostrado nessa seção demonstra claramente que existem condições de falta em que a violação monofásica é observada, mas o indicador trifásico gerado pelo medidor não identifica essa condição. Uma vez que o gerador pode sofrer a violação da curva LVRT em qualquer uma das tensões de fase, estes resultados indicam que, para condições desbalanceadas, todas as três fases devem ser analisadas individualmente.